

中国石化北海炼化有限责任公司
原料预处理装置节能改造项目
环境影响报告书
(公示稿)

建设单位：中国石化北海炼化有限责任公司（盖章）

编制单位：广西博环环境咨询服务有限公司(盖章)

编制时间：二〇二〇年一月

概 述

一、项目由来

中国石化北海炼化有限责任公司（以下简称北海炼化）地处广西北海市铁山港工业区，是中国石化在西南地区唯一的炼化企业。北海炼化始建于 1989 年，原名为北海石油化工厂。2002 年 7 月，北海石油化工厂划入中国石油化工股份有限公司，成立中国石油化工股份有限公司北海分公司。按照中国石化的战略部署，中国石化于 2009 年 7 月 21 日组建了北海炼油异地改造项目筹备组，实施北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目。项目于 2010 年 3 月 3 日土建开工，2011 年 9 月底建成，2012 年 1 月 1 日打通全厂装置流程，并一次投产成功，实现了项目建设既定总目标。2011 年 12 月 31 日，北海炼油异地改造项目筹备组与北海分公司进行整合，并与北海市路港建设投资开发有限公司合资，组建中国石化北海炼化有限责任公司。

2015 年 11 月，公司实施北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目，2016 年 1 月 22 日项目建成投产，具备了 640 万吨/年原油加工能力，拥有 15 套主要生产装置。配套项目石化码头工程于 2015 年 12 月 12 日建成投用，石化码头拥有 2 个 5000 吨级泊位，具备 150 万吨/年的吞吐能力。

北海炼化现有加工流程设计加工进口混合原油，近几年，已加工原油品种十多种，以沙轻、沙重、伊轻、伊重等原油为主。主要产品包括：汽油、柴油、航空煤油、石脑油、聚丙烯、苯、液化石油气、石油焦、硫磺、高等级道路沥青等，是我国大西南最重要的能源供应基地之一。

本次改造预处理装置规模不变，仍为加工 640 万吨/年原油，原料变化，由原设计原油变更为原设计原油和穆尔班原油，同步进行装置的节能改造。由于穆尔班原油硫含量为 0.79wt%，酸值为 0.08mgKOH/g，属于含硫低酸原油，而原设计进口原油属于高硫高酸原油，为了给下游装置提供低硫原料需要将穆尔班原油与原设计进口原油分储分炼。

二、建设项目特点

(1) 北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目、8 万吨/年 MTBE（甲基叔丁基醚）装置项目、北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目、北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目催化裂化装置富氧再生配套设施项目、150 万吨/年 S-Zorb 催化汽油吸附脱硫

装置技改项目分别于 2012 年 11 月、2013 年 12 月、2017 年 7 月、2017 年 8 月、2019 年 11 月通过竣工环境保护验收。北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目结构调整改造项目、硫磺装置尾气脱硫项目、全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目目前正在建设建设中。

(2) 本次预处理装置改造工艺技术方案不变，即：采用初馏-常压蒸馏-一级减压蒸馏-二级减压蒸馏的四级蒸馏技术方案，通过调整常压塔和一级减压塔拔出率以满足原油品种及处理量改变的生产需要，同时二级减压蒸馏采用减压深拔工艺方案。

(3) 技改项目建成后，全厂污染物排放量不变。

三、评价工作过程

依据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境影响评价分类管理名录》的有关要求，原料预处理装置节能改造项目应进行环境影响评价，编制环境影响报告书，为此，中国石化北海炼化有限责任公司委托我公司承担该项目的环境影响评价工作。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令第 1 号，2018 年 4 月 28 日起实施），本项目属于“十四、石油加工、炼焦业”类的第 33 条中的“原油加工”项目，需编制环境影响报告书。

我公司接受委托后立即组织有关专业技术人员开展环境状况调查和收集相关资料，进行环境影响因素识别与评价因子筛选，明确了评价重点与环境保护目标，确定工作等级、评价范围和评价标准，制定了工作方案；根据工作方案，项目组对评价范围进行了现场勘查。本评价通过对项目周围的自然环境进行调查评价以及项目的工程情况进行详细的调查分析，并在此基础上预测和分析项目对周围环境的影响程度、范围，分析和论证项目采取的环境保护措施以及在技术上的可行性以及处理效果，从环境保护的角度论证项目的合理性。同时，本着“达标排放”等原则，提出切实可行的环保措施和防治污染对策。整合上述工作成果，编制完成环境影响评价文件。

四、分析判定相关情况

1、产业政策相符性分析

本项目为对现有的 640 万吨/年常减压预处理装置进行节能改造，对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本项目不属于限制类的第四条中“新建 1000 万吨/年以下常减压装置”，以及淘汰类第四条中“200 万吨/年以下常减压装置”，本项目符合国家相

关产业政策。

2、与规划相符性分析

本项目位于北海市铁山港工业区北海炼化厂内，用地属于三类工业用地，符合园区用地规划，石油化工属于园区定位重点发展的产业，符合园区产业定位，用地位于石油化工产业组团，符合园区产业布局规划。项目不属于北海市各产业园区产业准入负面清单（北政发〔2017〕15号）中北海市铁山港（临海）工业区禁止类的产业，满足准入要求。项目符合《广西北部湾经济区北海市铁山港工业区规划环境影响报告书》及审查意见（桂环管函〔2009〕268号）的相关环保要求，符合《广西北部湾经济区北海市铁山港工业区规划环境影响跟踪评价报告书》及审查意见的相关环保要求。

3、选址符合性分析

本项目位于北海市铁山港工业区北海炼化厂内，用地为三类工业用地，项目周边无自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等生态环境敏感目标，距离北海市区和重要旅游景区距离较远，属于整个工业区的下风向区域，下风向无密集的居民区。项目区域大气环境质量现状总体较好，有一定的大气环境容量，现有项目800m卫生防护距离内居民均已搬迁。本项目不新增废水排放，废水经现有污水处理场处理达标后，在B3排污口深海排放，排污区域环境容量相对充足，能满足本项目废水排放需求。

综上所述，本项目选址是合理的。

4、“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

项目位于北海市铁山港工业区，陆域周边无自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区等生态保护目标；项目废水最终排放的海域为铁山港西岸排污区1（GX012DIV），属四类海水环境功能区，不属于《广西海洋生态红线划定方案》（桂政函〔2017〕233号）划定的禁止类红线区和限制类红线区，项目不新增废水排放，不会造成其海洋环境功能降级，满足广西海洋生态红线管控要求。故本项目建设排污满足区域生态红线要求。

（2）区域环境质量底线

项目所在区域的环境质量底线为：环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；地下水水质除pH值外均可达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，项目区域地下水pH值呈偏酸性，根据历史监测资料，北海市属于滨海平原地区，受地质条件影响，北海市地下水总体偏酸性；海水水质、海

洋沉积物质量满足相应海洋环境功能的要求；声环境质量达到 3 类标准或声环境功能区要求；土壤环境质量达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求。

本项目大气环境、地下水环境、海水水质环境、土壤环境质量均能够满足相应的标准要求。本项目不新增废气、废水排放量，废水、废气和噪声经污染防治措施处理后均能达标排放。采取本项目提出的相关整改防治措施后，本项目排放的污染物不会降低区域环境质量，不会加剧环境的恶化，不触及环境质量底线。

（3）资源利用上线

本项目用地位于中国石化北海炼化有限责任公司现有厂区内，不新增用地，不侵占基本农田或生态林地等，改造后蒸汽等用量变少，属于节能改造项目，符合资源利用上线要求。

（4）环境准入负面清单

项目选址符合园区规划要求，不在园区规划环评、跟踪环评提出的负面清单内，满足北海市铁山港工业区规划环评和审查意见各项要求。此外，项目符合国家规定的环保要求，不属于《北海市各产业园区产业准入负面清单》（北政发〔2017〕15号）中北海市铁山港（临海）工业区禁止类产业，根据北海市发展改革委员会认定，项目符合北海市铁山港（临海）工业区产业准入要求（附件 14）。

五、关注的主要环境问题及环境影响

本评价关注的主要环境问题及环境影响有：

- （1）本项目现有工程污染物排放情况及存在的主要环境问题。
- （2）改造项目污染物排放对周围环境的影响。
- （3）项目运行过程的环境风险及风险防范措施。

六、报告书主要结论

本项目符合国家和地方相关产业政策，符合各项环保规划和园区规划。项目拟采取的污染防治措施技术成熟、可靠，能确保各类污染物稳定达标排放。虽然项目的建设和运营过程中不可避免会带来一些环境负面影响，但在采取各种污染防治措施情况下，不会导致区域环境质量降级，满足环境功能区划要求，环境风险影响属于可以接受水平。项目建设运行能满足生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的要求，不属于区域

环境准入负面清单禁止和限制的产业。因此，只要建设单位认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、环境风险防范措施以及环境管理措施等，严格执行环保“三同时”制度，从环境保护角度分析，项目建设可行。

目录

概 述	I
1 总则	8
1.1 编制依据	8
1.2 环境功能区划	12
1.3 评价因子与评价标准	17
1.4 评价工作等级和评价范围	24
1.5 环境保护目标和环境敏感目标	27
1.6 相关政策、规范相符性分析	29
2 建设项目工程分析	33
2.1 现有工程建设过程回顾	33
2.2 技改项目概况	116
2.3 技改项目工程分析	128
2.4 污染物排放“三本账”	137
3 环境现状调查与评价	138
3.1 自然环境现状调查与评价	138
3.2 铁山港（临海）工业区分区规划概况	149
4 环境影响预测与评价	157
4.1 大气环境影响预测评价	157
4.2 地表水环境影响分析	160
4.3 地下水环境影响预测与评价	160
4.4 土壤环境影响预测与评价	166
4.5 固体废物影响分析	169
5 环境风险评价	170
5.1 现有工程环境风险回顾性分析	170
5.2 技改工程风险调查	181
5.3 环境风险潜势判定	183
5.4 环境风险评价等级及评价范围	188
5.5 环境风险识别	189
5.6 风险事故情形分析	198
5.7 风险预测与评价	200
5.8 环境风险防范措施	216

5.9	现有工程风险管理措施.....	216
5.10	结论与建议.....	242
6	环境保护措施及其可行性论证.....	245
6.1	废气环境保护措施及其可行性论证.....	245
6.2	废水污染防治措施及其可行性分析.....	246
6.3	地下水污染防治措施及其可行性分析.....	249
6.4	噪声污染防治措施及其可行性分析.....	251
6.5	固体废物污染防治措施及其可行性论证.....	251
6.6	环境保护投资估算.....	251
7	环境影响经济损益分析.....	253
7.1	本工程经济效益.....	253
7.2	环保投资及运行费用.....	253
7.3	环保治理费用经济效益分析.....	254
7.4	小结.....	255
8	环境管理与监测计划.....	256
8.1	环境管理.....	256
8.2	污染物排放清单.....	258
8.3	环境监测.....	261
8.4	小结.....	274
9	环境影响评价结论.....	275
9.1	现有项目概况.....	275
9.2	技改项目概况.....	275
9.3	污染物排放情况.....	275
9.4	主要环境影响.....	275
9.5	环境保护措施.....	278
9.6	环境影响经济损益分析.....	279
9.7	综合结论
		279

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 国家的法律法规和规章

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014年4月24日修订);
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年12月29日修订);
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年10月26日修订);
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017年6月27日修订);
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法实施细则》(2018年4月4日修订);
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018年12月29日修订);
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2016年11月7日修订);
- (8) 《中华人民共和国海洋环境保护法》(2017年11月4日修订);
- (9) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019年1月1日起施行);
- (10) 《产业结构调整指导目录(2019年本)》;
- (11) 《中华人民共和国城乡规划法》(2015年4月修订);
- (12) 《建设项目环境保护管理条例》(2017年7月16日修订);
- (13) 《中华人民共和国环境保护税法》(2018年1月1日起实施);
- (13) 《排污许可管理办法(试行)》(2018年1月10日起实施);
- (14) 《关于落实科学发展观加强环境保护的决定》(国发〔2005〕39号,2005年12月实施);
- (15) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发〔2011〕35号);
- (16) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发〔2013〕37号);
- (17) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号);
- (18) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发〔2016〕31号);
- (19) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办〔2014〕30号);
- (20) 《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(国发〔2018〕22号);
- (21) 《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》

(2018年6月16日发布);

(22)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150号)

(23)《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》(环发〔2011〕150号);

(24)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕98号);

(25)《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》(环发〔2015〕4号)

(26)《关于印发〈建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)〉的通知》(环发〔2015〕163号);

(27)《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》(环办〔2013〕104号);

(28)《危险废物转移联单管理办法》(总局令 第5号,1999年10月1日起施行);

(29)《关于加强危险废物、医疗废物和放射性废物处置工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》(环办〔2004〕11号);

(30)《危险废物经营许可证管理办法》(2016年2月6日修订);

(31)《国家危险废物名录》(环境保护部令第39号,2016年8月1日起实施);

(32)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部令第43号,2017年10月1日起实施);

(33)《关于印发“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案的通知》(环大气〔2017〕121号);

(34)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令第1号,2018年4月28日起实施)。

(35)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令第3号,2018年8月1日起实施);

(36)《工业炉窑大气污染综合治理方案》(环大气〔2019〕56号);

(37)《环境影响评价公众参与办法》(环境保护部令第4号,2019年1月1日起实施)。

1.1.2 有关地方法规与规划

(1)《广西壮族自治区环境保护条例》,(2016年5月25日修订);

- (2) 《广西壮族自治区主体功能区规划》(桂政发〔2012〕89号);
- (3) 《广西生态文明体制改革实施文案》(2017年);
- (4) 《广西壮族自治区大气污染防治条例》(2019年1月1日起实施);
- (5) 《广西壮族自治区生态环境厅关于印发〈广西壮族自治区建设项目环境影响评价文件分级审批管理办法〉(2019年修订版)的通知》(桂环规范〔2019〕8号);
- (6) 《广西环境保护和生态建设“十三五”规划》(桂政办发〔2016〕125号);
- (7) 《广西壮族自治区人民政府办公厅关于印发广西壮族自治区建设项目环境准入管理办法的通知》(桂政办发〔2012〕103号);
- (8) 《广西壮族自治区人民政府办公厅关于印发大气污染防治行动工作方案的通知》(桂政办发〔2014〕9号);
- (9) 《广西壮族自治区人民政府办公厅关于印发广西水污染防治行动计划工作方案的通知》(桂政办发〔2015〕131号);
- (10) 《广西壮族自治区人民政府办公厅关于印发广西土壤污染防治行动工作方案的通知》(桂政办发〔2016〕167号);
- (11) 《广西壮族自治区人民政府办公厅关于印发广西大气污染防治攻坚三年作战方案(2018~2020年)的通知》(桂政办发〔2018〕80号);
- (12) 《广西水污染防治攻坚三年作战方案(2018-2020年)的通知》(桂政办发〔2018〕81号);
- (13) 《广西土壤污染防治攻坚三年作战方案(2018-2020年)》(桂政办发〔2018〕82号);
- (14) 《广西生态环境保护基础设施建设三年作战方案(2018-2020年)》(桂政办发〔2018〕83号);
- (15) 《广西海洋生态红线划定方案》(桂政函〔2017〕233号);
- (16) 《广西生态保护红线管理办法(试行)》(桂政办发〔2016〕152号)
- (17) 《北海市人民政府办公室关于印发北海市大气污染防治行动实施方案的通知》(北政办〔2014〕74号);
- (18) 《北海市人民政府办公室关于印发北海市水污染防治行动计划工作方案的通知》(北政办〔2016〕14号);
- (19) 《北海市人民政府办公室关于印发北海市土壤污染防治行动计划工作方案

通知》（北政办发〔2016〕183号）；

（20）《北海市人民政府办公室关于印发北海市土壤污染防治攻坚战三年作战方案（2018-2020年）的通知》（北政办发〔2018〕155号）；

（21）《北海市人民政府办公室关于印发北海市大气污染防治攻坚战三年作战方案（2018-2020年）的通知》（北政办发〔2018〕156号）；

（22）《北海市人民政府办公室关于印发北海市水污染防治攻坚战三年作战方案（2018-2020年）的通知》（北政办发〔2018〕157号）；

（23）《北海市人民政府办公室关于印发北海市国民经济和社会发展第十三年规划纲要主要目标和重点任务分工方案的通知》（北政办〔2016〕102号）；

（24）《广西北部湾经济区北海市铁山港工业区规划环境影响跟踪评价报告书》（2019年）及专家意见。

1.1.3 技术导则与规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

（7）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（9）《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2000）；

（10）《环境空气质量手工监测技术规范》（HJ194-2017）；

（11）《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）；

（12）《水污染物排放总量监测技术规范》（HJ/T 92-2002）；

（13）《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）；

（14）《危险废物鉴别技术规范》（HJ/T298-2007）；

（14）《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）；

（15）国家环保总局等编《水和废水监测分析方法》（第四版）；

（16）国家环保总局等编《空气和废气监测分析方法》（第四版）；

- (17) 《海洋监测规范》(GB17378-2007);
- (18) 《海洋调查规范》(GB12763-2007);
- (19) 《近岸海域环境监测规范》(HJ442-2008) 及《近岸海域环境监测点位布设技术规范》(HJ 730-2014);
- (20) 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9410-2007);
- (21) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018);
- (22) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018);
- (23) 《排污单位自行监测技术指南石油炼制工业》(HJ880-2017);
- (24) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)。

1.1.4 其它依据

- (1) 委托书;
- (2) 项目备案;
- (3) 项目可行性研究报告;
- (4) 建设单位提供的其他资料。

1.2 环境功能区划

本项目所在区域为工业区, 根据《关于同意北海市城市环境功能区划分修编方案的批复》(北政办函〔2012〕93号)和北海市铁山港工业区环境功能区划方案, 评价区域空气环境属二类功能区; 声环境为3类声环境功能区。项目周边地下水功能为农业用水和分散式生活饮用水, 水质类别为III类。

项目废水经处理后最终经铁山港深海排放管网在B3排污口深海排放, 根据《广西近岸海域环境功能区划调整方案》(桂政办发〔2011〕74号), 排污口位于铁山港西岸排污区1(GX012DIV), 属四类海水环境功能区。

项目选址于北海市铁山港, 属于广西北部湾经济区, 《广西壮族自治区主体功能区规划》, 项目位于国家层面重点开发区域; 根据《生态广西省(区)建设规划纲要》, 项目位于重点开发区; 根据《广西壮族自治区生态功能区划》(桂政办发〔2008〕8号), 项目不位于重要生态功能区范围; 根据《广西海洋生态红线划定方案》, 项目不涉及海洋生态禁止类红线和限制类红线区。

评价区环境功能属性汇总见表1.2-1。评价海域环境功能区划详见表1.2-2。

表1.2-1 项目所在地环境功能属性汇总表

序号	项目	类别
1	海水环境功能区	排污区属四类海水环境功能区
2	地下水环境功能区	Ⅲ类地下水功能区
3	环境空气质量功能区	二类环境空气功能区。
4	声环境功能区	项目用地为3类声环境功能区
5	是否涉及自然保护区	陆域不涉及，排污海域涉及广西合浦儒艮国家级自然保护区、广西山口红树林生态自然保护区
6	是否涉及水源保护区	不涉及
7	是否涉及基本农田保护区	不涉及
8	是否涉及风景名胜区	不涉及
9	是否涉及重要生态功能区	不涉及
10	是否重点文物保护单位	不涉及
11	是否水库库区	不涉及
12	是否有其它重点保护目标	不涉及
13	是否污水处理厂集水范围	是，废水由依托现有污水处理场处理达标后深海排放。

表1.2-2 评价海域近岸海域环境功能区划

序号	环境功能区		环境功能区名称	环境功能区位置	面积(km ²)	主导使用功能	水质目标类型	备注
	代码	类别						
1	GX001A I	一	广西合浦儒艮国家级自然保护区	东起合浦县山口镇英罗港, 西至沙田镇, 岸线长 43km, 位置是 E109°38'30.0"、N21°30'00.0", E109°46'30.0"、N21°30'00.0" , E109°44'00.0" 、 N21°18'00.0" , E109°34'30.0"、N21°18'00.0"围成的海域, 总面积 350km ² , 其中核心区面积 132km ² , 缓冲区面积 110km ² , 实验区面积 108km ² 。	350	保护以儒艮和中华白海豚为主的珍稀海洋生物及其栖息环境	一	
2	GX002A I	一	广西山口红树林生态自然保护区	合浦县丹兜海和英罗港湾内, 海岸线总长 50km, 陆域面积 40km ² , 海域面积为 40km ² , 核心区位于 E109°43'00.0"、N21°28'00.0"附近海域。	80(陆域40、海域40)	保护红树林生态系统	一	
3	GX005B II	二	英罗港养殖区	沙田镇至英罗港海域(除广西山口红树林生态自然保护区、广西合浦儒艮国家级自然保护区、港口区、航道区、工业用海区、排污区外), 岸线长约 15km。	45	方格星虫等海产品养殖用海	二	
4	GX006CIII	三	榄子根工业用海区	铁山港湾东岸, 榄子根村以北至朱屋村岸线, 岸线向海 1km 的海域。	6	工业建设用海	三	
5	GX008DIV	四	沙田港港口区	沙田镇北面 E109°39'32.0"、N21°31'26.0"起, 围绕沙田半岛至 E109°39'33.0"、N21°30'51.0"的沙田港规划岸线, 长 2km, 岸线向海 1km 的海域, 周围设 0.5km 水质过渡带。	2	港口、工业用海	四	
6	GX009DIV	四	铁山港东岸排污区	铁山港航道东侧, 位置是 E109°35'10.5"、N21°36'01.2", E109°36'03.0"、N21°36'09.0", E109°36'39.1"、N21°34'04.0", E109°36'36.2"、N21°33'53.8"围成的海域, 面积 3km ² 。	3	港口、工业、生活排污用海	四	
7	GX010DIV	四	铁山港东岸港口工业区	东南面为沙尾村(与广西山口红树林生态自然保护区丹兜海片区岸线距离 2km), 西北面至冲美村岸线, 岸线长	9	港口、工业用海	四	

序号	环境功能区		环境功能区名称	环境功能区位置	面积(km ²)	主导使用功能	水质目标类型	备注
	代码	类别						
				约 9km, 岸线向海 1km 的海域, 周围设 0.5km 水质过渡带。				
8	GX011DIV	四	北海港铁山港作业区	铁山港湾西岸, 从规划的白沙头港边界向南至玉塘村(E109°28'00", N21°28'00")的规划岸线, 长约 25km, 岸线向海 1km 的海域, 周围设 1km 水质过渡带。	25	港口、工业用海	四	
9	GX012 D IV	四	铁山港西岸排污区 1	铁山港湾口, 位置为 E109°33'42.0", N21°29'30.0"; E109°33'42.0" , N21°31'15.0" ; E109°36'15.0" , N21°31'15.0"; E109°36'15.0", N21°29'30.0"围成的海域, 周围设 1km 水质过渡带	15	港口、工业、生活排污用海	四	项目排污口所处功能区
10	GX013DIV	四	铁山港西岸排污区 2	铁山港湾口, 位置是以 E109°33'00.0"、N21°27'00.0"为中心, 向东南西北各延伸 1km 的海域, 面积 4km ² , 周围设 1km 水质过渡带。	4	港口、工业、生活排污用海	四	
11	GX014B II	二	铁山港水产养殖区	沙田、白沙、山口、闸口、兴港镇附近海域。		对虾、鱼、蟹等海产品养殖用海	二	
12	GX015DIII	四	沙田港航道区	沙田镇西南海域, 长 6km, 宽 0.3km	1.8	船舶通航用海	三	
13	GX016DIII	四	铁山港航道区	铁山港中、南部海域(东西两条航道), 东航道长 40km, 宽 0.5km; 西航道长 5km, 宽 0.5km。	22.5	船舶通航用海	三	
14	GX017DIII	四	铁山港 5 万吨级锚地区	铁山港湾口, 位置是 E109°34'08.0"、N21°22'52.0", E109°37'08.0" 、 N21°20'10.0" , E109°36'51.1" 、 N21°20'10.0", E109°36'51.0"、N21°22'52.0"围成的海域, 周围设 0.2km 水质过渡带。	10	船舶停泊、引航、检疫用海	三	
15	GX024B II	二	营盘海水养殖区	从营盘渔港西侧至西村港东岸-5m 等深线以内的海域。	105	珍珠等海产品养殖用海	二	

序号	环境功能区		环境功能区名称	环境功能区位置	面积(km ²)	主导使用功能	水质目标类型	备注
	代码	类别						
16	GX025B II	二	营盘海产品增殖区	从营盘渔港西侧至西村港东岸-5m 至-10m 等深线的海域	600	海产品增殖、海洋渔业用海	二	

1.3 评价因子与评价标准

1.3.1 环境影响识别和评价因子筛选

1.3.1.1 环境影响要素识别

项目施工期为 1 个月，仅为设备改造及安装，因此环境影响仅对运营期进行识别，运营期对各环境要素的影响类型和程度分析见表 1.3-1。

表1.3-1 建设项目环境影响要素分析结果

影响类型 影响阶段	影响类型								影响程度			
	可逆	不可逆	短期	长期	直接	间接	局部	区域	不显著	显著		
										小	中	大
运营期	地表水环境		√	√			√	√		√		
	大气环境		√		√	√		√			√	
	声环境	√		√		√		√		√		
	生态环境		√		√	√		√		√		
	地下水环境		√		√		√	√		√		
	土壤环境		√		√	√		√		√		

1.3.1.2 污染因子筛选

本项目主要污染源及污染因子详表 1.3-2。

表1.3-2 本项目主要污染源及污染因子

工程阶段	环境要素	主要污染因子
运营期	废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃、VOCs
	废水	pH、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS、石油类
	噪声	等效连续A声级Leq[dB(A)]
	固体废物	无

1.3.1.3 评价因子的确定

本项目环境影响评价确定的评价因子详见表 1.3-3。

表1.3-3 本项目评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	预测、分析评价因子
空气	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、TVOC、非甲烷总烃、苯、甲苯、二甲苯、硫化氢	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
地表水	/	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS、石油类
地下水	pH值、耗氧量、挥发性酚、氨氮、硫化物、氰化物、铅、镍、砷、汞、苯、甲苯、二甲苯（总量）、乙苯、石油类、苯并（a）芘	石油类、氰化物
包气带	pH值、耗氧量、挥发性酚类、氨氮、硝酸盐氮、	/

环境要素	现状评价因子	预测、分析评价因子
	亚硝酸盐氮、石油类、苯、甲苯、二甲苯、氯苯	
土壤	GB3660-2018 表1所列45项基本因子+石油烃(C ₁₀ -C ₄₀), 共46项	/
噪声	等效连续A声级	等效连续A声级

1.3.2 评价标准

1.3.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

项目区域 PM₁₀、TSP、SO₂、NO₂、CO 和 O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准, 苯、甲苯、二甲苯、硫化氢、TVOC 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值, 非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》P244 标准值, 具体详见表 1.3-4。

表1.3-4 环境空气质量执行标准一览表(摘录)

序号	评价因子	平均时段	单位	标准值	标准来源		
1	PM ₁₀	年平均	μg/m ³	70	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准		
		24 小时平均		150			
2	TSP	年平均		200			
		24 小时平均		300			
3	SO ₂	年平均		60			
		24 小时平均		150			
		1 小时平均		500			
4	NO ₂	年平均		40			
		24 小时平均		80			
		1 小时平均		200			
5	O ₃	日最大 8 小时平均				160	
6	CO	24 小时平均		mg/m ³		4	
7	苯	1 小时平均	μg/m ³	110	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D		
8	甲苯	1 小时平均	μg/m ³	200			
9	二甲苯	1 小时平均	μg/m ³	200			
10	硫化氢	1 小时平均	μg/m ³	10			
11	TVOC	8 小时平均	μg/m ³	600			
12	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m ³	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》		

(2) 海洋环境质量标准

项目评价海域海水水质按所属水环境功能区执行相应的《海水水质标准》(GB3097-1997), 具体标准限值见表 1.3-5。

表1.3-5 《海水水质标准》(摘录) 单位: mg/L (pH 值及标注者除外)

序号	项目	评价标准			
		第一类	第二类	第三类	第四类
1	pH 值	7.8~8.5 同时不超出该海域正常变动范围 0.2 pH 单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围 0.5 pH 单位	
2	悬浮物	人为增加的量≤10		人为增加的量≤100	人为增加的量≤150
3	溶解氧	>6	>5	>4	>3
4	化学需氧量	≤2	≤3	≤4	≤5
5	无机氮(以 N 计)	≤0.20	≤0.30	≤0.40	≤0.50
6	活性磷酸盐(以 p 计)	≤0.015	≤0.030	≤0.030	≤0.045
7	非离子氨(以 N 计)	≤0.020	≤0.020	≤0.020	≤0.020
8	石油类	≤0.05	≤0.05	≤0.30	≤0.50
9	挥发性酚	≤0.005	≤0.005	≤0.010	≤0.050
10	硫化物(以 S 计)	≤0.02	≤0.05	≤0.10	≤0.25
11	BOD ₅	≤1	≤3	≤4	≤5
12	汞	≤0.00005	≤0.0002	≤0.0002	≤0.0005
13	铅	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.050
14	镉	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.010
15	砷	≤0.020	≤0.030	≤0.050	≤0.050
16	六价铬	≤0.005	≤0.010	≤0.020	≤0.050
17	镍	≤0.005	≤0.010	≤0.020	≤0.050
18	铜	≤0.005	≤0.01	≤0.05	≤0.05
19	锌	≤0.02	≤0.05	≤0.1	≤0.5

(3) 地下水环境质量标准

项目区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中表 1 基本项目标准限值的 III类标准, 具体标准限值见表 1.3-6。

表1.3-6 《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) (摘录)

序号	项目	单位	III类标准
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5
2	耗氧量(COD _{MN} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0
3	挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	≤0.002
4	氨氮	mg/L	≤0.50
5	硫化物	mg/L	≤0.02
6	氰化物	mg/L	≤0.05
7	铅	mg/L	≤0.01
8	镍	mg/L	≤0.02
9	砷	mg/L	≤0.01
10	汞	mg/L	≤0.001
11	苯	μg/L	≤10.0
12	甲苯	μg/L	≤700
13	二甲苯(总量)	μg/L	≤500

序号	项目	单位	Ⅲ类标准
14	乙苯	μg/L	≤300
15	石油类*	mg/L	≤0.05
16	苯并(a)芘	μg/L	≤0.01

注*: 石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)标准。

(4) 声环境质量标准

项目所在地位于工业区，区域声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 3类声环境功能区标准限值；南面厂界临近交通干道，执行 4a 类标准，具体详见表 1.3-7。

表1.3-7 《声环境质量标准》(摘录) Leq: dB(A)

声环境功能区类别	昼间	夜间
3类	65	55
4a类	70	55

(5) 土壤环境质量标准

项目周边农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)，厂区内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)，具体见表 1.3-8 和 1.3-9。

表1.3-8 农用地土壤污染风险管控标准(试行) 单位: mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镍≤	60	70	100	190
2	锌≤	200	200	250	300
3	铬 其他≤	150	150	200	250
4	砷 其他≤	40	40	30	25
5	铜 其他≤	50	50	100	100
6	铅 其他≤	70	90	120	170
7	镉 其他≤	0.3	0.3	0.3	0.6
8	汞 其他≤	1.3	1.8	2.4	3.4

表1.3-9 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值 单位: mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值	
			第一类用地	第二类用地
重金属和无机物				
1	砷	7440-38-2	20 ^①	60 ^①
2	镉	7440-43-9	20	65
3	铬(六价)	18540-29-9	3.0	5.7
4	铜	7440-50-8	2000	18000
5	铅	7439-92-1	400	800
6	汞	7439-97-6	8	38
7	镍	7440-02-0	150	900
挥发性有机物				

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值	
			第一类用地	第二类用地
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	12	37
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43
26	苯	71-43-2	1	4
27	氯苯	108-90-7	68	270
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20
30	乙苯	100-41-4	7.2	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,	163	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640
半挥发性有机物				
35	硝基苯	98-95-3	34	76
36	苯胺	62-53-3	92	260
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	0.55	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151
42	蒽	218-01-9	490	1293
43	二苯并[a, h]蒽	53-70-3	0.55	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15
45	萘	91-20-3	25	70
其他项目				
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	-	4500	9000

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值	
			第一类用地	第二类用地
注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值（见 3.6）水平的，不纳入污染地块管理。土壤环境背景值可参见附录A。				

（6）海洋沉积物质量标准

项目评价海域海洋沉积物质量按所属环境功能区执行相应的《海洋沉积物质量》（GB18668-2002），具体标准限值见表 1.3-10。

表1.3-10 《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）（摘录）

项目	第一类	第二类	第三类
有机碳 ($\times 10^{-2}$) \leq	2.0	3.0	4.0
石油类 ($\times 10^{-6}$) \leq	500.0	1000.0	1500.0
硫化物 ($\times 10^{-6}$) \leq	300.0	500.0	600.0
砷 ($\times 10^{-6}$) \leq	20.0	65.0	93.0
铜 ($\times 10^{-6}$) \leq	35.0	100.0	200.0
铅 ($\times 10^{-6}$) \leq	60.0	130.0	250.0
镉 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.50	1.50	5.00
汞 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.20	0.50	1.00
锌 ($\times 10^{-6}$) \leq	150.0	350.0	600.0
铬 ($\times 10^{-6}$) \leq	80.0	150.0	270.0

（7）海洋生物质量标准

项目排污海域海洋生物质量标准采用 GB18421-2001《海洋生物质量》中相应标准，具体数值见表 1.3-11。

表1.3-11 《海洋生物质量》GB18421-2001 （鲜重， $\times 10^{-6}$ ）

生物类别	总汞	铜	铅	镉	锌	石油烃
贝类（第一类标准）	0.05	10	0.1	0.2	20	15
贝类（第二类标准）	0.1	25	2.0	2.0	50	50
贝类（第三类标准）	0.3	50	6.0	5.0	100	80
软体类*	0.3	100	10	5.5	250	20*
甲壳类*	0.2	100	2.0	2.0	150	20*
鱼类*	0.3	20	2.0	0.6	40	20*

注：*参考《全国海岸和海湾资源综合检测简明规程》，其中石油烃执行《第二次全国海洋污染基线监测技术规程》（第二分册）。

1.3.2.2 污染物排放标准

（1）废气

改造项目废气只有常减压炉废气，废气执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）“表 3”和“表 5”标准，具体详见表 1.3-12。

表1.3-12 《石油炼制工业污染物排放标准》(摘录) 单位 mg/m³

序号	污染物项目	工艺加热炉
1	颗粒物	20
2	二氧化硫	100
3	氮氧化物	150
序号	污染物项目	企业边界大气污染物浓度限值
1	颗粒物	1.0
2	非甲烷总烃	4.0

(2) 废水

外排含盐污水执行《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)“表1”直接排放标准,具体详见表1.3-13。

表1.3-13 《石油炼制工业污染物排放标准》(摘录)

序号	项目	直接排放限值	污染物排放监控位置
1	pH值(无量纲)	6~9	企业废水总排放口
2	化学需氧量(mg/L)	60	
3	五日生化需氧量(mg/L)	20	
4	石油类(mg/L)	5.0	
5	悬浮物(mg/L)	70	
6	氨氮(mg/L)	8.0	
7	硫化物(mg/L)	1.0	
8	挥发酚(mg/L)	0.5	
9	总氰化物(mg/L)	0.5	
10	总磷(mg/L)	1.0	
11	总有机碳(mg/L)	20	
12	总氮(mg/L)	40	
13	总钒(mg/L)	1.0	
14	苯(mg/L)	0.1	
15	甲苯(mg/L)	0.1	
16	邻二甲苯(mg/L)	0.4	
17	间二甲苯(mg/L)	0.4	
18	对二甲苯(mg/L)	0.4	
19	乙苯(mg/L)	0.4	

(3) 噪声

营运期南厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中4类声环境功能区排放限值,其余厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类声环境功能区排放限值,具体详见表1.3-14。

表1.3-14 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(摘录) Leq: dB(A)

厂界外声环境功能区类别	昼间	夜间
4类	70	55
3类	65	55

(4) 固废

项目一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及其修改单标准要求,危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单标准要求。

1.4 评价工作等级和评价范围

1.4.1 评价工作等级

1.4.1.1 大气环境评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018),选择推荐模式中的估算模型(AERSCREEN)用于本项目评价等级判定。

根据项目的初步工程分析结果,分别计算项目排放主要污染物(PM₁₀、SO₂、NO₂、苯、甲苯、二甲苯等)的最大地面空气质量浓度占标率P_i(第i个污染物,简称“最大浓度占标率”)及第i个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离D_{10%}。其中P_i定义为:

$$P_i = C_i / C_{oi} \times 100\%$$

式中:P_i——第i个污染物的最大地面浓度占标率, %;

C_i——采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度, μg/m³;

C_{oi}——第i个污染物的环境空气质量标准, μg/m³。对仅有8h平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的,可分别按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

NO₂按NO_x排放量的1小时浓度采用内定的比例值上限0.9,本次估算模式点源表4.1-2。

估算模型计算参数见表1.5-1。

表1.4-1 估算模型参数表

参数	取值	
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/

参数		取值
最高环境温度/°C		37.4
最低环境温度/°C		3.1
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		年相对湿度为 80%，潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线 熏烟	考虑岸线熏烟	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	是
	岸线方向/°	/

评价等级判别详见表 1.4-2。

表1.4-2 评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

估算结果表明，最大地面空气质量浓度占标率为 P_{NO_2} 为 2.55%，结合表 1.4-2 可知，本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

1.4.1.2 地表水评价等级

本项目依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放的建设项目，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），确定本项目地表水环境评价等级为三级 B。

1.4.1.3 地下水评价等级

本评价项目属《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中划分的 I 类项目（原油加工、天然气加工、油母页岩提炼原油、煤制油、生物制油及其他石油制品，除天然气净化做燃料为 III 类，其余 I 类），区域地下水下游有敏感点：塘细村、淡水口 2 个村屯，分别位于项目区东南侧、南侧，处于项目区地下水流向的侧下游和下游。根据调查结果，这 2 个敏感点村民均已搬迁完毕。因此认为区域地下水环境敏感程度为“不敏感”，根据下表确定项目地下水评价工作等级为二级。

表1.4-3 地下水评价工作等级分级表

环境敏感程度	项目类别		
	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	三	三
不敏感	二	三	三

1.4.1.4 声环境评价等级

本项目位于铁山港工业区内，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 3、4a 类区，依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）对评价级别的规定（见表 1.4-5），建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量在 3dB(A)以下，且受影响人口数量变化不大，本工程噪声环境影响评价工作等级为三级。

表1.4-4 声环境评价工作等级判定表

评价等级	声环境功能区类别	敏感点噪声值变化情况	受影响人口数量
一级	0 类	>5dB(A)	显著增多
二级	1、2 类	≥3dB(A)，且≤5dB(A)	增加较多
三级	3、4 类	<3dB(A)	变化不大

1.4.1.5 生态环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）中评价工作等级的划分，位于原厂界范围内的工业类改扩建项目，可只做生态影响分析。

1.4.1.6 环境风险评价工作等级

按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）所提供的方法，根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和和所在地的环境敏感性确定风险潜势，确定项目风险评价工作级别。本项目风险综合潜势为IV⁺级，环境风险等级为一级，各要素环境风险等级详见表 1.4-4。

表1.4-5 评价工作级别（HJ169-2018）

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

表1.4-6 项目环境风险评价等级

环境要素	大气	地表水	地下水	综合等级
环境风险潜势划分	III	III	II	III
评价工作等级	二	二	三	二

1.4.2 评价范围

1.4.2.1 大气环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的“5.4.1 当 D_{10%}小于 2.5km 时，评价范围边长取 5km”，因此确定评价范围为以项目厂址为中心，边长为 5km 的矩形区域（包括矩形东西×南北：5km×5km 的矩形区域）。

1.4.2.2 地表水环境评价范围

本项目地表水环境评价工作等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）的“5.3.2.2 三级 B，其评价范围应符合以下要求：

a)应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；

b)涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响评价所涉及的水环境保护目标水域。”

1.4.2.3 地下水环境评价范围

项目所在区域水文地质单元，其中重点调查评价项目地块南侧地下水迳流排泄区等敏感区域。

1.4.2.4 声环境评价范围

本技改项目声环境评价范围为厂界外 200m 范围的区域。

1.4.2.5 生态环境评价范围

本技改项目为原厂界范围内的工业类改扩建项目，根据项目建设对区域生态可能影响的程度和范围，确定生态影响评价范围为厂界外 500m 范围内。

1.4.2.6 环境风险评价范围

环境风险评价范围为厂界外扩 5km 的区域。

1.4.2.7 土壤评价范围

土壤评价范围为厂内及厂外 1km 范围的区域。

1.5 环境保护目标和环境敏感目标

项目位于北海铁山港工业区，陆域评价范围内无风景名胜区、自然保护区、饮用水源地保护区、集中式饮用取水口等敏感保护目标，也无珍稀动、植物物种，不属于重要生态功能区范围和重要生物多样性维护区。项目评价范围内主要环境敏感目标为居住区。

项目周边环境敏感目标分布情况见表 1.5-1。

表1.5-1 主要环境敏感点及保护目标

涉及环境要素	环境敏感点		相对厂区方位	与本项目边界最近距离(m)	人口规模(人)	饮用水情况	备注
大气环境, 风险	彬定村	旧址	NE	1180	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕, 除个别户未搬迁但已签订搬迁协议
		新址	E	1912	1019	井水	/
	塘细村	E	456	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕	
	大塘村	E	1060	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕, 除个别户未搬迁但已签订搬迁协议	
	滨江生活区	SW	1872	2484	人饮工程水塔	/	
	啄罗村	SW	1315	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕	
	鸭把塘	W	1413	27	井水	/	
	黄稍中学	SW	1910	362	人饮工程水塔	/	
	黄稍小学	SW	2110	613	人饮工程水塔	/	
	玉塘村	SW	2200	720	人饮工程水塔	/	
	江底村	N	1260	20	井水	/	
	黄梢村	NW	1217	159	井水	/	
	新村坡	N	1179	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕, 除个别户未搬迁但已签订搬迁协议	
	彬垌村	NE	1442	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕	
	屋背山	NW	1075	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕	
	北塘村	NW	1325	158	井水	/	
	下底村	NW	1628	142	井水	/	
	槟榔根	E	1025	10	井水	/	
	大竹园	NE	1895	235	人饮工程水塔	北海炼化原项目搬迁对象	
	陇村	NE	1656	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象, 基本搬迁完毕	
	汤山塘	NE	2120	150	井水	北海炼化原项目搬迁对象	
	东方海岸大酒店(阳光海岸)	NE	1625	200	自来水	/	
	冲头村	NW	1812	338	井水	北海诚德搬迁对象	
猪血塘	NE	2328	215	井水	/		
风险	新岭村	NE	2668	260	井水	/	
	百班村	NE	2600	209	人饮工	/	

涉及环境要素	环境敏感点	相对厂区方位	与本项目边界最近距离 (m)	人口规模(人)	饮用水情况	备注
					程水塔	
	对面垌	NE	2630	170	井水	/
	老岑垌	NE	2717	572	井水	/
	青山头村	SW	3884	1836	人饮工程水塔	/
	彬塘村	SW	3058	841	人饮工程水塔	/
	坳村	SW	2895	585	人饮工程水塔	/
	后塘村	SW	2589	1251	人饮工程水塔	/
	竹儿根	NE	3050	420	井水	/
	大田	N	3180	212	井水	/
	彬嵩	NE	3260	755	井水	/
	山心	NE	3780	280	井水	/
	南乐	NE	4340	420	井水	/
	邓屋(川江村)	NE	3550	360	井水	/
	那格塘(陂头)	N	4600	816	井水	/
	川江	NE	3730	572	井水	/
	坡尾底	NE	3950	615	井水	/
	岸泽	NE	4080	527	井水	/
	下坡头	NW	3500	303	井水	北海诚德搬迁对象
	上坡头	NW	3950	152	井水	北海诚德搬迁对象
	地罗	NW	3970	362	井水	/
	南冲	NW	3750	456	井水	/
	斑鸠冲村	NW	3900	510	井水	/
	婆围	WN	3459	230	井水	/
	北窑	WN	3345	360	井水	/
	上高垌	N	4552	161	井水	/
大气、声环境	淡水口	S	150	0	井水	北海炼化原项目搬迁对象,基本搬迁完毕
地下水	评价区域内的地下水环境,达到《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准					

1.6 相关政策、规范相符性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录》符合性分析

本项目为对现有的 640 万吨/年常减压预处理装置进行节能改造,对照《产业结构调

整指导目录（2019 年本）》，本项目不属于限制类的第四条中“新建 1000 万吨/年以下常减压装置”，以及淘汰类第四条中“200 万吨/年以下常减压装置”，本项目符合国家相关产业政策。

（2）与《关于印发“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案的通知》、《广西壮族自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《关于印发“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案的通知》（环大气〔2017〕121 号）：规定“全面实施石化行业达标排放。石油炼制、石油化工、合成树脂等行业应严格按照排放标准要求，全面加强精细化管理，确保稳定达标排放。全面开展泄漏检测与修复（LDAR），建立健全管理制度，重点加强搅拌器、泵、压缩机等动密封点，以及低点导淋、取样口、高点放空、液位计、仪表连接件等静密封点的泄漏管理，严格控制储存、装卸损失，优先采用压力罐、低温罐、高效密封的浮顶罐，采用固定顶罐的应安装顶空联通置换油气回收装置；有机液体装卸必须采取全密闭底部装载、顶部浸没式装载等方式，汽油、航空汽油、石脑油、煤油等高挥发性有机液体装卸过程采取高效油气回收措施，使用具有油气回收接口的车船。强化废水处理系统等逸散废气收集治理，废水集输、储存、处理处置过程中的集水井（池）、调节池、隔油池、曝气池、气浮池、浓缩池等高浓度 VOCs 逸散环节应采用密闭收集措施，并回收利用，难以利用的应安装高效治理设施。加强有组织工艺废气治理，工艺弛放气、酸性水罐工艺尾气、氧化尾气、重整催化剂再生尾气等工艺废气优先回收利用，难以利用的，应送火炬系统处理，或采用催化焚烧、热力焚烧等销毁措施。加强非正常工况排放控制。在确保安全前提下，非正常工况排放的有机废气严禁直接排放，有火炬系统的，送入火炬系统处理，禁止熄灭火炬长明灯；无火炬系统的，应采用冷凝、吸收、吸附等处理措施，降低排放。加强操作管理，减少非计划停车及事故工况发生频次；对事故工况，企业应开展事后评估并及时向当地环境保护主管部门报告。”

北海炼化现有工程废水和废气能达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）要求，按要求开展泄漏检测与修复（LDAR），目前全厂正在进行挥发性有机废气收集输送与治理项目，预计 2020 年 12 月投入运营，废水处理系统及废气均按要求采取措施后达标排放，符合《关于印发“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案的通知》要求。

《广西壮族自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日起实施）：第三十五条：下

列产生挥发性有机物废气的活动，应当使用低挥发性有机物含量的原料和工艺，按照规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放：①石油炼制与石油化工、煤炭化工等含挥发性有机物原料的生产；②燃油、溶剂的储存、运输和销售；③涂料、油墨、胶粘剂、农药等以挥发性有机物为原料的生产；④涂装、印刷、粘合、工业清洗等含挥发性有机物的产品使用；⑤其他产生挥发性有机物的生产和服务活动。本项目涉及燃油的储存，燃油均用密闭储罐储存，符合《广西壮族自治区大气污染防治条例》要求。

综上所述，本次技改项目符合《关于印发“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案的通知》和《广西壮族自治区大气污染防治条例》要求。

(3) 与北海市铁山港工业区跟踪环评符合性分析

园区开展了跟踪环评工作，项目与《广西北部湾经济区北海市铁山港工业区规划环境影响跟踪评价报告书》专家审查意见（2019年）的相符性分析见表 1.6-10。

表1.6-1 与园区跟踪环评及其审查意见符合性分析

序号	园区跟踪环评及审查意见主要要求	符合性
1	<p>园区后续发展环境准入负面清单：</p> <p>禁止：①不符合北海市生态保护红线的排放污染物的建设项目；②列入国家计委、国家经贸委和外经贸部第 21 号令发布的《外商投资产业指导目录（禁止类）》的项目；③列入国家规定的“十五小”及“新五小”的项目；④《产业结构调整指导目录(2013 年本)》中规定的禁止类项目；⑤列入《禁止用地项目目录（2012 年本）》中的项目；⑥国家明令淘汰、禁止建设的、不符合国家产业政策规定的项目，以及列入国务院清理整顿范围，不符合国家政策规定的钢铁、电解铝、水泥、电石、铁合金、焦炭、平板玻璃、13.5 万千瓦及以下火电机组等项目严禁引入工业区。</p> <p>限制：① 列入国家经贸委第 6 号令、第 16 号令、第 32 号令《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一、第二、第三批）的项目。②列入国家经贸委第 14 号令《工商投资领域制止重复建设目录》（第一批）的项目。③ 《产业结构调整指导目录(2013 年本)》中规定的限制类项目。</p>	<p>本项目不属于所属的禁止、限制类项目，符合要求。项目达到国内先进生产工艺水平，符合国家规定的环保要求。</p>
2	<p>引进项目时仍然需要严格控制 TSP、SO₂、NO₂、VOC 排放量，引进低污染的企业和无污染的企业，采用清洁能源，实施清洁生产，最大限度地减少污染物排放量，加大尾气除尘、脱硫、脱销处理，加强 VOC 治理，合理布局各有污染源的企业，要充分考虑环境容量的充分和合理利用，尤其是工业区的布局，中高架源尽可能考虑布置在区域的边缘，以便充分利用相邻区域的中高空环境容量，污染物排放量大的采用高烟囱排放，以减少区域内的环境压力。</p>	<p>本项目为技术改造项目，改造后不新增废水、废气等排放量。</p>
3	<p>对于新建的工业项目，必须严格执行治理“三废”措施与主体工程</p>	<p>本项目为技术改造项目，</p>

序号	园区跟踪环评及审查意见主要要求	符合性
	程同时设计、同时施工、同时投产的“三同时”规定。水污染防治技术尽可能选择国内外先进的工艺技术，以提高工业区内项目水污染控制水平，减少废水中污染物的排放。对于污染比较严重，治理措施又达不到环保要求的项目，建议不要安排在工业区内。	废气和废水均能达标排放。
4	铁山港工业区在后期的发展中构建循环经济产业链,通过引入“补链”和“延链”项目,构建循环经济主导产业链和辅助产业链,实现生产装置互联、上中下游产品互供、产业环环相扣,从而促进原料投入和废物排放的减量化、再利用和资源化,以及危险废物的资源化和无害化处理。	本项目改造后给下游装置提供低硫原料,且不增加污染物排放量。
5	大力推进节能降耗,实现资源的高效利用: (1)采用节约资源、能源和土地的技术工艺与装备及相应的保障措施,实现生产过程中的减量化。(2)推进企业在生产过程中使用串联用水系统和循环用水系统。(3)对生产过程中产生的废气(余压、余热)、废渣、废液进行综合利用处理,最大限度地实现资源化。	项目生产排水实行清、污分流,提高水的重复利用率,单位产品用水、排水量等指标达到清洁生产国际先进水平。大部分在厂内进行减量化和资源化利用。符合要求。
6	严格保护广西合浦儒艮国家级自然保护区、广西山口国家级红树林生态自然保护区、北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的环境质量。	本项目改造后不新增污染物,对周边环境影响较小。
7	对于入区企业,所有符合监管条件的企业在污染物排放口需设置在线监控装置。	本项目废水已设置在线监控装置,常减压炉排气筒正在按照在线监测装置。
8	建议工业区近期废水在满足 B3 排污口环境容量的基础上优先考虑在 B3 排污口深海排放, B3 排污口环境容量不足时,启动新排污区的论证和建设工。	项目不新增排水量,均未超出 B3 排污口环境容量。
9	园区后续发展废水主要污染物允许排放量控制建议:废水排放 B3 排污口新增化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐排放量近期控制在 10918t/a 1002t/a 和 54t/a,远期控制在 15434t/a 和 1336t/a、68 t/a。	本项目不新增污染物排放量。

综上所述,本项目总体符合《广西北部湾经济区北海市铁山港工业区规划环境影响跟踪评价报告书》及专家意见的相关环保要求。

(4) 与《北海市各产业园区产业准入负面清单》的符合性

北海市人民政府 2017 年 4 月印发的《北海市各产业园区产业准入负面清单》(北政发〔2017〕15 号)中北海市铁山港(临海)工业区市产业功能定位:重点发展石油化工、新材料两大千亿元产业及林纸、临港综合产业、港口物流等产业。本项目属于北海市铁山港的重点发展产业,不属于北海市铁山港园区市场产业准入负面清单。

2 建设项目工程分析

2.1 现有工程建设过程回顾

2.1.1 现有工程建设过程

1、北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目

（1）环评阶段

北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目位于北海市铁山港（临海）工业园区内，占地面积为47.5hm²。2008年11月原广西壮族自治区环境保护局对该项目进行了批复（桂环管字〔2008〕315号），批复项目加工规模为300万t/a，以近海低硫油（200万吨/年番禺原油及100万吨/年涠州原油）为设计基准原油；主要装置为300万吨/年催化原料预处理、200万吨/年催化裂化、50万吨/年气体分馏、20万吨/年聚丙烯、0.2万吨/年硫磺回收；产品中，汽油满足国III标准；80.13万吨/年直馏柴油生产车用柴油（GB/T19147-2003）；43.49万吨/年催化柴油作船用燃料油出厂。

（2）变更及验收阶段

2009年4月2日、4月21日、4月28日，中国石化集团公司发展计划部主持召开专题会议，讨论了北海炼油异地改造石油化工项目有关问题。原方案设计加工近海低硫原油，需在北海市铁山港（临海）工业园区的海岸配套建设原油码头以便海运进厂，该原油码头由于无法与石化项目同步规划建设，而且近海原油的凝点较高（涠州原油凝点为30℃，番禺原油凝点为34℃），无法通过涠州岛至铁山港区的海底输油管线输送进厂。为提高本项目经济效益及市场竞争力，提高原油资源适应性和可靠性，结合石化产品市场需求的变化，增加产品质量升级措施，汽油产品由原规划的满足国III排放标准升级为满足国IV排放标准；柴油产品由原规划车用柴油（GB/T19147-2003）及船用燃料油升级为全部满足国IV排放标准。

北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目自2010年3月开工建设，2011年底建成，2012年1月投产，2012年11月该项目通过了原广西壮族自治区环保厅组织的项目竣工环境保护验收（桂环验〔2012〕165号）。项目加工规模为500万t/a，以加工进口混合原油500万吨/年为设计基准原油。项目占地面积调整为79.10hm²，主要生产装置为：20万吨/年聚丙烯、500万吨/年原料预处理、120万吨/年延迟焦化、60万吨/年连续重整、12万吨/年苯抽提、170万吨/年催化裂化、40万吨/年气体分馏、260万吨

/年加氢脱硫（柴油加氢）、50 万吨/年加氢处理（汽油加氢）、6 万吨/年硫磺回收、配套建设产品精制等装置，主要产品有汽油、柴油、石脑油、液化气、聚丙烯、苯、工业硫磺、石油焦等，汽油、柴油符合国 IV 产品质量标准。

2、北海炼油异地改造石油化工项目 8 万吨/年 MTBE 装置项目

为了适应高标号汽油消费快速增长形势，提高中石化在广西及周边地区的竞争力，中国石化北海炼化有限责任公司 2013 年在北海炼油异地改造石油化工项目厂址内建设 8 万吨/年 MTBE 装置项目，该项目以现有 40 万吨/年气体分馏装置生产的混合碳四和外购甲醇为原料，采用现有的筒式绝热反应与催化蒸馏相结合的专有工艺技术进行生产，利用混合碳四液化气生产高附加值、高辛烷值的甲基叔丁基醚（MTBE）。原北海市环境保护局以北环复字（2013）94 号（见附件 8）对该项目进行了环评批复，2013 年 12 月北海炼油异地改造石油化工项目 8 万吨/年 MTBE 装置通过了北海市环保局组织的项目竣工环境保护验收，批复文件为北环复字（2013）337 号。

3、北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目

2013 年 2 月 6 日，国务院常务会议决定加快油品质量升级，明确了油品质量升级时间表，要求 2018 年 1 月 1 日起，全国汽柴油执行国 V 质量标准。为了满足国家汽柴油产品质量升级要求，适应社会对油品的需要以及对大气环境质量的保护要求，中国石化北海炼化有限责任公司计划利用 2015 年第一次大检修的机会，在北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目的基础上，实施产品质量升级改造项目。

2014 年 8 月北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目获得了原广西壮族自治区环境保护厅的批复（桂环审（2014）149 号），环评阶段主要技改建设内容包括：原料预处理装置进行消除瓶颈改造（预处理装置规模仍为 500 万吨/年）；新增 50 万吨/年航煤加氢（管式液相加氢工艺技术）；170 万吨/年催化裂化装置进行 MIP-DCR 技术改造；260 万吨/年加氢脱硫装置（柴油加氢）在原汽柴油加氢脱硫反应器后串联 1 台柴油精制反应器；30 万吨/年催化原料改质单元（蜡油加氢）新增 1 台催化原料改质反应器；50 万吨/年加氢处理装置在原催化重汽油加氢脱硫反应器内更换反应器内构件及催化剂；60 万吨/年连续重整扩能改造至 80 万吨/年并新建芳烃精馏单元；12 万吨/年苯抽提扩能改造至 15 万吨/年；6 万吨/年硫磺回收装置扩能改造至 9 万吨/年；产品精制装置更换饱和干气脱硫塔，新增液化气脱硫塔一台；储运设施新增一座 3000 立方液化气罐及部分热力管网；配套进行辅助设施的改造。

项目建设过程中，建设单位对建设内容作了部分调整，2017年7月北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目通过了原广西壮族自治区环保厅组织的项目竣工环境保护验收（桂环验〔2017〕77号），验收阶段技改建设内容包括：加工原油由500万吨调整至640万吨，即640万吨/年原料预处理装置进行消除瓶颈改造，工艺流程变为四级常减压蒸馏，新增一级减压塔、一级减压炉，电脱盐系统变更为两台低速电脱盐；50万吨/年航煤加氢（管式液相加氢工艺技术）；催化裂化由170万吨调整至210万吨，即210万吨/年催化裂化装置进行MIP-DCR技术改造；260万吨/年加氢脱硫装置（柴油加氢）在原汽柴油加氢脱硫反应器后串联1台柴油精制反应器；催化原料改质由30万吨调整至40万吨，即40万吨/年催化原料改质单元（蜡油加氢）新增1台催化原料改质反应器及1台反应进料加热炉；加氢催化重汽油由50万吨调整至70万吨，即70万吨/年加氢处理装置在原催化重汽油加氢脱硫反应器内更换反应器内构件及催化剂并新增了一台加氢脱硫反应器；80万吨/年连续重整扩能改造并新建芳烃精馏单元；15万吨/年苯抽提扩能改造；9万吨/年硫磺回收装置消除瓶颈扩能改造；产品精制装置脱硫采用在干气、液化气进脱硫塔前增加胺液预处理反应器，新增精制干气回收单元；部分热力管网及配套进行辅助设施的改造。

产品质量升级改造项目生产装置及生产能力变更情况见表2.1-1，主要建设内容及变更情况见表2.1-2。

表2.1-1 产品质量升级改造项目生产装置及生产能力变更情况一览表

序号	装置名称	情况		
		环评阶段	验收阶段	变化情况
(一)主体工程(单位: 万 t/a)		环评阶段	验收阶段	变化情况
1	原料预处理	500	640	增加 28%
2	催化裂化	170	210	增加 24%
3	催化原料改质单元（蜡油加氢）	30	40	增加 33%
4	柴油加氢	260	260	不变
5	航煤加氢	50	50	不变
6	催化重汽油加氢	50	70	增加 40%
7	连续重整	80	80	不变
8	苯抽提	15	15	不变
9	硫磺回收	9	9	不变
10	产品精制	-	-	
(二)配套工程		环评阶段	验收阶段	变化情况
1	储罐(万 m ³)	30.1	30.1	不变，建成一座3000 立方液化气罐
2	循环水场(m ³ /h)	27000	27000	不变

序号	装置名称	情况		
3	脱盐水(m ³ /h)	300	300	不变
4	凝结水站(t/h)	150	150	不变
5	热电站锅炉(t/h)	2×90	2×90	不变
(三)环保工程		环评阶段	验收阶段	变化情况
1	污水处理装置(t/h)	300+200	300+200	不变
2	酸性水汽提装置(t/h)	110	110	不变
3	催化烟气脱硫脱硝设施(套)	1	1	不变
4	火炬(座)	3	3	不变
5	油气回收装置(套)	1	1	不变
6	风险事故水储存能力(m ³)	14000	14000	不变

表2.1-2 产品质量升级改造项目主要建设内容及变更情

序号	装置(单元)名称	建设内容及规模		
		环评阶段	验收阶段	变化情况
1、工艺装置				
1.1	原料预处理	500万吨/年原料预处理进行消除瓶颈改造,工艺流程为三级常减压蒸馏,电脱盐系统为两台高速电脱盐。	640万吨/年,工艺流程为四级常减压蒸馏,电脱盐系统为两台低速电脱盐。	变化
1.2	航煤加氢	管式液相加氢工艺技术	管式液相加氢工艺技术	不变
1.3	催化裂化	MIP-DCR 技术改造	MIP-DCR 技术改造	不变
1.4	柴油加氢	串联 1 台柴油精制反应器	串联一台柴油精制反应器	不变
1.5	催化原料改质单元(蜡油加氢)	新增 1 台催化原料改质反应器	新增一台催化原料改质反应器和一台反应进料加热炉	变化
1.6	催化重汽油加氢	更换反应器内构件及催化剂,新增 1 台反进料换热器	更换反应器内构件及催化剂,新增 1 台反进料换热器和 1 台加氢脱硫反应器	变化
1.7	连续重整	扩能改造至 80 万吨/年,新建芳烃精馏单元	扩能改造至 80 万吨/年,新建芳烃精馏单元	不变
1.8	苯抽提	扩能改造至 15 万吨/年	扩能改造至 15 万吨/年	不变
1.9	硫磺回收	消除瓶颈扩能改造至 9 万吨/年	消除瓶颈扩能改造至 9 万吨/年	不变
1.10	产品精制装置	更换饱和干气脱硫塔,新增液化气脱硫塔一台	在干气、液化气进脱硫塔前增加胺液预处理反应器,并新增精制干气回收单元。	变化
2、总图储运				
2.1	总图	配套改造	配套改造	不变
2.2	储运设施	新增一台 3000 立方液化气罐及部分热力管网	新增一台 3000 立方液化气罐及部分热力管网	不变

序号	装置(单元)名称	建设内容及规模		
		环评阶段	验收阶段	变化情况
3、公用工程及辅助设施				
3.1	给排水及消防系统	部分管网改造	部分管网改造	不变
3.2	供电系统	变配电所改造	变配电所改造	不变
3.3	自动控制	增加一机柜间	增加一机柜间	不变
3.4	中心化验室	增加部分化验仪器	增加部分化验仪器	不变

4、催化裂化装置富氧再生配套设施项目

2016年1月,中国石化北海炼化有限责任公司实施建设北海炼油异地改造石油化工(20万吨/年聚丙烯)项目产品质量升级改造项目催化裂化装置富氧再生配套设施项目,该项目为北海炼油异地改造石油化工(20万吨/年聚丙烯)项目产品质量升级改造项目的技改子项目,建设制氧站厂房一间,配套两套真空变压吸附现场制氧设备,富氧气体生产能力为10000标立方米/小时,主要新增设备有:进气鼓风机、真空鼓风机、鼓风机马达、风机后冷器、分子筛吸附床、缓冲罐、氧气压缩机、工业控制系统、仪表风机压缩机、电器开关柜。2016年1月北海炼油异地改造石油化工(20万吨/年聚丙烯)项目产品质量升级改造项目催化裂化装置富氧再生配套设施项目获得了原北海市环境保护局的批复(北环审(2016)5号),2017年8月完成建设,通过了原北海市环境保护局组织的项目竣工环境保护验收,批复文件为北环验(2017)67号。

5、150万吨/年S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置技改项目

2017年,为了进一步调整产品结构,提升产品质量,中国石化北海炼化有限责任公司实施建设一套150万吨/年S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置,服务于企业现有工程催化裂化装置、苯抽提装置和延迟焦化供应的汽油脱硫,满足汽油产品 $S < 10\text{ppm}$ 同时,可降低催化汽油产品RON损失值。项目利用吸附剂选择性吸附含硫化合物中的硫原子而达到脱硫的目的。

2017年2月中国石化北海炼化有限责任公司150万吨/年S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置技改项目获得了原北海市环境保护局的批复(北环审(2017)3号),项目占地约8040 m^2 ,装置主要由罐区、压缩机区、管带区、分馏区、反再区、炉区组成。项目建成后年产精制汽油148.8万吨,燃料气2.01万吨。

2019年9月中国石化北海炼化有限责任公司150万吨/年S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置技改项目通过自主验收,2019年11月该项目(固体废物)通过了北海市行政审批局组织的项目竣工环境保护验收(北审批建准(2019)577号)。与环评阶段相比,项

目的建设地点、主要工艺、主要产品及规模等未发生变化，实际建设过程中发生如下变化：项目总平面布置将原东西走向改为南北走向、原料罐区与成品稳定区调换，吸附剂再生产生的再生烟气由原来去催化裂化烟气脱硫处理改为去硫磺回收装置处理，减少硫元素的排放。

6、硫磺装置尾气脱硫项目

中国石化北海炼化有限责任公司始终紧盯国际、国内最先进的尾气排放环保要求，不断提高尾气治理水平，为了使得硫磺回收装置焚烧尾气的二氧化硫排放浓度可以达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4大气污染物特别排放限值，计划对硫磺装置进行改造，2018年10月该项目获得了原铁山港区安全生产监督管理局和环境保护局的批复（北铁安监环保复字（2018）20号），主要建设内容为建设一套与10万吨/年硫磺回收装置相匹配的烟气脱硫处理设施，包括2层的钢构架、尾气脱硫吸收塔以及配套设备。目前该项目正在建设中。

7、北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目结构调整改造项目

北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目结构调整改造项目位于北海炼化现有厂区南面及南北向主通道西侧的二期规划发展预留用地，项目占地面积为110000m²，项目在维持现有原料预处理能力不变的情况下，通过技术改造，实现产品结构调整。2018年12月北海市行政审批局对该项目进行了批复（北审批建（2018）150881号，见附件10），项目主要建设内容为：新建LTAG联合装置（包括120万吨/年LTAG单元、65万吨/年催柴加氢改质单元、烟气脱硫单元、产品精制单元）、新建3万标立/时制氢装置（包括原料压缩部分、转化部分、变换及热回收部分、变换气冷却部分、产汽系统部分、PSA氢气提纯单元）、40万吨/年气体分馏装置改造（装置内脱丙烷塔、脱乙烷塔和精丙烯塔AB塔内件全部更换、更换或新增部分换热器、新增脱丙烷塔进料泵、脱丙烷塔回流泵、脱乙烷塔进料泵和脱乙烷塔回流泵各一台等）、110吨/小时酸性水汽提装置扩能改造至140吨/小时、总图运输工程改造（工厂总平面、工厂竖向、道路及排雨水、围墙、大门及守卫室改造）、油品储运工程改扩建（全厂工艺及热力管网改造、增加LTAG联合装置供料泵共6台、增加2台10000m³低硫渣油及蜡油拱顶罐、增加2台3000m³LPG成品球罐）及辅助设施改造。主要产品有汽油、柴油、航煤、化工轻油、液化气、聚丙烯、石油焦、苯、硫磺、商品干气等，汽油、柴油符合国VI产品质量标准。目前该项目正在建设中。

8、中国石化北海炼化有限责任公司全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目

项目对厂内储运罐区废气、汽车装车废气、硫磺酸性水罐废气、延迟焦化装置冷焦水罐废气、污水处理场污水调节罐和污油脱水罐排放的高浓度废气铺管收集，废气经柴油吸收预处理+蓄热氧化炉(RTO 炉)后经过一根 15 米高排气筒排放。该登记表已于 2019 年 9 月备案成功，备案号为 201945051200000030，目前该项目正在建设中，计划 2020 年 12 月投入运营。

表2.1-3 历次环评及验收情况一览表

序号	项目名称	主要建设内容	批复时间及文号	验收时间及文号
1	北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目报告书	主要装置为 300 万吨/年催化原料预处理、200 万吨/年催化裂化、50 万吨/年气体分馏、20 万吨/年聚丙烯、0.2 万吨/年硫磺回收	桂环管字（2008）315 号	/
		20 万吨/年聚丙烯、500 万吨/年原料预处理、120 万吨/年延迟焦化、60 万吨/年连续重整、12 万吨/年苯抽提、170 万吨/年催化裂化、40 万吨/年气体分馏、260 万吨/年加氢脱硫（柴油加氢）、50 万吨/年加氢处理（汽油加氢）、6 万吨/年硫磺回收、配套建设产品精制等装置	变更环评未批复，以验代评	桂环验（2012）165 号
2	北海炼油异地改造石油化工项目 8 万吨/年 MTBE 装置项目报告书	以现有 40 万吨/年气体分馏装置生产的混合碳四和外购甲醇为原料，利用混合碳四液化气生产高附加值、高辛烷值的甲基叔丁基醚（MTBE）	北环复字（2013）94 号	北环复字（2013）337 号
3	北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目报告书	原料预处理装置进行消除瓶颈改造（处理规模为 500 万吨/年）；新增 50 万吨/年航煤加氢；170 万吨/年催化裂化装置进行 MIP-DCR 技术改造；260 万吨/年加氢脱硫装置（柴油加氢）在原汽柴油加氢脱硫反应器后串联一台柴油精制反应器；30 万吨/年催化原料改质单元（蜡油加氢）新增一台催化原料改质反应器；50 万吨/年加氢处理装置（汽油加氢）在原催化重汽油加氢脱硫反应器内更换反应器内构件及催化剂；60 万吨/年连续重整扩能改造至 80 万吨/年，新建芳烃精馏单元；12 万吨/年苯抽提扩能改造至 15 万吨/年；硫磺回收进行消除瓶颈改造由 6 万吨/年扩能至 9 万吨/年；产品精制装置更换饱和干气脱硫塔，新增液化气脱硫塔一台；储运设施新增一座 3000 立方液化气罐及部分热力管网；配套进行辅助设施的改造	桂环审（2014）149 号	/
		640 万吨/年原料预处理装置进行消除瓶颈改造，工艺流程变为四级常减压蒸馏，新增一级	变更环评未批复，以	桂环验（2017）

序号	项目名称	主要建设内容	批复时间及文号	验收时间及文号
		减压塔、一级减压炉，电脱盐系统变更为两台低速电脱盐；50万吨/年航煤加氢；210万吨/年催化裂化装置进行MIP-DCR技术改造；260万吨/年加氢脱硫装置（柴油加氢）在原汽柴油加氢脱硫反应器后串联1台柴油精制反应器；40万吨/年催化原料改质单元（蜡油加氢）新增1台催化原料改质反应器及1台反应进料加热炉；70万吨/年加氢处理装置（汽油加氢）在原催化重汽油加氢脱硫反应器内更换反应器内构件及催化剂并新增了一台加氢脱硫反应器；80万吨/年连续重整扩能改造并新建芳烃精馏单元；15万吨/年苯抽提扩能改造；9万吨/年硫磺回收装置消除瓶颈扩能改造；产品精制装置脱硫采用在干气、液化气进脱硫塔前增加胺液预处理反应器，新增精制干气回收单元；部分热力管网及配套进行辅助设施的改造	验代评	77号
4	北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目催化裂化装置富氧再生配套设施项目报告书	该项目为北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目的技改子项目，建设制氧站厂房一间，配套两套真空变压吸附现场制氧设备，富氧气体生产能力为10000标立方米/小时，主要新增设备有：进气鼓风机、真空鼓风机、鼓风机马达、风机后冷器、分子筛吸附床、缓冲罐、氧气压缩机、工业控制系统、仪表风机压缩机、电器开关柜	北环审（2016）5号	北环验（2017）67号
5	中国石化北海炼化有限责任公司150万吨/年S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置技改项目报告书	建设一套150万吨/年S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置及其配套设施	北环审（2017）3号	自主验收及北审批建准（2019）577号
6	中国石化北海炼化有限责任公司硫磺装置尾气脱硫项目报告表	建设一套与10万吨/年硫磺回收装置相匹配的烟气脱硫处理设施，包括2层的钢构架、尾气脱硫吸收塔以及配套设备	北铁安监环保复字（2018）20号	在建
7	北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目结构调整改造项目报告书	新建LTAG联合装置（包括120万吨/年LTAG单元、65万吨/年催柴加氢改质单元、烟气脱硫单元、产品精制单元，其中烟气脱硫单元、产品精制单元为联合装置的配套环保工程）、新建3万标立/时制氢装置、40万吨/年气体分馏装置改造、110吨/小时酸性水汽提装置扩能改造至140吨/小时、总图运输工程改造、油	北审批建（2018）150881号	在建

序号	项目名称	主要建设内容	批复时间及文号	验收时间及文号
		品储运工程改扩建（全厂工艺及热力管网改造、增加 LTAG 联合装置供料泵共 6 台、增加 2 台 10000m ³ 低硫渣油及蜡油拱顶罐、增加 2 台 3000m ³ LPG 成品球罐）及辅助设施改造		
8	中国石化北海炼化有限责任公司全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目登记表	对厂内储运罐区废气、汽车装车废气、硫磺酸性水罐废气、延迟焦化装置冷焦水罐废气、污水处理场污水调节罐和污油脱水罐排放的高浓度废气铺管收集，废气经柴油吸收预处理+蓄热氧化炉(RTO 炉)后排放	备案号为 201945051 200000030	在建
9	中国石化北海炼化有限责任公司锅炉改造项目	将现有 2 台蒸发量为 90t/h 的燃气锅炉改造为 2 台蒸发量为 60t/h 的燃气锅炉，燃料不变，仍为本公司的炼厂干气，通过减少燃气量，降低炉膛出口烟温、降低各受热面烟气流速实现改造	环评文件尚未编制	—

2.1.2 已建工程概况

2.1.2.1 已建工程组成

已建工程组成见表 2.1-4。

表2.1-4 已建工程组成一览表

类别	名称	主要工程基本情况	备注
主体工程	640 万 t/a 原料预处理装置	装置主要由电脱盐、初馏、常减压等工序组成，采用二级减压深拔技术，并设置轻烃回收设施，原料预处理装置将混和原油分馏为干气、液化气、直馏石脑油、直馏煤油、直馏柴油、直馏蜡油与减压渣油。	/
	120 万 t/a 延迟焦化装置	原料预处理装置来的减压渣油进延迟焦化装置生产出焦化干气、焦化液化气、焦化汽油、焦化柴油、焦化蜡油及石油焦	/
	210 万 t/a 催化裂化装置	催化裂化装置将直馏蜡油、加氢蜡油分为催化干气、催化液化气、催化汽油、催化柴油、催化油浆等，装置采用 MIP-DCR 技术	/
	40 万 t/a 催化原料改质装置（蜡油加氢）	焦化蜡油、部分直馏蜡油进蜡油加氢装置加工，装置主要由催化加氢反应部分（不包括循环氢脱硫、压缩机系统）组成	/
	260 万 t/a 柴油加氢装置	焦化柴油、催化柴油、直馏柴油等进柴油加氢装置加工，装置由催化加氢反应（包括新氢压缩机、循环氢压缩机、循环氢脱硫部分）、分馏及脱硫工序组成。	/
	50 万 t/a 航煤加氢装置	原料预处理装置产生的直馏煤油经航煤加氢后得到航煤产品，装置主要由 1 台三管反应器、反应部分换热器和空冷器、反应进料泵、汽提塔分液罐及配套设 施组成	/
	70 万 t/a 催化重汽油加氢装置	催化裂化装置产生的催化重汽油进催化重汽油加氢装置加工，装置主要由反应（包括循环氢脱硫部分）、汽提、脱硫醇工序组成。	在 S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置运行正常后停用
	80 万 t/a 连续重整装置	直馏石脑油进连续重整装置加工，连续重整装置包括预加氢部分、重整部分、芳烃精馏部分及催化剂再生部分。	芳烃精馏装置于 2017 年 1 月停工至今
	15 万 t/a 苯抽提装置	装置以上游连续重整装置重整汽油的 C6 馏分为原料，生产苯和抽余油，装置主要由抽提原料加氢处理部分及抽提蒸馏部分组成。	/
	40 万 t/a 气体分馏装置	装置主要由脱丙烷塔、脱乙烷塔和精丙烯塔组成，脱硫后催化液化气进气体分馏装置，分出干气、丙烯、丙烷及混合碳四。	/
9 万 t/a 硫磺回收装置	装置主要由溶剂再生、酸性水汽提、Claus 硫磺回收（包括硫磺成型包装）等部	回收得到的硫磺作为产	

类别	名称	主要工程基本情况	备注	
		分组成。	品外销, 外卖给广西宇合生化化工有限责任公司、广西世华营化工有限公司	
	20 万 t/a 聚丙烯装置	装置由丙烯预精制、丙烯精制、主催化剂和助催化剂的制备和计量、预聚合、环管本体聚合、聚合物脱气干燥、添加剂进料和造粒、包装、码垛和贮存等工序组成。	目前装置处理能力 14 万 t/a	
	8 万 t/a MTBE 装置	采用普通型混相膨胀床—催化蒸馏组合工艺进行生产, 主体工艺工程包括醚化反应、催化蒸馏和甲醇回收三个工序。	/	
	0.8 万 Nm ³ /a 氢回收装置(PSA)	装置包括预处理、变压吸附工序。	/	
	150 万 t/a S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置	装置包括进料与脱硫反应、产品稳定、吸附剂再生和吸附剂循环四个工序。	2019 年 11 月通过验收	
	产品精制装置	装置包括产品精制、碱渣处理、恶臭治理三个部分。	/	
公辅工程	给水系统	循环水场	分 2 个系统, 即为 I 系统 (18000m ³ /h) 和 II 系统 (9000m ³ /h)	7 座冷却塔
		商储库净化水厂	水厂规模 1000m ³ /h, 管网边界压力: 0.5MPa (表), 常温。正常用水量 390m ³ /h, 最大用水量 689m ³ /h, 主要供装置公用工程站用水、开停工用水、地面冲洗水, 操作人员生活用水、洗眼淋浴室用水	/
		全厂稳高压消防给水系统	接自全厂稳高压消防给水系统, 供装置火灾时消防用水。环状布置, 系统管道压力 0.7~1.2MPa (g)	/
	排水系统	含油污水系统	含油污水系统主要收集油罐切水、机泵冷却水、化验排污、汽提排污水、装置区初期雨水、生活污水等, 设计规模 300t/h。	/
		酸性汽提装置	主要收集常减压、催化、焦化、重整、加氢精制、硫磺回收等装置产生的含硫污水, 装置规模 110t/h, 经处理后大部分汽提净化水回用, 剩余汽提净化水排入含油污水场处理。	/
		含盐含碱污水系统	主要处理原料预处理装置的电脱盐水、产品精制装置含碱污水、循环水场排污、商储库排水和催化装置再生烟气脱硫废水, 设计规模 200t/h。	/
		雨水系统	装置内非污染区的雨水通过重力流管道收集后, 排至装置外雨水管道, 自流到	/

类别	名称	主要工程基本情况	备注	
		全厂设置的雨水监控池（6000m ³ ），监控后外排。		
	事故水系统	发生事故时，事故污水排到全厂的事故污水收集处理设施（地理式事故池容积14000m ³ ），由全厂的事故污水收集处理设施统一处置。	/	
	水回用系统	含油污水处理场处理废水小部分回用于焦场喷淋、污水场除臭系统、大部分用于循环水系统补水。	/	
	供氮系统	全厂现有3套1500Nm ³ /h的PSA制氮设备；2台50m ³ 液氮贮罐；2台2000Nm ³ /h中压汽化器（2.5MPa）；2台中压（2.5MPa）80Nm ³ /h氮压机。	/	
	供风系统	现有一座压缩空气站，站内有4台220Nm ³ /min离心式空压机，120Nm ³ /min余热再生空气干燥器3台。全厂设有净化风和非净化风二个供风管网。净化风为仪表用压缩空气。非净化压缩空气主要是装置开停工时吹扫用、气力输送以及作密封气用。	/	
	供热系统	全厂现有3.5MPa、1.0MPa两个等级的全厂性蒸汽管网，0.4MPa等级的局部蒸汽管网。60t/h的燃气锅炉2台（执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值中的燃气锅炉限值），蒸汽参数450℃，3.82MPa；15MW的抽凝汽汽轮发电机组1套，发电14MW，抽出1.0MPa蒸汽。	/	
	消防	稳高压消防给水系统	由装置界区外已建的稳高压消防给水管道供给，界区内管道环状布置，管道上设有消火栓、消防水炮和切断阀。	/
		消防竖管	在装置内高于15m的构架平台沿梯子设有半固定式消防竖管。并在每层设有带阀门的管牙接口。	/
		消防软管卷盘	工艺装置内甲类气体压缩机、温度超过自燃点的泵及换热设备、长度超过30m的泵房附近设有消防软管卷盘箱。	/
		火灾报警系统	装置内设置有火灾报警信号、可燃气体报警，沿装置周围和装置内消防道路设置手动报警按钮，报警报至厂区中控室。	/
蒸汽灭火系统		装置内设置有半固定式蒸汽接头及一定数量的软管站，用于扑灭初期火灾。	/	
移动式灭火器		在装置各部位设置6kg手提式ABC类干粉灭火器和20kg推车式ABC类干粉	/	

类别	名称	主要工程基本情况	备注	
		灭火器,在控制室和配电室消防设置 5kg 手提式二氧化碳灭火器和 30kg 推车式二氧化碳灭火器。		
	水封井	装置内生产污水管道及初期雨水管道设有水封井,水封高度不小于 250mm。	/	
环保工程	废气处理措施	产品精制装置	产品精制装置包括产品精制、碱渣处理、恶臭治理三个工序组成,负责所有干气、液化气、催化轻汽油的脱硫精制,所有碱渣的脱臭处理,脱硫醇尾气及碱渣罐尾气的恶臭治理。	/
		加热炉烟气	采用脱硫燃料气及低氮燃烧技术	/
		含烃不凝尾气	硫磺回收装置的酸性水脱气和富液闪蒸罐尾气主要组分为有机烃,送低压燃料气管网	/
		硫磺回收装置尾气	尾气采用加氢还原—急冷—吸收—焚烧处理工艺	/
		催化再生烟气脱硫	三级旋风除尘器+余热回收+烟气脱硫、脱销	采用加氢脱硫改质原料、添加 CO 助燃剂
		无组织排放源 (VOC _s)	螺纹连接管道多采用密封焊,检漏井设置井盖封闭,接触烃类介质的设备法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级,使用密闭的自动采样器等措施	轻质油品储存采用浮顶/内浮顶罐储存(部分采用氮封),液化石油气和丙烯采用球罐,减轻了生产过程中的烃类无组织排放量。
		事故火炬系统	厂内现有 20000 m ³ 干式气柜一座,全厂现有高、低两个烃类火炬和一个酸性气火炬,三个火炬共用一座塔架,高 150m,本项目主要依托低压烃类火炬,设计流量为 200t/h,火炬头直径为 DN800。	3 台 30m ³ /min 压缩机(二用一备)回收火炬气正常情况下,管网中的放空油气进入气柜,通过压缩机升压、脱硫后进入燃料气管网,供装置作燃料
		污水处理场臭气	采用加拿大碧欧蓝公司 (BIOREM) 臭气处理专利技术,设计处理能力为 22000m ³ /h。	/

类别	名称	主要工程基本情况	备注	
噪声控制措施	噪声	在平面布置上高噪声区与操作区分开布置；机泵选用噪声较低系列的防爆电机；空冷器选用低转速风机、低噪声电机；加热炉选用低噪声燃烧器，风道部分采用保温隔声材料；压缩机及大功率机泵采取基础减振、管道挠性设计，降低设备振动及噪声；噪声可能超标各放空口均设消声器以降低噪声；操作室进行隔声、吸声设计。	/	
	固体废物处理处置措施	碱渣	采用湿式氧化脱臭(《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中的处理可行技术)、浓硫酸酸化分离出酸性油，再用碱中和至 pH=7，限流排至污水处理场处理。	/
		污水处理场的污泥、污油	内部处理，送焦化装置产焦、送焦化装置做急冷油	/
		危险废物(废催化剂、废干燥剂、废脱氯剂、废瓷球等)	厂区内临时贮存设施，并采用钢制铁桶或高密度塑料桶桶分类临时装存，委托有资质单位处置	/
		一般固体废物(脱硫渣)	目前位于项目东南面滨海路侧的一般工业固体废物填埋场已基本饱和，建设单位暂依照危险废物的管理要求对一般固废脱硫废渣进行从严管理，委托有资质单位处置。	/
	废水处理措施	含硫污水	依托酸性水汽提装置处理，处理后净化水部分送至原料预处理电脱盐装置注水回用，剩余部分排至含油污水处理系统	/
		含油污水及生活污水	依托含油污水处理场处理，最终返回至循环水场补水	/
		含盐污水	依托污水处理场含盐污水处理系统，经处理达标后通过厂外市政排海管道。	/
		事故水污染防控措施	发生小规模事故时，事故水主要通过装置区围堰收集，通过污染雨水管道排入污水池内的污染雨水池，经泵提升送至污水处理场处理；发生大规模事故时，部分事故水通过装置内围堰和污染雨水池收集，水池收集满后，剩余的事故水溢流排入装置外雨水系统，通过全厂事故水监控及收集系统进行相应处理	/
	储运工程	储运系统	厂内有 62 个储罐，总容积为 20.9 万 m ³	/

2.1.2.2 原辅材料

1、主要原料

北海炼化现有加工流程设计加工进口混和原油，近几年，已加工原油品种十多种，以沙轻、沙重、伊轻、伊重等原油为主。原油设计加工规模为 640 万吨/年，设计基准油种为沙中原油及罕戈原油按 1:1 比例混和而成，平均 API 为 29.9，平均硫含量为 1.54%，平均酸值为 0.35mgKOH/g(按 1.0mgKOH/g 设防)，已建工程加工原油性质详见表 2.1-5。

表2.1-5 已建工程加工原油性质一览表

名称	项目	单位	指标
混合原油	数量	万吨	640
	API		29.9
	密度	g/ml	0.8730
	硫含量	wt%	1.54
	酸值	mgKOH/g	0.35 (按 1.0 设防)
	残炭	wt%	5.38
	镍含量	ppm	16.48
	钒含量	ppm	23.70

2、辅助材料

已建工程所需辅助材料见表 2.1-6。

表2.1-6 已建工程辅助材料消耗一览表

装置名称	材料名称	单位	用量	备注
原料预处理	破乳剂	t/a	22	
	缓蚀剂	t/a	48	
	有机胺	t/a	124	
航煤加氢	RSS-2 催化剂	t/a	9	
	RB-02 吸附剂	t/a	6.67	
催化原料改质(蜡油加氢)	催化剂	t/6a	83	
	瓷球	t/3a	13	
柴油加氢	催化剂	t/8a	360	
	保护剂	t/4a	25	
	瓷球	t/4a	92	
催化裂化	催化剂	t/a	854	
	CO 助燃剂	t/a	3.7	
	磷酸三钠	t/a	3.3	
	阻垢剂	t/a	34	
	钝化剂	t/a	14	
	硫转移剂	kg/h	0	
催化重汽油	催化剂	t/8a	40	在 Szorb 装置运行正

装置名称	材料名称	单位	用量	备注
加氢	瓷球	t/4a	8	常后停用
	脱硫醇催化剂	t/4a	161	
产品精制	精脱硫催化剂	t/4a	81	
	瓷球	t/4a	20	
连续重整	预加氢催化剂	t/8a	18.6	
	制氢催化剂	t/10a	1.5	
	重整催化剂	t/10a	45	
	催化剂粉尘	t/10a	1	
	脱氯剂	t/a	298	
	干燥剂	t/2a	20	
	瓷球	t/5a	39	
苯抽提	加氢催化剂	t/10a	1	
	瓷球	t/10a	0.3	
硫磺回收（溶剂再生、酸性水汽提）	制硫催化剂	t/4a	93	
	加氢催化剂	t/4a	23	
	瓷球	t/4a	15	
S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置	吸附剂（首次开工填装量）	kg	66000	2019年11月通过验收
	吸附剂（吸附脱硫）	kg/a	60000~80000	
	硫化剂（DMDS）首次开工用	kg	8000	
	磷酸三钠	kg/a	100	

2.1.2.3 产品方案

已建工程主要产品为汽、柴油、液化气、石脑油、苯、聚丙烯、石油焦、硫磺、航煤、沥青、混合二甲苯产品等，具体产量见表 2.1-7。

表2.1-7 主要产品方案及产量

序号	产品名称	产量（万 t/a）	备注
1	汽油	国V汽油	49.35
		精制汽油	148.8
2	航煤	48.49	
3	国V柴油	228.71	
4	石脑油	8.00	
5	液化气	33.24	
6	聚丙烯	12.69	
7	苯	3.00	
8	混合二甲苯	2.40	现精馏装置停产，二甲苯混在重汽油中，最终以汽油成品外卖
9	沥青	20.00	
10	石油焦	52.58	
11	硫磺	6.04	

序号	产品名称	产量 (万 t/a)	备注
	合计	613.3	

2.1.2.4 公辅工程

1、储存系统

已建工程储存系统见表 2.1-8。

2、运输系统

1) 铁路运输

厂内已建 29 个火车装卸车鹤位，其中 LPG（液化石油气）8 个鹤位、丙烯 5 个鹤位、航煤 10 个鹤位、甲醇 4 个鹤位、苯 2 个鹤位。

2) 公路运输

厂内已建 20 个汽车装卸鹤位，其中饱和液化气 4 个鹤位、民用液化气 4 个鹤位、苯 2 个鹤位、石脑油 2 个鹤位、丙烯 2 个鹤位、航煤 2 个鹤位、98#汽油 2 个鹤位、船燃 2 个鹤位。

3) 海运运输

石化码头已建 2 个 5000 吨成品油泊位，海运设计能力 150 万吨/年。

4) 管输

厂内已建一套输油管线，管输物料主要为原（料）油和产品汽柴油。

表2.1-8 已建工程储存系统一览表

序号	罐号	设备名称	型式	数量	内径 mm	高度 mm	容积 m ³	介质	温度℃	是否氮封	储运单元	备注
1	0302-1-TK-001~002	延迟焦化原料罐	拱顶罐	2	21000	16580	5000	减渣、催化油浆	100~160	氮封	中间原料油罐区 (一)	
2	0302-1-TK-003~004	催化裂化原料罐	拱顶罐	2	21000	16580	5000	蜡油	80~140	氮封		
3	0302-1-TK-005	催化裂化原料罐	拱顶罐	1	28000	16960	10000	蜡油	80~140	氮封		
4	0302-1-TK-006	延迟焦化原料罐	拱顶罐	1	28000	16960	10000	减渣、催化油浆	100~160	氮封		
5	0302-2-TK-001	船用燃料油罐	内浮顶	1	21000	16642	5000	船用燃料油	≧50	氮封	中间原料油罐区 (二)	
6	0302-2-TK-002~004	柴油加氢装置原料罐	内浮顶	3	21000	16642	5000	柴油、汽油	≧50	氮封		
7	0302-2-TK-005~007	预加氢装置原料罐	内浮顶	3	21000	16642	5000	直馏石脑油	≧40	氮封		
8	0302-2-TK-008	精制油罐	内浮顶	1	21000	16642	5000	精制油	≧40	无		
9	0302-2-TK-009~010	S-Zorb 装置原料罐	内浮顶	2	17000	15442	3000	稳定汽油	≧40	氮封		
		汽油加氢装置原料罐						重汽油				
10	0302-2-TK-011	苯抽提装置原料	内浮顶	1	14500	14240	2000	C6 组分	≧40	无		
11	0302-2-TK-012	S-Zorb 装置原料罐	内浮顶	1	21000	16642	5000	稳定汽油	≧40	氮封		
12	0303-1-TK-001~002	不合格汽油罐	内浮顶	2	17000	15442	3000	98#汽油	≧40	无	汽油组分罐区	

序号	罐号	设备名称	型式	数量	内径 mm	高度 mm	容积 m ³	介质	温度℃	是否氮封	储运单元	备注
13	0303-1-TK-003~004	C7+汽油罐	内浮顶	2	17000	15442	3000	C7+汽油	≧40	无		
14	0303-1-TK-005~006	精制重汽油罐、脱硫汽油	内浮顶	2	17000	15442	3000	精制重汽油	≧40	无		
15	0303-1-TK-007~008	催化轻汽油罐	内浮顶	2	15200	16500	3000	催化轻汽油	≧40	氮封		
16	0303-1-TK-009~010	预加氢拔头油罐	内浮顶	2	13200	15000	2000	预加氢拔头油	≧40	氮封		
17	0303-2-TK-001~003	丙烯罐	球罐	3	15700		2000	丙烯	≧40	无	丙烯罐区	原料罐
18	0303-2-TK-004	丙烯罐	球罐	1	15700		1000	丙烯		无		
19	0303-3-TK-001~002	液化石油气罐	球罐	2	18000		3000	饱和液化气	≧45	无	液化气罐区	成品罐
20	0303-3-TK-003~007	液化石油气罐	球罐	5	18000		3000	民用液化气	≧45	无		
21	0303-4-TK-001~003	石脑油罐	内浮顶	3	21000	16642	5000	石脑油	≧40	无	石脑油苯罐区	
22	0303-4-TK-004~005	苯罐	内浮顶	2	11000	12680	1000	苯	≧40	氮封		成品罐
23	0303-4-TK-006	苯罐	内浮顶	1	14500	14240	3000	苯	≧40	氮封		
24	0318-TK-001~004	碱液罐	拱顶罐	4	8200	12480	500	碱液	≧40	无	化学药剂罐区	原料罐
25	0339-TK-001	沥青原料罐	拱顶罐	1	14500	14261	2000	沥青原料	65~95	无	轻重污油	污油罐

序号	罐号	设备名称	型式	数量	内径 mm	高度 mm	容积 m ³	介质	温度℃	是否氮封	储运单元	备注
26	0339-TK-002	重污油罐	拱顶罐	1	14500	14261	2000	重污油	60~140	无	罐区	
27	0339-TK-003	重污油罐兼扫线罐	拱顶罐	1	14500	14261	2000	重污油	60~90	无		
28	0339-TK-004~ 005	轻污油罐	内浮顶	2	14500	14261	2000	轻污油	40	氮封		
29	0303-5-TK-001~ 002	甲醇罐	内浮顶	2	11000	12680	1000	甲醇	40	氮封	甲醇 MTBE 罐 区	原料罐
30	0303-5-TK-003~ 004	MTBE 罐(烷基化汽 油)	内浮顶	2	11000	12680	1000	烷基化汽油	40	氮封		
31	0303-5-TK-005	MTBE 罐	内浮顶	1	17000	15442	2000	MTBE	≧40	氮封		
32	0303-5-TK-006	二甲苯(MTBE)罐	内浮顶	1	17000	15442	2000	MTBE	≧40	氮封	二甲苯航 煤罐区	
33	0303-5-TK-007~ 008	航煤罐	内浮顶	2	25000	21400	10000	航煤	≧40	氮封		成品罐

2.1.3 已建工程分析

2.1.3.1 总工艺流程描述

640 万吨/年混和原油进原料预处理装置加工。本装置采用减压深拔技术，并设置轻烃回收设施，以将原料最大化拔出为设计目标。

原料预处理装置将混和原油分馏为干气、液化气、直馏煤油、直馏石脑油、直馏柴油、减压蜡油与减压渣油。减压渣油主要去延迟焦化装置、部分生产沥青，减压蜡油去催化裂化装置，直馏柴油去柴油加氢装置，直馏煤油去航煤加氢装置，直馏石脑油去重整预加氢装置。干气经脱硫后作装置加热炉燃料，液化气经脱硫后作商品。

1、原料预处理装置

混合原油（罕戈原油：沙特中质原油=1:1）在装置内经脱盐脱水、常压蒸馏、一级减压蒸馏、二级减压蒸馏、轻烃回收后被分为干气、液化气、石脑油、直馏煤油、柴油组分、减压蜡油和减压渣油等，符合后续加工装置要求的物料。蒸馏部分采用初馏—常压蒸馏—一级减压蒸馏—二级减压蒸馏的四级蒸馏路线；轻烃回收部分采用脱丁烷单塔回收液化气的工艺路线。

2、航煤加氢装置

原料预处理装置产生的直馏煤油经航煤加氢单元精制后作为航煤产品出厂。

航煤原料自原料预处理装置的常减压塔来，换热后的高温航煤原料与经加热后的氢气进入混氢器充分混合，混合物料自下向上流经反应管内催化剂床层，反应器采用三管反应流程，各反应管也可以轮流切换进行催化剂再生。反应产物与原料换热回收热量后进入汽提塔，塔底由常压渣油提供热源，塔顶不凝气出装置，回流罐油相基本全回流，保留一根轻烃出装置管线；回流罐少量含硫污水经泵送至常减压含硫污水系统。塔底航煤产品回常减压，先与原油换热后，走原常一线换热流程冷却至 40℃，然后经脱硫罐、航煤过滤器并加入助剂后出装置进罐。

3、催化裂化装置

催化裂化装置将直馏蜡油、加氢蜡油分为催化干气、催化液化气、催化汽油、催化柴油、催化油浆等。催化汽油去 S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置，催化柴油去柴油加氢装置，催化油浆去延迟焦化装置。催化裂化装置主要由反应-再生部分、主风机部分、分馏部分、气压机部分、吸收稳定部分、产汽系统和余热锅炉部分、烟气脱硫部分组成。

4、柴油加氢装置

全厂生产焦化柴油、催化柴油、直馏柴油等进柴油加氢装置加工，得到产品国 V 的柴油以及石脑油。石脑油一部分作为汽油调合组分参与全厂汽油调合，一部分作为石脑油产品出厂。装置由反应部分（包括新氢压缩机、循环氢压缩机、循环氢脱硫部分）、分馏部分及脱硫部分组成。

5、催化原料改质（蜡油加氢）装置

焦化蜡油、部分直馏蜡油经换热后进入反应进料加热炉（炉膛温度 480℃）加热到反应所需要的温度，然后进入加氢反应器，加氢反应生成的酸性气去酸性气回收装置处理，加氢反应产物经高低压分离器进一步分离出高分气、低分气和加氢蜡油，加氢蜡油去催化裂化装置，高分气、低分气去延迟焦化装置。其新氢系统、循环氢系统、循环氢脱硫系统以及公用工程部分均依托于现有柴油加氢装置。

6、气体分馏装置

装置主要由脱丙烷塔、脱乙烷塔和精丙烯塔（包括两个串联的精丙烯塔 A 和精丙烯塔 B）组成，脱硫后催化液化气进气体分馏装置，分出干气、丙烯、丙烷及混合碳四。

7、连续重整装置

装置包括预加氢部分、重整部分、芳烃精馏部分及催化剂再生部分。全厂生产直馏石脑油进重整预加氢，经预加氢装置加工后，产预加氢拔头油作为汽油调合组分，产预加氢精制油进连续重整装置，重整生成油切割为轻、重两组分，轻组分作为苯抽提装置进料抽提出苯作为产品，重组分经二甲苯塔蒸馏生产混合二甲苯产品，其余重整重汽油作为高辛烷值汽油调合组分。副产的重整氢作为全厂氢源。芳烃精馏装置于 2017 年 1 月 10 日因产品效益欠佳停工至今。

8、苯抽提装置

苯抽提装置利用溶剂对原料中各组分相对挥发度影响的不同，实现芳烃与非芳烃的分离。该装置以上游连续重整装置重整汽油的 C6 馏分为原料，通过抽提原料加氢处理和抽提，生产苯和抽余油。装置主要由抽提原料加氢处理部分及抽提蒸馏部分组成。

9、催化重汽油加氢装置

催化裂化装置产生的催化重汽油进催化重汽油加氢装置加工，装置主要由反应(包括循环氢脱硫部分)、汽提、脱硫醇工序组成。S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置生产后，该装置现已停产。

10、硫磺回收联合装置

装置主要由溶剂再生、酸性水汽提、Claus 硫磺回收（包括硫磺成型包装）等部分组成。目前酸性汽提装置规模为 110t/h。

11、产品精制装置

产品精制装置包括：产品精制、碱渣处理、恶臭治理三个部分。负责所用干气、液化气、催化轻汽油的脱硫精制，所有碱渣的脱臭处理，脱硫醇尾气及碱渣罐尾气的恶臭治理。其中产品精制单元包括以下内容：（1）饱和干气脱硫，包括：延迟焦化装置干气、柴油加氢装置低分气；（2）混合干气脱硫，包括：催化裂化装置干气、工厂气柜气脱硫；（3）混合液化石油气脱硫、脱硫醇，包括：原料预处理装置液化石油气、连续重整装置的液化石油气；（4）延迟焦化装置液化石油气、催化液化石油气脱硫、脱硫醇；（5）轻汽油精制；（6）碱液再生；（7）精制干气回收。

12、延迟焦化装置

原料预处理装置来的减压渣油进延迟焦化装置生产出焦化干气、焦化液化气、焦化汽油、焦化柴油、焦化蜡油及石油焦。装置由焦化部分、分馏部分、吸收稳定部分、吹汽放空部分、水力除焦部分、切焦水闭路循环部分和冷焦水密闭处理部分等部分组成。

13、聚丙烯装置

装置由丙烯预精制、丙烯精制、主催化剂和助催化剂的制备和计量、预聚合、环管本体聚合、聚合物脱气干燥、添加剂进料和造粒、包装、码垛和贮存等工序组成。

14、MTBE 装置

装置采用普通型混相膨胀床—催化蒸馏组合工艺进行生产，主体工艺工程包括醚化反应、催化蒸馏和甲醇回收三个工序。

15、氢回收装置(PSA)

装置包括预处理、变压吸附工序。

16、S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置

装置服务于企业现有工程催化裂化装置、苯抽提装置和延迟焦化供应的汽油脱硫，利用吸附剂选择性吸附含硫化合物中的硫原子而达到脱硫的目的。装置包括进料与脱硫反应、产品稳定、吸附剂再生和吸附剂循环四个工序。装置主要由罐区、压缩机区、管带区、分馏区、反再区、炉区组成。

2.1.3.2 已建工程污染物排放情况

1、大气污染物

(1) 有组织废气

有组织排放废气包括燃料燃烧的烟气和工艺废气。

已建工程监测数据来源于 2019 年常规监测报告、2019 年在线监测数据，详见表 2.1-10~2.1-12；其中连续重整装置的芳烃精馏的二甲苯重沸炉自 2017 年 1 月 10 日因产品效益欠佳停工至今，引用的是其 2016 年 11 月 5 日-6 日的竣工验收监测数据，详见表 2.1-13。

有组织排放废气排气筒共 21 条，其基本情况详见表 2.1-9。

表2.1-9 有组织排放废气排气筒一览表

烟囱编号	装置名称	规模 (万 t/a)	排气筒名称	高度 (m)	出口内 径(m)	采用的环保措施	废气类型	主要污染因子	备注
1	硫磺回收	9	尾气焚烧烟囱	100	2.2	采用加氢还原—急冷—吸收—焚烧处理工艺	工艺废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢	在线
2	延迟焦化装置	120	加热炉	60	2.8	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
3	原料预处理	640	常减压炉	65	3.0	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
4	动力站	2×60t/h	锅炉烟烟囱	100	2.4	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	在线，燃气燃油两用型锅炉，现燃气
5	催化裂化装置	210	烟气脱硫烟囱	90	2.6	采用脱硝剂催化脱硝、旋风分离除尘、湿法脱硫除尘	工艺废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃、镍及其化合物	在线
6			再生烟气烟囱	100	2.6	/	工艺废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃、镍及其化合物	在线，停用
7			过热蒸汽炉烟囱	42	1.6	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
8	连续重整装置	80	四合一炉	60	2.9	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、氯化氢、颗粒物、非甲烷总烃、氯化氢	/
9			脱戊烷塔重沸炉	40	1.3		燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
10			分馏塔重沸炉	40	1.3		燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、	/

烟囱 编号	装置名称	规模 (万 t/a)	排气筒名称	高度 (m)	出口内 径(m)	采用的环保措施	废气类型	主要污染因子	备注
								非甲烷总烃	
11			汽提塔重沸炉	40	1.3		燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
12			预加氢进料加热炉	40	1.3	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
13			芳烃精馏加热炉	40	1.6	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	2017年1月10日至今停用
14	柴油加氢	260	加热炉	50	2.0	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
15	催化原料改质（蜡油加氢）	50	加热炉	37	0.8	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	/
16	催化重汽油加氢	80	加热炉	38	1.3	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	在 Szorb 装置运行正常后停用
17	火炬设施	/	高压火炬	150	0.9	进入 20000m ³ 储气柜，经压缩机增压后送至产品精制装置脱硫后进入全厂燃料气管网，储气柜已溢满后安全阀排放的含烃气体才密闭排入火炬系统，如果装置事故状态下排放大量的或	工艺废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	异常时排放，三套火炬共架敷设
18	火炬设施	/	低压火炬	150	0.8		工艺废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	
19	火炬设施	/	酸性气火炬	150	0.3		工艺废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	

烟囱编号	装置名称	规模 (万 t/a)	排气筒名称	高度 (m)	出口内 径(m)	采用的环保措施	废气类型	主要污染因子	备注
						高温放空气体，自动切断气柜入口阀，排放气体排入火炬烧掉			
20	污水处理场恶臭废气处理系统	/	恶臭处理系统	15	0.4	采用加拿大碧欧蓝公司(BIOREM)臭气处理专利技术生物滴滤法处理	工艺废气	硫化氢、苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃、非甲烷总烃	/
21	Szorb 催化汽油吸附脱硫装置	150	加热炉	60	1.3	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	2019年11月通过验收

表2.1-10 已建工程 2019 年常规监测大气污水处理站有组织污染源排放实测数据

烟囱编号	装置名称	监测点	H ₂ S(进)	H ₂ S(出)	苯(进)	苯(出)	甲苯(进)	甲苯(出)	二甲苯(进)	二甲苯(出)	非甲烷总烃(进)	非甲烷总烃(出)
			mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³
20	污水处理站	恶臭处理系统										
		标准	--	--	--	4	--	15	--	20	--	120

			值										
			达标情况	--	--	--	达标	--	达标	--	达标	--	达标

表2.1-11 已建工程 2019 年常规监测大气有组织污染源排放实测数据

烟囱编号	装置名称	监测点	烟气量	颗粒物	SO ₂	NO _x	非甲烷总烃	镍及其化合物	
			m ³ /h	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	
5	催化裂化装置	催化裂化烟气脱硫出口							
			标准值	--	50	100	200	--	0.5
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	达标
7	催化裂化装置	过热蒸汽炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	0.5
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
烟囱编号	装置名称	监测点	烟气量	颗粒物	SO ₂	NO _x	非甲烷总烃	H ₂ S	

				m ³ /h	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³
1	硫磺回收	硫磺回收尾气净化出口							
			标准值	--	--	400	--	--	--
			达标情况	--	--	达标	--	--	--
2	延迟焦化装置	加热炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
3	原料预处理	常减压炉出口							

			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
4	动力站	锅炉 A 出口							
			标准值	--	30	100	400	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
		锅炉 B 出口							
			标准值	--	30	100	400	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
9	连续重整装置	脱戊烷塔重沸炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	

10	连续重整装置	分馏塔重沸炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
11	连续重整装置	汽提塔重沸炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
12	连续重整装置	预加氢进料加热炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
14	柴油加氢	加热炉出口							

			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
15	催化原料改质 (蜡油加氢)	加热炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
16	重汽油加氢	加热炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
21	Szorb 催化 汽油吸附脱 硫装置	加热炉出口							
			标准值	--	20	100	150	--	
			达标情况	--	达标	达标	达标	--	
烟囱编号	装置名称	监测点	烟气量		颗粒物	SO ₂	NO _x	非甲烷总烃	氯化氢
			m ³ /h		mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³

8	连续重整装置	四合一炉出口							
			标准值	--	20	100	150	60	30
			达标情况	--	达标	达标	达标	达标	达标

表2.1-12 2019 年废气在线监测结果统计

项目 监测点位	二氧化硫 (Avg)	二氧化硫 (ZsAvg)	二氧化硫 (Cou)	氮氧化物 (Avg)	氮氧化物 (ZsAvg)	氮氧化物 (Cou)	烟尘(Avg)	烟尘 (ZsAvg)	烟尘(Cou)	标态流量 (Cou)
	mg/m ³	mg/m ³	kg/a	mg/m ³	mg/m ³	kg/a	mg/m ³	mg/m ³	kg/a	m ³ /a
1#硫磺回收烟 气排口										
4#动力站锅炉 A 排口										
4#动力站锅炉 B 排口										
5#催化裂化烟 气脱硫进口										
5#催化裂化烟 气脱硫排口										
6#催化裂化再 生烟气排口	停用	停用	停用	停用	停用	停用	停用	停用	停用	停用

备注：Avg——实测浓度平均值；ZsAvg——折算浓度平均值；Cou——排放量（指时间内累计值）

表2.1-13 2016年产品质量升级改造项目竣工环境保护验收监测结果

烟囱编号	装置名称	监测点		烟气量	烟尘		SO ₂		NO _x		苯类		非甲烷总烃		备注
				m ³ /h	kg/h	mg/m ³	kg/h	m ³ /h	kg/h	mg/m ³	kg/h	mg/m ³	kg/h	mg/m ³	
12	连续重整装置	芳烃精馏加热炉(二甲苯重沸)出口	监测值												现停产
			标准值												
			达标情况	--	--	达标	--	超标	--	达标	--	--	--	--	

2019 年监测结果表明：硫磺回收尾气净化、延迟焦化加热炉、原料预处理装置常减压炉、催化裂化烟气脱硫、催化裂化过热蒸汽炉、连续重整四合一炉、连续重整脱戊烷塔重沸炉、连续重整分馏塔重沸炉、连续重整汽提塔重沸炉、连续重整预加氢进料加热炉、柴油加氢加热炉、催化原料改质（蜡油加氢）加热炉、重汽油加氢加热炉出口、Szorb 催化汽油吸附脱硫装置加热炉的出口浓度达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中“表 3”标准。

动力站锅炉出口烟尘、二氧化硫、氮氧化物浓度均达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 1 标准；污水处理场恶臭废气处理系统出口苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃浓度达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中“表 3”标准。

芳烃精馏装置于 2017 年 1 月 10 日因产品效益欠佳停工至今，二甲苯重沸炉未运行，无法对其进行重新监测，引用其 2016 年 11 月 5 日-6 日的竣工验收监测数据，二甲苯重沸炉出口二氧化硫浓度超过《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中“表 3”标准，其它污染物均能达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中“表 3”标准。建设单位承诺一旦装置开工运行，确保二甲苯重沸炉外排烟气污染物排放浓度达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中“表 3”标准。

（2）无组织废气

①无法收集的含烃废气

正常生产时装置内的管线连接处、阀门密封、设备腐蚀等不可避免的会产生一定的泄漏，挥发含烃气体进入环境空气中，生产过程中采样等开关阀门、放料等也将向环境空气中挥发烃类气体。

②硫磺回收装置无组织废气

硫磺回收装置中酸性水汽提装置中管线连接处、阀门密封、设备腐蚀等不可避免的会产生一定的硫化氢泄漏，进入环境空气中。

③储运系统无组织废气

炼油工程产品大多为易挥发的轻烃，装卸过程中挥发气散逸进入环境空气中形成无组织废气排放源，炼油项目为了有效控制该类无组织排放，汽车、火车装卸设施均采用浸没式密闭液下鹤管装车方式，自动化操作。轻质油品采用浮顶罐、内浮顶罐储存，液化石油气和 MTBE 原料采用球罐。同时，设置油气回收设施。采取上述措施后将大幅度

削减含烃废气排放量，但因设备连接处密封等不可避免的仍有一定的含烃气体排入环境空气中。主要因子为非甲烷总烃、苯、甲苯、二甲苯等。开、停工或生产不正常时产生的放空瓦斯排入火炬系统，从安全阀等排放的各种油气、瓦斯，送入全厂的火炬系统。

④污水处理场无组织废气

采用加拿大碧欧蓝公司（BIOREM）臭气处理专利技术生物滴滤法处理污水处理场产生的恶臭和有机废气，污水处理场隔油和浮选单元会溢散少量未收集收集完全的废气进入环境空气中形成无组织废气排放源，主要污染物为臭气、硫化氢、氨气等。

已建工程无组织排放源监测结果如下表 2.1-14。

表2.1-14 已建工程无组织排放源监测结果 单位：mg/m³

监测项目	2019.3.21 日厂界监测结果	2019.6.3 日厂界监测结果	2019.7.23-24 日厂界监测结果	2019.10.28 日厂界监测结果	执行标准	达标情况
颗粒物					1.0	达标
氨					1.5	达标
硫化氢					0.06	达标
臭气浓度					20	达标
苯					0.4	达标
甲苯					0.8	达标
二甲苯					0.8	达标
氯化氢					0.2	达标
非甲烷总烃					4.0	达标
苯并[α]芘					0.000008	达标

由上表可知，目前厂界各污染物浓度均可达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中表 5 标准，氨、硫化氢、臭气浓度也能达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 的新扩改建二级标准，监测频次满足《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》（HJ880-2017）表 3 无组织废气监测指标最低监测频次的要求。

⑤全厂无组织废气统计

2019 年，中国石化北海炼化有限责任公司按照环保部发布的《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（2015 年），完成了全厂 VOCs 核算工作，排查核算结果见表 2.1-15。

表2.1-15 已建工程 2019 年 VOCs 核算总量汇总表

污染源项	VOCs 排放量 (t/a)
1.动静密封点排放量	45.333
2.有机液体储罐挥发 VOCs 排放量	69.94
3.有机液体装卸挥发 VOCs 排放量	239.63
4.废水集输、储存、处理处置过程逸散 VOCs 排放量	930.32

5.其它源项 VOCs	451.57
(1)工艺有组织排放	31.94
(2)循环水冷却排放	165.59
(3)工艺无组织排放	242.74
(4)燃烧烟气排放	11.26
(5)火炬排放	0.05
(6)非正常工况排放	0
VOCs 排放量(合计)	1736.80

2、水污染物

已建工程排放的废水按照来源及水质的不同,分为含硫污水、含油污水、含盐污水、含碱污水、清净废水和生活污水等,各类水质分别进行处理。

已建工程主要配套建成使用 110t/h 酸性水汽提处理装置、200m³/h 含盐污水处理系统、300m³/h 含油污水处理系统等污水处理设施、碱渣全生物预处理设施、雨水监控设施,碱渣全生物预处理设施主要对碱渣污水进行预处理后,再汇入含盐污水 A/O 反应池后续处理。已建工程污水处理流程见图 2.1-4。

为了了解企业污水总排放口污染物排放情况,本次评价引用了 2019 年废水常规监测结果以及 2019 年废水在线监测结果,监测结果见表 2.1-16~2.1-23。

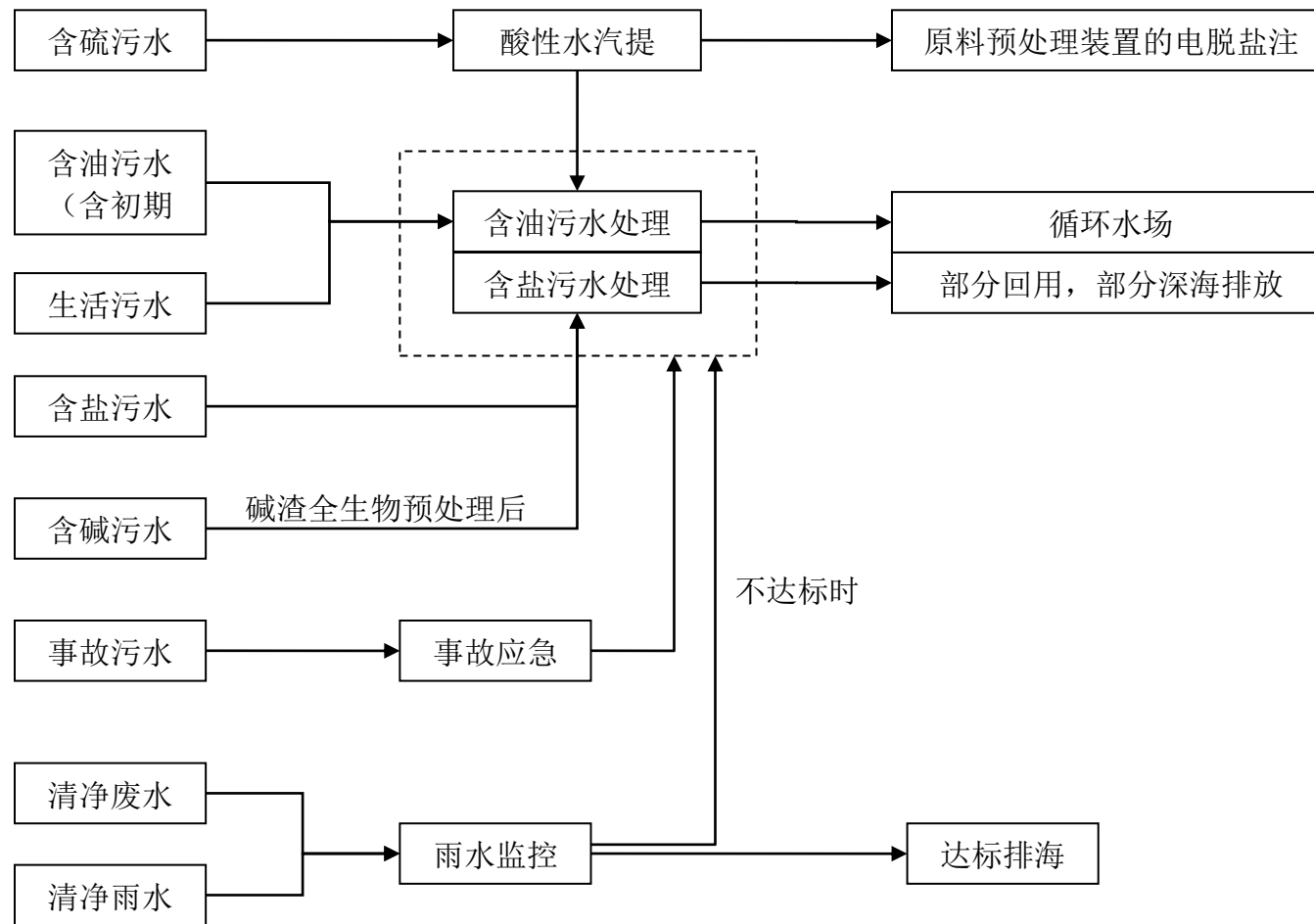


图2.1-1 已建工程污水处理流程图

表2.1-16 2019年常规监测含盐污水外排监控池监测结果 (除pH值外,单位均为mg/L)

监测日期 监测项目	1月8日	2月20日	3月6日	4月23日	5月16日	6月18日	7月16日	8月22日	9月23日	10月25日	11月20日	12月16日	均值	标准限值	评价
pH(无量纲)														6~9	达标
石油类														5.0	达标
COD														60	达标
氨氮														8.0	达标
硫化物														1.0	达标
挥发酚														0.5	达标
悬浮物														70	达标
总氮														40	达标
总磷														1.0	达标
总氰化物														0.5	达标
BOD ₅														20	达标
总铅*														/	/
总砷*														/	/
总镍*														/	/
总汞*														/	/
TOC														20	达标
总钒														1.0	达标
苯														0.1	达标
甲苯														0.1	达标
邻二甲苯														0.4	达标
间二甲苯														0.4	达标
对二甲苯														0.4	达标
乙苯														0.4	达标
苯并[a]芘*														/	/

注：项目未检出则在检出限后加“L”表示；*：GB31570-2015中废水总排放口无总铅、总砷、总镍、总汞和苯并[a]芘相应标准限值。统计均值时，未检出按检出限一半计算。

表2.1-17 2019 年常规监测原油预处理装置电脱盐装置废水监测结果 (单位 $\mu\text{g/L}$)

监测日期	4月23日	5月16日	6月18日	7月16日	8月22日	9月23日	10月25日	11月20日	12月16日	标准限值	评价
总汞										50	达标
烷基汞	甲基汞									不得检出	达标
	乙基汞									不得检出	达标

表2.1-18 2019 年常规监测汽提装置净化水监测结果 (单位 mg/L)

监测日期	4月23日	5月16日	6月18日	7月16日	8月22日	9月23日	10月25日	11月20日	12月16日	标准限值	评价
总砷										0.5	达标

表2.1-19 2019 年常规监测烟气脱硫废水监测结果 (单位 mg/L)

监测日期	4月23日	5月16日	6月18日	7月16日	8月22日	9月23日	10月25日	11月20日	12月16日	标准限值	评价
总镍										1.0	达标

表2.1-20 2019年常规监测含盐污水外排监控池烷基汞监测结果 (单位 $\mu\text{g/L}$)

监测日期		3月6日	6月4日	7月16日	10月25日	备注
烷基汞	甲基汞					GB31570-2015 中废水总排 放口无烷基汞标 准限值
	乙基汞					

表2.1-21 2019年常规监测延迟焦化废水监测结果 (单位 mg/L)

监测日期	6月18日	12月16日	标准限值	评价
苯并[α]芘			0.00003	达标

表2.1-22 2019年含盐污水外排口在线监测结果

废水流量 (Avg)	废水流量 (Cou)	CODcr(Avg)	CODcr(Cou)	氨氮(Avg)	氨氮(Cou)	pH(Avg)
-(l/s)	t/a	mg/L	kg/a	mg/L	kg/a	6-9(无量纲)
22.92	721557.8	32.41	23504.67	0.339	273.46	7.63

备注：Avg——实测浓度平均值； Cou——排放量（指时间内累计值）

由2019年在线监测监测和常规监测结果可计算已建工程2019年废水中各污染物的外排量，详见下表2.1-23。

表2.1-23 已建工程监测期间废水污染物外排量

项目	排放浓度 (mg/L)	废水排放量 (t/a)	排放量 (t/a)
COD			23.505
氨氮			0.273
石油类			0.087
硫化物			0.003
硫化物			0.003
挥发酚			0.031
悬浮物			5.772
总氮			12.483
总磷			0.152
总氰化物			0.002
BOD ₅			7.793
TOC			8.226
总钒			3.82E-03
苯			4.33E-04
甲苯			3.61E-04
邻二甲苯			2.89E-04
间二甲苯			5.05E-04
对二甲苯			5.05E-04
乙苯			2.16E-04

项目	排放浓度 (mg/L)	废水排放量 (t/a)	排放量 (t/a)
注: COD、氨氮排放量取自在线监测数据, 其它来自常规监测数据平均浓度*在线监测排放废水量。			

3、噪声

2019 年常规监测噪声监测结果详见表 2.1-20。

表2.1-24 2019 年常规监测噪声监测结果 单位 dB(A)

等效声级		3月15日	6月4日	7月23日	10月29日	标准限值	评价
测点和时间							
昼间	厂界东 S1#					65	达标
	厂界东 S2#						达标
	厂界南 S3#						达标
	厂界南 S4#						达标
	厂界西 S5#						达标
	厂界西 S6#						达标
	厂界北 S7#						达标
	厂界北 S8#						达标
夜间	厂界东 S1#					55	达标
	厂界东 S2#						达标
	厂界南 S3#						达标
	厂界南 S4#						达标
	厂界西 S5#						达标
	厂界西 S6#						达标
	厂界北 S7#						达标
	厂界北 S8#						达标

由表 2.1-20 的 2019 年监测结果可知, 监测频次满足《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》(HJ880-2017) 中“厂界环境噪声每季度至少开展一次昼夜监测”, 各厂界昼间和夜间声环境噪声均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类标准。

4、固体废物

已建工程 2019 年一般固废产生量为 450.968t/a, 危险废物产生量为 16186.412t/a, 具体情况见表 2.1-21。

表2.1-25 已建工程 2019 年固废产生及处置情况统计

序号	装置名称	固体名称	产生量(t/a)	排放规律	主要组分	类别	废物类别	废物代码	处理方式	
1	催化裂化	烟气脱硫废渣		间断	废催化剂 Al ₂ O ₃	一般固废	/	/	2019年7月1日前委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置,2019年7月1日后交有资质的兴业海创环保科技有限公司处置	
2	污水场	油泥浮渣		间断	污油	危险废物	HW08	251-004-08	内部处理,送焦化装置产焦	
3	产品精制	碱渣		间断	COD		HW35	251-015-35	内部处理,内循环BAF处理后再含盐污水场生物处理。	
4	催化裂化	废催化剂		间断	NiO		HW50	251-017-50	2019年7月1日前委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置,2019年7月1日后交有资质的青岛惠城环保科技股份有限公司处置	
5	各装置	废瓷球		间断	油		HW49	900-041-49	委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置	
6	MTBE装置	MTBE废树脂催化剂		间断	树脂		HW50	261-170-50		
7	化验室	化验室废剂瓶		间断	试剂		HW49	900-047-49		
8	催化裂化	催化两器废焦块		间断	矿物油		HW08	251-011-08		
9	连续重整	废分子筛干燥剂		间断	Al ₂ (SiO ₃) ₃ 、CaO		HW49	900-041-49		
10	航煤加氢	航煤加氢废催化剂		间断	NiO		HW50	251-016-50		
11	化验室	分析废液		间断	废试剂		HW49	900-047-49		委托有资质的兴业海创环保科技有限公司处置
12	各装置	石棉废物		间断	石棉		HW36	900-031-36		为装置的保温材料,检修后更换为其它材料,石棉废物委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置
13	连续重整	废脱氯剂		间断	NiO		HW49	900-041-49		2019年7月1日前委托有资质的中节能(广西)

序号	装置名称	固体名称	产生量(t/a)	排放规律	主要组分	类别	废物类别	废物代码	处理方式
14	储罐	罐底油泥		间断	污油		HW08	251-001-08	西) 清洁技术发展有限公司处置, 2019年7月1日后交有资质的兴业海创环保科技有限公司处置
15	各装置	废桶		间断	污油		HW49	900-041-49	
16	各装置	含油垃圾		间断	污油		HW08	900-249-08	
17	航煤加氢、硫磺回收、催化裂化、连续重整、苯抽提、汽油加氢、柴油加氢	废催化剂		间断	NiO、		HW50	251-016-50	委托有资质的山东齐力环保科技有限公司处置
18	合计	/		/	/	/			/

5、现有工程“三废”排放汇总

已建工程 2019 年“三废”主要污染物排放情况见表 2.1-26。

表2.1-26 已建工程 2019 年“三废”主要污染物排放汇总表

类型	污染物名称	已建工程排放量 (t/a)
废气	废气量 ($10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	32.46
	SO ₂	74.359
	NO _x	376.258
	颗粒物	85.026
	VOCs	1736.80
废水	废水量 (万 t/a)	72.16
	COD	23.505
	氨氮	0.273
固废	固废产生量	16637.38
	其中：危险废物	16186.412
	一般固废	450.968

注：由于污水处理站废气量未监测，以设计风量 $22000 \text{m}^3/\text{h}$ 计；由于 Szorb 催化汽油吸附脱硫装置投产后，重汽油加氢装置停产，未方便计算，废气不计重汽油加氢加热炉污染物排放量，取 Szorb 催化汽油吸附脱硫装置年排放量；由于芳烃装置 2019 年停产，因此芳烃排放量不纳入废气总量计算；废水量及污染物取自在线监测数据；装置年工作 8400h。

2.1.4 现有环保措施

2.1.4.1 大气污染控制措施

(一) 燃烧系统污染防治措施

1、废气高空排放

现有工程各装置、加热炉所有燃料全部由脱硫后自产干气组成，装置、加热炉产生的工艺废气、燃烧废气等均经不同处理设施处理后由排气筒高空排入环境。

2、燃料燃烧过程污染控制措施

(1) 采用低硫清洁燃料

各个装置加热炉及动力站锅炉所用的燃料均为经过产品精制装置脱硫后的干气，为低硫清洁燃料，可从源头减少烟气中 SO₂ 的产生，大大减少了烟气中 SO₂ 的排放量，减轻了 SO₂ 对大气环境的影响。

(2) 烟气中 NO_x 控制措施

①采用低氮燃料

全厂使用的燃料为干气,为低氮的清洁燃料,可有效控制燃料带入氮燃烧产生 NO_x ,从源头控制烟气中 NO_x 的产生量。

②通过改变燃烧方式,从源头降低 NO_x 的产生量

为了降低炉窑燃烧废气中氮氧化物的产生量和排放量,项目各装置加热炉均采用低氮燃烧器。最大限度地抑制 NO_x 的生成,可减少 NO_x 产生量 30%~60%。

上述措施在有效利用资源的同时减少 NO_x 排放量,在设备选型时充分考虑 NO_x 的控制,可节省投资,同时满足达标排放的要求,其技术经济合理、可行。

3、可燃气体回收和火炬系统

根据各装置的排放介质和排放压力,全厂设置高、低两个烃类排放系统和一个酸性气排放系统。低压烃类排放系统设计流量为 220000kg/h,高压烃类排放系统设计流量为 333000kg/h,酸性气排放系统设计流量为 12000kg/h。火炬设施共设置火炬 3 套:2 套烃类火炬和 1 套酸性气火炬,3 套火炬共同敷设在同一塔架上,高度均为 150m,火炬筒为可拆卸式。各装置在正常生产状况下排放的可燃性放气体经排放管道进入气柜,经回收压缩机增压后,送至产品精制装置脱硫后进入全厂燃料气管网。设置 20000 m^3 干式气柜一座,低压燃料气压缩机 3 台,2 用 1 备。单台压缩机流量为 $Q=1800\text{Nm}^3/\text{h}$,出口压力为 $P=0.9\text{Mpa(G)}$ 。装置开停工或操作不正常时安全阀排放的含烃气体,直接排入 20000 m^3 储气柜中,经回收压缩机增压后,送至产品精制装置脱硫后进入全厂燃料气管网。储气柜已溢满后安全阀排放的含烃气体才密闭排入火炬系统,如果装置事故状态下排放大量的或高温放空气体,自动切断气柜入口阀,排放气体排入火炬烧掉。

(二) 硫磺回收措施

硫磺回收部分主要处理溶剂再生、酸性水汽提产生的酸性气,主要由克劳斯硫磺回收系统、尾气净化系统及尾气焚烧三部分组成。采用二级转化 CLAU S 制硫工艺,装置尾气采用加氢还原—急冷—吸收—焚烧处理工艺。

(三) 催化再生烟气污染控制措施

现有工程催化裂化装置通过采用工艺脱硝、再生烟气余热回收、碱液脱硫、除尘等措施,使催化裂化装置排放的废气污染物得到有效减少。

(1) 除尘

对催化再生烟气中含有的催化剂粉尘,采用了分离效率高的三级旋风分离器来去除

大部分再生烟气中的催化剂粉尘,同时使用CO助燃剂以减少再生烟气中的CO排放量。再生烧焦后的高温烟气进入烟气能量回收系统(经三级旋风分离器、烟机入口蝶阀、烟气轮机和余热锅炉)回收余热,高温烟气经余热锅炉回收能量后通过美国BELCO公司EDV®(脱硫设施)湿法洗涤后,进一步降低烟尘浓度。

(2) 余热回收

由于催化裂化装置催化再生部分产生的再生烟气,含有少量废催化剂颗粒,并且烟气中携带了大量的热能,项目配置了催化再生烟气的能量回收工艺,以去除再生烟气中的催化剂颗粒,并对烟气中的热量进行回收利用。

(3) 烟气脱硫

现有工程的催化裂化再生烟气脱硫采用美国BELCO公司EDV®湿法洗涤工艺。EDV®湿法洗涤技术主要是利用喷碱性溶液(如NaOH、Ca(OH)₂、Mg(OH)₂)与烟气接触来除去排气所含的酸性气体、颗粒、粉尘等污染物质,烟气中的SO₂被碱性缓冲溶液吸收生成Na₂SO₃,从而达到脱硫的目的;脱除的硫经氧化为Na₂SO₄进入污水中。

(4) 烟气脱硝

项目在催化裂化再生段加入GY/P-I型FCC助燃脱硝剂,GY/P-I型FCC助燃脱硝剂是由具萤石结构-尖晶石结构的稀土复合氧化物组成,其中含Cu或Zn复合氧化物是NO_x的吸附位,当该剂在再生系统中与烟气中的CO和NO_x接触时即发生CO和NO_x的催化氧化还原作用,生成CO₂和N₂,表现出催化脱硝与助燃效用,有效降低烟气中的CO和NO_x。GY/P-I型FCC助燃脱硝剂的加入使得催化剂再生、脱硝、脱CO一并完成,不增加专用设备,脱硝效率可达到60%以上。

(四) 生产过程中无组织排放的控制

① 工艺管线

含有烃类物质的工艺管线,除与阀门、仪表、设备等连接可采用法兰外,螺纹连接管道均采用密封焊,其检漏井设置井盖封闭;所有输送含烃类物质的工艺管线和设备的排净口都用管帽或法兰盖或丝堵堵上。

② 设备

盛装烃类介质的设备法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级,必要时宜采用焊接连接。所有设备的液面计及视镜加设保护设施。搅拌设备的轴封选择泄漏率低的密

封形式。

③轻油采样：使用密闭的自动采样器。

（五）检修阶段

根据各停工检修装置特点，分别采用水冲洗、氮气吹扫或钝化处理，以及用蒸气吹扫或密闭蒸罐，热空气吹扫等。吹扫蒸气进冷凝器冷凝，不凝气或热吹扫空气作进一步处理。管道检修后进行气密性试验。

（六）储运系统无组织排放控制措施

①为减少烃类气体的无组织排放，轻质油品采用浮顶罐、内浮顶罐储存，液化石油气采用球罐，MTBE 产品采用内浮顶氮封罐储存。外浮顶罐采用合理搭配的一次密封和二次密封；选用反射效应大的白色或铝粉漆罐体涂料，降低外界温度变化的影响；在罐顶或罐壁外侧安装或悬吊反射隔热板；提高罐的承压能力，减少呼吸阀开关频率。

②汽车装卸车采用大鹤管、密闭液下浸没式装卸车方式，减少由于装卸过程中的轻烃排放。

③油气回收设施

码头和储罐各设置一套油气回收装置。码头油品装卸船只及储罐“大、小呼吸”所产生的无组织废气通过管路收集送至油气回收系统处理后达标排放。

油气回收工艺采用低温柴油吸收-吸收脱硫工艺路线。装置开始启动后，根据装船量、装卸车量或总管线压力值，通过油气回收装置的液环压缩机的变频器和跨线阀调节废气流量，保证码头、储罐顶部废气处于微正压状态。油气进入装置后首先经过压缩机提压到 0.20（G）进入低温柴油吸收塔进行吸收，吸收温度 5℃~10℃，可回收 95% 以上的烃类和全部有机硫化物，吸收后的气体经过脱硫反应器进一步脱除硫化氢，最后净化气通过排气筒排放，净化气中油气浓度可低于 25g/m³。当装船完成后，停止油气回收装置。吸收柴油采用重催或直馏粗柴油，吸收后的富柴油返回装置。

项目采取的油气回收措施在同类项目中广泛使用，措施可行，油气的无组织排放得到更好的控制，满足环保要求。

（七）臭气防治措施

恶臭是炼油企业的特征污染源，为减少恶臭对环境的影响，现有工程了以下措施，减少恶臭物质的挥发排放：

(1) 干气、汽油、液化气进行脱硫和脱硫醇，去除干气、汽油、液化气的臭气。

(2) 污水处理场恶臭处理。为减少隔油、浮选、生化的恶臭气体对周围环境的污染，对污水处理场产生的臭气收集并进行生物脱臭处理合格后再予排放大气。本项目污水处理设施工艺及规模不变，臭气依托原有工程污水处理场臭气处理系统进行处理。

污水处理场臭气处理系统规模 22000m³/h，采用加拿大碧欧蓝公司（BIOREM）臭气处理专利技术生物滴滤法处理，主要收集处理除油、浮选、生化产生的恶臭气体。该处理系统由气体收集装置、前处理装置、生物滴滤净化系统三部分组成。

在隔油罐、气浮装置、A/O 生化池、污油脱水罐、油泥储罐、浓缩罐、生化内循环 BAF 池、清水池、反洗给水池、反冲洗沉淀池、催化臭氧池、氧化稳定池上方设置抽气主管在抽风机的作用下，池内产生的气体通过抽气口、抽气支管汇聚引入抽气干管。废气从收集系统经引风管首先进入预处理区进行隔油、温度调节、除尘及增湿，再进入生物处理段。除油后的废气与附着在生物处理区填料上微生物充分接触，其中的污染物被微生物捕获降解、氧化，分解为无害的 CO₂ 和 H₂O，最后通过 15 米高排气筒高空排放。

臭气收集 → 前处理装置 → 生物滴滤池 → 高空烟囱排放

现有工程大气污染控制措施情况见表 2.1-23。

2.1.4.2 水污染控制措施

按“清污分流、污污分流”的原则设置排水系统，将排水系统划分为：含油污水系统、含盐含碱污水系统、含硫污水系统、雨水系统等，各类水质分别进行处理，详见表 2.1-24

1、含硫酸性水汽提处理

原料预处理、催化裂化及柴油加氢、Sorb 装置、蜡油加氢等装置产生的酸性水首先进入酸性水脱气罐脱除大部分气体之后，经液控自流进入酸性水储罐，在此进行长时间的静止除油，罐顶臭气用胺液吸收返回溶剂再生单元。用泵送至除油器进一步除油后，一路在流控下经酸性水—净化水换热器与净化水换热后进入汽提塔，另一路经液控直接进入酸性水汽提塔。酸性水汽提塔顶设塔顶循环回流，以回流取热控制塔顶温度，含 H₂S 的酸性气自塔顶分出，在压控下送至硫磺回收装置。塔底的净化水经换热冷却后送至原料预处理电脱盐装置注水回用，剩余部分排至污水处理场含油污水处理系统。

2、含油污水处理

自工艺装置（单元）来的含油污水重力流排至污水处理场含油污水池，经过设在池

内的机械格栅拦截大颗粒的悬浮物及漂浮物后，由提升泵输送至调节/除油罐。罐内设置浮动环流收油器，进入罐内的污水通过切向表层布水形成环流，油水得到有效的分离去除。罐内设置刮泥机，污水中的沉淀油泥由刮泥机收集去除。经除油后出水的含油量 $\leq 100\text{mg/L}$ 。调节/除油罐出水自流进入气浮设施。采用两级气浮设施串联运行，一级气浮采用涡凹气浮装置（CAF）；二级气浮采用部分回流加压溶气气浮装置（DAF）。加药后的污水通过机械搅拌混凝反应，形成絮凝体进入气浮分离室，浮渣由刮渣机刮至集渣槽后排至油泥浮渣池。一级气浮出水含油量控制在 $\leq 40\text{mg/L}$ ，二级气浮出水含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 。A/O生化系统采用活性污泥法及前置反硝化工艺，由缺氧生化池和好氧生化池及回流系统组成，生化池串联运行。第一阶段为缺氧段（A段），第二阶段为好氧段（O段）。A/O池出水进入沉淀池，上清液经生物接触氧化池、出水沉淀，上清液进入臭氧分解池，经BAF生物滤池，出水经沙滤后进入回用水池，杀菌，回用至循环水场。

厂区内生活污水重力流入生活污水格栅池，池内设有机械格栅，生活污水中大颗粒悬浮物、漂浮物被截留后进入生活污水提升池，经泵提升至含油污水系统A/O反应池处理。

3、含盐污水处理

来自工艺装置（单元）、循环水场的排污水、常减压电脱盐污水、商储库原油罐切水在含盐污水提升池泄压混合后，用泵提升至污水调节除油罐、两级气浮，A/O和BAF二级生化处理后，污水排放水质满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表1水污染物排放限值中的直接排放限值经泵提升至厂外市政达标水排海管道，同时部分回用。

4、雨水监控池及事故池

装置区、储罐区及产品装卸区等污染区域内收集的前15min初期雨水（含油雨水）并入含油污水管网，送污水处理场含油污水处理系统处理。

非污染区雨水及污染区未被污染的清净雨水（后期雨水）经明沟自流进入雨水监控池，监控达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表1水污染物排放限值中的直接排放限值后经港区专用雨水管网排入附近海域，不合格时切换至含油污水处理系统处理。

2.1.4.3 地下水防治措施

工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的控制措施，防止污染物的跑、冒、滴、漏。

污水处理设施、雨水池、事故水池均采用钢筋混凝土结构，并进行防渗处理；

合理设置排水沟、管，将雨水导入雨水池，事故水导入事故水池，各水沟、管道及连接头均进行防渗；各储罐区、装置区均进行地面硬化防渗；设置两口地下水监测井，监控厂区地下水水质情况。

表2.1-27 现有工程大气污染控制措施情况一览表

序号	污染源	主要污染物	处理/控制措施	执行标准	达标情况
1	催化裂化装置烟气脱硫	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃、镍及其化合物	采用脱硝剂催化脱硝、旋风分离除尘、湿法脱硫除尘等措施	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中表3标准	达标
2	硫磺回收装置尾气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢	加氢还原—急冷—吸收—焚烧		达标
3	延迟焦化装置加热炉、原料预处理装置常减压炉、连续重整四合一炉、连续重整脱戊烷塔重沸炉、连续重整分馏塔重沸炉、连续重整汽提塔重沸炉、连续重整预加氢进料加热炉、柴油加氢加热炉、蜡油加氢加热炉、催化裂化过热蒸汽炉、Sorb 装置加热炉	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中表3标准	达标
4	动力站	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃	使用低硫燃料气，采用低氮燃烧器	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表1标准	达标
5	生产过程中无组织排放源	非甲烷总烃	工艺管线的螺纹连接管道均采用密封焊，检漏井设置井盖封闭，排净口用管帽或法兰盖或丝堵堵上，使用密闭的自动采样器	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中表3标准	达标
6	储运系统无组织排放源	非甲烷总烃	轻质油品采用浮顶罐、内浮顶罐储存，液化石油气和 MTBE 原料采用球罐，装卸设施配套油气回收装置		
7	非正常排放废气源	酸性气	酸性气送至酸性气火炬燃烧	/	/
		烃类气	进入 20000m ³ 储气柜，经压缩机增压后送至产品精制装置脱硫后进入全厂燃料气管网，储气柜已溢满后安全阀排放的含气气体才密闭排入火炬系统，如果		

序号	污染源	主要污染物	处理/控制措施	执行标准	达标情况
			装置事故状态下排放大量的或高温放空气体，自动切断气柜入口阀，排放气体排入火炬烧掉		
8	污水处理场	硫化氢、苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃、非甲烷总烃	采用加拿大碧欧蓝公司（BIOREM）臭气处理专利技术生物滴滤法处理	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中表3标准	达标

表2.1-28 现有工程水污染控制措施情况一览表

序号	废水源	主要污染物	处理/控制措施	执行标准	达标情况
1	含油污水（包括含油雨水）	CODcr、石油类	含油污水处理场处理，经深度处理后回用于循环水场补充水		
2	办公生活污水	pH 值、CODcr、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	经化粪池处理后进入含油污水处理场，经深度处理后回用于循环水场补充水		
3	各装置产生的含硫污水	pH 值、CODcr、BOD ₅ 、硫化物、石油类	进入酸性水汽提装置进行处理，处理后净化水回用于原料预处理装置的电脱盐注水，不能回用部分进入含油污水处理系列进一步处理，经深度处理后回用于循环水场补充水。 根据《北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目产品质量升级改造项目竣工环境保护验收监测报告》（北（验）字（2016）48号），酸性水汽提净化处理系统处理能力为110t/h，现有处理量约为114.2t/h，已达满负荷运行状态。在建S-Zrob装置投入运行后，汽油加氢装置将全部停用，其产生的2t/h含硫污水将不再产生，在建S-Zrob装置将产生0.8t/h含硫污水，含硫污水总量将削减1.2t/h。技改前含硫污水产生量将变为113t/h。本次技改含硫污水产生量约为17.53t/h，技改完成后的含硫污水产生量为130.53t/h），超过酸性水汽提净化处理系统处理能力。业主拟采取以新带老措施，增加酸性水汽提系统处理能力，由现有处理能力110t/h增加到140t/h，如此即可满足现有项目加上本次技改项目的含硫污水的处理需求。	/	/
4	含碱污水、含盐污水	pH 值、CODcr、BOD ₅ 、硫化物、石油类	含盐污水处理场处理达标后深海排放	《石油炼制工业工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表1水污染物排放限值	达标

序号	废水源	主要污染物	处理/控制措施	执行标准	达标情况
5	除盐水处理膜处理排浓水	pH 值、COD _{Cr} 、BOD ₅ 、SS	进入雨水监控池监控达到《石油炼制工业工业污染物排放标准》(GB31570-2015)表 1 水污染物排放限值后排入厂外市政雨水管网，不合格时切换至含油污水处理系统处理	/	/
6	动力站锅炉定期排污	pH 值、COD _{Cr} 、BOD ₅ 、SS			
7	厂区事故废水	与事故废水来源相关	厂区西部设置事故储存池 14000m ³ ，收集、储运的事故废水根据水质情况回收污染介质或去污水处理场处理	/	/

2.1.4.4 固废处置措施

经调查，现有工程固体废物控制措施详见表 2.1-29。

表2.1-29 现有工程固体废物控制措施情况一览表

序号	装置名称	固体名称	处理方式	处置措施是否可行
1	催化裂化	烟气脱硫废渣	因目前位于项目东南面滨海路侧的一般工业固体废物填埋场已基本饱和，建设单位依照危险废物的管理要求对一般固废脱硫废渣进行从严管理，2019年7月1日前委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置，2019年7月1日后交有资质的兴业海创环保科技有限公司处置	可行
2	污水场	油泥浮渣	内部处理，送焦化装置产焦	可行
3	产品精制	碱渣	内部处理，内循环 BAF 处理后再含盐污水场生物处理。	可行
4	催化裂化	废催化剂	2019年7月1日前委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置，2019年7月1日后交有资质的青岛惠城环保科技股份有限公司处置	可行
5	各装置	废瓷球	委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置	可行
6	MTBE 装置	MTBE 废树脂催化剂		
7	化验室	化验室废剂瓶		
8	催化裂化	催化两器废焦块		
9	连续重整	废分子筛干燥剂		
10	航煤加氢	航煤加氢废催化剂		
11	化验室	分析废液	委托有资质的兴业海创环保科技有限公司处置	可行
12	各装置	石棉废物	委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置	可行
13	连续重整	废脱氯剂	2019年7月1日前委托有资质的中节能(广西)清洁技术发展有限公司处置，2019年7月1日后交有资质的兴业海创环保科技有限公司处置	可行
14	储罐	罐底油泥		
15	各装置	废桶		
16	各装置	含油垃圾		
17	航煤加氢、硫磺回收、催化裂化、连续重整、苯抽提、汽油加氢、柴油加氢	废催化剂	委托有资质的山东齐力环保科技有限公司处置	可行

2.1.4.5 噪声控制措施

现有工程主要噪声源控制措施如下表：

表2.1-30 现有工程主要噪声源控制措施一览表

序号	主要噪声源	处理/控制措施
1	加热炉噪声	采用低噪声燃烧喷嘴，设置消声罩，消声罩的壳体为金属板，内衬 30~50mm 吸声材料
2	风机及压缩机	进（排）气管道安装消声器，设备与底座之间设置减振措施，设隔声罩，设置风机房和压缩机房，设置隔声门窗
3	机泵	设置电机隔声罩，对机泵与基础间的隔振或减振处理
4	阀门及管道噪声	选用低噪声阀门，管道与振动设备的连接采用弹性连接，设消声器或结合管道保温进行管道隔声包扎
5	空气冷却器	降低风机转速，设置消声器，空冷风机的顶部风筒上部安装片式阻性消声器
6	冷却塔	选用低噪声风机，风机下部设置百叶隔声屏障
7	气体放空	在气体排放口安装阻抗复合型消声器
8	火炬噪声	采用低噪声火炬头

2.1.5 在建工程概况

目前在建项目为中国石化北海炼化有限责任公司硫磺装置尾气脱硫项目、北海炼油异地改造石油化工（20 万吨/年聚丙烯）项目结构调整改造项目、中国石化北海炼化有限责任公司全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目。

2.1.5.1 工程组成

硫磺装置尾气脱硫项目主要建设内容为建设一套与 10 万吨/年硫磺回收装置相匹配的烟气脱硫处理设施，包括 2 层的钢构架、尾气脱硫吸收塔以及配套设备。全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目新增 1 套柴油吸收预处理装置、蓄热氧化炉(RTO 炉)，对厂内储运罐区废气、汽车装车废气、硫磺酸性水罐废气、延迟焦化装置冷焦水罐废气、污水处理场污水调节罐和污油脱水罐排放的高浓度废气铺管收集，经新增的柴油吸收预处理+蓄热氧化炉(RTO 炉)处理后经 1 根 15m 高排气筒排放。在建结构调整改造项目工程组成见表 2.1-31。

表2.1-31 在建北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目结构调整改造项目工程组成

类别		名称	主要工程内容
主体工程		新建 LTAG 联合装置	包括 120 万吨/年 LTAG 单元、65 万吨/年催化加氢改质单元、烟气脱硫单元、产品精制单元，其中烟气脱硫单元、产品精制单元为联合装置的配套环保工程
		新建 3 万标立/时制氢装置	包括原料压缩部分、转化部分、变换及热回收部分、变换气冷却部分、产汽系统部分、PSA 氢气提纯单元
		气体分馏装置改造	装置内脱丙烷塔、脱乙烷塔和精丙烯塔 AB 塔内件全部更换、更换或新增部分换热器、新增脱丙烷塔进料泵、脱丙烷塔回流泵、脱乙烷塔进料泵和脱乙烷塔回流泵各一台等
依托配套工程		总图运输工程改造	工厂总平面、工厂竖向、道路及排雨水、围墙、大门及守卫室改造
		油品储运工程改扩建	全厂工艺及热力管网改造、增加 LTAG 联合装置供料泵共 6 台、增加 2 台 10000m ³ 低硫渣油及蜡油拱顶罐、增加 2 台 3000m ³ LPG 成品球罐
		给排水系统改扩建	给排水及消防管网改造、新建事故水池和雨水监控池 3000m ³ 各 1 座、新建 1 座污水提升泵站、I 循环水场新建冷却塔 1 座、新建 1 个 2#消防水泵站和新建 2 个 10000 m ³ 消防水罐
		供电系统改扩建	将 2 台 63MVA 变压器改为 2 台 75MVA 铜芯三绕组自冷式有载调压变压器，新增 35kV 开关柜 4 台，新建 35kV-4、10kV-4、380V-2 变电所各 1 座，原 35kV-2 变电所、380V-1 变电所和炼油循环水场变电所需做局部改造
		中心控制室	新建装置新增 DCS 并入原有全厂 DCS 控制系统网络实现集中监视、操作和管理
		现场机柜间	新建工艺装置配建新现场机柜室
		酸性水汽提扩能改造	通过更换塔内件、优化工艺操作条件等方式，将现有酸性水汽提装置进行原地扩能改造，处理能力由 110t/h 提升至 140t/h。
依托配套工程		原料预处理装置、1#催化裂化装置、1#柴油加氢装置、PSA 氢回收装置	640 万吨/年原料预处理装置中 100 万吨/年低硫方案、210 万吨/年催化裂化装置、260 万吨/年柴油加氢装置、0.8 万 Nm ³ /a 氢回收装置(PSA) 为本项目提供加工原料
依托公辅工程	给水系统	循环水场	分 2 个系统，即为 I 系统和 II 系统。I 循环系统设计规模 23000m ³ /h，II 循环系统设计规模 13500m ³ /h，冷却塔 I 循环和冷却塔 II 系统均满负荷运行，没有富裕。本次北海炼油结构调整后，新增循环水量 3430m ³ /h，新增水量依托 I 循环系统改扩建

类别	名称	主要工程内容
排水系统	商储库净化水厂	水厂规模 1000m ³ /h，管网边界压力：0.5MPa（表），常温。正常用水量 421.6m ³ /h，最大用水量 720.6m ³ /h，本项目新增生产给水量 58 m ³ /h，富裕量满足本次结构调整新增用水要求
	全厂稳高压消防给水系统	接自全厂稳高压消防给水系统，供装置火灾时消防用水环状布置，系统管道压力 0.7~1.2MPa（g）
	含硫污水系统	含硫污水系统为酸性水汽提装置，主要收集常减压、催化、焦化、重整、加氢精制、硫磺回收等装置产生的含硫污水，装置规模 110t/h，经处理后大部分汽提净化水回用，剩余汽提净化水排入含油污水场处理
	含油污水系统	含油污水系统主要收集油罐切水、机泵冷却水、化验排污、汽提排污水、装置区初期雨水、生活污水等，装置规模 300t/h，深度处理后尾水回用于循环水场补充水
	含盐含碱污水系统	主要处理原料预处理装置的电脱盐水、产品精制装置含碱污水、循环水场排污、商储库排水和催化装置再生烟气脱硫废水，装置规模 300t/h，经处理达标后通过厂外市政排海管道送到 B3 排海口深海排放
	雨水系统	本项目清净雨水排放依托现有雨水监控池（2×3000m ³ ）和新建的 1 座雨水监控池 3000m ³
	事故水系统	发生事故时，事故污水排到全厂的事故污水收集处理设施（地理式事故池容积 14000m ³ ）和本次新建的 1 座事故水池（3000m ³ ）
	供氮系统	全厂现有 3 套 1500Nm ³ /h 和 1 套 2500Nm ³ /h 的 PSA 制氮设备；2 台 50m ³ 液氮贮罐；2 台 2000Nm ³ /h 中压汽化器（2.5MPa）；2 台中压（2.5MPa）800m ³ /h 氮压机；全厂考虑本次技改 0.6MPa 氮气正常连续用量为 3533Nm ³ /h，2.5MPa 氮气正常连续用量为 630Nm ³ /h，现有制氮系统满足本项目需求
	供风系统	现有一座压缩空气站，站内有 5 台 220Nm ³ /min 离心式空压机，120Nm ³ /min 余热再生空气干燥器 3 台。全厂设有净化风和非净化风二个供风管网。净化风为仪表用压缩空气。非净化压缩空气主要是装置开停工时吹扫用、气力输送以及作密封气用，全厂共需压缩空气 727.9Nm ³ /min(含本次技改)，现有空压站满足本项目需求
	供热系统	全厂现有 3.5MPa、1.0MPa 两个等级的全厂性蒸汽管网，0.4MPa 等级的局部蒸汽管网。90t/h 的燃油燃气锅炉 2 台，蒸汽参数 450℃，3.82MPa；15MW 的抽凝汽汽轮发电机组 1 套；本项目向现有管网产出 3.5MPa 蒸汽 39.3t/h，需现有管网提供 1.0MPa 蒸汽 14 t/h。本项目实施后部分热力管网需要改扩建。
消防	稳高压消防给水系统	由装置界区外已建的稳高压消防给水管道供给，界区内管道环状布置，管道上设有消火栓、消防

类别	名称	主要工程内容	
		水炮和切断阀。	
	消防竖管	在装置内高于 15m 的构架平台沿梯子设有半固定式消防竖管。并在每层设有带阀门的管牙接口。	
	消防软管卷盘	工艺装置内甲类气体压缩机、温度超过自燃点的泵及换热设备、长度超过 30m 的泵房附近设有消防软管卷盘箱。	
	火灾报警系统	装置内设置有火灾报警信号、可燃气体报警，沿装置周围和装置内消防道路设置手动报警按钮，报警报至厂区中控室。	
	蒸汽灭火系统	装置内设置有半固定式蒸汽接头及一定数量的软管站，用于扑灭初期火灾。	
	移动式灭火器	在装置各部位设置 6kg 手提式 ABC 类干粉灭火器和 20kg 推车式 ABC 类干粉灭火器，在控制室和配电室消防设置 5kg 手提式二氧化碳灭火器和 30kg 推车式二氧化碳灭火器。	
	水封井	装置内生产污水管道及初期雨水管道设有水封井，水封高度不小于 250mm。	
环保工程	新增环保工程/措施	加热炉、转化炉烟气	采用脱硫燃料气及低氮燃烧技术
		LTAG 单元催化剂再生烟气脱硫单元	催化裂化装置设有旋风分离器，可回收再生烟气中绝大部分催化剂粉尘；通过添加 CO 助燃剂，使再生烟气中一氧化碳转化为二氧化碳；新建烟气脱硫单元，处理量为 $11.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$ （湿基），烟气除尘脱硫采用具有中石化自主知识产权的催化烟气除尘脱硫工艺技术（包括除尘激冷塔、综合塔），脱硫废水处理采用过滤+浓缩脱水+氧化处理工艺技术（主要包括膨胀式过滤器、氧化罐、浆液缓冲池、渣浆浓缩缓冲罐、絮凝剂加入设施、真空带式脱水机等）
		产品精制单元	产品精制单元主要包括干气和液化气脱硫部分、液化气脱硫醇（含碱液再生）部分、溶剂再生部分等 3 个部分，干气脱硫和液化气脱硫采用改良的醇胺法溶剂吸收工艺技术；液化气脱硫醇（含碱液再生）部分采用河北精致科技有限公司“一种可深度脱除总硫的液态烃脱硫醇专利技术”（专利号：ZL200910250279.8）
		无组织排放源（VOC _S ）	生产加工过程均在密闭系统中进行，螺纹连接管道多采用密封焊，检漏井设置井盖封闭，接触烃类介质的设备法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级，使用密闭的自动采样器、（LDAR）泄漏检测与修复等措施
		噪声	在平面布置上高噪声区与操作区分开布置；机泵选用噪声较低系列的防爆电机；空冷器选用低转速风机、低噪声电机；加热炉选用低噪声燃烧器，风道部分采用保温隔声材料；压缩机及大功率机

类别	名称	主要工程内容
依托 环保工程		泵采取基础减振、管道挠性设计，降低设备振动及噪声；噪声可能超标各放空口均设消声器以降低噪声；操作室进行隔声、吸声设计；生产噪声局部超标的区域，为现场巡检人员配备防噪声耳罩
	危险固废 (废催化剂、废瓷球等)	依托厂区内危废临时贮存间，并采用钢制铁桶或高密度塑料桶桶分类临时装存，由厂家回收
	一般固废(脱硫渣)	因目前位于项目东南面滨海路侧的一般工业固体废物填埋场已基本饱和，建设单位依照危险废物的管理要求对一般固废脱硫废渣进行从严管理，委托有资质单位进行处置
	含 H ₂ S 气体的酸性气	装置产生的 H ₂ S 气体在装置区经过水或醇氨吸收成酸性液，依托硫磺回收装置回收硫磺的酸性水汽提和溶剂回收单元，将含硫的酸性液脱硫汽提，富含 H ₂ S 的酸性气依托现有硫磺回收装置回收硫磺。硫磺回收装置采用二级 CLAUS 硫磺回收及尾气还原吸收工艺，净化尾气经焚烧炉高温焚烧、脱硫后高空排放
	含硫污水	依托现有酸性水汽提装置处理，经过酸性水汽提装置处理后大部分汽提净化水回用，剩余汽提净化水排入含油污水场处理；根据《北海炼油异地改造石油化工(20万吨/年聚丙烯)项目产品质量升级改造项目竣工环境保护验收监测报告》(北(验)字(2016)48号)，现有工程含硫污水排放量为114.2t/h，在建 S-Zrob 装置投入运行后，新增 0.8 t/h 含硫污水排放，而汽油加氢装置将全部停用，其产生的 2t/h 含硫污水将不再产生，含硫污水总量将得到削减。技改前含硫污水产生量将变为 113t/h。本次技改含硫污水产生量约为 17.53t/h，技改完成后的含硫污水产生量为 130.53t/h，超出处理能力范围。业主拟采取以新带老措施，增加酸性水汽提系统处理能力，由现有处理能力 110t/h 增加到 140t/h，如此即可满足现有项目加上本次技改项目的含硫污水的处理需求。
	含盐(碱)污水	现有含盐污水处理系统处理规模 200t/h，尚有富余，本次技改含盐污水处理可依托现有含盐污水处理场。
	含油污水及生活污水	本次技改项目可依托现有含油污水处理场(设计规模 300 t/h)处理，最终返回至循环水场补水，不外排
	事故水污染防控措施	发生小规模事故时，事故水主要通过装置区围堰收集，通过污染雨水管道排入污水池内的污染雨水池，经泵提升送至污水处理场处理；发生大规模事故时，部分事故水通过装置内围堰和污染雨水池收集，水池收集满后，剩余的事故水溢流排入装置外雨水系统，通过全厂事故水监控及收集系统进行相应处理。

类别	名称	主要工程内容
	事故火炬系统	装置开停工、检修或事故状态下安全阀排放等非正常工况的含烃气体，依托现有密闭火炬气回收、排放系统，全厂火炬系统现有现有高、低两个烃类火炬和一个酸性气火炬，三个火炬共用一座塔架，高 150m，一台 20000 m ³ 干式气柜和 3 台 30Nm ³ /min 压缩机（二用一备）回收火炬气。正常情况下，管网中的放空油气进入气柜，通过压缩机升压、脱硫后进入燃料气管网，供装置作燃料。如果装置事故状态下排放大量的或高温放空气体，自动切断气柜入口阀，排放气体排入火炬烧掉
储运工程	储运工程	项目在依托现有储运系统的基础上扩建罐容 2.6 万 m ³ ，增加 10000m ³ 低硫渣油及蜡油拱顶罐、3000m ³ LPG 成品球罐各 2 台
	依托储运工程	本项目依托储罐包括聚丙烯原料罐（3 台 2000 立、1 台 1000 立球罐）、柴油加氢原料罐（4 台 5000 立内浮顶）、1# 预加氢原料罐（3 台 5000 立内浮顶）、催化重汽油加氢原料罐 2 台 3000 立内浮顶）

2.1.5.2 原辅材料

硫磺装置尾气脱硫项目新增 30%烧碱溶液 1008t/a，结构调整改造项目原辅材料用量详见表 2.1-32~2.1-37。

表2.1-32 结构调整改造项目 LTAG 单元主要原辅材料用量及来源

原辅材料名称	使用地点及用途	用量	来源
低硫直馏蜡油	提升管反应器	33.76 万 t/a	原料预处理（低硫塞巴原油方案）
低硫减压渣油		17.94 万 t/a	
加氢柴油		57.12 万 t/a	催柴加氢改质单元
催化剂	反应器	1140t/a	外购
		1 次装入量 150t	
CO 助燃剂 Pt 含量 0.05%	再生器	4.5t/a	外购
		1 次装入量 200 kg	
阻垢剂	油浆系统	8.2t/a	外购
硫转移剂	烟气脱硫停开时使用	18.1kg/h	外购
钝化剂 锑含量 25%		37.9t/a	外购
脱硝剂	烟气处理	10t/a	外购
磷酸三钠	除盐水系统	1.68t/a	外购

表2.1-33 结构调整改造项目催柴加氢改质单元主要原辅材料用量及来源

原辅材料名称	使用地点及用途	用量	来源
1#催化柴油	加氢反应器	32.2 万 t/a	1#柴油加氢装置
2#催化柴油		29.35 万 t/a	LTAG 单元
氢气		1.66 万 t/a	氢回收和制氢尾气
催化剂	加氢反应器	145t/6a	外购
保护剂	加氢反应器	8.8t/3a	外购
瓷球	加氢反应器	68.5t/3a	外购
硫化剂	预硫化时用	35.26t/a	外购
缓蚀剂		7.31t/a	外购
阻垢剂	分馏塔	65t/a	外购

表2.1-34 结构调整改造项目烟气脱硫单元主要原辅材料用量及来源

原辅材料名称	使用地点及用途	用量	来源
催化烟气	除尘激冷塔、综合塔	$11.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$	LTAG 单元
		$9.576 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$	
30%wt NaOH 溶液	脱硫综合塔	9025t/a	外购
絮凝剂	脱硫浆液	$67.2 \text{m}^3/\text{a}$	外购

表2.1-35 结构调整改造项目产品精制单元主要原辅材料用量及来源

原辅材料名称	使用地点及用途	用量	来源
干气	干气脱硫塔	4.78 万 t/a	LTAG 单元
液化气	液化气脱硫塔	14.6 万 t/a	LTAG 单元
干气净化助剂	干气预脱硫塔	65t/a	外购

原辅材料名称	使用地点及用途	用量	来源
GL除臭精制液	氧化再生塔	10t/a	外购
GL-20脱硫醇再生催化剂	氧化再生塔	20t/4a	外购
30%wt NaOH碱液	纤维膜脱硫醇反应器	42t/a	外购
规整填料	液化气脱硫塔	50.5 m ³	外购
高效脱硫剂	脱硫塔	40t/3a	外购
阻泡剂	脱硫塔	0.5t/a	外购
活性炭	集中溶剂再生塔	1.13 m ³ /3a	外购
瓷球	集中溶剂再生塔	0.11 m ³ /6a	外购
不锈钢散堆填料	液化气脱硫塔	2.15 m ³	外购

表2.1-36 结构调整改造项目制氢装置主要原辅材料用量及来源

原辅材料名称	使用地点及用途	用量	来源
焦化混合干气	制氢装置	1.85 万 t/a	延迟焦化
PSA 尾气	制氢装置	2.57 万 t/a	氢回收
除盐水	转化炉、变换反应器	24.78 万 t/a	除盐水管网
加氢催化剂	加氢反应器	10.81t/3a	外购
高温脱氯催化剂	氧化锌脱硫反应器	2.83t/a	外购
氧化锌脱硫催化剂	氧化锌脱硫反应器	14.13t/a	外购
转化催化剂	转化炉	14.08t/3a	外购
中变催化剂	中温变换反应器	27.57t/3a	外购
吸附剂	吸附塔	5.5t/20a	外购
吸附剂	吸附塔	5.5t/20a	外购
活性炭	吸附塔	115t/20a	外购
吸附剂	吸附塔	95t/20a	外购
分子筛	吸附塔	20t/20a	外购
φ15、φ25 瓷球	中温变换反应器	13t/20a	外购
磷酸三钠 0.5%(w)浓度	除盐水系统	1.68t/a	外购
DMDS		1.5t/次 开工用	外购

表2.1-37 结构调整改造项目气体分馏装置（改造）主要原辅材料用量及来源

原辅材料名称	使用地点及用途	用量	来源
1#液化石油气	制氢装置	40.91 万 t/a	1#催化裂化
2#液化石油气	制氢装置	14.63 万 t/a	LTAG

2.1.5.3 产品方案

结构调整改造项目的主要产品为催化汽油、精制液化石油气、工业氢气和丙烯，副产少量的燃料气。催化汽油满足国VI汽油产品质量标准及生产车用乙醇汽油的调和组分油标准。

表2.1-38 结构调整改造项目主要产品和用途

序号	指标名称	单位	数量	备注
一、新建 LTAG 联合装置				
(1) 120 万吨/年 LTAG 单元				
1	催化干气	万 t/a	3.09	经过产品精制单元脱硫后(脱硫化氢 0.19 万 t)至燃料气管网,作为本项目及依托工程加热炉的燃料使用
2	催化液化石油气	万 t/a	14.63	至气体分馏装置
3	催化汽油	万 t/a	51.08	至 S-Zorb 装置
4	催化柴油	万 t/a	29.35	至催化加氢改质单元
5	催化油浆	万 t/a	4.11	至延迟焦化装置
(2) 65 万吨/年催化加氢改质单元				
1	加氢塔顶气	万 t/a	0.57	至延迟焦化装置
2	加氢低分气	万 t/a	0.52	至氢回收装置
3	加氢石脑油	万 t/a	4.49	至 1#预加氢装置
4	加氢 LCO	万 t/a	57.12	至 LTAG 单元
(3) 烟气脱硫单元(配套处理 120 万吨/年 LTAG 单元的烟气)				
1	净化烟气	Nm ³ /h	12.3×10 ⁴	处理达标后通过 80m 高,内径 3.2m 的烟囱高空排放
(4) 产品精制单元				
1	净化干气	万 t/a	4.69	至工厂燃料气管网,作为本项目及依托工程加热炉的燃料使用
2	精制液化石油气	万 t/a	14.56	至气体分馏装置
3	含硫轻汽油	万 t/a	0.46	至 LTAG 单元粗汽油罐
二、新建 3 万标立/时制氢装置				
1	工业氢	Nm ³ /h	30000	送至氢气管网
三、气体分馏装置改造				
1	气分干气	万 t/a	0.57	经管道输送至催化装置
2	丙烷	万 t/a	3.44	经管道输送至罐区
3	丙烯	万 t/a	19.77	经管道输送至罐区
4	混合碳四	万 t/a	31.76	经管道输送至罐区

2.1.5.4 公辅工程

在建项目均依托现有公辅工程。

2.1.6 在建工程分析

2.1.6.1 工艺流程

硫磺装置尾气脱硫项目为建设一套与 10 万吨/年硫磺回收装置相匹配的烟气脱硫处理设施，包括 2 层的钢构架、尾气脱硫吸收塔以及配套设备，全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目新增 1 台蓄热氧化炉(RTO 炉)。

结构调整改造项目新建 LTAG 单元、新建 3 万标立/时制氢装置、改造气体分馏装置、扩建罐区、扩建循环水场、扩能改造酸性水汽提装置，其中 LTAG 单元包括 120 万吨/年 LTAG 单元、65 万吨/年催柴加氢改质单元、烟气脱硫单元、产品精制单元。

1、LTAG 单元

(1) LTAG 单元

LTAG 生产单元主要包括反应再生部分、能量回收部分、分馏部分、吸收稳定部分、余热回收及产汽系统、低温余热回收部分等 6 个部分，工艺流程说明如下：

①反应再生部分

直馏蜡油和减压渣油进入本装置原料油缓冲罐，换热后进入提升管反应器；加氢柴油进料进入柴油缓冲罐，由泵升压并换热后送至提升管预提升段。经过催化裂解反应生成汽油、轻柴油、液化石油气、干气、油浆等气相产物。反应油气与待生催化剂经该提升管反应器出口粗旋迅速分离，油气经单级旋风分离器分离催化剂后，离开沉降器进入分馏塔。

待生催化剂经汽提段、待生斜管、待生滑阀进入再生器进行烧焦，在氧气、CO 助燃剂的条件下进行完全再生。再生过程的过剩热量由设置的一台外取热器通过产汽取走。

②能量回收部分

再生烟气经过再生器两级旋风分离器分离催化剂后，再经三级旋风分离器进一步除去催化剂细粉，然后进入烟机膨胀做功。主风机采用三机组，当烟机功率大于主风机消耗功率时候，机组向外输出电功率，当烟机功率小于主风机消耗功率时候，机组需要消耗电功率。

③分馏部分

由沉降器来的反应油气进入分馏塔底部，通过人字型挡板与循环油浆逆流接触，洗涤反应油气中的催化剂并脱除过热度，使油气呈饱和状态进入分馏塔分馏段进行分馏。

分馏塔顶油气冷却至 40℃，进入分馏塔顶油气分离器进行气液水三相分离，分离出

的粗汽油经粗汽油泵一路送至提升管作备用急冷剂，另一路至吸收塔作吸收剂；富气进入气压机；酸性水自流至酸性水缓冲罐。

轻柴油自分馏塔中 自流至轻柴油汽提塔，汽提后的轻柴油由轻柴油泵抽出，冷却后分为二路，一路作为产品出装置，一路再冷却至 40℃，送至再吸收塔作吸收剂。

分馏塔多余的热量分别由顶循环回流，一中段循环回流和油浆循环回流取走。产品油浆在蒸汽发生器后引出经泵升压并冷却，送至焦化装置。

④吸收稳定部分

从分馏塔顶油气分离器来的富气经气压机压缩后与解吸塔顶气及富气（酸性）洗涤水混合，经气压机出口干式空冷器冷却，然后与吸收塔底油混合后经压缩富气冷凝冷却器冷却至 40℃，进入气压机出口油气分离器进行气、液分离，分离后的气体进入吸收塔进行吸收，吸收过程放出的热量由吸收塔中段回流取走。吸收塔顶贫气至再吸收塔进一步吸收后，干气送出装置。

凝缩油从气压机出口油气分离器抽出后进入解吸塔。解吸塔底重沸器采用蒸汽及稳定汽油双热源，塔中段重沸器由顶循环油作为热源。脱乙烷汽油由塔底流出与分馏一中段油换热送至稳定塔。稳定塔底重沸器由分馏一中段油提供热量。液化石油气从塔顶馏出，冷却至 40℃后进入稳定塔顶回流油罐，液化气经泵抽出后一部分作稳定塔顶回流，其余作为液化石油气产品送出装置。稳定汽油从稳定塔底流出，经与工艺物流换热并冷却至 80℃后，一部分送至 S-Zorb 装置，一部分冷却至 40℃经泵升压送至吸收塔作补充吸收剂。

⑤余热回收及产汽系统

经烟机膨胀做功后的烟气进入余热锅炉通过产汽回收热能。余热锅炉设有省煤段、蒸发段、过热段。

外来除盐水经换热后，进入除氧器；除氧水经过锅炉给水泵升压送至油浆蒸汽发生器、外取热器、锅炉蒸发段产高压饱和蒸汽；高压饱和蒸汽送至余锅过热段进行过热。

⑥低温余热回收部分

余热回收部分热媒水在催化装置内加热到 93℃，一部分送至气分装置，其余送热工。装置回水温度约 70℃，经冷却确保催化所需温度（70℃）后，用循环水泵升压再送至催化装置。

（2）催柴加氢改质单元

北海炼化公司现有的柴油加氢装置为 1#柴油加氢，在建的催柴加氢改质单元为 LTAG 联合装置中的 2#催柴加氢装置。

2#催柴加氢改质单元主要包括反应再生部分、分馏部分 I、分馏部分 II 等 3 个部分，工艺流程说明如下：

①反应部分

自 1#催化、LTAG 单元来的催化柴油经原料油过滤器进行过滤，除去大于 $25\ \mu\text{m}$ 的颗粒后进入原料油/精制柴油换热器与精制柴油换热，被加热后的原料油与来自分馏部分的部分精制循环柴油混合后进入原料油缓冲罐。从原料油缓冲罐出来的原料油经加氢进料泵升压后与混合氢气混合作为混合进料。混合进料经过反应流出物/混合进料换热器 II 和反应流出物/混合进料换热器 I 先后与第 II 反应流出物、第 I 反应流出物在不同温度下先后换热后进入反应进料加热炉加热至加氢反应器 I 所需温度。加氢反应器 I 的反应流出物与经混合进料换热器 I 换热后至加氢反应器 II 入口温度，在催化剂作用下进行脱硫、脱氮、烯烃、芳烃饱和等反应。加氢反应器 I 和加氢反应器 II 各床层间温度通过注入冷氢调节。为防止和减少后续管线和设备结垢，在加氢进料泵入口管线注入阻垢剂。

自加氢反应器 II 来的反应流出物先经反应流出物/混合进料换热器 I 与混合进料在高温位换热，再经过反应流出物蒸汽发生器、反应流出物/低分油油换热器与低压分离器底的低分油换热，最后再经反应流出物空冷器冷却后进入高压分离器。冷却后的反应流出物在高压分离器中进行油、气、水三相分离。高压分离器分离出的冷高分气经循环氢聚结器分液后，进入循环氢脱硫塔下部。自贫胺液缓冲罐来的部分贫胺液经高压贫胺液泵升压后进入循环氢脱硫塔上部，与下部上升的循环氢逆流接触，脱除循环氢中的 H_2S 。脱硫后的循环氢自循环氢脱硫塔顶流出，经循环氢压缩机入口分液罐分液后由循环氢压缩机升压。升压后的循环氢分成两路，一路作为急冷氢去加氢反应器 I&II 分别控制反应器床层温升；另一路与来自新氢压缩机出口的新氢混合成为混合氢。自循环氢脱硫塔底部出来的富胺液在塔底液位控制下至分馏部分 II 的富胺液闪蒸罐。

为防止反应流出物中的铵盐在低温部位析出，通过注水泵将除盐水和分馏塔顶水的混合水注入反应流出物空冷器上游的管线中。

高压分离器底部出来的高分油在液位控制下进入低压分离器进行气液分离。自低压分离器底部来的低分油经反应流出物/低分油换热器换热后，进入分馏部分 I。

自高压分离器与低压分离器底部排出的含硫污水进入含硫污水罐，闪蒸后的水相与

来自脱硫化氢汽提塔顶回流罐排出的含硫污水混合出单元。

自低压分离器分离出的低分气至分馏部分 II。

自单元外来的新氢经新氢压缩机入口分液罐分液后进入新氢压缩机升压后，与循环氢压缩机出口的循环氢混合成为混合氢。

②分馏部分 I

自反应部分来的低分油经反应流出物/低分油换热器换热，进入分馏部分 I 后，再经精制柴油/低分油换热器换热后进入脱硫化氢汽提塔顶部，塔底通入过热的 1.0MPa 汽提蒸汽。从脱硫化氢汽提塔顶出来的油气经脱硫化氢汽提塔顶空冷器、脱硫化氢汽提塔顶后冷器冷却后，进入脱硫化氢汽提塔顶回流罐进行油、气、水三相分离。油相经脱硫化氢汽提塔顶回流泵升压后，全部作为汽提塔顶回流。气相与来自富胺液闪蒸罐和酸性水闪蒸罐分离出的酸性气混合送单元外回收；罐底含硫污水与酸性水闪蒸罐分离出的含硫污水混合出装置。自脱硫化氢汽提塔底流出的汽提塔底油经精制柴油/分馏塔进料换热器换热后，进入产品分馏塔。为了抑制硫化氢对塔顶管线和冷换设备的腐蚀，在脱硫化氢汽提塔顶管线注入缓蚀剂。

产品分馏塔塔顶油气经产品分馏塔顶空冷器、产品分馏塔顶后冷器冷却后，进入产品分馏塔顶回流罐进行油水分离。塔顶石脑油经产品分馏塔顶回流泵升压后一部分作为塔顶回流，一部分在产品分馏塔顶回流罐液位和流量串级控制下作为产品出装置；含油污水经产品分馏塔顶凝结水泵升压后作为回用水与装置外来脱盐水混合后进入注水罐。产品分馏塔底油一部分经产品分馏塔底重沸炉泵升压、产品分馏塔底重沸炉加热后返塔；其余在塔底液位控制下由柴油泵升压后，先后经精制柴油/低分油换热器、精制柴油/低分油换热器换热后分为 2 路，1 路在流量控制下与过滤、换热后的原料油混合进入原料油缓冲罐，另一路再经精制柴油/原料油换热器、精制柴油/热水换热器换热及精制柴油空冷器冷却后，在产品分馏塔液位与流量串级控制下出单元。

③分馏部分 II

自 260 万吨/年柴油加氢、80 万吨/年蜡油加氢和本单元低压分离器分离出的低分气混合后，进入低分气脱硫塔入口分液罐分液，气相进入低分气脱硫塔下部。

装置外来的贫胺液进入贫胺液缓冲罐缓冲，罐底出来的贫胺液分两路，一路经高压贫胺液泵升压后进入反应部分，另一路经低压贫胺液泵升压后进入低分气脱硫塔上部，与下部上升的低分气逆流接触，脱除低分气中的 H_2S 。脱硫后的低分气至 PSA 装置回收。

自低分气脱硫塔底部出来的富胺液在塔底液位控制下与反应部分循环氢脱硫塔的富胺液进入富胺液闪蒸罐闪蒸，液相在富胺液闪蒸罐液位控制下至装置外，闪蒸出的酸性气与其他酸性气混合后至装置外。

(3) 烟气脱硫单元

烟气脱硫单元主要包括除尘脱硫工序和废水处理工序 2 个部分，工艺流程说明如下：

① 除尘脱硫

自 LTAG 单元来的烟气自上而下垂直地进入到除尘激冷塔，首先经过溢流堰段，随后进入逆喷段与逆喷喷嘴喷淋的循环液逆向充分接触，烟气中的大部分 SO_2 、颗粒物以及其他酸性气体被吸收。经逆喷洗涤的饱和烟气经过渡段进入综合塔，烟气上行进入消泡器组件，在此烟气中的细微颗粒和水汽，发生碰撞和凝聚，经消泡器喷嘴喷出的水帘进一步洗涤后，去除烟气中剩余的 SO_2 、细微颗粒物以及其他酸性气体。经过消泡器的烟气经气旋湿电一体化进一步脱除细微颗粒和水雾后，由综合塔顶部烟囱排入大气。

为平衡烟气洗涤吸收过程中蒸发和排液损失的液体，脱硫系统需要补充水来满足工艺的要求，为节约用水，大部分补充水采用脱硫废水单元回用水。

吸收剂采用 30%wt NaOH 溶液，吸收 SO_2 的过程是一个简单的中和反应，为保持综合塔中循环浆液的 pH 满足吸收 SO_2 的要求，30%wt NaOH 溶液需连续不断的补充到综合塔吸收段和消泡器循环浆液中。逆喷浆液循环泵和消泡器浆液循环泵管路上装有 pH 计，通过 pH 控制碱液管道上的调节阀调节进入综合塔的碱液量，使逆喷段 pH 值控制在 7 左右，消泡器段浆液 pH 控制在 8~9。

综合塔底部集液槽及消泡器的底部集液槽，综合塔底部浆液通过逆喷浆液循环泵一部分送至除尘激冷塔溢流堰，浆液由溢流堰内筒溢出沿壁往下流，此部分浆液作为原烟气降温使用；另一部分送至除尘激冷塔逆喷段，作为逆喷浆液使用；

综合塔消泡器段浆液经消泡器浆液循环泵送入综合塔消泡器段的喷嘴循环利用，逆喷浆液、消泡器浆液循环过程中监测液体 pH 值，同时外排部分高浓度至废水处理单元，以控制塔底吸收液中的 TSS、TDS 以及氯离子含量。消泡器的集液槽中液体溢流至综合塔底部集液槽。为保证泵的稳定运行，浆液循环泵需要一台轮流倒换运行。

此外，为防止进入除尘激冷塔的烟气温过高（设计最高温度为 400°C ），在除尘激冷塔设溢流堰段和逆喷段均设置紧急冷却系统，当烟气温超高时，紧急冷却水入口开关阀打开对烟气进行喷水降温。紧急冷却水系统开启时，塔底溢流液通过溢流管线排放到事

故池。

②废水处理

来自综合塔的废水在进入废水处理单元前加入一定浓度的絮凝剂，然后进入胀鼓式过滤器，颗粒物在胀鼓式过滤器内经膜分离，经过胀鼓式过滤器浓缩后，浓浆含固率在 3%~7% (wt)，浓浆从胀鼓式过滤器锥形底部排到渣浆浓缩缓冲罐。通过重力作用使渣浆浓缩缓冲罐的上清液回流到浆液缓冲池，颗粒物在渣浆浓缩缓冲罐内再次经过滤介质分离、浓缩后，浓浆含固率提高到 15%~30% (wt)。浓浆从渣浆浓缩缓冲罐底部排到真空带式脱水机。经真空带式脱水机过滤后，含固量约 40% 的泥饼委托中节能（广西）清洁技术发展有限公司收集处置。胀鼓式过滤器的上清液进入 3 台氧化罐进行后续处理。通过设置在氧化罐内的氧化管，用压缩空气对上清液进行氧化。为增加氧化效果，氧化罐内设有搅拌器，降低其中的 COD，氧化处理后，出水自流至装置内的排液池，经泵升压后送出装置。

(4) 产品精制单元

产品精制单元主要包括干气和液化气脱硫部分、液化气脱硫醇(含碱液再生)部分、溶剂再生部分等 3 个部分，工艺流程说明如下：

①干气、液化气脱硫部分

I 干气脱硫

来自 LTAG 单元干气，首先进入干气分液罐分液，分液之后进入干气预处理塔底部，与塔顶来的干气净化助剂水溶液逆流接触，脱除干气中夹带的强酸根离子和氧后，进入干气脱硫塔底部。塔底干气净化助剂水溶液采用自循环的方式，通过泵打入塔顶部。干气净化助剂水溶液循环到一定浓度后排入酸性水汽提装置进一步处理。系统内定期补充除盐水和干气净化助剂。

经过预处理的干气，进入脱硫塔内，干气通过与塔顶来的高效脱硫剂、塔中部来的半贫剂（来自液化气脱硫塔底的富剂）逆流接触，选择性脱除气体中的 H_2S ，塔顶净化干气经过沉降分离、聚结分液，脱除夹带的贫胺液后，再经塔顶压控阀后，排入燃料气系统管网。

贫溶剂来自溶剂再生装置，塔底富剂经泵升压后送入溶剂再生装置再生。

II 液化气脱硫

自 LTAG 单元来的含硫液化气，经液化气缓冲罐分液，由液化气增压泵增压后送至液化气脱硫塔底部，通过与塔顶来的高效脱硫剂逆流接触，选择性脱除液化气中的 H_2S ，

塔顶脱硫液化气经过聚结分离，脱除夹带的胺液后，脱除硫化氢的液化气送至液化气脱硫醇单元。

贫溶剂来自溶剂再生装置，塔底富剂可自压送入干气脱硫塔中部，作为半贫剂使用，也可送入溶剂再生装置再生。

②液化气脱硫醇（含碱液再生）部分

液化气脱硫醇（含碱液再生）部分由原料预处理、抽提脱硫醇、碱液再生等三部分组成。

I 原料预处理

脱硫后的液化气首先与预水洗塔底来的循环水洗水经混合器混合后进入预水洗塔下部，然后再与来自塔上部的水洗水逆流多级接触，预水洗后的液化气从塔顶压出，进入抽提脱硫醇部分。

除盐水作为洗涤水经泵增压后送入预水洗塔的上部，塔底水大部分经塔底泵升压后循环使用，少部分作为含胺污水经塔底界位控制送至溶剂再生部分回收利用。

II 抽提脱硫醇

自预水洗塔来的液化气经液化气过滤器滤去杂质后，与半贫抽提剂泵从二级抽提沉降罐底部送来的半贫抽提剂一起进入一级纤维膜脱硫醇反应器，进行抽提脱硫醇反应，然后进一级抽提沉降罐沉降分离，富抽提剂经严格的双界位控制和低液位快速切断保护送再生系统，液化气自一级抽提沉降罐顶送二级抽提工序。

在二级抽提工序，经一级抽提后的液化气，与贫抽提剂泵来的贫抽提剂一起进入二级纤维膜脱硫醇反应器进行再次深度脱硫醇反应，液化气中剩余的硫醇完全脱除后进二级抽提沉降罐沉降分离。二级抽提沉降罐底的半贫抽提剂由泵送至一级纤维膜脱硫醇反应器前进行一级抽提脱硫醇，液化气自沉降罐顶部送水洗工序。

根据原料硫含量变化，一、二级抽提剂/烃比在 0.1~0.2 之间调整。

经抽提后硫含量合格的液化气，与水洗水循环泵送来的水洗水，经液膜水洗接触器水洗后，进液化气水洗沉降罐沉降分离，液化气自罐顶经压控送出装置；水洗水经水洗水循环泵增压后循环使用。

水洗水为除盐水，由补水泵间歇补充。在运行一段时间后，当检测到水洗水 pH 值 ≥ 10 时，部分更换。换水时要严格控制烃/水界位。排水经污水罐闪蒸脱除轻烃后排入污水处理系统。

III 碱液再生

来自液化气一级抽提沉降罐的富抽提剂，与来自系统的氧化风、新反抽提油、以及来自三相分离罐的循环反抽提油，经再生混合反应器预混合后从氧化再生塔下部进再生催化剂床层，继续氧化反应，抽提剂中携带的硫醇钠生成二硫化物并溶于反抽提油中，实现含硫化合物合理转移。氧化再生塔顶部的尾气送现有硫磺回收装置；抽提剂、反抽提油及未分离的少量尾气自塔上部送三相分离罐沉降分离。

在三相分离罐中，进一步分离的尾气从脱气柱顶部排出，与氧化再生塔排出的尾气合并，经尾气分液罐进一步脱除凝液后送现有硫磺回收装置。三相分离罐内部隔板之前，贫抽提剂与反抽提油沉降分离，贫抽提剂自罐底部由贫抽提剂泵送出，经手动反冲洗过滤器净化后送二级抽提工序。富反抽提油越过隔板，由反抽提油泵自罐底抽出后分为两路，一路经流量控制，送再生混合反应器前循环使用；另一路由三相分离罐隔板后液位控制送出装置，经催化装置酸性水水洗后进粗汽油罐，新反抽提油为催化稳定汽油，加注在再生混合反应器前。

非净化风与富抽提剂进再生塔前设差压控制和低位快速切断阀，避免因系统压力波动时富剂/碱及反抽提油串入非净化风系统；自贫抽提剂泵出口至抽提工序的工艺管线上设快速切断阀，防止事故状态液化气倒流。非净化风、新反抽提油及反抽提油循环线设流量调节。

预水洗前后、一级抽提和液化气水洗后设采样阀；贫抽提剂在泵出口设采样阀，定期分析碱浓度和硫化物含量。

切渣换碱操作时停反抽提油，严密监控碱液与液化气的界位。

③溶剂再生部分

自干气脱硫塔底和液化气脱硫塔底来的富液，首先经过一级贫富液换热后，进入富液闪蒸罐，闪蒸出轻烃后，富液经过再生塔进料泵升压后，经过二级贫富液换热器后，进入再生塔顶部。

再生塔顶酸性气经过空冷、水冷冷却后，进入再生塔顶回流罐，经过分液后，再生酸性气经过压控阀后送入硫磺回收装置；罐内酸性水经过再生塔顶回流泵升压后返回溶剂再生塔顶做回流；罐内液位超高时，一部分酸性水外送至酸性水汽提装置。

再生塔底加热用 0.35MPa 蒸汽做热源。蒸汽凝结水进入凝结水罐，用泵外送装置。塔底再生贫剂通过泵升压，经过两级贫富液换热器和水冷器，冷却到一定温度后，经过贫溶剂过滤设施后，送进溶剂储罐。

储罐内贫溶剂经过泵升压后，送干气脱硫塔、液化气脱硫塔循环使用。

各溶剂排放口排放的溶剂自流至地下溶剂罐回收，罐内溶剂可通过溶剂回收泵将溶剂送至溶剂储罐。

2、制氢装置

制氢装置主要包括原料升压精制部分、转化部分、中温变换及热回收部分、产汽系统部分、PSA 氢气提纯单元等 5 个部分及工艺冷凝水回收系统和热回收及产汽系统，转化反应主要为甲烷、乙烷与水蒸气转化为一氧化碳、二氧化碳和氢气的过程，变换反应主要为一氧化碳与水蒸气反应为二氧化碳和氢气的过程，工艺流程说明如下：

(1) 原料升压精制部分

从装置外来的炼厂干气进入原料气分液罐分液，经原料气压缩机升压后经原料预热器加热后进入脱硫部分。进入精制部分的原料气，首先进入钴钼加氢反应器，在钴钼催化剂的作用下发生氢解反应，使有机硫转化为硫化氢。然后再进入氧化锌脱硫反应器。在此氧化锌与硫化氢发生反应，生成硫化锌，达到脱硫目的。精制后的气体中硫含量小于 0.1~0.2ppm，进入转化部分。

(2) 转化部分

精制后的原料气在进入转化炉之前，按水碳比 3.2 配入工艺蒸汽，经转化炉对流段（原料预热段）预热至 520℃后由上集合管进入转化炉辐射段。转化炉管内装有转化催化剂。在催化剂的作用下，原料气与水蒸汽发生复杂的转化反应。整个反应过程表现为强吸热反应，反应所需的热量由设在转化炉顶部的气体燃料烧嘴提供。出转化炉的高温转化气(出口温度为 850℃)经转化气蒸汽发生器发生中压蒸汽后，温度降至 340℃，进入中温变换部分。

(3) 中温变换及热回收部分

由转化气蒸汽发生器来的 340℃转化气进入中温变换反应器，在催化剂的作用下发生变换反应，将变换气中 CO 含量降至 3%（干基）左右。中变气经锅炉给水第二预热器、锅炉给水第一预热器预热锅炉给水后，继续与除盐水预热器换热，回收大部分的余热，最后再经中变气空冷器、中变气水冷器冷却后降温至 40℃，分水后进入 PSA 部分。

(4) PSA 氢气提纯部分

来自造气部分压力 2.3MPa(G)、温度 40℃的中变气，进入界区后，自塔底进入吸附塔正处于吸附工况的塔，在其中多种吸附剂的依次选择吸附下，一次性除去氢以外的几乎所有杂质，获得纯度大于 99.9%的产品氢气，经压力调节系统稳压后送出界区。塔底

的解吸气经稳压后送至转化炉作为燃料。

(5) 工艺冷凝水回收系统

在转化炉原料预热段前配入的工艺蒸汽，一部分参与转化、变换反应生成了 H_2 、 CH_4 、 CO 、 CO_2 ，另外一部分则在热交换过程中被冷凝下来，分别经中变气第一分水罐、中变气第二分水罐和中变气第三分水罐分离出来，冷凝液混合后进入酸性水汽提塔顶部。工艺冷凝水经汽提除去微量 CO_2 等杂质后由酸性水汽提塔底泵送至除氧器进行除氧。

(6) 热回收及产汽系统

a. 除盐水除氧系统

自装置外来的除盐水经调节阀调节后经除盐水预热至 $95^\circ C$ 左右，然后与酸性水汽提塔底泵来的 $104^\circ C$ 的净化水一并进入除氧器及水箱，以保证除氧效果。

b. 中压产汽系统

来自除氧器的除氧水经过锅炉给水第一预热器和锅炉给水第二预热器预热至饱和温度，进入中压汽包中。饱和水通过自然循环方式经转化炉蒸发段及转化气蒸汽发生器发生饱和蒸汽。该饱和蒸汽经转化炉过热段过热至 $430^\circ C$ ，一部分作为造气部分工艺配汽自用，其余送出装置至中压蒸汽管网。

c. 加药系统及排污系统

固体的磷酸三钠加入溶解箱中，用来自系统的除盐水溶解。然后用加药泵把碱液送至中压汽水分离器中。

为了减少系统的热损失和保护环境，系统还设置了排污扩容器。中压产汽系统的排污水送至排污扩容器后经排污冷却器冷却至 $40^\circ C$ 排放。

3、气体分馏装置改造

(1) 气体分馏装置现状

北海炼化现有气体分馏装置设计公称规模 40 万吨/年。本次改造根据总流程安排，需加工催化液化气约 55 万吨/年，原装置加工能力不能满足需要，装置需进行扩能改造。气体分馏装置现有主要设备约 50 台，其中：

- ①塔器 4 台，塔内件采用高效浮阀塔盘。
- ②容器 4 台，为卧式容器。
- ③换热器 16 台，采用浮头式换热器。
- ④空冷器 14 台，采用干式空冷器。

⑤机泵 12 台，采用离心泵。

(2) 改造方案

①塔器：脱丙烷塔、脱乙烷塔和精丙烯塔 AB 塔体利旧，塔内件全部更换。

②容器：装置内各容器利旧。

③换热器：装置内部分换热器需更换或新增，详见表 2.1-39，其他换热器利旧。

表2.1-39 换热器改造内容

序号	设备名称	改造说明
1	脱丙烷塔进料加热器	更换
2	脱丙烷塔重沸器 B	新增，利旧原脱乙烷塔顶后冷器
3	脱丙烷塔顶后冷器 CD	新增
4	精丙烯塔重沸器 AB	更换
5	精丙烯塔顶后冷器 EF	新增
6	脱乙烷塔顶后冷器	更换

④空冷器：装置内空冷器均利旧。

⑤机泵：装置内各泵和电机利旧。其中脱丙烷塔进料泵、脱丙烷塔回流泵、脱乙烷塔进料泵和脱乙烷塔回流泵分别新增一台，与原机泵按两开一备操作。

⑥管道、安全阀及调节阀等尚未进行详细核算，可能需要更换部分管道、安全阀和调节阀等。

(3) 工艺流程

气体分馏装置主要包括脱丙烷部分、脱乙烷部分、丙烯精制部分 3 个部分，工艺流程说明如下：

①脱丙烷部分

从罐区或产品精制单元来的液化气进入脱丙烷塔进料罐，经泵加压后经脱丙烷塔进料预热器加热后进入脱丙烷塔中部。脱丙烷塔底 2 台再沸器分别由蒸汽和催化裂化顶循环油加热。脱丙烷塔顶分馏出来的气体经过空冷器、后冷气冷却冷凝后进入塔顶回流罐进行 3 相分离，不凝气乙烷进入燃料气管网或去催化裂化装置，冷凝下来的液体经过沉降分离出油相和水相，油相作为脱乙烷塔的进料，而含油污水则收集汇总输送至含油污水处理场。脱丙烷塔底部分馏出混合碳四输送至罐区，作为 MTBE 的原料。

②脱乙烷部分

由脱丙烷塔顶回流罐来的原料通过脱乙烷塔进料泵输送进入脱乙烷塔中部。脱乙烷塔底再沸器由热水加热。脱乙烷塔顶分馏出来的气体经过空冷器、后冷气冷却后进入塔顶回流罐分离出乙烷气体，进入燃料气管网或去催化裂化装置。脱乙烷塔塔底馏分作为

精丙烯塔的进料。

③丙烯精制部分

脱乙烷塔塔底馏分通过压差压送入精丙烯塔 A 中部。精丙烯塔 A 塔底再沸器由热水加热。精丙烯塔 A 塔顶提馏出气体，进入精丙烯塔 B，精丙烯塔 A 塔底分馏出丙烷经冷却后去罐区。精丙烯塔 B 塔顶分馏出来的气体经过空冷器、后冷气冷却冷凝后进入塔顶回流罐，精丙烯由回流罐通过泵输送去罐区。

4、罐区扩建

项目在厂区西侧现有的液化石油气（LPG）罐区内的预留空地位置新增 2 台 3000m³LPG 成品球罐，LPG 为常温压力储存。

在厂区西北侧空地新建一座重油罐区，新增 2 台 10000m³拱顶罐，常压储存低硫渣油及蜡油，预留未来扩建 1 台储罐的空间。

5、循环水场扩建

在现有循环水场北面空地新建一座循环水冷却塔 1 座，处理能力为 45000m³/h。

6、扩能改造酸性水汽提装置

酸性水汽提扩能改造拟通过更换塔内件、优化工艺操作条件等方式，不新增用地，不新增大型装置，在现有酸性水汽提装置进行原地扩能改造，将处理能力由 110t/h 提升至 140t/h。

改造方案简述：

(1) 汽提塔内件更换高效大通量塔盘内件，以适应高汽液相负荷工况下的传质要求。

(2) 机泵更新放大，相应动力电缆更换（根据需要）。

(3) 部分官壳式换热器更新放大，增加部分空冷器台数。

(4) 计量仪表、控制调节阀更换。

(6) 部分工艺管线放大更新。

(6) 更新放大的工艺设备基础进行改造，构架加固以及平台优化完善改造等措施。

可将现有装置扩能至 140t/h，在现有工艺流程不变，装置设备平面布置不做大改动的前提下，通过扩能挖潜满足本项目实施后全厂含硫污水的处理要求。

工艺流程简述：酸性水汽提扩能改造拟通过更换塔内件、优化工艺操作条件等方式，不新增用地，不新增大型装置，在现有酸性水汽提装置进行原地扩能改造，将处理能力由 110t/h 提升至 140t/h。

2.1.6.2 在建工程污染物排放情况

1、废气

硫磺装置尾气脱硫项目改造后二氧化硫浓度降低，氮氧化物和粉尘浓度不变，其中二氧化硫可以达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中参考限值“大气污染物特别排放限值 SO₂ 排放质量浓度不大于 100mg/m³”，原环评中改造后二氧化硫排放速率为 3.42kg/h，排放量为 28.73t/a。

全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目对厂内储运罐区废气、汽车装车废气、硫磺酸性水罐废气、延迟焦化装置冷焦水罐废气、污水处理场污水调节罐和污油脱水罐排放的高浓度废气铺管收集，废气设计处理量为 4000m³/h，经新增的柴油吸收预处理+蓄热氧化炉(RTO 炉)处理后，VOCs 浓度约为 15mg/m³，经 1 根 15m 高排气筒排放。

结构调整改造项目原环评废气详见表 2.1-40。

表2.1-40 结构调整改造项目有组织废气排放污染源汇总

类别	序号	污染源	废气量		SO ₂		NO _x		烟尘		排放口参数			排放规律	排放去向	执行标准	达标情况
			m ³ /h	mg/m ³	kg/h	mg/m ³	kg/h	mg/m ³	kg/h	高度 m	内径 m	温度 ℃					
废气	G2-1	催化加氢改质单元进料加热炉	8221	21.7	0.18	61.2	0.5	8.6	0.07	50	1	130	连续	大气	《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015)中表3标准	达标	
	G2-2	催化加氢改质单元重沸炉	9105	21.7	0.2	61.2	0.56	8.6	0.08	50	1	130	连续	大气		达标	
	G3-1	烟气脱硫单元	122766	12.8	1.57	100.5	12.34	18.5	2.27	80	3.2	100	连续	大气		达标	
	G5-1	制氢装置	7392.86	21.7	0.16	61.2	0.45	8.6	0.06	60	1	130	连续	大气		达标	
	无组织排放		装置区 342m(长)×216m(宽)×20m(高): 非甲烷总烃: 63.67t/a											连续		大气	达标
			硫磺回收装置180m(长)×95m(宽)×20m(高): H ₂ S: 0.02t/a											连续		大气	达标

2、废水

硫磺装置尾气脱硫项目新增含盐废水 0.6t/h，结构调整改造项目新增含盐废水 21.1t/h，原环评在建项目新增废水排放情况具体详见表 2.1-41。

表2.1-41 在建项目新增废水排放情况

项目	项目	废水排放量 (t/h)	废水排放量 (t/a)	排放量 (t/a)
硫磺装置尾气脱硫项目	COD	21.1	177240	8.683
	氨氮			0.113
	石油类			0.016
	硫化物			0.0002
结构调整改造项目	COD	0.6	5040	0.247
	氨氮			0.003
	石油类			0.0005
	硫化物			0.00001
合计	COD	21.7	182280	8.93
	氨氮			0.116
	石油类			0.0165
	硫化物			0.00021

3、噪声

噪声源主要为加热炉、主风机、气压机、大功率机泵、氢气压缩机、鼓风机、引风机、空冷器、PSA 变压吸附装置等，噪声源强为 85~105(dBA)。

4、固体废物

硫磺装置尾气脱硫项目和全厂挥发性有机废气收集输送与治理项目不新增固体废物，结构调整改造项目原环评固体废物主要有废催化剂、废碱渣、废吸附剂、废瓷球等，具体详见表 2.1-42。

表2.1-42 固体废物产生及处置汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(吨/年)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险性	污染防治措施
1	催化裂化废催化剂	HW50 废催化剂	251-017-50		LTAG 单元催化裂化反应	固态	Al ₂ O ₃ 、NiO	Ni	1 年 1 次	T	收集暂存于废催化剂罐，外委处置
2	废脱硝剂	HW50 废催化剂	251-017-50		LTAG 单元再生烟气	固态	主要由具萤石结构-尖晶石结构的稀土复合氧化物组成，即含 Cu 或 Zn 复合氧化物组成	Cu、Zn	1 年 1 次	T	收集暂存于废催化剂罐，外委处置
3	废保护剂	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08		催柴加氢改质单元催柴加氢反应	固态	Al ₂ O ₃ 、SiO ₂ 、油	废矿物油	3 年 1 次	T,I	收集暂存于危废暂存间，厂家回收
4	废催化剂	HW50 废催化剂	251-016-50		催柴加氢改质单元催柴加氢反应	固态	NiO、MoO ₃ 、WO ₃	Ni、Mo	6 年 1 次	T	收集暂存于危废暂存间，厂家回收
5	废瓷球	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08		催柴加氢改质单元催柴加氢反应	固态	Al ₂ O ₃	废矿物油	3 年 1 次	T,I	收集暂存于危废暂存间，外委处理
6	脱硫废渣	一般固废	/		烟气脱硫单元废渣脱水	固态	硫酸钠、亚硫酸钠、亚硫酸氢钠	—	间歇	/	收集暂存于危废暂存间，外委处置
7	废催化剂	HW49 其他废物	900-039-49		产品精制单元氧化再生	固态	磺化酞菁钴活性炭	含油二硫化物	4 年 1 次	T	收集暂存于危废暂存间，外委处理

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(吨/年)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
8	废瓷球	HW06 废有机溶剂与含有有机溶剂废物	900-406-06		产品精制单元溶剂再生	固态	Al ₂ O ₃ 、SiO ₂ 、硫化物	醇胺有机溶剂	6年 1次	T	收集暂存于危废暂存间，外委处理
9	废活性炭	HW06 废有机溶剂与含有有机溶剂废物	900-406-06		产品精制单元溶剂再生	固态	硫化物、碳	醇胺有机溶剂	3年 1次	T	收集暂存于危废暂存间，外委处理
10	碱渣	HW35 废碱	251-015-35		产品精制单元氧化再生	固态	碱液、油、硫化物	碱、硫化物	间歇	C,T	通过内部处理，内循环BAF处理后再含盐污水场生物处理
11	加氢废催化剂	HW50 废催化剂	251-016-50		制氢装置加氢反应	固态	CoO、MoO ₃	Co、Mo	3年 1次	T	收集暂存于危废暂存间，厂家回收
12	高温脱氯废催化剂	HW50 废催化剂	251-016-50		制氢装置脱硫反应	固态	CaO	氯	1年 1次	T	收集暂存于危废暂存间，外委处置
13	废氧化锌脱硫剂	HW50 废催化剂	251-016-50		制氢装置脱硫反应	固态	ZnO	硫	1年 1次	T	收集暂存于危废暂存间，外委处置
14	转化废催化剂	HW46 含镍废物	900-037-46		制氢装置转化反应	固态	NiO	Ni	3年 1次	T	收集暂存于危废暂存间，厂家回收

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(吨/年)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
15	中变废催化剂	HW50 废催化剂	251-016-50		制氢装置 中温变换 反应	固态	Fe ₂ O ₃ 、Cr ₂ O ₃	Cr	3年 1次	T	收集暂存于 危废暂存间， 厂家回收
16	废吸附剂	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	215-012-08		制氢装置 PSA 净化	固态		烃类	20年 1次	T	收集暂存于 危废暂存间， 外委处置
17	废活性炭	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	215-012-08		制氢装置 PSA 净化	固态	C	烃类	20年 1次	T	收集暂存于 危废暂存间， 外委处置
18	废分子筛	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	215-012-08		制氢装置 PSA 净化	固态	钙分子筛	烃类	20年 1次	T	收集暂存于 危废暂存间， 外委处置
19	废瓷球	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	900-249-08		制氢装置 中温变换 反应	固态	Al ₂ O ₃ 、SiO ₂	废矿物油	20年 1次	T,I	收集暂存于 危废暂存间， 外委处置
20	合计			1716.33							

5、在建工程“三废”排放汇总

在建工程“三废”主要污染物排放情况见表 2.1-43。

表2.1-43 在建工程“三废”主要污染物排放汇总表

类型	污染物名称	在建工程排放量 (t/a)
废气	废气量 ($10^8\text{m}^3/\text{a}$)	12.39
	SO ₂	17.72
	NO _x	116.34
	颗粒物	20.83
	VOCs	63.67
废水	废水量 (万 t/a)	18.23
	COD	8.93
	氨氮	0.116
固废	固废产生量	1716.33
	其中：危险废物	1336.33
	一般固废	380

2.1.7 现有工程（已建+在建）“三废”污染物排放情况

现有工程（已建+在建）“三废”主要污染物排放情况见表 2.1-44。

表2.1-44 现有工程“三废”主要污染物排放汇总表 单位 t/a

类型	污染物名称	现有工程（已建+在建）排放量	原环评总量	排污许可总量
废气	废气量 ($10^8\text{m}^3/\text{a}$)	44.85	/	/
	SO ₂	92.079	1019	734.477
	NO _x	492.598	1160	1160
	颗粒物	105.856	/	188.895
	VOCs	1800.47	/	2999.158
废水	废水量 (万 t/a)	90.39	/	/
	COD	32.435	213.4	192
	氨氮	0.389	21.9	21.9
固废	固废产生量	18353.71	/	/
	其中：危险废物	17522.74	/	/
	一般固废	830.968	/	/

由上表可知，现有工程（已建+在建）污染物均未超过原环评及排污许可总量。

2.1.8 现有工程存在的环境问题

现有工程各污染源排放污染物均可达标，其中连续重整装置的芳烃精馏的二甲苯重沸炉自 2017 年 1 月 10 日因产品效益欠佳停工至今，引用的是其 2016 年 11 月 5 日-6 日的竣工验收监测数据，其已不能达到 2017 年 7 月 1 日起执行《石油炼制工业污染物排

放标准》(GB31570-2015)，对比新标准，二甲苯重沸炉出现二氧化硫超标。

2.1.9 现有工程拟采取的整改方案

建设单位承诺一旦装置开工运行，确保二甲苯重沸炉外排烟气污染物排放浓度达到《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中“表3”标准。

2.2 技改项目概况

2.2.1 技改项目概况

项目名称：原料预处理装置节能改造项目。

项目性质：技术改造。

建设单位：中国石化北海炼化有限责任公司。

建设地点：广西北海市铁山港工业区北海炼化厂内，项目地理位置示意图详见附图1。

建设规模及内容：本次改造装置规模不变，仍为640万t/a原料预处理装置，原料变化，由原设计原油变更为原设计原油和穆尔班原油，主要是针对未来原料预处理装置分储分炼高硫高酸原油（原设计原油）和含硫轻质原油（穆尔班原油）所做的节能改造，同时对部分设备进行改造，改造内容为：①更换初馏塔上部壳体，并设置初侧线，通过提高初馏塔拔出率，降低常压炉和常压塔负荷；②更换脱丁烷塔上部壳体及更换塔盘。③换热流程优化。改造后新增一路脱前原油换热流程，利旧换热器5台，新增换热器6台。④初顶油气空冷器更换，采用3台高效空冷器；脱前原油-常顶油气换热器原位利旧两台并新增2台；⑤更换初顶油气管线、更换初顶回流及初顶产品管线，更换一级减一线管线；⑥更换塔顶注剂分配器。

用地面积：厂区总面积为1614354m²(2421.41亩)，预处理装置占地面积为14160m²。

项目投资：本项目总投资2807万元，其中环保投资65万元。

施工期和劳动定员：本项目技术改造施工期为1个月，预计2020年5月份投产，技改项目营运期不新增劳动人员。

装置年运行时间：8400小时；

操作弹性：60%~110%；

操作班次：四班三倒。

2.2.2 技改项目建设内容

技改项目由主体工程、辅助工程、储运工程、公用工程、环保工程、依托工程组成，具体详见表 2.2-1。

表2.2-1 技改项目工程组成一览表

类别	名称	主要工程基本情况	备注	
主体工程	640 万 t/a 原料预处理装置改造	技术方案不变，仍采用初馏-常压蒸馏-一级减压蒸馏-二级减压蒸馏的四级蒸馏技术方案，对初馏塔和脱丁烷塔进行改造，并增加 6 台换热器	改造	
公辅工程	循环水场	分 2 个系统，即为 I 系统（18000m ³ /h）和 II 系统（9000m ³ /h）	依托现有工程	
	给水系统	商储库净化水厂	水厂规模 1000m ³ /h，管网边界压力：0.5MPa（表），常温。正常用水量 390m ³ /h，最大用水量 689m ³ /h，主要供装置公用工程站用水、开停工用水、地面冲洗水，操作人员生活用水、洗眼淋浴器用水	依托现有工程
		全厂稳高压消防给水系统	接自全厂稳高压消防给水系统，供装置火灾时消防用水。环状布置，系统管道压力 0.7~1.2MPa（g）	依托现有工程
		含油污水系统	含油污水系统主要收集油罐切水、机泵冷却水、化验排污、汽提排污水、装置区初期雨水、生活污水等，设计规模 300t/h。	依托现有工程
	排水系统	酸性汽提装置	主要收集常减压、催化、焦化、重整、加氢精制、硫磺回收等装置产生的含硫污水，装置规模 110t/h，经处理后大部分汽提净化水回用，剩余汽提净化水排入含油污水场处理。	依托现有工程
		含盐含碱污水系统	主要处理原料预处理装置的电脱盐水、产品精制装置含碱污水、循环水场排污、商储库排水和催化装置再生烟气脱硫废水，设计规模 200t/h。	依托现有工程
		雨水系统	装置内非污染区的雨水通过重力流管道收集后，排至装置外雨水管道，自流到全厂设置的雨水监控池（6000m ³ ），监控后外排。	依托现有工程
		事故水系统	发生事故时，事故污水排到全厂的事故污水收集处理设施（地理式事故池容积 14000m ³ ），由全厂的事故污水收集处理设施统一处置。	依托现有工程
		水回用系统	含油污水处理场处理废水小部分回用于焦场喷淋、污水场除臭系统、大部分用于循环水系统补水。	依托现有工程
	供风系统	现有一座压缩空气站，站内有 4 台 220 Nm ³ /min 离心式空压机，120 Nm ³ /min	依托现有工程	

类别	名称	主要工程基本情况	备注	
环保工程		余热再生空气干燥器 3 台。全厂设有净化风和非净化风二个供风管网。净化风为仪表用压缩空气。非净化压缩空气主要是装置开停工时吹扫用、气力输送以及作密封气用。		
	供热系统	全厂现有 3.5MPa、1.0MPa 两个等级的全厂性蒸汽管网，0.4MPa 等级的局部蒸汽管网。60t/h 的燃气锅炉 2 台（执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中的燃气锅炉限值），蒸汽参数 450℃，3.82MPa；15MW 的抽凝汽汽轮发电机组 1 套，发电 14MW，抽出 1.0MPa 蒸汽。	依托现有工程	
	消防	稳高压消防给水系统	由装置界区外已建的稳高压消防给水管道供给，界区内管道环状布置，管道上设有消防栓、消防水炮和切断阀。	依托现有工程
		消防竖管	在装置内高于 15m 的构架平台沿梯子设有半固定式消防竖管。并在每层设有带阀门的管牙接口。	依托现有工程
		消防软管卷盘	工艺装置内甲类气体压缩机、温度超过自燃点的泵及换热设备、长度超过 30m 的泵房附近设有消防软管卷盘箱。	依托现有工程
		火灾报警系统	装置内设置有火灾报警信号、可燃气体报警，沿装置周围和装置内消防道路设置手动报警按钮，报警报至厂区中控室。	依托现有工程
		蒸汽灭火系统	装置内设置有半固定式蒸汽接头及一定数量的软管站，用于扑灭初期火灾。	依托现有工程
		移动式灭火器	在装置各部位设置 6kg 手提式 ABC 类干粉灭火器和 20kg 推车式 ABC 类干粉灭火器，在控制室和配电室消防设置 5kg 手提式二氧化碳灭火器和 30kg 推车式二氧化碳灭火器。	依托现有工程
		水封井	装置内生产污水管道及初期雨水管道设有水封井，水封高度不小于 250mm。	依托现有工程
	环保工程	常减压炉烟气	采用脱硫燃料气及低氮燃烧技术	依托现有工程
无组织排放源（VOCs）		螺纹连接管道多采用密封焊，检漏井设置井盖封闭，接触烃类介质的设备法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级，使用密闭的自动采样器等措施	轻质油品储存采用浮顶/内浮顶罐储存（部分采用氮封），液化石油气和丙烯采用球罐，减轻了生产	

类别	名称	主要工程基本情况	备注
			过程中的烃类无组织排放量。依托现有工程
	事故火炬系统	厂内现有 20000 m ³ 干式气柜一座，全厂现有高、低两个烃类火炬和一个酸性气火炬，三个火炬共用一座塔架，高 150m，本项目主要依托低压烃类火炬，设计流量为 200t/h，火炬头直径为 DN800。	3 台 30m ³ /min 压缩机(二用一备)回收火炬气正常情况下，管网中的放空油气进入气柜，通过压缩机升压、脱硫后进入燃料气管网，供装置作燃料。依托现有工程
	污水处理场臭气	采用加拿大碧欧蓝公司 (BIOREM) 臭气处理专利技术，设计处理能力为 22000m ³ /h。	依托现有工程
噪声控制措施	噪声	机泵选用低转速风机、低噪声电机	/
固体废物处理处置措施	无	无	/
废水处理措施	含硫污水	依托酸性水汽提装置处理，处理后净化水部分送至原料预处理电脱盐装置注水回用，剩余部分排至含油污水处理系统	依托现有工程
	含油污水及生活污水	依托含油污水处理场处理，最终返回至循环水场补水	依托现有工程
	含盐污水	依托污水处理场含盐污水处理系统，经处理达标后通过厂外市政排海管道。	依托现有工程
	事故水污染防控措施	发生小规模事故时，事故水主要通过装置区围堰收集，通过污染雨水管道排入污水池内的污染雨水池，经泵提升至污水处理场处理；发生大规模事故时，部分事故水通过装置内围堰和污染雨水池收集，水池收集满后，剩余的事故水	依托现有工程

类别	名称	主要工程基本情况	备注
		溢流排入装置外雨水系统，通过全厂事故水监控及收集系统进行相应处理	
储运工程	储运系统	厂内有 62 个储罐，总容积为 20.9 万 m ³	依托现有工程

2.2.3 技改项目产品方案

预处理装置的产品分别是：干气、液化气、石脑油、航煤组分、柴油组分、减压蜡油和减压渣油。未来原料预处理装置分储分炼高硫高酸原油（原设计原油）和含硫轻质原油（穆尔班原油），因此项目分为两种情景，一种是加工原设计原油（现有工程方案）的产品，一种是加工穆尔班原油产品，具体产品方案详见表 2.2-2，产品规格详见表 2.2-3。技改后下游装置处理规模不变，改造后产出的半成品下游装置无法消纳的则外卖，不足则外购。

表2.2-2 技改项目产品方案

序号	产品名称	原设计原油	改造后穆尔班原油	去向
		产量 (万 t/a)	产量 (万 t/a)	
1	低压瓦斯	2.11	2.56	至干气脱硫部分，最终作为全厂燃料气
2	脱丁烷塔顶气	0.96	1.22	至干气脱硫部分，最终作为全厂燃料气
3	液化气	7.04	6.59	至液化气脱硫部分
4	石脑油	50.88	90.05	至中间罐区
5	常顶一级油	42.24	67.90	石脑油，至中间罐区
6	常一线油	53.76	47.04	航煤组分，至航煤加氢
7	常二线油	41.34	49.22	柴油，至罐区/柴油加氢
8	常三线油	45.50	49.22	柴油，至罐区/柴油加氢
9	减顶油	1.60	2.24	蜡油，至蜡油加氢
10	一级减一线油	57.28	96.13	柴油，至罐区/柴油加氢
11	一级减二线油	70.27	67.20	蜡油，至蜡油加氢/催化裂化
12	二级减一线油	6.46	7.42	蜡油，至蜡油罐区
13	二级减二线油	56.26	47.04	蜡油，至催化裂化
14	二级减三线油	51.26	47.04	蜡油，至蜡油加氢
15	二级减压渣油	153.04	59.13	至延迟焦化
16	合计	640.00	640.00	

表2.2-3 产品主要规格

序号	产品名称	控制指标	备注
1	液化气	$C_5^+ < 3 \text{ mol}\%$ $VP \text{ at } 37.8^\circ\text{C} < 1380\text{kPa}$	
2	石脑油	$C_4^- < 2 \text{ mol}\%$ $ASTM \text{ D86 EP} \geq 180^\circ\text{C}$	
3	航煤	冰点 $\geq -47^\circ\text{C}$ 闪点 $\leq 38^\circ\text{C}$ 比重(20°C) 0.775~0.830	

		ASTM D86 10% \geq 204℃ ASTM D86 50% \geq 232℃ ASTM D86 EP \geq 280℃	
4	柴油	ASTM D86 95% \geq 365℃ 闪点 \leq 55℃	柴油加氢原料
5	减压蜡油	D1160 95% \geq 585℃	催化裂化原料
6	减压渣油	530℃以下馏分 \geq 5%	延迟焦化原料

2.2.4 技改项目原辅材料

技改项目原油为原设计原油（现有工程所用原油）及穆尔班原油，原油仍依托现有商储库，通过管道输送至北海炼化厂内，原油具体指标详见表 2.2-4，化学药剂消耗量详见表 2.2-5。

表2.2-4 原油一般性质

序号	分析项目	分析结果	
		原设计原油	穆尔班原油
1	API ⁰	29.9	41.08
2	密度, kg/m ³ (20℃)	0.8730	0.8199
3	硫含量, W%	1.52	0.79
4	酸值, mgKOH/g	0.35 (按 1.0 设防)	0.08
5	残炭, W%	5.38	1.41
6	镍含量, ppm	16.48	2.45
7	钒含量, ppm	23.70	2.84
8	盐含量	7.30	2.1

2.2.5 技改项目主要生产设备

装置主体设备基本全部利旧原设备，具体情况如下：

1、塔类

常压塔、常压汽提塔、一级减压塔和二级减压塔利旧，对初馏塔和脱丁烷塔进行改造。

现有初馏塔规格为 $\text{Ø}3200/\text{Ø}5000 \times 26200\text{mm}$ （切线）。进料段以上直径为 3.2m，设 22 层单溢流塔盘；进料段以下直径为 5.0m。本次改造更换初馏塔上部壳体，扩径为 $\text{Ø}4000$ ，并增设初侧线送至常压塔，初馏塔改造后规格为 $\text{Ø}4000/\text{Ø}5000 \times 29530\text{mm}$ （切），内设 22 层双溢流塔盘。顶部壳体材质为 Q345R+S11306，其余壳体材质为 Q345R，塔盘材质为 S11306。

现有脱丁烷塔规格为 $\text{Ø}1800/\text{Ø}2800 \times 44650\text{mm}$ （切线），全塔共设置 52 层浮阀塔盘，精馏段设 22 层单溢流塔盘，提馏段设 30 层双溢流塔盘。脱丁烷塔改造后规格为 $\text{Ø}2800$

×42730mm (切), 内设 52 层双溢流塔盘。壳体材质为 Q245R (PWHT), 塔盘材质为 S11306。

2、容器类

容器全部利旧。

3、冷换类

原油-常顶油气换热器 (E-102A-D) 利旧 2 台, 新增 2 台, 型号同原设备为 CPL75-H-300, 板片材质为 Ti。

原油-减二线换热器 (E-104A,B) 利旧一台, 新增一台, 串联重叠布置, 型号同原设备为 BES800-2.5-160-6/25-4I (B=480), 管束材质为 10/Q345R, 壳体材质为 Q345R。

原油-常一线换热器 (E-108A,B) 利旧一台, 新增一台, 串联重叠布置, 型号同原设备为 BESD900-2.5-205-6/25-4I (B=300), 管束材质为 10/Q345R, 壳体材质为 Q345R。

原油-一级减二线换热器 (E-162A,B) 利旧一台, 新增一台, 串联重叠布置, 型号同原设备为 BESD1200-2.5-495-6/19-4I (B=200), 管束材质为 10/Q345R, 壳体材质为 Q345R。

新增原油-一级减一中及一线换热器 (E-170), 利旧原 E-166B, 型号为 BES1400-3.19/3.35-680-6/19-4Ib (B=480);

初顶油气空冷器 (A-101A-C) 更换采用高效复合空冷器, 规格为 12×3, 管束材质采用 09Cr2AlMoRe 或 08Cr2AlMoRe;

本次改造新增换热器材质全部是碳钢, 因此可以利旧库存闲置设备。

4、电脱盐装置

装置电脱盐本次不进行改造, 采用两级低速电脱盐技术, 一级电脱盐罐规格为 Ø4400×28815×44mm, 二级电脱盐罐规格为 φ 5800×30000mm (切线)。

5、机泵

本次改造机泵全部利旧。

6、加热炉

本次改造加热炉利旧。装置现有 3 台加热炉分别为常压炉、一级减压炉和二级减压炉。常压加热炉的设计热负荷为 50.72MW; 一级减压加热炉的设计热负荷为 28MW,; 二级减压加热炉的设计热负荷为 25.5MW。三台加热炉共用一套余热回收系统, 一个放置于地面的公用独立烟囱, 烟囱高度为 65m。

主要改造工艺设备详见表 2.2-5。

表2.2-5 主要改造工艺设备一览表

序号	设备位号	设备名称	数量	规格	主体材料	备注
一	塔类					
1	T-101	初馏塔(改造上部壳体)	1	Ø4000/Ø5000×29530mm (切)、更换 22 层塔盘	Q345R+S11306/ Q345R、塔盘： S11306	上部壳体+裙座
2	T-201	脱丁烷塔	1	Φ2800×42730(切)、更换 52 层塔盘	Q245R (PWHT)、 塔盘：S11306	
二	冷换类					
1	E-102 A-D	脱前原油-常顶油气换热器	4	(板式换热器)	板片：TA1	并联， 利旧 2 台新增 2 台
2	E-104 A,B	原油-减二线换热器	2	BES800-2.5-160-6/25-4I 管程， B=480 壳程	10/Q345R, Q345R	串联， 利旧 1 台新增 1 台
3	E-108 A,B	原油-常一线换热器	2	BESD900-2.5-205-6/25-4I 管程， B=300 壳程	10/Q345R, Q345R	串联， 利旧 1 台新增 1 台
4	E-162 A,B	原油-一级减二线 (IV) 换热器	2	BESD1200-2.5-495-6/19-4I 管程， B=200 壳程	10/Q345R, Q345R	串联， 利旧 1 台新增 1 台
5	E-163 A,B	原油-一级减一中及一线 (II) 换热器 (更换管束)	2	BES1300-2.5-590-6/19-4I 管程， B=300 壳程	10	串联， 利旧库 存
6	E-170	原油-一级减一中及一线 (I) 换热器	1	BES1400-3.19/3.35-680-6/19-4Ib 管程， B=250 波纹管 壳程		利旧原
三	空冷类					
1	A-101 A-C	初顶油气空冷器	3	12X3 (复合型高效空冷器)	09Cr2AlMoRe或 08Cr2AlMo	并联， 更换

2.2.6 技改项目公辅工程

装置开停工及正常生产所需的供水、供电、燃气供应、蒸汽、氮气和压缩空气等均

依托厂内现有设施供应；装置内排水系统设置循环压力回水、含油污水、生活污水及雨水等系统均依托厂区内现有污水处理设施进行处理。

2.2.6.1 给排水系统

1、给水系统

(1) 新鲜水设施现状及依托条件

工业用水：来自商储库净化水厂，水质满足《石油化工给排水水质标准》SH3099-2000。商储库净化水厂规模 $1000\text{m}^3/\text{h}$ ，管网边界压力： 0.5MPa (表)，常温。现有工程全厂正常用水量接近 $367.6\text{m}^3/\text{h}$ ，最大用水量 $720.6\text{m}^3/\text{h}$ ，尚有一定富裕。

本次改造，不新增新鲜水用量，仍依托现有给水系统。

(2) 循环水场现状及依托条件

北海炼厂现有循环水场 1 座，分 2 个系统，即为 I 系统和 II 系统。I 系统供给炼油装置和动力站循环冷却水。II 系统供给聚丙烯装置和辅助生产设施循环冷却水。

已建工程 I 循环系统设计规模 $18000\text{m}^3/\text{h}$ ，II 循环系统设计规模 $9000\text{m}^3/\text{h}$ ，结构调整改造项目扩建循环水系统，I 循环系统设计规模扩至 $23000\text{m}^3/\text{h}$ ，II 循环系统设计规模扩至 $13500\text{m}^3/\text{h}$ 。

预处理装置改造后加工原设计原油，循环水用量不变，加工穆尔班原油工况下循环水用量减少，因此预处理装置改造后仍依托现有循环水系统。

2、排水系统

(1) 含油污水系统：现有含油污水处理场设计规模 $300\text{t}/\text{h}$ ，尚有较大富裕处理能力。

①生产污水：装置产生的生产污水通过重力流管道收集后，汇集到装置内的生产污水提升池，经泵提升后压力送往含油污水系统处理。

②生活污水：装置内设置的卫生间的排水通过管道汇集到化粪池后，经泵提升后送往含油污水系统处理。

③初期雨水系统：装置区、储罐区及产品装卸区等污染区域内收集的前 15min 初期雨水（含油雨水）通过重力流管道收集后，送污水处理场含油污水处理系统处理。非污染区雨水及污染区未被污染的清净雨水（后期雨水）经明沟自流进入雨水监控池，监控达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 水污染物排放限值中的直接排放限值后经港区专用雨水管网排入附近海域，不合格时切换至含油污水处理系统处

理。

(2) 含硫污水系统：本项目生产过程中排放的含硫污水通过管道收集后，依托厂内现有酸性水汽提装置和含油污水系统处理。

(3) 含盐含碱污水系统：本项目依托现有含盐污水处理场（设计规模 200t/h）。

(4) 事故水收集系统：预处理装置不新增占地面积，仍依托现有事故水收集系统，发生事故时，事故污水排到全厂的事故污水收集处理设施（地理式事故池容积 14000m³），由全厂的事故污水收集处理设施统一处置。

2.2.6.2 消防

本项目改造后，仍依托现有消防依托力量。

在商储库内已设置消防总站，在北海炼化公司的厂区内已设置有消防分站。消防总站布置在紧邻原油储罐区北侧的主要道路路边，消防车辆可迅速到达火灾现场。

消防总站内已设置 4 辆消防车，其中包括：2 台大型泡沫消防车、1 台泡沫运输车和 1 台消防高喷车。消防总站由 5 车位车库、业务及辅助用房、消防训练场及训练塔。消防分站设在厂前区，占地面积 4400m²，消防分站建筑面积 1080m²，7 层训练塔面积 204m²。消防站内设置消防车 5 辆，消防队员共 45 人，采用 2 班制。消防总站和消防分站互为支援，互为联防。北海市承诺在铁山港工业区建消防特勤站，加强对本项目的消防协作力量。

项目群水源采用市政供水，2 根市政 DN500 供水管道送入项目围墙边界，供水能力 1000m³/h，供水压力 0.3MPa，水质指标满足国家《生活饮用水卫生标准》GB5749-2006 要求，枯水期供水保证率≥97%。按照《消防给水及消火栓系统技术规范》(GB50974-2014)，整个北海项目群占地约 200 公顷，最大消防用水储量按同一时间内火灾次数按二处火灾设计，一处为成品油首站 30000m³ 内浮顶（浮盘按易熔材质计）成品油罐区火灾设计，消防用水量 560 L/s（其中消防冷却用水量 360L/s，泡沫消防用水量 200L/s）；另一处为炼油 3000m³ 液化汽球罐火灾，液化汽球罐消防用水总量 550 L/s，连续供水时间为 8 小时，消防用水储量约 15000m³。消防用水分为消防冷却用水和泡沫消防用水，分别独立设置。

整个北海项目群第一座消防冷却加压站位于商储库，具体配置如下：

- 1) 消防冷却水主用泵：3 台电动泵，单泵流量 Q=200L/s，扬程 H=120m；
- 2) 消防冷却水备用泵：3 台柴油机泵，单泵流量 Q=200L/s，扬程 H=120m；
- 3) 消防水稳压泵：2 台电动泵，单泵流量 Q=30L/s，扬程 H=120m。

消防水泵站设置 2 个 10000 m³ 钢制拱顶水罐，简称消防水罐，两罐之间设带阀门的连通管，补水时间 48 小时。

2.2.6.3 供配电

本项目供电依托现有工程。北海炼化公司两路 110kV 电源由 110kV 三塘变和 220kV 铁山变分别引出一回 110kV 架空线路。厂区内设一座 110/38.5/10.5kV 总变电所，设两台 110/38.5/10.5kV 63MVA 铜芯三绕组自冷式有载调压变压器(配有强制风冷设备，在强制风冷时变压器容量可达 75MVA)。110kV 系统为单母线分段，35kV 系统为双母线单分段，10kV 系统为单母线分段。全厂设 3 座 35/10.5kV 区域变电所，5 座 10kV 变电所，3 座 10/0.4kV 变电所，并为邻近的北海商业储备库提供 35kV 电源。动力站设 15000kW 抽凝发电机组 1 台，并通过 10.5/35kV 升压变压器接到总变电所 35kV 母线。目前，该发动机实际发电量平均约为 14000kW。目前，全厂实际最大用电负荷为 65MW。

2.2.6.4 供热及供气

(1) 全厂蒸汽系统

全厂设 3.5MPa、1.0MPa 两个公称压力等级的蒸汽管网和 0.4MPa 等级的局部蒸汽管网。各装置及系统单元用汽主要由动力站提供。动力站主要设施如下：60t/h 的燃油燃气锅炉 2 台，蒸汽参数 450℃，3.82MPa；15MW 的抽凝汽汽轮发电机组 1 套。预处理装置不新增蒸汽用量，仍依托现有的 1.0MPa 公称压力等级的蒸汽管网和 0.4MPa 等级的局部蒸汽管网。

(2) 全厂余热回收系统现状

全厂现有余热回收站一座，回收全厂各个装置低温热水 1454t/h，供全厂空预器、装置伴热、气分、制冷站使用。预处理装置改造后仍依托现有余热回收系统。

2.3 技改项目工程分析

2.3.1 技改项目工艺流程及产污环节分析

2.3.1.1 改造技术方案

本次改造工艺技术方案不变，即：采用初馏-常压蒸馏-一级减压蒸馏-二级减压蒸馏的四级蒸馏技术方案，通过调整常压塔和一级减压塔拔出率以满足原油品种及处理量改变的生产需要，同时二级减压蒸馏采用减压深拔工艺方案。

2.3.1.2 流程简述

1、常压部分

(1) 原油及初底油换热流程

从罐区来的原油分为三路：第一路经 E-101A,B (原油-初顶油气换热器)、E-103A,B (原油-柴油换热器)、E-110E (原油-常顶循环 II 热器)、E-105 (原油-减压渣油 VI 换热器) 和 E-106 (原油-常一中 II 换热器)；第二路经 E-102A-D (原油-常顶油气换热器)、E-161A,B (原油-一级减一中及一线 II 换热器)、E-104A,B (原油-减二线换热器)、E-150 (原油-减三线换热器)、E-162A,B (原油-一级减二线 IV 换热器)；第三路经 E-101C (原油-初顶油气换热器)、E-108A,B (原油-常一线换热器)、E-163A,B (原油-一级减一中及一线 I 换热器) 和 E-109 (原油-减二线 I 换热器) 换热至 135℃ 后合并进入两级电脱盐。

换热后的原油在进入两级电脱盐 V-101B (原油一级电脱盐罐) 和 V-101A (原油二级电脱盐罐) 之前，注入脱盐注水。

换热流程的第二部分是将脱后原油加热到 235℃ 后进入 T-101 (初馏塔)。

脱后原油分为三路：第一路原油依次经 E-110A-D (原油-常顶循环换热器)、E-111 (原油-常二线换热器)、E-141 (原油-常一线换热器)、E-164 (原油-一级减二线 III 换热器)、E-113A-D (原油-减压渣油 IV 换热器) 和 E-120A,B (原油-减三线及三中 IV 换热器) 与热源换热；第二路原油依次经 E-116 (原油-减三线换热器)、E-117A,B (原油-减压渣油 V 换热器)、E-118 (原油-常三线 III 换热器)、E-165A,B (原油-一级减二线及二中 II 换热器) 和 E-112A,B (原油-减二线及二中 I 换热器) 与热源换热；第三路原油依次经 E-170 (原油-一级减一中及一线 (I) 换热器，新增)、E-119A,B (原油-常一中 I 换热器)、E-122A,B (原油-常二中换热器)、E-172A,B (原油-一级减二线及二中换热器，利旧原 E-166A,B)。上述原油合并后 235℃ 进入 T-101 (初馏塔)。

(2) 初馏塔部分流程

T-101 (初馏塔) 顶油气经 E-101A-D、A-101A-C (初顶油气空冷器) 和 E-131A,B (初顶油气冷却器) 冷凝冷却到泡点状态进入 V-102 (初顶产品及回流罐) 进行油、水分离，此时初馏塔塔顶回流罐产生含硫污水，含硫污水自流进入 V-130 (塔顶排水罐)。

初顶回流油经 P-102A/B (初顶回流泵) 抽出后作为回流返回塔顶；初顶产品经 P-135A/B (初顶产品泵) 升压后送轻烃回收部分 (脱丁烷塔)。

初侧油经泵抽至常压塔。

初底油经泵 P-103A,B 抽出经换热后至 F-101。

(3) 初底油换热流程

换热流程的第三部分是初底油加热后进入 F-101（常压炉）。

初底油经 P-103A,B（初底油泵）抽出后分为两路：E-115A,B（初底油-减压渣油 III 换热器）、E-123（初底油-减三线及三中 II 换热器）和 E-125A,B（初底油-减压渣油 I 换热器）；第二路初底油经 E-166（初底油-一级减二线及二中 I 换热器，利旧原 E-127B）、E-126A,B（初底油-减压渣油 II 换热器）和 E-127（初底油-减三线及三中 I 换热器,利旧原 E-127A）与热源换热。上述两路初底油合并后混合进入 F-101（常压炉），经常压炉进一步加热到炉出口温度 326℃后进入 T-102（常压塔）。

（3）常压塔部分流程

T-102 塔顶油气经 E-102A-D 和 E-140A,B（低温水-常顶油气换热器），冷凝冷却后进入 V-103（常顶回流罐）进行气液分离。分离出的常顶一级油经 P-107A/B（常顶回流油泵）抽出后分为两部分：一部分作为回流返回常压塔顶；另一部分送至轻烃回收部分与石脑油合并，冷却后作为石脑油出装置。分离出的含硫污水自流进入 V-130。

分离出的气体经 A-102A-F（常顶油气空冷器）和 E-132A,B（常顶油气冷却器）冷凝冷却至 40℃后进入 V-104（常顶产品罐）进行气液分离。V-104 分离出的气体与减顶瓦斯合并经 P-133A,B（不凝气液环泵）升压分液后送焦化装置；分离出的常顶二级油由 P-108A/B（常顶产品泵）送至轻烃回收部分；含硫污水自流进入 V-130。

常一线油自 T-102 第 13 或 15 层塔板自流进入 T-103（常压汽提塔）上段，采用常三线油作为重沸器热源，重沸汽提后的常一线油由 P-109A/B（常一线油泵）抽出，送航煤加氢部分，经加氢处理后的航煤经换热再经换热冷却至 40℃后送至罐区。

常二线油从 T-102 第 25 或 27 层塔板自流进入 T-103 中段，用蒸汽进行汽提，汽提后的常二线油由 P-110(常二线油泵)抽出，经换热后与常三线合并。

常三线油从 T-102 第 35 或 37 层塔板自流进入 T-103 下段，用蒸汽进行汽提，汽提后的常三线油由 P-111A/B(常三线油泵)抽出，经换热后作为柴油出装置。柴油正常热出料，A-104A-F（柴油空冷器）正常备用，当柴油冷出料时启用。

常顶循油由 P-104A/B（常顶循油泵）自 T-102 第 5 层塔盘抽出，经与冷源换热后返回第 3 层塔盘上。常一中油由 P-105A/B（常一中油泵）自 T-102 第 19 层塔盘抽出，经与冷源换热后返回第 17 层塔盘上。常二中油由 P-106A/B（常二中油泵）自 T-102 第 31 层塔盘抽出，经与冷源换热后返回第 29 层塔盘上。

常四线油（过热汽化油）由 P-129A/B（常四线油泵）抽出送入二级减压塔 T104。

常压渣油经蒸汽汽提后由 P-112A/B（常压渣油泵）抽出后送入 F201（一级减压炉）加热。

2、一级减压部分

（1）一级减压炉

常压渣油经一级减压炉（F-103）加热后至一级减压塔 T-161。

（2）一级减压塔

①塔顶部分

塔顶油气经一级抽空器增压后进 E-171（一级减顶预冷器）冷凝冷却，不凝气与二级减压塔一级抽空冷凝器出口不凝气混合进二级抽空器，凝液自流进入减顶分水罐。

②一级减一中部分

一级减一线及一中从集油箱抽出，由泵 P-161A/B（一级减一线及一中油泵）抽出分为三路：一路作为减一中内回流油，返回一级减压塔柴油分馏段；另一路经换热后分为两路，一路经 A-105A,B（一级减一中空冷器）和 E-167（一级减一中冷却器）冷至 55℃作为减一中油返回一级减压塔；另一路与柴油混合送出装置。

③一级减二中部分

一级减二线及二中从集油箱上抽出，经泵 P-162A/B（减二线及二中油泵）抽出分为两路：一路作为洗涤油返回 T-161；另一路经与冷源换热后再分为两路：一路作为减二中返回减压塔；另一路再经换热后，部分送至加氢裂化装置，另一部分经换热到 140℃后送至蜡油线。

（3）真空系统

一级减压塔顶压力为 11KPa(a)，来自减压塔顶的油气经 EJ-111A,B（减顶增压器）增压后，被送到冷凝器 E-171（一级减顶冷凝器）。冷凝后的气体与二级减顶不凝气混合送到 P-127（液环真空泵）。

（4）一级减压渣油部分

一级减压渣油由泵 P-163A/B 抽至二级减压炉 F102。

3、二级减压部分

（1）二级减压炉

一级减压渣油与二级减四线油混合后经二级减压炉（F-102）加热后至二级减压塔（T-201）。

(2) 二级减压塔

①二级减一中

二级减一线及一中从集油箱抽出，由泵 P-114A/B（减一线及一中油泵）抽出分为三路：一路作为减一中内回流油，返回减压塔；另一路经换热冷至 50℃作为减一中油返回减压塔；另一路与蜡油混合送出装置。

②二级减二中

二级减二线及二中从集油箱抽出，经泵 P-115A/B（减二线及二中油泵）抽出后经换热后分为两路：一路作为减二中返回减压塔；另一路经换热后送至催化裂化装置。

③二级减三中

二级减三线及三中从集油箱抽出，经泵 P-116A/B（减三线及三中油泵）抽出分为两路：一路作为洗涤油返回 T-104；另一路经换热后再分为两路：一路作为减三中返回减压塔；另一路作为减三线经换热后送入蜡油线。

④洗涤段

二级减四线油在集油箱经泵 P-117A/B（减四线油泵）抽出循环回二级减压炉入口。

⑤闪蒸区和急冷

经与急冷油混合后减压渣油温度为 365℃。急冷后的减压渣油由 P-118A/B（减压渣油泵）抽出，经换热后分为两路：一路作为急冷油返回 T-104；另一路再经换热后送至延迟焦化装置。当减压渣油需冷出料时，经 E-138A,B（渣油备用冷却器）冷却后送至罐区。

(3) 真空系统

减压塔顶压力为 2.0KPa(a)，来自减压塔顶的油气经 EJ-101A,B（减顶增压器）增压后，被送到冷凝器 E-144A,B（减顶增压冷凝器）。E-144A,B 的气体经 EJ-102A,B（减顶一级抽空器）升压，在 E-145（减顶一级抽空冷凝器）中冷凝后，气体与一级减压塔顶气体混合送到 P-127（液环真空泵）。来自 P-127 的气、油、水的混合物在 V-106（减顶油水二级分离罐）中分离。

减顶气体与常顶气混合后，经 P-133A,B（液环增压泵）升压后，送入焦化压缩机入口。

来自预冷器及两级抽空冷凝器的液体靠重力流到 V-105（减顶油水一级分离罐）中，进行酸性水和污油分离。酸性水用泵 P-126A/B（减顶排水泵）送出装置。减顶油经泵

P-113A/B（减顶油泵）抽出。

4、轻烃回收部分

初顶油、常顶二级油经 E-202A,B（脱丁烷塔进料换热器）换热后至 T-201（脱丁烷塔）。

脱丁烷塔顶油气经 A-201A,B（脱丁烷塔顶空冷器）、E-203A,B（脱丁烷塔顶后冷器）冷凝冷却到 40℃后进入 V-202（脱丁烷塔顶回流罐）。塔顶轻烃由泵 P-203A/B（脱丁烷塔顶回流泵）升压后分两路，一路作为塔顶回流返回脱丁烷塔；另一路作为液化气送至液化气脱硫部分。塔顶不凝气送至脱硫部分。

脱丁烷塔底油一路经 E-204（脱丁烷塔底重沸器）加热返回 T-401，一路经换热冷却后送出装置。

2.3.2 技改项目污染源分析

2.3.2.1 大气污染源

1、有组织排放源

预处理装置有组织废气只有常减压炉烟气。

项目进料加热炉采用脱硫燃料气及低氮燃烧技术，产生的烟气通过一根内径为 3m，高度为 65m 的烟囱排入大气，主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃。

项目分为两种情景，一种是加工原设计原油（现有工程方案），一种是加工穆尔班原油。不同方案加工原油，都是用的全厂燃料气，燃料气为各装置产生的干气脱硫后作为燃料气，虽然加工穆尔班原油产生的干气含硫量会降低，但是经过产品精制工序后，最终燃料气的指标仍与现有工程一样。改造前后燃料气用量一样，燃料气指标一样，因此预处理装置常减压炉废气排放量改造前后一样。由表 2.1-11 可知，加工原设计原油常减压炉 2019 年监测结果，改造前后常减压炉排放情况具体详见表 2.3-1。

表2.3-1 预处理装置常减压炉排放情况

装置	污染物	烟气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)	标准值 (mg/m ³)
预处理 常减压 炉	颗粒物	140636.75	12.8	1.800	15.121	20
	SO ₂		6.125	0.861	7.236	100
	NO _x		38	5.344	44.891	150
	非甲烷总烃		1.41	0.198	1.666	/

改造前和改造后预处理装置预处理装置常减压炉的污染物排放浓度均能达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中“表 3”标准。

2、无组织排放源

装置无组织排放源主要为各设备连接处、放空罐、放空管所排放的废气，主要污染因子为 VOCs。改造后，预处理装置不新增阀门、法兰、泵、泄压设备、连接件、开口阀或开口管线等，因此项目不新增 VOCs。

3、预处理装置废气污染源源强汇总

预处理装置废气污染源源强核算结果及相关参数详见表 2.3-2。

表2.3-2 预处理装置废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

设施	装置	污染源	污染物				治理措施		污染物排放			排放时 间/h	
			污染物	核算方 法	废气产生 量/m ³ /h	产生浓度 /mg/m ³	产生量 /kg/h	工艺	效率/%	核算方 法	排放浓度 /mg/m ³		排放量 /kg/h
主体装 置	预处理 装置	1#常减 压炉排 气筒	颗粒物	实测法	140636.75	12.8	1.800	脱硫燃 料气及 低氮燃 烧	0	实测法	12.8	1.800	8400
			SO ₂			6.125	0.861		0		6.125	0.861	
			NO _x			38	5.344		0		38	5.344	
			非甲烷 总烃			1.41	0.198		0		1.41	0.198	

2.3.2.2 水污染源

装置排放的废水按水质分为含硫污水、含油污水及含盐污水。

含硫污水主要来自装置初馏塔顶和常压塔顶回流罐、减压塔顶回流罐排水，主要污染物为硫化物、氨氮等，含硫污水部分作为塔顶注水循环使用，剩余部分经泵提升后送至酸性水汽提装置处理。

含油污水主要是装置机泵冷却、冲洗地面等排水，间歇排放，主要污染物为 COD、石油类，送污水处理场处理。

含盐污水主要为一级电脱盐罐排水，含盐污水经冷却器冷却后，送污水处理场处理。

项目分为两种情景，一种是加工原设计原油（现有工程方案），一种是加工穆尔班原油。现有工程加工原设计原油。含硫污水排放量为 21t/h，含盐污水为 42t/h，含油污水约为 3t/h。

改造后含硫污水、含油污水及含盐污水量不变，污染物量不增加。

预处理装置废水排放情况详见表 2.3-3。

表2.3-3 预处理装置含盐污水排放情况

序号	装置	污水量	COD		石油类		氨氮		硫化物	
		t/h	mg/L	t/a	mg/L	t/a	mg/L	t/a	mg/L	t/a
1	改造前	42	32.41	11.434	0.12	0.042	0.339	0.120	0.0037	0.001
2	改造后	42	32.41	11.434	0.12	0.042	0.339	0.120	0.0037	0.001
直接排放标准		/	60	/	5.0	/	8.0	/	1.0	/
是否达标		/	是	/	是	/	是	/	是	/

改造前和改造后预处理装置预处理装置水污染物排放浓度均能达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中“表 1”直接排放标准。

2.3.2.3 噪声

本项目主要为对初馏塔和脱丁烷塔进行改造，新增 6 台换热器，由《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），可知，机泵噪声值为 80~90(A)。

2.3.2.4 固体废物

本装置无固体废物排放。

2.3.2.5 技改项目污染物汇总

技改项目污染物排放情况详见表 2.3-4。

表2.3-4 技改项目污染物排放情况一览表

污染源类别		污染因子	排放量 (t/a)
废气	常减压炉	废气量 ($10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	11.813
		颗粒物	15.121
		SO ₂	7.236
		NO _x	44.891
		非甲烷总烃	1.666
废水	含盐污水	废水量 (t/a)	352800
		COD	11.434
		石油类	0.042
		氨氮	0.120
		硫化物	0.001
固体废物			0

2.4 污染物排放“三本账”

污染物排放“三本账”详见表 2.4-1。

表2.4-1 污染物排放“三本账” 单位 t/a

类型	污染物	现有工程(已建+在建)		本工程	总体工程		
		实际排放量	许可排放量	预测排放量	以新带老削减量	预测排放总量	排放增减量
废气	废气量 ($10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	44.85	/	0	0	44.85	+0
	颗粒物	92.079	734.477	0	0	92.079	+0
	SO ₂	492.598	1160	0	0	492.598	+0
	NO _x	105.856	188.895	0	0	105.856	+0
	非甲烷总烃	1800.47	2999.158	0	0	1800.47	+0
废水	废水量 (万 t/a)	90.39	/	0	0	90.39	+0
	COD	32.435	192	0	0	32.435	+0
	石油类	0.389	21.9	0	0	0.389	+0
	氨氮	18353.71	/	0	0	18353.71	+0
	硫化物	17522.74	/	0	0	17522.74	+0
固体废物		830.968	/	0	0	830.968	+0

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境现状调查与评价

3.1.1 地理位置

北海市位于广西南部、北部湾东海岸，地理坐标：东经 $108^{\circ} 50'45''\sim 109^{\circ} 47'28''$ ，北纬 $20^{\circ} 26'\sim 21^{\circ} 55'34''$ 之间，全市南北跨度 114 公里，东西跨度 93 公里。境内有钦北铁路及 209、325 国道经过，高速公路可直达南宁、玉林、湛江等地。市政府所在地海城区距离自治区首府南宁市 220 公里。

北海市区区位优势突出，地处华南经济圈、西南经济圈和东盟经济圈的结合部，处于泛北部湾经济合作区域结合部的中心位置；是中国西部地区唯一列入全国首批 14 个进一步对外开放的沿海城市，是大西南出海通道的重要口岸。

铁山港区位于广西壮族自治区南端，北部湾东北岸、北海市东部、铁山港岸边东与广西合浦县白沙镇、沙田镇隔海相望，南临北部湾，西与北海市银海区福成镇接壤，北与合浦县闸口镇、石康镇相连，铁山港区距北海市 40 公里，距自治区首府南宁市 250 公里，距广东省湛江市约 150 公里，距海南省首府海口市 124 海里。铁山港区西面有钦北铁路，北面有北海至湛江高速公路经过。合浦—河唇铁路、玉林至合浦十字路乡铁路、合浦十字路乡至铁山港铁路支线、玉林至铁山港高速公路贯穿该区。

本项目位于北海市铁山港(临海)工业区，北面毗邻斯道拉恩索（广西）林浆纸有限公司，项目中心地理坐标为东经 $109^{\circ} 32'52.48''$ ，北纬 $21^{\circ} 31'36.46''$ ，项目地理位置示意图详见附图 1。

3.1.2 地形、地貌及地质情况

北海市北枕丘陵，南滨大海，地势由北向南倾斜，间有低山丘陵、平原、台地等多种地貌类型。北部为海蚀垄状丘陵地貌，起伏较大，海拔为 50~200m，由北向南逐渐过渡为残丘、平原直至沿海滩涂。市区位于南部沿海地区，属滨海平原，地势平坦，为北部湾海岸上升而形成的侵蚀阶地，属滨海相沉积物，地质情况较为简单，上层覆土为第四系下更新统北海组，主要岩性为砂粘土、粘砂土、砂土、砂砾土，下层为上第四系更新统湛江组，主要岩性为粘土、粘砂土、砂砾土等，浅海滩涂面积宽广。沿海滩涂（潮间带）4.68 万公顷，其中沙质滩、半沙滩、泥质滩分别为 3.04、0.96、0.68 万公顷，各占滩涂总面积的 65.0%、20.5%、14.5%，港湾河川密布，曲折的海岸线和众多的港湾水

道使该海域拥有较多的天然海港，沿海可开发万吨级泊位 150 多个，10 万至 20 万吨级泊位 20 多个。南部海域分布有涠洲和斜阳两个海岛，为火山缓丘地貌。

根据《北海市人民政府关于印发北海市地质灾害防治规划（2011-2020 年）》，北海市除广泛分布第四系外，其余出露的地层有志留系、泥盆系、石炭系、白垩系和第三系等。岩性主要为第四系和第三系的松散土体，岩性主要为粉质粘土、粘土、砾砂等，其次为砂岩、泥岩、页岩、碳酸盐岩和花岗岩、火山角砾岩和玄武岩等。

北海市位于新华夏系第二沉降带的西南端与南岭纬向构造带的复合地带，按照各类构造形迹的性质、规模和排列关系，将其分为隶属于华夏系构造、东西向构造和北西向构造。

1. 华夏—新华夏系。

该构造体系为调查区的构造主干骨架，由一系列北东向的褶皱和断裂所组成，伴生有不同时期的岩浆岩。在地貌上反映为：走向北东的山脉、盆地和西南走向的主要河流。如合浦断陷盆地、南康盆地、十字路隆起带、公馆向斜盆地、南流江等。

2. 东西向构造。

该构造主要分布在调查区北西部的星岛湖周围，褶皱多呈长条状、线状，走向近东西向，白沙盆地也呈近东西向展布。

3. 北西向构造。

仅见于断裂构造，遍及整个调查区。北西向断裂通常切割华夏—新华夏系和东西向构造，表明其发育时期较晚，断裂规模一般较小，均具压扭性特征。

表3.1-1 北海市地层岩性概况一览表

界	系	统	组（群）	地层代号	厚度（m）	岩性简述	分布地段
新生代	第四系	全新统		Q _h	3.6~26.5	以黄褐、浅褐等色的砂砾层为主，上部一般为灰黑、褐黄色粉质粘土，局部夹黑色泥炭土。海积层为灰、灰黑色砂质粘土及砂、砂砾层	主要分布于南流江和白沙河两岸，以及公馆向斜盆地内，各冲沟底部也有分布；海积层主要分布在南部沿海及铁山港东岸。
		中更新统	北海组	Q _{2b}	3~11	上段为棕红色、褐黄色粉质粘土，含粘土质砂砾，下段为含砾砂层	主要分布于南康盆地、南流江河口三角洲以及合浦至石康一带
				Q _β	>200	玄武质沉凝灰岩、沉凝灰岩、火山角砾岩、气孔状玄武岩，橄榄玄武	涠洲岛、斜阳岛

界	系	统	组(群)	地层代号	厚度(m)	岩性简述	分布地段
	第三系	下更新统	湛江组	Q_{1z}	约 40	灰白色、桔黄、紫红等杂色粘土、粉质粘土与砂砾互层,局部顶部含有紫红色铁质层	主要分布于南康盆地、北海市区~铁山港一带。一般只出露在冲沟或崩沟的底部。
		上新统	尚村组(白沙江组)	N_{2sh}	21.7~93.9	灰白、浅黄色砾砂、夹多层粘土透镜体,局部地段含褐煤。	钻孔揭露,地表未见出露。
		中新统	黄牛岭组(沙岗组)	N_{1h}	106.7	以灰绿色细砂、粉细砂为主,顶部为灰绿色粉质粘土、粘土,底部为暗红色粘土。	钻孔揭露,地表未见出露。
		始新统	邕宁群	E_y	>426	上部为粉质粘土、粘土和砾砂,下部以紫红色厚层块状泥岩为主,底部为砾岩、砂砾岩、。	主要分布于南流江西岸河流高阶地和东岸的常乐镇东、北东部。
中生界	白垩系	上统	罗文组	K_{2l}	>1000	以棕红色厚层砾岩,砂砾岩、粉砂岩、火山角砾岩为主,局部夹凝灰岩。	主要分布于白沙镇北半部。
			西垌组	K_{2x}	189	上部为流纹质凝灰岩、岩屑凝灰岩。下部以紫红色砂砾岩为主,局部夹粉砂岩,	少量分布于白沙镇附近和曲樟乡西北角。
上古生界	二叠系	上统		P_{2J}		堇青花岗岩	乌家北部
			石炭系	下统	寺门组	C_{1s}	43~62
	黄金组	C_{1h}			180~381	厚层状灰岩、白云质灰岩,夹少量泥质灰岩、炭质灰岩、页岩。	零星出露于闸口镇南部、南康镇北东部
	尧云岭组、英塘组并层	C_{1y-yt}			402	薄至中厚层状灰岩、泥质灰岩,夹炭质灰岩和生物灰岩	分布于公馆镇南西端,闸口镇南部也有零星出露。
	泥盆系	上统	帽子峰组	D_{3m}	167~263	以中~厚层状细砂岩、粉砂岩、页岩互层为主,夹泥质灰岩、钙质页岩等。	主要分布于公馆向斜轴部,。
天子岭组			D_{3t}	413	以中~厚层状灰岩、泥质灰岩为主。	少量分布于公馆向斜轴部南西端。	

界	系	统	组(群)	地层代号	厚度(m)		岩性简述	分布地段
		中统	信都组	D_{2x}	578~975		以厚层块状砾岩、含砾砂岩砂岩为主,夹粉砂岩、泥质粉砂岩页岩等。	主要分布于公馆向斜盆地两翼、六湖水库周围,十字隆起带的斗鸡岭、冠头岭有少量分布。
		下统	莲花山组	D_{1l}	294~527		以砾岩、粉砂岩、含砾砂岩为主,局部夹细砂岩、泥质粉砂岩。	主要分布于公馆镇北东、北、北西部和闸口镇北西部,呈条带状展布。
下古生界	志留系	上统	防城群	S_{3f}			片麻状花岗岩	石康~常乐东部。
		下统	灵山群	上组	S_{3f}	204~267	褐黄色中厚层状泥质粉砂岩夹泥质页岩、细砂岩。	广泛分布于星岛湖(洪潮江水库)一带。闸口镇至曲樟乡一带呈条带状分布
				中组	S_{2h}	154~435	黄灰、紫红色中厚层状泥质粉砂岩,夹页岩、细砂岩。	
				下组	S_{1l³}	727~809	以粉砂岩夹细砂岩、页岩为主,局部地段以千枚岩为主。	

铁山港属台地溺谷湾,是从凹陷构造的基础上经冰冻后期海平面上升溺淹而形成的长40km(湾顶至外挡门浅滩)、宽3~4km的狭长潮汐通道。湾内通道(深槽)以潮汐作用为主,即是由涨潮与落潮流冲刷共同塑造而形成的深槽。从地貌和沉积物分布反映出,落潮三角洲发育明显,湾口至湾内有一条明显潮流冲刷槽,也就是铁山港湾的主槽。口门及口门以外水域,潮流冲刷槽出现分异,形成东、西两个深槽,东槽为落潮所形成,西槽为涨潮所形成,东槽与主槽贯通,在东、西槽之间有拦沙坝和浅滩。

根据《中国地震烈度区划图(1990)》,北海市所在区域地震烈度为VI度区(设计基本地震加速度值为0.05g,设计特征周期为0.35s),属区域性相对稳定的地块。

北海市矿产资源以非金属矿为主,目前已发现有钛铁矿砂矿、金、石膏、建筑石料用灰岩、水泥用灰岩、建筑砂岩、玻璃石英砂、建筑用砂、砖瓦用页岩、高岭土、陶瓷土、泥炭、矿泉水、油页岩及稀土等47个矿种。其中大型矿床17处,中型矿床14处,小型矿床、矿点、矿化点183处(不含石油、天然气、地下水)。开发利用价值较大的矿种有高岭土、石膏、水泥用灰岩、玻璃石英砂等。

3.1.3 气候气象

3.1.3.1 气象

北海市位于北回归线以南，地处低纬度沿海地区，属亚热带季风型海洋气候区，夏季盛吹偏南风，空气暖湿，高温多雨，冬季多吹偏北风，低温干燥。

据对北海市 30 年气候资料的统计，全市年平均气温 22.6℃，7~8 月份气温最高，多年极端最高温 37.1℃，极端最低温 2℃，铁山港区年平均气温 22.6℃，极端最高气温为 36.1℃，极端最低气温为 2.0℃。年平均降水量为 1548mm，多集中于 6~9 月，降雨量占全年的 83% 以上，年最大降水量 1774.6mm，年平均暴雨日数为 8.2d，年平均蒸发量为 1869.6mm。平均相对湿度 81%，平均日照时数 2088.7 h。北海市常年盛行风向为北风，频率为 22%，冬季盛行偏北风，夏季盛行偏南风，静风频率为 5%，年平均风速 3.2m/s。雾主要出现在冬末春初(1~3 月)，尤其以 3 月份雾日最多，多年平均雾日 13.2d。

3.1.3.2 气候灾害

当地的主要气候灾害有干旱、暴雨洪涝、台风等。

①干旱：受季风活动变化的影响，北海市少雨干旱的天气以春旱出现频率较高。少数年份夏季和秋季也会出现少雨天气，严重的年份可造成工农业生产用水不足。

②暴雨洪涝：北海市年平均暴雨日数 8.2d，主要出现在 4~10 月份，以 6~8 月份出现频率高，降水强度大，是洪涝多发季节。据对降水资料的统计，北海市 6、7、8 月份的最大日降水量可达 260mm 以上。

③台风：夏秋两季台风强烈，年影响 0~6 次，因受到海南岛和雷州半岛的阻挡，风力一般为 5~6 级，10 级以上大风少见，延时约 24 小时左右，最大风速为 40m/s。台风一般伴随着大雨，当遇上大潮时则形成风暴潮。

④雷暴：年雷暴影响天数约 10d。

3.1.4 水文

3.1.4.1 海洋

(1) 潮汐

铁山港所在海区潮汐属不正规日潮为主的混合潮型。据石头埠验潮站（位于铁山港西岸石头埠村，距港区北面约 11km）多年潮位资料，港湾潮汐有两大特点：其一，潮差大，最大潮差为 6.25m，多年平均潮差为 2.45m；其二，涨潮历时大于落潮历时，涨潮历时约 15h，落潮历时约 10h。该区潮汐作用较强，历年最高潮位 5.40m，平均高潮位

3.90m，平均潮位 2.55m，平均低潮位 1.38m，最低潮位 0.19m。

(2) 波浪

由于受雷州半岛掩护，铁山港海区波浪较弱。根据涠洲岛长期的波浪观测资料，年平均波高为 0.67m。该区强波向为 SSW，频率 8.9%；常波向为 NNE、NE 和 E，频率分别为 10.67%、10.39%和 10.07%；波高<0.5m 的风浪，频率为 38.85%，波高>1.5m 的风浪，频率为 4.6%。

(3) 海流

①潮流

铁山港为台地溺谷海湾，因受地形的影响和制约，湾口附近的潮流是沿等深线运动的往复流，转流历时较短；湾外至涠洲岛一带逐渐过渡为旋转流，但长轴仍为 NE~SW 方向。通常涨潮历时大于落潮历时，且涨潮流速过程线呈双峰型，即在中潮位附近，潮位曲线有时出现一个稳定的时间历程，有时略有回落，致使涨潮流速减小，甚至出现短暂的落潮流。转流方向由落潮转涨潮一般为顺时针方向，由涨潮转为落潮则为逆时针方向。

②余流

铁山港海域的表层余流主要是由风海流组成的，因风向不同而变化；中、底层主要为潮汐余流，方向与涨潮方向相近。表层余流流速较大，最大在湾顶达 0.22m/s，底层余流流速约为 0.17m/s。近湾口的海区，余流方向主要指向湾内，而湾外的余流主要指向外海。

(4) 泥沙

铁山港的泥沙来源分为陆相来沙和海相来沙。

陆相来沙主要来源于港湾周围的小河流，其中较大者为流入丹兜港的白沙河，其年输沙量约 16~18 万 t，其余小河流如公馆河、闸利河、白坭江也有少量泥沙汇入海湾。另外台地上的冲沟和高潮线以上因浪蚀形成的陡坎也给海湾提供少量泥沙来源。估计整个海湾陆相来沙每年约为 30 万 t，主要是细颗粒泥沙，也有一些粗颗粒泥沙，细颗粒泥沙主要沉积于丹兜港内或东南侧，以及铁山港湾顶老鸦洲附近区域。

海相来沙以较粗的砂质物为主，海湾的东、西、北三个潮流冲刷槽分布有砾砂、中砂、中细砂、砂等沉积物，各槽两侧的浅滩以细砂为主；落潮三角洲东南部较深水域和丹兜港南侧外海分布有粉砂质砂、粘土质砂、中细砂、砂和沙—粉砂—粘土物质，是细

粒沉积物较多的区域，也是铁山港海域海相来沙的主要沙源地。在风浪和潮流共同作用下形成含沙量较高的水体，使泥沙不断向岸推移，湾内最大含沙量为 $0.068\text{kg}/\text{m}^3$ 。冬季盛行北风和东北风，由于风区范围较窄，风向与涨潮流流向正好相反，因而整个海湾内冬季含沙量较夏季小。

3.1.4.2 地表水

铁山港主要地表水体为南康江和北部湾，南康江东距拟建厂址约 3.0km ，厂址距北部湾最近距离为东南约 300m 。

南康江是独流入海的河流，发源于合浦县十字路乡白水塘东面的山地，由北向南流经北海市铁山港区南康镇、兴港镇、营盘镇，于营盘镇青山头的沙角嘴注入铁山港，流域面积 193.8km^2 ，主河道长 31km ，多年平均径流量约 $1.36 \times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，枯季流量约 $1.55\text{m}^3/\text{s}$ 。近出海口的 3km 为开阔的河滩，岸宽 $1 \sim 1.2\text{km}$ ，河滩颗粒粗大。沿河有 12 条支沟，其中较大的有 6 条，树枝状注入主河道。河两岸一级台地 $0.5 \sim 2\text{km}$ 地带均为农田。南康江出口海域的潮汐属于混合潮。

北部湾是一个半封闭的大海湾，东临雷州半岛和海南岛，北临广西，西临越南，南与南海相连，为中越两国陆地与中国海南岛所环抱，全部在大陆棚上。水深由岸边向中央逐渐加深，最深处达 80m 。铁山港所在海区潮汐属不正规日潮为主的混合潮型。据石头埠验潮站（位于铁山港西岸石头埠村，距港区北面约 11km ）多年潮位资料，港湾潮汐有两大特点：其一，潮差大，最大潮差为 7.03m ，多年平均潮差为 2.45m ；其二，涨潮历时大于落潮历时，涨潮历时约 15h ，落潮历时约 10h 。该区潮汐作用较强，历年最高潮位 5.40m ，平均高潮位 3.90m ，平均潮位 2.55m ，平均低潮位 1.38m ，最低潮位 0.19m 。

拟建项目厂址区及其附近无常年性地表天然水体，填埋库区区域因开采高岭土矿，多处挖掘无规则大小不一的深坑，坑深约为 $2 \sim 7\text{m}$ 不等，坑内积水，其丰水期水位高程约 14.5m 左右，与上层滞水联系密切。项目建设后，上述深坑将被处理。

3.1.4.3 地下水

(1) 地下水类型

据野外地质调查结果，结合区域水文地质资料分析，按地下水的赋存条件、水理性质、水动力特征等特点，铁山港区内的地下水主要为松散岩类孔隙水为主要。

松散岩类孔隙水主要赋存于第四系和第三系砂、砂砾、砾石层中，主要接受大气降水的补给，单井涌水量 $< 100 \sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性贫乏至中等。

根据钻孔揭露和区域地质资料分析,本区第四系和第三系地层厚度大,具多元结构,砂、砂砾、砾石层与粘性土层互层,部分地段粘性土层分布不连续,下部砂、砂砾、砾石层与上部砂、砂砾、砾石层连通,无明显隔水层。

(2) 地下水补给、径流和排泄方式

铁山港区地处南康盆地水文地质单元的东隅,地下水主要接受大气降水的垂向渗入补给,地下水流向与地形坡向基本一致,地下水最终以渗流的方式排泄于南康江和北部湾海域。北部湾海域为区域地下水、地表水最低排泄基准面。

根据本区域的水文地质条件,本区域的水文地质单元又可进一步划分为前卫单元和大江口单元两个次一级的水文地质单元,这两个水文地质单元各具有其独特的补给、径流、排泄条件。

① 前卫单元

前卫单元的地下水主要靠大气降水的渗入补给,大气降水大部分形成地表径流向溪沟中汇流,而后排泄于南康江流入北部湾海域,少量以垂向渗流方式,下渗补给松散岩类孔隙水。该单元的地下水处在相对独立的地下水系统之中,地下水运移于松散岩类孔隙中,由北东向南西径流,地下水流程较短,以渗流的方式排泄于南康江,而后汇入北部湾海域。

② 大江口单元

大江口单元以北部湾海域为最低排泄基准面,该单元的地下水亦主要靠大气降水的渗入补给,大气降水大部分以地表径流方式排泄于北部湾海域,少量以垂向渗流方式,下渗补给松散岩类孔隙水。该单元的地下水亦处在相对独立的地下水系统之中,地下水运移于松散岩类孔隙中,大体上由北西向南东径流,地下水流程较短,以渗流的方式排泄于北部湾海域。

(3) 地下水位动态特征

本区内浅层地下水(或是潜水)水位动态主要受降雨入渗补给的影响而发生变化;此外,由于本区临海,滨海区地下水动态还受到海潮的影响。依据影响地下水动态的主要因素,可将本区内地下水动态大体上划分为两种类型即为入渗径流型和潮汐效应型。

① 入渗径流型

在接受降雨入渗补给之后,地下水位逐渐抬升;降雨入渗补给停止之后,地下水位下降,这是本区潜水最主要的动态类型。研究区滨海平原地势平缓,包气带岩层岩性是

第四系中更新统北海组砂层、亚粘土，包气带透水性较好。由于地势平缓，降雨汇积起来更加容易，地表径流不易形成，本区的地表岩性和地形条件有利于大气降水入渗补给地下水。因此，本区内潜水动态受到降雨动态的影响，但是水位变化相对于降水存在滞后现象。

②潮汐效应型

受海潮波动的影响，滨海地区地下水水位出现有规律的波动。地下水的波动与涨潮落潮有一致性，但水位变化小于海潮的水位变化；随着与海岸距离的增加，含水层水位受潮汐的影响逐渐变弱，也就是随着离岸距离的增加地下水变幅减小、滞后时间增大。

(4) 地下水化学特征

南康盆地孔隙潜水和孔隙承压水化学类型以 $\text{HXO}_3\text{Cl}-\text{CaNa}$ 型和 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型为主，呈弱酸性—中性，pH 值一般为 5.5~7.0，矿化度小于 0.05g/L，总硬度为 0.2~0.39mmol/L，裂隙水以 HCO_3-Ca 型为主，中性微硬，矿化度为 0.15~0.30g/L。沿海岸带受海水影响，变为 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型硬水或极硬水。

3.1.5 航道

铁山港水深条件好，从涠洲岛附近至铁山港口近 60km 长的外航道，天然水深均超过 16m，对十万吨级航道而言，不必开挖，为天然深水航道，对十五万吨级和二十万吨级航道而言，开挖深度仅 1~2m，进港航道段天然水深为 7.7~18m。本港潮差大，最大潮差达 5.37m，可利用的乘潮水位在 3m 以上，航道开挖工程量少。铁山港纳潮量大，大潮纳潮量可达 $3 \times 10^8 \sim 4 \times 10^8 \text{m}^3$ ，潮流作用较强，有利于航道开挖后水深的维持。根据水下地形对比结果，铁山港海域水深稳定，冲淤变化幅度很小，回淤量不大，航道水深可以靠疏浚维持。

3.1.6 港口

铁山港是一个狭长的台地溺谷型海湾，形似喇叭状，水域南北长约 40km，东西大约宽 4km，是华南地区自然条件最优越的天然深水良港。铁山港有东西两条深槽，为天然航道，航道底宽 500-1000m，水深 10-22.5m。航道条件非常优越。从涠洲岛附近至铁山港口门近 60km 长的外航道，天然水深均超过 16m，对十万吨级航道而言，不必开挖，为天然深水航道，对二十万吨级航道，开挖度仅 1~2m。由于铁山港纳潮量大，落潮流速大于涨潮流速，港内波浪小，泥沙动力条件较弱，加上本区无大河流入，泥沙来源少，因而港口建成之后，港池航道易于维护，维护费用低。有关数学模型试验表明：航道开

挖后，码头港池的年回淤量仅为 0.07m，港内主航道稳定后年回淤量为 0.04m。铁山港是华南沿海潮差最大的海区，最大潮差 5.37m，船舶可利用乘潮水位约 3m 进出港区，从而大大降低港池和航道的开挖费用。根据铁山港港口总体布局规划，铁山港两岸可利用建码头岸线长约 53km，整个铁山港可建 1~20 万吨级的深水泊位 145 个以上。铁山港底质为砂质沉积物，无礁石，滩涂面积达 8000hm²，易于通过开挖吹填形成人工岸线和港池，港口建设工程造价低，建设周期短，而且，铁山港的大风、大雨、大雾等灾害性天气作用时间短，可作业天数每年可达 330 天以上。

3.1.7 文物古迹

本项目所在评价区域内没有发现属于国家和地方保护的文物古迹。

3.1.8 区域海洋资源及海域开发利用与保护状况

铁山港湾区域具有丰富的自然资源和优越的自然条件。其中港口资源和水产资源居各种自然资源前列。其次为滩涂资源和盐业资源，还有矿产资源。

3.1.8.1 渔业资源

(1) 海产品

铁山港区位于北海市东部，濒临全国四大渔场之一的北部湾渔场，渔业资源丰富，是世界著名的“南珠”产地。全区海岸线长达 50 公里，拥有-10 米以内等深线的浅海滩涂面积 38.6 万亩，规划养殖总面积 10.8 万亩，是珍珠贝、对虾、蛤、方格星虫、象鼻螺、牡蛎等优质名贵海产品的天然养殖场所。

(2) 海洋捕捞

铁山港区渔业主要经济种类有二长棘明、沙丁鱼、马蛟、石斑鱼、鱿鱼、墨鱼、江篱、口月贝、文蛤、牡蛎、青蟹、长毛对虾、口树虾和赤虾等。铁山港湾沿岸从事渔业捕捞生产的人口约 1 万人，主要分布铁山港西岸的营盘乡沿海一带。主要的捕捞场地为北部湾渔场及湾外的深水区域，湾口的沙田外海和营盘外海仅有季节性的对虾捕捞，湾内禁止拖网捕捞，只有小型的渔业活动，如流刺网、延绳钓等捕捞方式。

(3) 海水养殖

近年来，铁山港区海水养殖业发展迅猛，目前，集中成片的养殖区主要分布于湾顶的闸口沿海河湾中部至湾口的白沙坪一带，以及湾口西侧营盘至石头埠一带。主要有对虾养殖、珍珠养殖、文蛤和方格星虫养殖等北海特色海产品。

3.1.8.2 滩涂和浅海资源

北海海洋资源：海岸线东起与广东廉江县交界的英罗湾，西至与钦州市交界的大风江港，全长 500.13 公里（其中海岸线 31.9 公里）；，海滩涂（潮间带）4.84 万 hm²，浅海（0~10 米水深）面积 15.08 万 hm²。可供养殖面积 1.4 万 hm²（其中水面 0.59 万 hm²）。

铁山港湾，海岸线长 170km，海湾面积约 340km²。其中：滩涂面积 173km²。规划养殖总面积 0.72 万 hm²，是珍珠贝、对虾、蛤、方格星虫、象鼻螺、牡蛎等优质名贵海产品的天然养殖场所。已开发利用浅海面积 0.14 万 hm²，滩涂面积 0.10 万 hm²，铁山港区还形成了以南康江沿岸为主的淡水渔养殖基地，养殖面积为 852.48hm²，淡水养殖年产量可达 4852t。

3.1.8.3 红树林、海草资源

（1）红树林资源

铁山港区红树林资源较丰富，港内有红树林滩涂面积约 2100 hm²，主要分布在山口（467 hm²）、公馆（167 hm²）、沙田（67 hm²）、白沙（733 hm²）、闸口（200 hm²）、南康（467 hm²）等 6 个乡镇沿岸潮滩。红树林群落长势茂盛，结构紧密，一般树高 2~3m，最高 7~8m。根据其组成种类和环境条件特点，铁山港红树林属海滩红树林和半红树林种类。

山口国家级红树林生态自然保护区位于广西合浦县沙田半岛东西两侧，东侧英罗港，西侧丹兜港，经纬度为 E109° 43' ~10° 46' ， N21° 28' ~21° 36' ，保护区总面积为 8000 hm²（海域 4000 hm²，陆域 4000 hm²），1990 年 9 月经国务院批准建立的我国首批（5 个）国家级海洋类型保护区之一，保护对象是红树林生态系统，区内的红树林是我国大陆海岸红树林典型代表，具有发育良好，结构独特，连片较大，保存较完整的天然红树林。区内有红树植物有红树林 13 种（真红树 8 种，木榄、秋茄、红海榄、桐花树、白骨壤、海桑、榄李、老鼠勒；半红树 5 种，卤蕨、节槿、杨叶肖槿、水黄皮、海芒果）。有林面积 800hm²，其他常见高等植物 19 种，浮游植物 96 种，底栖硅藻 158 种，浮游动物 26 种，鱼类 82 种，贝类 90 种，虾蟹 61 种，鸟类 106 种，昆虫 258 种，其他动物 16 种。在保护区的红树林边缘尚有连片的护花米草生长。互花米草生长迅速，可以促进淤互岸，净化环境，为合浦县 1979 年引种。山口保护区红树林的总生物量是 75.64 t/hm²，其中地上部生物量 39.06 t/hm²，地下部生物量 36.58 t/hm²。红树植物群落的地

上部分净生产力因群落类型和群落的发育状况而波动于 1.48~15.37 t/hm².a 之间，全保护区红树林地上部的总体平均生产力为 4.58 t/hm².a。

(2) 海草资源

铁山港湾的东岸海滩涂生长着成片大面积的海草是颇具特色的海洋生态资源之一。海草是生长在热带和温带海域浅水中的单子叶植物，具有全球生态重要性。海草床面积存在明显的季节和年份变化。合浦的海草床是我国海草保护的最重要的生境之一，铁山港湾海草床也是我国一级保护哺乳动物儒艮活动和觅食的场所。

铁山港湾的东岸海滩涂生长着成片大面积的海草是颇具特色的海洋生态资源之一。海草是生长在热带和温带海域浅水中的单子叶植物，具有全球生态重要性。海草床面积存在明显的季节和年份变化。合浦的海草床是我国海草保护的最重要的生境之一。铁山港湾海域滩涂中生长的海草主要有喜盐草(*Halophila ovalis*)、二药藻(*Halodule uninervis*)、贝壳喜盐草、日本大叶藻(*Zostera japonica*)等四种。英罗港至铁山港海域滩涂有 6 个草场，面积约 280hm²，铁山港湾海草床也是我国一级保护哺乳动物儒艮活动和觅食的场所。

广西各地的海草受到明显的人为威胁，主要包括滩涂养殖、围网养殖、毒鱼和电鱼、挖螺(贝)与拖网，陆地和海上(主要为交通、倾废和投饵养殖等)排放的污染以及开挖港池航道与台风等。上述影响造成了广西海草床的明显衰退，并存在加速衰退的趋势。其中北暮海草床区，2012 年 7 月后由于受区域海洋开发活动影响，潮间带滩涂上已被沙覆盖，该片海草床已不存在。本项目排污口距离东北侧淀洲沙背和下龙尾海草区较近，最近距离分别约 3km。

3.2 铁山港(临海)工业区分区规划概况

铁山港区是 1994 年 12 月 17 日经国务院批复同意新设的北海市辖行政区，现辖南康、营盘、兴港三镇，总面积 394km²，海岸线总长 50km，滩涂 80km²。根据《北海市城市总体规划(2008~2025)》，“铁山港区重点发展以石油化工、煤化工、能源电力、林浆纸一体化以及装备制造等临港工业为主的现代化海港”，“铁山港东组团布置一类、二类、三类工业用地，包括出口加工区铁山港分区、化工区和高新产业园区。工业依托林浆纸业积极吸引上下游相关配套企业入驻，打造为重要的纸浆业生产基地。”

北海市专门编制了《北海市铁山港(临海)工业区分区规划(2009-2025)》(以下简称“《分区规划》”)，并已正式印发。北海市铁山港(临海)工业区是《广西北部湾经

济区发展规划》提出的北部湾经济区三大临海重化工业集中区之一，规划总面积约为 123 平方公里，规划人口 30 万人。近期规划建设面积 20 平方公里，重点发展石油化工、新材料、林浆纸、能源、船舶修造、港口物流等临港产业及配套产业。

3.2.1 规划区范围

规划西至南康江，北至铁山港区北铁一级公路，东至石头埠，南临铁山港湾，规划区用地规模为 123 平方公里。

3.2.2 规划期限及人口规模

(1) 规划期限

近期：2009 年-2015 年；远期：2016 年-2025 年。

(2) 人口规模

至 2015 年，规划区人口为 12 万人；

至 2025 年，规划区人口为 30 万人。

3.2.3 产业发展定位

(1) 产业发展类型

①石油化工；

②林浆纸业；

③现代物流；

④船舶修造；

⑤综合产业。

(2) 产业发展定位

以石油化工产业为主体，重点发展林浆纸业、船舶修造及现代物流业，协调发展出口加工、资源加工、新材料加工、能源电力和先进制造业等综合产业，从循环经济的角度出发，打造环保型的临海工业基地、区域性国际化物流中心。

3.2.4 建设用地规模

至 2025 年，总建设用地为 123 平方公里（含填海用地面积 49.8 平方公里和规划建设区内兴港镇及部分营盘镇建设用地 23.3 平方公里）。

3.2.5 工业用地规划

规划工业用地总面积为 5117.14 公顷，占总建设用地总面积的 41.76%。工业用地

集中布置在铁路东部与西部的工业片区，包括一类、二类和三类工业用地，以石油化工产业为主体，重点发展林浆纸业、船舶修造，协调发展出口加工、资源加工、能源电力和先进制造业等综合产业。

(1) 一类工业用地面积为 524.15 公顷，主要在布置兴港综合组团生活区东面，以配套加工业和出口加工业为主。

(2) 二类工业用地面积为 267.72 公顷，此类工业对居住和公共设施等干扰和污染较小，主要布置在铁山港高新技术产业园内。

(3) 三类工业用地面积为 4325.28 公顷，主要沿海岸线布置，利用深水岸线形成大规模临海工业，主要包括石油化工、造纸、资源加工、新材料加工、能源电力、船舶修造等。

3.2.6 产业用地布局

充分考虑工业区自然、区位、资源等产业发展条件，结合各类产业自身的发展空间及工业区产业发展的弹性要求，科学合理布局产业用地

(1) 石油化工：用地规模 60 平方公里（其中发展备用地 23.45 平方公里），主要布局在兴港路以西工业片区及发展备用地内。

(2) 林浆纸业：用地规模 4.67 平方公里，主要布局在兴港路交营闸路东北。

(3) 现代物流：用地规模 11.68 平方公里，主要布局在工业区南部，临近港口。

(4) 船舶修造：用地规模 4.96 平方公里，主要布局在工业区东部沿海。

(5) 综合产业：用地面积 30.37 平方公里，主要布局在规划区东部，包括出口加工、资源加工、新材料加工、能源电力和先进制造业等现代产业。

3.2.7 市政设施规划

3.2.7.1 给水工程规划

规划内容：预测到 2020 年城市总用水量为 76 万 t/d。城市供水水源近期主要使用地下水作为水源和合浦水库水源，远期以合浦水库水源为主。规划给水管网系统采用生活、工业、分质分区给水系统，规划给水管呈环状布置，分期实施，形成分区供水的环状网系统格局。合浦水库至铁山港工业区的供水水源及输水管网一期工程已全面建成，供水能力达到 44.7 万 m³/d，完全可以满足大型项目用水需求。

3.2.7.2 排水工程规划

规划城市排水体制为雨污分流制排水体系。根据 GB50318-2000《城市排水工程规划规范》和 GB50282-98《城市给水工程规划规范》，以合河铁路铁山港支线为界，将规划区划分为东、西两个片区，根据污水量预测，工业污水量约 61.5 万 m³/d，综合生活污水量约 3.2 万 m³/d。规划区规划 3 座污水处理厂，分别为污水处理一厂、污水二厂和污水处理三厂，规模分别为 24 万 m³/d、36 万 m³/d 和 5 万 m³/d（注：环评建议修改为取消污水处理三厂，污水处理二厂规模 36 万 m³/d 调整为满足 B3 排污区 NH₃-N 排放环境容量规模，包括林浆纸 11m³/d 污水处理规模，并保留已批准的污水处理 4 万 m³/d，在满足 NH₃-N 排放环境容量的情况下，可适当增加规模。污水处理一厂规模 24 万 m³/d 调整为 50 万 m³/d，往 A1 排放口排放）。

本区域污水综合排放水质执行国家污水排放标准，经处理达标后方可排入市政污水管。规划区近期污水处理达标后，由深海排放管排入南部大海；远期可考虑部分污水经处理达到中水回用标准后，用于工业用水回用。

3.2.7.3 雨水排放规划

在现有自然冲沟整治的基础上，建设排水明渠，明渠采用混凝土或浆砌石护面，提高明渠的泄洪能力，预计线路全长约 7995 米，干渠设计雨水排泄量为 177.07 立方米/秒。目前已累计完成 d2400 混凝土管道铺设 660m，盖板涵浇注 73m，渠道挡墙 5825m，渠底 7060.6m，渠道栏杆 3450m，渠堤填土 5850m，K0+918 便桥，一、二号跨渠桥梁及一、二、三号跨渠便桥完成桥面板浇筑。

同时新建 15 个人工雨水排出口，分别对临海码头和南康江出口附近区域进行组织排水，规划区共形成 14 个雨水排水区域。

3.2.7.4 供电工程规划

规划内容：规划总用电负荷为 207.7 万千瓦。在规划区内新建 220kV 户外变电站 9 座（3 座公用变电站，6 座专用变电站），每座占地 5.28 公顷；新建 110KV 户外变电站 11 座，每座占地 0.96 公顷，电源来自广西主电网及北海电厂。规划片区内的公用环网柜、开闭所、箱变设在人行道上，按每 500 米预留用地，地块面积控制为 4 米×6 米。用户设备由用户根据实际情况，设在用户用地内。

3.2.8 道路交通规划

3.2.8.1 公路规划

规划形成五个对外道路出口通道，分别是北铁公路东出口、北铁公路西出口、兴港路北出口、营闸路北出口和四号路北出口。其中北铁公路、兴港路、营闸路主要承担物流交通功能。

(1) 北铁公路：快速路，双向 6 车道，规划红线 70M，西联北海市区，向东规划修建过海隧道（或跨海大桥）连接铁山港湾东岸，目前已建成。

(2) 兴港路：快速路，双向 6 车道，规划红线 70M，向北连接玉林至铁山港高速公路及合浦-山口高速公路，目前已建成。

(3) 营闸路：工业区内主干路，北上为二级公路，双向六车道，规划红线 70M，南联工业区，北接合浦-山口高速公路，目前兴港路至三号路段已建成。

此外，铁山港区内 4 号路、7 号路、滨海大道等线路已基本建设完成。

3.2.8.2 铁路规划

(1) 建设合河铁路铁山港支线，向南延伸至沿海港口工业区和仓储区，沿东西方向沿海区域形成支线。目前基本修通，从铁山港到达广西玉林，已经通车。

(2) 建设 1 个铁路货运站，位于铁山港工业区中部，满足各种货物运输的需求。

(3) 规划 3 个小型货运站，分布于沿海铁路支线，满足仓储物流和工业的货物运输要求。

(4) 在规划区北面规划一座铁路编组站，大量办理货物列车的解体和编组作业。用地规模约 8-10 平方公里。

3.2.9 环境保护规划

1、水环境：广西合浦儒艮国家级自然保护区、山口红树林生态海洋自然保护区、北海珍珠贝海洋保护区的海域为第一类海水水质功能区，海水水质执行《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类水质标准；其余近海海域水质达到相应功能区的水质标准（GB3097-1997《海水水质标准》）。

2、大气环境：项目所在区域大气环境质量为二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

3、声环境：项目位于铁山港工业区内，声环境质量为 3 类声环境功能区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准。

4、生态环境：保护近岸海域水体的水生生态系统、区域景观格局、周边农业生态系统。

3.2.10 铁山港区基础设施建设情况

1、供水

园区由北海市湖海水利供水有限公司负责园区供水设施的建设，园区从合浦水库群的东岭水库引水，通过4条直径1.2米、长26.4km的供水管网封闭引水至工业区，现已建成水厂一座、加压泵站一座，原水供水能力44.7万m³/d，净水供水能力2.5万m³/d，供水覆盖范围123平方公里。目前根据园区的道路建设情况，已经铺设完成DN100至DN1800配套管网共57.85km，以满足园区落户企业的用水需求。

2、供电

座落在港区的北海电厂项目一期工程两台30万kW的发电机组已顺利投产发电，平阳至电厂110kV、电厂至冲口220kV、电厂至博白220kV线路已全部建成。

3、铁路

北海市连通滇、黔、桂三省（区）的国家干线铁路有湘桂线、黔桂线、黔昆线、南昆线和南（宁）防（城）线，钦州至北海的钦北铁路与南防线相接。南宁至北海高速铁路正式运营，标志着北海迈进了高铁时代；总长132公里、投资超过50亿元的玉林至铁山港铁路全线铺通；规划建设的合浦~河唇铁路、玉林至铁山港铁路支线将构建铁山港作为大西南便捷的出海通道。北海炼化正在建设的铁路专用线与兴港地区工业铁路相接，与玉林至铁山港铁路、合浦至湛江铁路相连。届时铁山港工业区可与南昆、湘桂、枝柳、京广等国家干线接通。

4、公路

已建成的北海--铁山港一级公路直达港口，玉林至铁山港高速公路投入使用，可与北海--南宁、北海--广东的高速公路相连接；贵港至合浦高速公路项目加快推进。铁山港区已建成的道路有进港路、北铁一级公路、进港路，四号路（4号城市快速干道）机动车道和营闸路（营盘一闸口滨海公路）已经通车，正在建设的有兴港路和七号路。

5、港口

现有石头埠边贸口岸码头、北海电厂5万吨级煤码头、3千吨重件码头，铁山港1~6#万吨级散货码头已建成，可直接与防城、海南、湛江、越南等地港口通航。进港利用现有5万吨级进港航道。北海炼化建设的石化码头已建成通航，该码头设计2个5000

吨级泊位，水工结构按 5 万吨级预留。汽柴油、液化气、石脑油、丙烯、苯、二甲苯、航煤等产品可通过即将建成的 5000 吨级石化码头海运。

6、环保设施

①港区污水处理厂

铁山港区污水处理厂建设规模为日处理污水 4 万立方米，配套建设污水收集管网 26.75km，污水泵站 3 座，采用“微孔曝气氧化沟”处理工艺。污水处理厂已于 2014 年 6 月投入试生产，目前部分配套管网已建成，部分配套排污及排雨管道正在建设中。污水处理厂废水处理达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918—2002）一级 A 标准后尾水通过 B3 排污口深海排放。

②深海排放管网工程

铁山港区污水深海排放工程路上管网已建成，海域段正在建设；海域管道自陆上深海排放井 B3 排放口约 4km，其中浅埋段排海管线 750m 采用 DN1500 钢管，管底高程 +3.0m；深埋段长约 3200m 采用 DN2000 钢管，管底高程-21.5m；扩散管段长 400m，扩散管段排海管线主体部分管底高程-13m，起始端为 DN1500 钢管，管径逐段减小，末段为 DN300 钢管，沿管线布置有 DN300 竖向排水管，间距 8m，工程总投资约 2.5 亿元。目前已投入使用。

③铁山港区集中供热工程

目前工业区已建有集中供热蒸汽管网，设一支供热管道由北海电厂向铁山港区供应热蒸汽，管道总长度约 15 公里，最大供汽量约 200 吨/小时。

④固体废物填埋场

工业区规划建设一座一般工业固废填埋场，选址位于北海市铁山港工业区中石化配套道路以南，中石化火炬区以东，规划总用地面积约为 100000 平方米，作为一般工业固体废物的贮存、处置 II 类场，填埋库区面积约为 54000 平方米，填埋库容约为 45.08 万立方米，服务年限 15 年。目前项目环评文件已获批复，目前正在建设。

⑤北部湾资源再生环保服务中心

工业区规划建设一座危险废物处置场，即北部湾资源再生环保服务中心项目，项目优先处置北部湾表面处理中心项目以及北海市工业企业所产危险废物，并辐射广西北部湾地区及周边危险废物产废单位。总建设规模为年处理危险废物 14.8 万吨，（一期 6.4 万吨/年，二期 8.4 万吨/年）。其中，一期 6.4 万吨/年包括：焚烧处理 1.65 万吨/年，固

化填埋处理 3 万吨/年（其中处置项目内部产生废物为 1.5 万吨/年），物化处理 1 万吨/年，蚀刻液综合利用 0.75 万吨/年。目前一期项目环评文件已获批复，目前正在开工建设，尚未投入使用。

4 环境影响预测与评价

4.1 大气环境影响预测评价

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求,通过估算模式筛选,本项目大气环境影响评价为二级评价,最大占标率 $P_{max}:2.55\%$ (1#常减压炉排气筒的NO₂)。二级评价项目不进行进一步预测与评价,只对污染物排放量进行核算。因此,本次评价以 AERSCREEN 估算模型的计算结果作为预测与分析的依据,能够满足本次评价的大气预测要求。

4.1.1 评价因子

根据工程分析,本次评价以 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、VOCs 作为估算评价因子。

4.1.2 估算方案

根据工程分析,本项目改造无组织排放不新增 VOCs。项目正常情况下,本次评价将大气污染物的有组织进行估算。根据本项目大气评价工作等级、估算评级因子、排放工况、计算点等参数,设置环境空气影响预测估算方案。

表4.1-1 估算情景设置表

工况	污染源	估算因子	估算内容
正常排放	预处理常减压炉	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、VOCs	1小时最大落地浓度及占标率

4.1.3 污染源源强及排放量计算清单

本项目各污染源有组织排放废气正常排放情况下预测结果见表 4.2-4~4.2-7。

表4.1-2 预处理装置废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

设施	装置	污染源	污染物		污染物排放			排放时间/h
			污染物	废气产生量/m ³ /h	核算方法	排放浓度/mg/m ³	排放量/kg/h	
主体装置	预处理装置	1#常减压炉排气筒	颗粒物	140636.75	实测法	12.8	1.8	8400
			SO ₂			6.125	0.861	
			NO _x			38	5.344	
			非甲烷总烃			1.41	0.198	

4.1.4 预测结果

表4.1-3 项目正常排放估算结果表（预处理常减压炉，点源）

污染源 离源 距离 m	SO ₂		NO ₂		PM ₁₀		PM _{2.5}		VOCs	
	下风向预测浓度 mg/m ³	浓度占标率%	下风向预测浓度 mg/m ³	浓度占标率%	下风向预测浓度 mg/m ³	浓度占标率%	下风向预测浓度 mg/m ³	浓度占标率%	下风向预测浓度 mg/m ³	浓度占标率%
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0.0821	0.02	0.1525	0.08	0.1717	0.04	0.0859	0.04	0.0189	0
50	0.6325	0.13	2.0731	1.04	1.3222	0.29	0.6611	0.29	0.1454	0.01
75	0.8959	0.18	4.6826	2.34	1.873	0.42	0.9365	0.42	0.206	0.01
85	0.9152	0.18	--	--	1.9133	0.43	0.9567	0.43	0.2105	0.01
86	0.8892	0.18	5.1045	2.55	1.8589	0.41	0.9294	0.41	0.2045	0.01
100	0.8892	0.18	4.9647	2.48	1.8589	0.41	0.9294	0.41	0.2045	0.01
125	0.7826	0.16	4.3695	2.18	1.636	0.36	0.818	0.36	0.18	0.01
150	0.7032	0.14	3.7068	1.85	1.4701	0.33	0.7351	0.33	0.1617	0.01
175	0.7848	0.16	3.8484	1.92	1.6407	0.36	0.8204	0.36	0.1805	0.01
200	0.792	0.16	4.1047	2.05	1.6558	0.37	0.8279	0.37	0.1821	0.01
300	0.7452	0.15	4.1611	2.08	1.558	0.35	0.779	0.35	0.1714	0.01
400	0.6334	0.13	3.5366	1.77	1.3242	0.29	0.6621	0.29	0.1457	0.01
500	0.5301	0.11	2.96	1.48	1.1083	0.25	0.5541	0.25	0.1219	0.01
600	0.4811	0.1	2.6864	1.34	1.0058	0.22	0.5029	0.22	0.1106	0.01
700	0.4234	0.08	2.364	1.18	0.8851	0.2	0.4426	0.2	0.0974	0
800	0.3689	0.07	2.0598	1.03	0.7712	0.17	0.3856	0.17	0.0848	0
900	0.3253	0.07	1.8164	0.91	0.6801	0.15	0.34	0.15	0.0748	0
1000	0.2935	0.06	1.6387	0.82	0.6135	0.14	0.3068	0.14	0.0675	0
1100	0.2884	0.06	1.6105	0.81	0.603	0.13	0.3015	0.13	0.0663	0
1200	0.2811	0.06	1.5695	0.78	0.5876	0.13	0.2938	0.13	0.0646	0

1300	0.272	0.05	1.5187	0.76	0.5686	0.13	0.2843	0.13	0.0625	0
1400	0.2698	0.05	1.5064	0.75	0.564	0.13	0.282	0.13	0.062	0
1500	0.2692	0.05	1.5033	0.75	0.5629	0.13	0.2814	0.13	0.0619	0
1600	0.2695	0.05	1.5045	0.75	0.5633	0.13	0.2817	0.13	0.062	0
1700	0.269	0.05	1.5018	0.75	0.5623	0.12	0.2811	0.12	0.0619	0
1800	0.267	0.05	1.4911	0.75	0.5583	0.12	0.2791	0.12	0.0614	0
1900	0.264	0.05	1.4743	0.74	0.552	0.12	0.276	0.12	0.0607	0
2000	0.2642	0.05	1.4754	0.74	0.5524	0.12	0.2762	0.12	0.0608	0
2100	0.264	0.05	1.474	0.74	0.5519	0.12	0.2759	0.12	0.0607	0
2200	0.2627	0.05	1.4668	0.73	0.5492	0.12	0.2746	0.12	0.0604	0
2300	0.2609	0.05	1.4566	0.73	0.5454	0.12	0.2727	0.12	0.06	0
2400	0.2584	0.05	1.4425	0.72	0.5401	0.12	0.2701	0.12	0.0594	0
2500	0.2552	0.05	1.425	0.71	0.5335	0.12	0.2668	0.12	0.0587	0
最大落地浓度 及占标率	0.9152	0.18	5.1045	2.55	1.9133	0.43	0.9567	0.43	0.2105	0.01
最大落地浓度 距离/m	86									

4.1.5 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),项目排放的污染物厂界浓度满足其厂界浓度限值,短期贡献浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及修改单要求,厂界外无超标区,项目无需设置设大气环境防护区。

4.1.6 小结

本评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的估算模式对项目产生的大气污染物进行预测分析。根据估算模式计算结果分析,本项目拟改造的预处理常减压炉装置有组织废气、无组织排放废气等污染源正常排放工况下,SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、VOCs 等污染物最大占标率均小于 10%,对周围大气环境无显著影响。通过计算,项目无需设定大气环境防护距离。因此,项目废气在做好污染防治措施的情况下,对周围大气环境影响不大。

4.2 地表水环境影响分析

本项目产生废水主要为各单元机泵冷却和开停车时设备冲洗产生的含油污水、地面冲洗水(含油污水)、预处理装置产生的含硫污水、电脱盐产生的含盐污水、生活污水以及装置区初期雨水,除含硫污水泵至酸性汽提装置处理、含盐污水进入含盐污水处理场处理外,其余废水均泵至含油污水处理场。酸性汽提装置塔底的净化水经换热冷却后送至原料预处理电脱盐装置注水回用,剩余部分排至含油污水处理系统。

本项目改造后不新增含硫污水、含盐污水、含油污水等,因此本技改项目建成后不影响全厂总的污水排放量,对区域海洋水环境影响较技改前无变化。

4.3 地下水环境影响预测与评价

项目区域主要水文地质资料及部分参数引用自《中国石化北海炼化有限责任公司150万吨年S Zorb催化汽油吸附脱硫装置项目》及《北部湾资源再生环保服务中心项目(一期)》。本项目与上述两项目均位于同一水文地质单元内,且距离本项目场地较近。其场地地貌特征、地质构造、地层岩性等条件均较为接近,具备引用可行性。

4.3.1 项目所属水文地质单元及水文地质条件

4.3.1.1 地形地貌

拟建项目场区地处冲洪积滨海平原的前缘地带,地形较平坦开阔,大体上地势由西北向东南倾斜,地面高程10.0~25.0m,为略有起伏的平坦台地地形。

4.3.1.2 项目所处水文地质单元

项目厂址位于大江口单元之中，本水文地质单元以以西面板塘—浸谷塘—下底村—沙角咀连线的地下水分水岭为界，东、北东和南东三面均以北部湾海域为排泄边界。该单元的地下水亦主要靠大气降水的渗入补给，大气降水大部分以地表径流方式排泄于北部湾海域。

4.3.1.3 场地地下水补给、径流、排泄条件

本项目位于大江口水文地质单元内。大江口单元以北部湾海域为最低排泄基准面，该单元的地下水亦主要靠大气降水的渗入补给，大气降水大部分以地表径流方式排泄于北部湾海域，少量以垂向渗流方式，下渗补给松散岩类孔隙水。该单元的地下水亦处在相对独立的地下水系统之中，地下水运移于松散岩类孔隙中，大体上由北向南径流，地下水流程较短，以渗流的方式排泄于北部湾海域。场地内地下水水流方向亦为由北向南径流，最终排泄至下游北部湾海域。

4.3.1.4 水文地质参数

场区地层主要岩土层为含砂粘土、中粗砂、粘土，含水层组岩性主要为中粗砂，地下水类型以潜水为主。北部湾资源再生环保服务中心场地主要岩层同样以含砂粘土、中粗砂、粘土为主，含水层岩性亦为中粗砂。且地层地质年代、地层分布情况及岩性均高度相似，因此本场地水文地质参数引用自《北部湾资源再生环保服务中心项目环境影响评价专项水文地质勘察报告》。

北部湾资源再生环保服务中心项目于其项目场地内对场地包气带及含水层组被别进行了试坑渗水试验、钻孔注水试验、单孔(井)抽水试验和室内渗透性试验结果并结合地区经验值，综合确定各岩土层的渗透系数。各岩层渗透系数建议值见下表 4.1-1。

表4.3-1 各岩土层渗透系数建议值

岩 性	渗透系数 K		渗透性等级
	m/d	cm/s	
人工填土①	0.1776	2.06×10^{-4}	中等透水
含砂黏性土②	0.223	2.58×10^{-4}	中等透水
含黏性土中粗砂③	0.9973	1.15×10^{-3}	中等透水
黏土④	0.0147	1.71×10^{-5}	弱透水
中粗砂⑤	3.185	3.68×10^{-3}	中等透水

4.3.2 地下水环境影响预测

4.3.2.1 地下水污染类型及污染范围

(1) 地下水途径及类型

本项目地下水污染风险源主要为污水处理站及储罐区。当污水处理站或储罐发生破损且地下水防渗系统发生故障时，污染物将有可能通过包气带入渗影响至场地地下水。在泄露周期内属连续入渗型。

(2) 地下水污染范围

污染事故主要会造成场地主要潜水含水层的污染。污染物通过包气带下渗至潜水后，将会随着地下水径流方向排泄至场地下游方向，最终进入北部湾海域。因此，地下水污染范围主要以污染泄露事故点为起点，往南面北部湾海面为最终排泄边界。

4.3.2.2 预测范围

本次地下水环境影响预测范围与地下水污染范围一致，即以污染泄露点为中心，往下游至北部湾海域为止。主要预测对象为岩性为中粗砂的潜水含水层。预测范围下游内居民点主要为淡水口，该村为北海炼化原项目搬迁对象，现基本搬迁完毕。

4.3.2.3 预测模型

根据《环境影响评价导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价项目可使用解析法预测。在模拟运移过程中，污染源注入含水层的量不足以改变区域地下水流场。区域地层岩性均匀，水文地质条件可概化为均质各向同性，满足导则对解析法的使用要求。因此，本次地下水环境影响预测采用解析法进行模拟。

厂区所处区域地质、水文地质条件简单，不考虑横向弥散，只考虑纵向弥散，渗漏点渗漏的污水在泄露周期内作为连续污染源，短时注入含水层。因此本次预测将污染物在地下水中的运移模型概化为一维水动力一维弥散问题，解析法预测模型选择“一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界”模型。

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：

x —距注入点的距离（m）；

t —时间（d）；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度（g/L）；

C_0 —注入的示踪剂浓度（g/L）；

u —水流速度（m/d）；

D_L —纵向弥散系数（ m^2/d ）；

$\text{erfc}()$ —余误差函数（可查《水文地质手册》获得）。

4.3.2.4 预测参数

由于调查区地处碎屑岩区，受到场地地质条件以及目前技术条件等多因素的影响，本项目无法做连通实验。本次预测地下水实际流速取值主要引用《北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯目产品质量升级改造项目水文地质调查报告》抽水试验确定。根据达西定律，渗透流速 $v=KJ$ ， K 为渗透系数， J 为水力坡度。考虑最不利情况，根据抽水试验计算结果取最大值 $K=26.84\text{m/d}$ ；根据调查实测水位，MJ10 水位为 6.70m，MJ3 水位为 3.70m，渗流距离约为 870.69m，水力坡度 $J=3.45\%$ 。有效孔隙度，根据勘察期间水文地质钻探揭露的岩性，并参考层积学报上的柴达木盆地柴西南区碎屑岩储层形成的主要控制因素分析，取 $n_e=0.30$ 。由此可以得出地下水实际流速为：

$$u=v/n_e=KJ/n_e=26.84 \times 0.00345 / 0.30 = 0.308\text{m/d}$$

弥散度是研究污染物在土壤及地下水中迁移转化规律的最重要参数之一，弥散系数 D 是反映渗流系统弥散特征的一个综合参数，忽略分子扩散时，它是介质弥散度仅和孔隙流速 V 的函数。水动力弥散尺度效应的存在为模拟和预测地下水中溶质在介质中的运移规律带来了困难。由概念模型分析中可知，本项目属于网状构孔隙型，该类型水动力弥散特征表现为：地下水运动以网状孔隙流为主，渗漏方向主要受构造孔隙控制，表现为网状弥散特征。污染物浓度在运移过程中变化较小，污染浓度损耗大，污染浓度随污染源浓度变化而逐渐变化，而且滞后相对较长。根据山东大学孙讷正教授的《地下水水质的数学模拟（五）水动力弥散模型与其他水质模型》以及本项目水文地质条件和污染特征，确定本项目溶质运移模型中弥散度 α_m 为 5m，根据水流速度 $u=0.308\text{m/d}$ ，纵向弥散系数为 $1.54 \text{ m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数为纵向弥散系数的十分之一，横向弥散系数为 $0.154 \text{ m}^2/\text{d}$ 。

本次预测所需水文地质参数见下表 4.1-2。

表4.3-2 预测所需水文地质参数

含水层岩性	渗透系数	流速	纵向弥散系数	孔隙度
	K	u	D_L	n
	m/d	m/d	m^2/d	/
中粗砂	0.9973	0.308	1.54	0.30

4.3.2.5 预测事故情景及源强

本次预测将设置一个事故情景：废水处理设施发生破损。根据工程分析结果，污染物源强见下表 4.1-3。

表4.3-3 预测因子及源强

预测因子 mg/L 泄露情景	COD	氨氮	石油类
废水处理设施破损	32.41	50	100

本次地下水预测评价主要分析当废水调节池防渗发生破损时，水池底部防渗破裂时，在此情景废水泄漏不易被发现。根据地下水动态监测点的位置、监测频率，并将污染源概化为连续点源污染，通过模拟计算渗漏废水泄漏引起地下水污染将在 1000 天内被监测到，故将发现污染物泄漏并采取措施停止泄漏的时间确定为 1000 天，模拟计算渗漏废水泄漏引起地下水污染多长时间后迁移至最低侵蚀面。本次模拟将按照事故发生后 100 天及事故发生后 1000 天进行预测。

4.3.2.6 评价标准

评价标准执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准。

表4.4-3 地下水质量评价标准 单位：mg/L

评价标准	项目	III类标准限值
《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准限值	COD	≤3.0
	氨氮	≤0.5
《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）生活饮用水水质参考标准及限值	石油类	≤0.3

4.3.2.7 预测结果及评价

（1）COD

泄露事故发生后 100 天，泄露点下游 COD 贡献值浓度超标范围为 0~57m，贡献值超标浓度范围为 3.01 mg/L~32.41mg/L。污水处理站距南厂界 250m，污染范围尚未超出厂界。

泄露事故发生后 1000 天，泄露点下游 COD 贡献值浓度超标范围为 0~381m，贡献值超标浓度范围为 3.05 mg/L~32.41mg/L。污水处理站距南厂界 250m，此时污染范围已超出厂界。

（2）氨氮

泄露事故发生后 100 天，泄露点下游氨氮贡献值浓度超标范围为 0~74m，贡献值超标浓度范围为 0.50 mg/L~50mg/L。污水处理站距南厂界 250m，此时污染范围尚未超出厂界。

泄露事故发生后 1000 天，泄露点下游氨氮贡献值浓度超标范围为 0~437m，贡献值超标浓度范围为 0.51 mg/L~50mg/L。污水处理站距南厂界 250m，此时污染范围已超出

厂界。

(3) 石油类

泄露事故发生后 100 天，泄露点下游石油类贡献值浓度超标范围为 0~81m，贡献值超标浓度范围为 0.31 mg/L ~100mg/L。污水处理站距南厂界 250m，此时污染范围尚未超出厂界。

泄露事故发生后 1000 天，泄露点下游石油类贡献值浓度超标范围为 0~460m，贡献值超标浓度范围为 0.31 mg/L ~100mg/L。污水处理站距南厂界 250m，此时污染范围已超出厂界。

(4) 预测结果汇总

本次模拟将污水处理站厂界作为预测起点，以下游方向至北部湾海域为预测范围。本次模拟时段内各污染物预测结果汇总见下表

表4.3-4 各污染因子预测结果

预测因子	COD	氨氮	石油类
事故后 100 天影响距离 (m)	57	74	81
事故后 1000 天影响距离 (m)	381	473	460
污水处理站与厂界距离 (m)	250		

4.3.2.8 对周边村屯安全饮水影响分析

事故泄露污染物主要在地下水流场中从泄漏点由北往南向下游运移。预测范围内下游仅有淡水口一个村屯，且该村屯为北海炼化原搬迁村屯，现已基本搬迁完毕。已无居民饮用地下水。

4.3.2.9 小结

本项目位于大江口水文地质单元中，场地所处区域地形北高南低，受地形影响，地下水主要径流放下为由北往南排泄，以北部湾海域为最低排泄基准面。场地包气带主要以第四系人工素填土层、冲洪积含砂粘土、含粘性土中粗砂、粘土、中粗砂等层为主，场地含水层主要以松散岩性孔隙水为主，含水层岩性主要为中粗砂。正常情况下，场地设置的地下水防渗设施完好，不会对场地地下水环境造成污染。但在事故工况下，污水处理设施发生破损，地下水防渗设施亦在事故工况下遭到损坏，导致污染物泄露进入地下水环境中。本次地下水环境影响预测假定厂区污水处理设施发生事故，该类事故发生较为隐蔽，长时间不对设施进行检修或者监测方案落实不到位的情况下事故不易被发现。本次预测时段为泄露事故发生后的 1000 天，预测结果表明，在发生泄露事故后的第 1000 天时，污染物 COD、氨氮及石油类的污染羽超标范围均超出了厂界范围，最远超标影

响距离为污水处理站下游 473m 处。预测范围内下游村庄淡水口现已全部搬迁，因此对该屯的居民安全饮水影响不大。预测结果表明，长时间的废水设施破损导致的污染物泄露会导致场地区域地下水环境遭受较大的影响。为保障区域环境不受污染，建设单位应严格执行相关安全生产措施，需要定期对全厂设施进行检修维护，防止生产设施老化破损，进而产生环境污染事故。同时，还需严格执行生产期环境质量跟踪监测计划要求，在发生污染事故时能尽早及时发现，并执行事故应急预案措施，防止事故的进一步扩散。

4.4 土壤环境影响预测与评价

4.4.1 土壤环境影响识别与识别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ610-2018)附录 A，本项目属于污染影响型。项目对土壤环境的影响途径判别见下表 4.4-1。

表4.4-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	/	/	/		/	/	/	/
运营期	/	/	√	/	/	/	/	/
服务期满后	/	/	/		/	/	/	/

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计

4.4.2 预测范围

以污水处理站池底破损处为起点 (0m)，预测污染物在垂直范围内的影响深度，模拟泄露事故泄露的污染物在包气带范围内的浓度分布情况。

4.4.3 预测情景设置

污水处理站为项目重点防渗区，废水经污水处理站处理后通过深海排放管道排放至 B3 排海口。正常工况下，项目废水对土壤环境的影响不大。事故工况时，污水处理站的防渗系统失效，出现防渗层破损，将会对土壤环境造成影响。根据表 4.2-1 识别结果，本情景拟假设污水处理站池底防渗系统破损造成污水下渗，污染占地范围内土壤环境。

4.4.4 预测时段

假设污水处理站发生泄漏事故，泄露事故时长为 30 天。本情景模拟 30 天内污水污

染物于包气带土壤中的运移过程。

4.4.5 预测因子

根据污水处理站污水产生的污染物特点，选取污水中的氰化物及石油烃作为本次土壤环境影响预测模拟污染物，预测源强见下表。

表4.4-2 土壤预测因子及源强 单位 mg/L

污染物	石油烃（石油类）	氰化物
浓度	0.12	0.328

4.4.6 评价标准

污染物氰化物执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值标准。标准详见表 1.3-7。

4.4.7 预测方法

垂直入渗型采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 E 推荐使用的预测方法。

一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数，m²/d；

q——渗流速率，m/d；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

θ——土壤含水率，%；

b) 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t=0, L \leq z < 0$$

c) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

第二类 Neumann 零梯度边界：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

4.4.8 预测结果

当污水处理站池底发生破损时，污水中的污染物将下渗污染场地包气带土壤，将会持续下渗直至到达地下水潜水面，污染物到达潜水面后将会随着地下水运移至下游。

本次预测拟将污水处理站事故泄露时间定为 30 天。预测污染物在包气带土壤下渗造成超标影响的最深范围。

预测过程设计参数见下表 4.7-4。

表4.4-3 垂直入渗预测过程参数

包气带性质	垂向弥散系数	渗流速率	泄露时长	土壤含水率	备注
/	m ² /d	m/d	d	%	/
中粗砂	0.154	0.9973	30	20	①土壤含水率查找经验值获得；②垂向弥散系数取纵向弥散系数的 0.1

在预测时长 30 天内，假设包气带土壤均已饱和，根据土壤理化性质，得出 1kg 土壤体积为 0.70m³。则土壤中孔隙体积为 0.61m³。

(1) 氰化物预测结果

土壤中氰化物污染物浓度分布见下表 4.7-5。

表 4.7-5 氰化物在土壤中的浓度与时间及深度关系 单位：mg/kg

深度 (m) \ 时间 (d)	1	2	3	4
10	400.54	76.	94.545	88.964
20	250.48	150.44	120.536	100.60
30	300.57	220.25	150.55	134.55

(2) 石油烃（石油类）预测结果

土壤中石油烃（石油类）污染物浓度分布见下表 4.7-5。

表 4.7-5 氰化物在土壤中的浓度与时间及深度关系 单位：mg/kg

深度 (m) \ 时间 (d)	1	2	3	4
10	200.45	172.54	152.22	130.47
20	185.46	163.74	148.71	142.69
30	175.73	150.78	140.59	130.82

4.4.9 小结

在污水处理站发生破损时的事故工况预测结果中，氰化物在 30 天的模拟期内均对包气带土壤造成了不同程度的影响，预测结果显示，污水处理站泄露事故造成的包气带土壤氰化物超标深度为 4m。本次预测范围为池底破损面至地下 0~4m，预测结果显示，泄露事故发生后，深度为 1m 处的土壤将会成为泄露事故前期污染物的聚集点；在 30 天时，1m 处的土壤氰化物浓度为 400.54mg/kg，达到预测时段内的浓度最大值，污染物的持续下渗至 4m 后的浓度为 134.55mg/kg。泄露事故造成的土壤被污染深度为 4m。石油烃（石油类）事故期间并未对包气带土壤造成污染，但长期的积累仍然会对包气带土壤造成不良影响，且最终污染物会下渗至地下水中造成地下水环境污染。

随着污染物的持续下渗，达到潜水面后，污染物将会污染至区域地下水。因此污水处理站泄露事故对于土壤环境及场地下地下水环境均会造成较大的影响，建设单位需做到安全生产，落实本报告书提出的环境保护措施，对生态环境负责。

4.5 固体废物影响分析

本次改造不新增固体废物。

5 环境风险评价

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求,环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标,对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估,提出环境风险预防、控制、减缓措施,明确环境风险监控及应急要求,为建设项目环境风险防控提供科学依据。

项目本次技改主要对原料预处理装置分馏分炼高硫高酸原油和含硫轻质原油做节能改造,预处理工艺技术方案不变,对初馏塔、脱丁烷塔进行改造,常压塔、常压汽提塔、一级减压塔和二级减压塔仍利用原有装置,因此本次环境风险评价仅对原料预处理车间及装置进行评价。

5.1 现有工程环境风险回顾性分析

5.1.1 现有工程概况

1、主要生产装置

北海炼化公司是中国石化股份有限公司重要的含硫油加工基地,生产汽油、煤油、柴油及润滑油等石化产品。现有生产装置情况详见表 5.1-1。

表5.1-1 北海炼化公司炼油厂现有生产装置情况一览表

名称	主要工程基本情况	备注
640 万 t/a 原料预处理装置	装置主要由电脱盐、初馏、常减压等工序组成,采用二级减压深拔技术,并设置轻烃回收设施,原料预处理装置将混和原油分馏为干气、液化气、直馏煤油、直馏石脑油、直馏煤油、直馏柴油、直馏蜡油与减压渣油。	/
120 万 t/a 延迟焦化装置	原料预处理装置来的减压渣油进延迟焦化装置生产出焦化干气、焦化液化气、焦化汽油、焦化柴油、焦化蜡油及石油焦	/
210 万 t/a 催化裂化装置	催化裂化装置将直馏蜡油、加氢蜡油分为催化干气、催化液化气、催化汽油、催化柴油、催化油浆等,装置采用 MIP-DCR 技术	/
40 万 t/a 催化原料改质装置(蜡油加氢)	焦化蜡油、部分直馏蜡油进蜡油加氢装置加工,装置主要由催化加氢反应部分(不包括循环氢脱硫、压缩机系统)组成	/
260 万 t/a 柴油加氢装置	焦化柴油、催化柴油、直馏柴油等进柴油加氢装置加工,装置由催化加氢反应(包括新氢压缩机、循环氢压缩机、循环氢脱硫部分)、分馏及脱硫工序组成。	/
50 万 t/a 航煤加氢装置	原料预处理装置产生的直馏煤油经航煤加氢后得到航煤产品,装置主要由 1 台三管反应器、反应部分换热器和空冷器、反应进料泵、汽提塔分液罐及配套设施组成	/

名称	主要工程基本情况	备注
70 万 t/a 催化重汽油加氢装置	催化裂化装置产生的催化重汽油进催化重汽油加氢装置加工，装置主要由反应(包括循环氢脱硫部分)、汽提、脱硫醇工序组成。	在 S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置运行正常后停用
80 万 t/a 连续重整装置	直馏石脑油进连续重整装置加工，连续重整装置包括预加氢部分、重整部分、芳烃精馏部分及催化剂再生部分。	芳烃精馏装置于 2017 年 1 月停工至今
15 万 t/a 苯抽提装置	装置以上游连续重整装置重整汽油的 C6 馏分为原料，生产苯和抽余油，装置主要由抽提原料加氢处理部分及抽提蒸馏部分组成。	/
40 万 t/a 气体分馏装置	装置主要由脱丙烷塔、脱乙烷塔和精丙烯塔组成，脱硫后催化液化气进气体分馏装置，分出干气、丙烯、丙烷及混合碳四。	/
9 万 t/a 硫磺回收装置	装置主要由溶剂再生、酸性水汽提、Claus 硫磺回收(包括硫磺成型包装)等部分组成。	回收得到的硫磺作为产品外销，外卖给广西宇合生化化工有限责任公司、广西世华营化工有限公司
20 万 t/a 聚丙烯装置	装置由丙烯预精制、丙烯精制、主催化剂和助催化剂的制备和计量、预聚合、环管本体聚合、聚合物脱气干燥、添加剂进料和造粒、包装、码垛和贮存等工序组成。	目前装置处理能力 14 万 t/a
8 万 t/a MTBE 装置	采用普通型混相膨胀床—催化蒸馏组合工艺进行生产，主体工艺工程包括醚化反应、催化蒸馏和甲醇回收三个工序。	/
0.8 万 Nm ³ /a 氢回收装置(PSA)	装置包括预处理、变压吸附工序。	/
150 万 t/a S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置	装置包括进料与脱硫反应、产品稳定、吸附剂再生和吸附剂循环四个工序。	2019 年 11 月通过验收
产品精制装置	装置包括产品精制、碱渣处理、恶臭治理三个部分。	/

2、主要储罐概况

北海炼化公司现有罐区主要中间罐区及产品罐区组成，各罐区均分别设置含油污水排放阀及清静雨水排放阀，实现含油污水及清静雨水的分流排放。储罐情况详见表 5.1-2。

表5.1-2 北海炼化公司现有罐区情况表

罐号	设备名称	型式	数量	容积 m ³	介质	储运单元	备注
0302-1-TK-001~002	延迟焦化原料罐	拱顶罐	2	5000	减渣、催化油浆	中间原料油罐区(一)	
0302-1-TK-003~004	催化裂化原料罐	拱顶罐	2	5000	蜡油		
0302-1-TK-005	催化裂化原料罐	拱顶罐	1	10000	蜡油		

罐号	设备名称	型式	数量	容积 m ³	介质	储运 单元	备注
0302-1-TK-006	延迟焦化原料罐	拱顶罐	1	10000	减渣、催化油浆		
0302-2-TK-001	船用燃料油罐	内浮顶	1	5000	船用燃料油	中间原料油罐区(二)	
0302-2-TK-002~004	柴油加氢装置原料罐	内浮顶	3	5000	柴油、汽油		
0302-2-TK-005~007	预加氢装置原料罐	内浮顶	3	5000	直馏石脑油		
0302-2-TK-008	精制油罐	内浮顶	1	5000	精制油		
0302-2-TK-009~010	S-Zorb 装置原料罐	内浮顶	2	3000	稳定汽油		
	汽油加氢装置原料罐				重汽油		
0302-2-TK-011	苯抽提装置原料	内浮顶	1	2000	C6 组分		
0302-2-TK-012	S-Zorb 装置原料罐	内浮顶	1	5000	稳定汽油		
0303-1-TK-001~002	不合格汽油罐	内浮顶	2	3000	98#汽油	汽油组分罐区	
0303-1-TK-003~004	C7+汽油罐	内浮顶	2	3000	C7+汽油		
0303-1-TK-005~006	精制重汽油罐、 脱硫汽油	内浮顶	2	3000	精制重汽油		
0303-1-TK-007~008	催化轻汽油罐	内浮顶	2	3000	催化轻汽油		
0303-1-TK-009~010	预加氢拔头油罐	内浮顶	2	2000	预加氢拔头油		
0303-2-TK-001~003	丙烯罐	球罐	3	2000	丙烯	丙烯罐区	原料罐
0303-2-TK-004	丙烯罐	球罐	1	1000	丙烯		
0303-3-TK-001~002	液化石油气罐	球罐	2	3000	饱和液化气	液化气罐区	成品罐
0303-3-TK-003~007	液化石油气罐	球罐	5	3000	民用液化气		
0303-4-TK-001~003	石脑油罐	内浮顶	3	5000	石脑油	石脑油 苯罐区	成品罐
0303-4-TK-004~005	苯罐	内浮顶	2	1000	苯		
0303-4-TK-006	苯罐	内浮顶	1	3000	苯		
0318-TK-001~004	碱液罐	拱顶罐	4	500	碱液	化学药剂罐区	原料罐
0339-TK-001	沥青原料罐	拱顶罐	1	2000	沥青原料	轻重污油罐区	污油罐
0339-TK-002	重污油罐	拱顶罐	1	2000	重污油		

罐号	设备名称	型式	数量	容积 m ³	介质	储运 单元	备注
0339-TK-003	重污油罐兼扫线罐	拱顶罐	1	2000	重污油		
0339-TK-004~005	轻污油罐	内浮顶	2	2000	轻污油		
0303-5-TK-001~002	甲醇罐	内浮顶	2	1000	甲醇	甲醇 MTBE 罐区	原料罐
0303-5-TK-003~004	MTBE 罐（烷基化汽油）	内浮顶	2	1000	烷基化汽油		
0303-5-TK-005	MTBE 罐	内浮顶	1	2000	MTBE		
0303-5-TK-006	二甲苯（MTBE）罐	内浮顶	1	2000	MTBE	二甲苯 航煤罐 区	
0303-5-TK-007~008	航煤罐	内浮顶	2	10000	航煤		成品罐

5.1.2 现有工程风险识别

风险识别范围包括现有生产设施生产过程所涉及物质风险识别和生产设施危险部位及事故类型识别。

1、物质风险识别

物质风险识别范围：主要原材料及辅助材料、燃料、中间产品、最终产品以及生产过程排放的“三废”污染物等，通过对各物质闪点、沸点、爆炸极限、危险分类和毒性分级分析其潜在危险性。

生产装置的原料预处理装置、连续重整、苯抽提、柴油加氢、MTBE、重汽油加氢、催化裂化、气体分馏、产品精制、硫磺回收、聚丙烯、延迟焦化等生产装置均涉及到易燃易爆、有毒有害物质。

北海炼化公司现有各装置及储运系统原辅材料和产品的火灾爆炸特性数据见表 5.1-3。

表5.1-3 原料、辅助材料和产品火灾爆炸危险性

介质名称	物态	危险特性	爆炸极限 (V%)	闪点 (°C)	自燃点(°C)	火灾危险类别
原油	液体	易燃，蒸气与空气可形成爆炸性混合物	1.1-8.7	<28	260	甲 B
石脑油	液体	易燃，蒸气与空气可形成爆炸性混合物	1.1-8.7	-2	350	甲 B
汽油	液体	易燃，蒸气与空气可形成爆炸性混合物	1.1-5.9	-20	280	甲 B
煤油	液体	易燃，蒸气与空气可形成爆	0.7-5.0	28-45	229	乙 A

介质名称	物态	危险特性	爆炸极限(V%)	闪点(°C)	自燃点(°C)	火灾危险类别
		炸性混合物				
柴油	液体	易燃, 蒸气与空气可形成爆炸性混合物	1.5-4.5	46	350-380	乙 B
蜡油	液体	易燃	-	>120	330-380	丙 B
减渣	液体	易燃	-	233		丙 B
液化石油气	液体	易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物	1.0—1.5	-74	400	甲 A
硫化氢	气体	易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 有毒	4.3—45.5	-	260	甲
氨	气体	易燃, 有毒, 有刺激性	16.0-25.0	-	650	乙
苯	液体	易燃, 蒸气与空气可形成爆炸性混合物, 有毒	1.3—7.8	11	560	甲 B
戊烷油	液体	易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物	1.7-9.8	-40	309	甲 B
氢气	气体	易燃, 在较宽的浓度范围内与空气形成爆炸性混合物	4.0-75	-	570	甲
炼厂气	气体	易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物	5.0-15.0	-	540	甲
硫磺	固体	可燃	-	-	255	乙
石油焦	固体	可燃	-	-		乙
沥青	固体	可燃, 有刺激性		200—300	270-300	丙
甲基二乙醇胺	液体	对人体皮肤和呼吸道粘膜有刺激作用		>139		丙 B
二甲基二硫	液体	对人体皮肤和呼吸道粘膜有刺激作用	1.1—16.1	16	300	甲 B
环丁砜	液体	可燃, 具腐蚀性		165		丙 B

2、设施风险识别

生产设施风险识别范围：主要生产装置、储运系统、公用工程系统、工程环保设施及辅助生产设施等。

根据加工全厂基础流程中生产设施加工和生产的物料的情况，对北海炼化公司炼油分部主要生产装置和辅助设施的危险性进行了简要分析，从生产装置和储运工程设计入手，结合生产设备、物料性质及其潜在的危险性，分析各装置和罐区的安全监督重点部位、易发生事故环节和可能引发的事故后果。具体见表 5.1-4。

表5.1-4 现有设施重大危险源分析表

序号	名称	重点部位	易发生事故的环节	可能引发的事故	事故危害
1	原料预处理蒸	电脱盐脱水器	温度、压力控制	绝缘吊挂或绝缘棒密封面漏油，严重时导致绝缘棒飞离	爆炸或跑油

序号	名称	重点部位	易发生事故的环节	可能引发的事故	事故危害
	馏	加热炉	温度控制、腐蚀	炉管局部过热，结焦堵塞；管线腐蚀穿孔	火灾、损坏设备
		减压塔	压力、液面控制	塔内负压、吸入空气引起爆炸；塔底液面过高引起堵塞	爆炸、损坏设备
		常压塔	压力、液面控制	泄漏、塔底液面过高引起堵塞	爆炸、损坏设备
		高温油泵	检查、维护	密封嗤开自燃，引起火灾或烧伤事故	火灾
		空冷器	制造缺陷、检查、维护	腐蚀穿孔漏油，滴落在高温管线上引发火灾。	跑油、H ₂ S 泄漏、火灾
		转油线	制造缺陷、检查、维护	高温油品泄漏，起火。	跑油、火灾
2	催化裂化	反应器、再生器	压力、料位控制	催化剂倒流，流化介质互串	损坏设备、爆炸
		主风机、气压机	检查、维护	催化剂进入主风管线，导致叶轮打飞，机组报废。	损坏设备
		分馏塔	液面、压力控制	分馏塔底液面超高，反应器憋压	火灾
		分馏塔油浆系统	检查、维护	油浆系统磨损泄漏	跑油
		吸收稳定系统	检查、维护	系统压力高，腐蚀设备后引起泄漏	火灾、H ₂ S 泄漏
3	延迟焦化	原料缓冲罐	冷、热油切换	当冷、热渣油切换或原料油带水时，容易造成突沸	溢油、罐体损坏
		焦炭塔底法兰	安装、维护、检查	泄漏起火	火灾
		焦炭塔四通阀	切换操作	四通阀无法切换造成停工，或者渗漏着火	火灾
		分馏塔及连接管线	维护、检查	高温硫腐蚀，导致泄漏。	跑油、火灾
4	柴油加氢	反应器	反应温度控制	反应器温度压力超高，反应器壁出现裂缝，可燃气体喷出	火灾
		高压分离器	液面、压力控制	液面压力失控，高低压相窜，损坏设备	爆炸
		循环氢压缩机	检查、维护	压缩机故障，停止供氢	损坏设备
		循环氢加热炉	炉管壁温超高	炉管爆裂	重大爆炸
5	苯抽提	加氢反应器	反应温度控制	反应器温度压力超高，反应器壁出现裂缝，可燃气体喷出	重大火灾
		苯塔	温度、压力控制	反应器温度、压力超高，损坏设备，易燃易爆物质泄漏	火灾、爆炸、有毒物质泄漏
		回流罐	液面控制	回流量大时满罐溢出，切水量大时易水中带油或跑油	火灾、跑油

序号	名称	重点部位	易发生事故的环节	可能引发的事故	事故危害
6	气体分馏	塔器	压力、液面控制	塔内负压、吸入空气引起爆炸；塔底液面过高引起堵塞	爆炸、损坏设备
		泵	检查、维护	密封啮开自燃，引起火灾或烧伤事故	火灾爆炸
7	MTBE	反应器	温度、压力控制	反应器温度、压力超高，损坏设备，易燃易爆物质泄漏	火灾、爆炸、有毒物质泄漏
		塔器	压力、液面控制	塔内负压、吸入空气引起爆炸；塔底液面过高引起堵塞	爆炸、损坏设备
8	产品精制	脱硫塔	压力、液面控制	塔内负压、吸入空气引起爆炸；塔底液面过高引起堵塞	爆炸、损坏设备
		碱液罐	检查、维护	接口处磨损泄漏	设备损坏
		机泵	检查、维护	密封啮开自燃，引起火灾或烧伤事故	火灾爆炸
9	聚丙烯	聚合反应器	温度、压力控制	反应器温度、压力超高，损坏设备，易燃易爆物质泄漏	火灾、爆炸
		原料泵	检查、维护	密封啮开自燃，引起火灾或烧伤事故	火灾爆炸
10	重汽油加氢	反应器	温度控制	提温降温速度过快，使汽油温升过高	损坏设备、火灾爆炸
		高压分离器	液面、压力控制	液面压力失控，高压窜低压，设备损坏	爆炸
		压缩机	检查、维护	压缩机故障，无法加氢，反应热无法带走，温度上升	损坏设备
11	硫磺回收	酸性气输送管线	检查、维护	管线腐蚀穿孔泄漏	有毒气体泄漏
		废热锅炉	汽包控制	进水量不足或中断，汽包干锅	损坏设备
		硫化铁的管理	检修、清扫	清扫出来的硫化铁与空气接触引起自燃	火灾、爆炸
12	连续重整装置	反应器	温度、压力控制	反应器温度、压力超高，损坏设备，易燃易爆物质泄漏	火灾、爆炸、有毒物质泄漏
		高压分离器	压力控制	液面控制不好，容易引发高压窜低压事故	损坏设备
		半成品罐区	温度、操作	温度过高或检查不细会出现冒罐、跑油和转错油事故	溢油、火灾
13	罐区	地坪	坡度坡向、防渗防积聚	如果渗油，会污染土壤，跑油时不能回收，防止油气积聚	火灾、爆炸
		水封井及排水闸	检查、维护	跑冒的油品回收困难，扩大灾害范围	火灾
		消防道路	路况	路面不平，堵塞时影响消防车通行，贻误时机	损失增加
		防火堤	检查、维护	发生坍塌、孔洞、裂缝，枯草清除不及时，威胁安全	火灾、跑油

序号	名称	重点部位	易发生事故的环节	可能引发的事故	事故危害
		油罐基础	检查	基础严重下沉, 将危及罐体的稳定, 撕裂底板及壁板	跑冒油、设备损坏
		罐体	检查、维护	罐体变形、腐蚀穿孔、焊缝开裂、浮盘倾斜、密封损坏等危及安全	设备损坏、火灾、跑油
		储罐附件	检查、维护	呼吸阀、安全阀、阻火器、排污孔、加热盘管等管理不善	火灾、爆炸
		防腐保温	检查、维护	局部破坏、腐蚀加重, 发生穿孔跑油	跑冒油、设备损坏
		防雷及接地	接闪器、引下线和接地	断裂松脱, 影响雷电通路, 影响电流流散	火灾、爆炸

5.1.3 现有工程风险排查

1、大气环境防控措施排查

为防范现有属于重大危险源的各装置及储存设施中, H_2S 、 NH_3 、瓦斯气、芳烃蒸汽及高温油气等有毒有害的危险气体进入大气环境, 北海炼化公司从工艺及仪表控制方面主要采取了如下措施:

(1)各装置的设计选用成熟可靠的工艺技术和流程并考虑必要的裕度和操作弹性, 以适应加工负荷上下波动的需要。

(2)各生产装置和储存设施, 依据本质安全的要求设置有先进的控制系统, 控制系统选用先进成熟的分散型控制系统(DCS)进行集中控制和管理。生产中操作参数变化可能导致的不安全因素如温度、压力、液面等, 设计中设置了高、低限报警。关键转动设备, 均设有备机, 以确保安全生产。

(3)根据工艺要求及装置安全等级设置紧急停车及安全联锁系统, 事故情况下可以紧急切断装置进料, 减少氢气、硫化氢、氨、油品及液化气等危险物质的泄漏。

(4)对各装置在工艺操作中可能产生超压的塔、容器等设备均设置了安全阀泄压设施; 装置开停工、操作不正常及事故情况下易燃、易爆的氢气、瓦斯气、芳烃蒸汽及高温油气等气体均排入密闭的火炬系统。硫磺回收装置设有尾气焚烧炉和事故放空专用线, 引至火炬系统。

(5)装置区在有易燃、易爆及有毒气体存在的危险场所, 按有关规范的要求设置有可靠的可燃气体/有毒气体检测报警系统。生产中涉及硫化氢的装置均配置一定数量的便携式检测报警仪和防毒面具, 防止硫化氢中毒。

(6)北海炼化公司设有酸性水汽提装置及溶剂再生装置，将上游催化裂化、加氢处理等生产装置气体脱硫的富溶剂和酸性水进行统一集中再生和处理。这样变输送酸性气为贫富溶剂和酸性水，从根本上降低了危险物质硫化氢输送过程的危险性。

(7)有毒有害物料的加工、储存、输送过程均采用密闭的方式，在管线和设备连接处选用适当垫片，加强密封，防止有毒物质的泄漏。

(8)对原油和轻质油品的储罐采用浮顶罐储存，液化气采用球型罐，生产物料中芳烃含量较高的重整、苯抽提等装置内的回流罐均采用氮气密封流程，排出的含微量芳烃的气体排入火炬系统。芳烃的成品罐和中间原料罐采用氮封保护措施。

(9)采用密闭采样器，防止采样时的毒物泄漏。

2、水环境防控措施排查

装置和罐区均分别设置含油污水、生产废水及雨水排放系统，针对不同污水性质实施分流排放控制。

主要炼油装置含油污水隔油池有停留、隔油的作用，以便回收污油；装置设污油收集罐，以便于对泄漏的物料进行收集。

装置区设有围堰，正常情况下，装置检修、维护、冲洗等产生的含油污水经收集后，排入含油污水系统。在装置发生液体物料泄漏的情况下，泄漏物料存于装置围堰内，利用收集设施对泄漏物料进行收集。

罐区排水阀门处于常关状态，以使突发性泄漏的物料囤积在罐区内，不跑到外围。进行罐区脱水时，含油污水通过含油污水系统排污；下雨时，打开罐区泄水阀，罐区内存水进入清净废水系统排放。装置物料泄漏情况下，用临时防爆泵将泄漏、冒跑的物料收集至装置污油罐或槽罐车及油桶。

成品油及中间产品罐区都有防火堤或围堰，防火堤或围堰的容积设置满足相关规范的要求，防火堤或围堰大部分为砖砌结构，内墙水泥罩面。防火堤或围堰内有含油污水线和雨水收集边沟。罐区防火堤都设有排水切断阀门，成品油和中间产品罐区设有与含油污水系统隔断的阀门，事故时可随时切断与系统的联系，将物料拦截在防火堤内进行收集。少量事故水可进入含油污水系统。

为防范和控制发生事故时或事故处理过程中产生的物料泄漏和污水对周边水体环境的污染和危害，降低环境风险，北海炼化公司炼油厂实施三级防控体系，从装置区及罐区、排水系统及污水场分三级把关，防止事故污水向环境转移。

一级：源头控制分流：装置和罐区按规范设围堰及防火堤，防止泄漏物料扩散；围堰及防火堤分设含油水、废水及雨水等排放系统及闸门，正常及事故情况下针对不同物质实施分流排放控制。

二级：全厂设置 1 个容积为 5000m^3 的事故水调节罐可作为二级防控措施，此外污水处理系统设置的含油污水调节罐和含盐污水调节罐也可临时存储事故污水，二级防控措施储存能力暂按 5000m^3 考虑。此外，排水系统设置清污分流、污污分流和事故切换系统，边沟上设置闸门，厂界内明沟和含油污水干管、生产废水干管也可作为二级防控措施。

三级：雨水监测池（ $3\times 3000\text{m}^3$ ）、事故污水储存池（ $1\times 14000\text{m}^3$ 、 $1\times 3000\text{m}^3$ ）等可作为三级防控措施，对不达标废水及含物料浓度高的消防水等事故污水进行控制、储存及通过监护池及污水处理厂处理，三级防控措施储存能力达到 26000m^3 。

北海炼化公司事故污水封堵系统图见图 5.1-1。

（1）装置区及储罐区防范措施

①装置区和罐区按规范设围堰及防火堤，对事故情况泄漏物料及消防废水进行收集；

②罐区均分别设置含油污水、清净废水排放的切换闸门，正常及事故情况下针对不同物质实施分流排放控制。

③装置含油污水隔油池有停留、隔油的作用，以便回收污油；装置设污油收集罐，便于对泄漏的物料进行收集。

④各装置设围堰和雨水边沟，在围堰内设置地漏，通含油污水系统。雨水边沟设有控制闸门，正常情况下，装置检修、维护、冲洗等产生的含油污水经收集后，排入含油污水系统。在装置发生液体物料泄漏的情况下，关闭雨水边沟排放阀门对泄漏物料进行收集。

⑤装置生产废水排放系统及明沟设有到含油污水系统的管道，其上设有闸板或阀门隔绝，平时干净的废水或雨水走生产废水或明沟，大修含油的污水通过阀门引流到含油污水管道。物料泄漏情况下，首先切断生产废水或明沟闸阀，对泄漏物料进行收集，必要时引流至含油污水系统。消防事故情况下，打开通含油污水系统阀门，关闭去明沟或废水道阀门，将装置生产废水及雨水边沟系统收集的消防废水，排入含油污水系统。

⑥罐区含油污水水封井、废水水封井的阀门处于常关状态，以使突发性泄漏的物料囤积在罐区内，不跑到外围。进行罐区脱水时打开含油污水水封井阀门排污，下雨时打

开废水阀门，罐区地面雨水通过废水水封井阀门排入生产废水系统。消防事故情况下打开含油污水及废水阀门，通过含油污水、生产废水系统收集消防废水。

⑦装置物料泄漏情况下，用临时防爆泵将泄漏、冒跑的物料收集至装置污油罐或槽罐车及油桶。

⑧罐区物料泄漏情况下，如果泄漏位置在罐体上部，启用倒罐流程，将发生泄漏的油罐中的物料紧急倒至其它低位储存罐中。如果泄漏位置在罐体底部，必要时可采用注水将罐内油品托起，减少其泄漏量。

(2) 排水及水处理系统防范措施

①合理划分排水系统，不同污水系统设置闸阀，保证污水的贮存及处理。

北海炼化公司排水系统主要可以分为含油污水系统、生产废水系统及道路边沟水系统。

含油污水系统主要收集油罐切水、各装置工艺过程中与油品接触的冷凝水、机泵端面密封冷却水、装置检修时的管线吹扫水以及装置污染区初期雨水。

厂区含碱污水送湿式氧化装置预处理，含硫含氨污水送汽提装置处理。

生产废水主要来自罐区围堰内清净雨水、各生生产装置间接冷却水和循环水场等处排放废水。各装置及设施产生的生产废水经收集后汇入生产废水总管。

道路边沟水系统主要收集厂区非污染区雨水、生活污水及限量排入的少量循环水场废水等。

含油污水经污水处理场处理达标后排放；水质满足达标排放要求的生产废水和边沟水可直接排放，不满足直接排放标准的生产废水及边沟水通过闸门控制进入监护池系统处理达标后排放。所有外排污水均经厂总排口排放。

液体物料泄漏事故情况下，装置区及罐区产生的含油事故污水通过含油污水系统进行收集输送。火灾事故情况下产生的大量消防废水主要经含油污水、生产废水系统收集输送。

②设置万吨污水储罐，调节储存事故污水。

北海炼化公司炼油厂污水处理场现有 2 个含油污水调节罐、2 个含盐污水调节罐，充分保证事故污水的储存。

③利用各明沟、废水道容积，进行消防废水的贮存。

经防渗处理的各明沟主要用于排放雨水，正常情况下流量较小，水深较浅，事故时

可利用其容积进行消防废水的贮存。

④污水处理场稳定达标，事故情况下可适当增加处理量。

炼油系统现有污水处理场，可以实现废水排放的稳定达标要求。由于污水处理场及监护池的处理量远小于其设计处理能力，出水水质均满足达标排放，各出水水质指标小于标准要求，因此事故情况下可适当加大污水处理场及监护池的处理量，保证事故污水的处理。

⑤污水场防范措施

北海炼化公司的炼油部分含油污水、生产废水及边沟水分别经污水处理场及监护池系统处理后，达到排放标准的废水均由厂总排放口外排。污水场除对各股废水进行正常处理确保达标排放外，还设置有事故水罐、污油罐及转输设施等可作为防控措施，对不达标废水及含物料浓度高的消防水等事故污水进行控制、储存及通过监护池及污水处理厂处理。

3、现有工程风险排查小结

北海炼化公司目前具有完善的防范污染物进入大气的预防措施，装置和储罐区均进行了防渗处理，具有足够的事故废水分流、储存和处理能力，制定了环境监测计划并配备相应的监测能力，制订了各级装置的应急预案。现有项目投产以来未发生环境风险事故。

5.2 技改工程风险调查

5.2.1 风险源调查

项目原辅料主要为原油、破乳剂、缓蚀剂、有机胺、磷酸三钠，原油全部由北海原油商储库转输进厂，北海炼化公司界内不设置原油储存设施；装置的产品分别是：干气、液化气、石脑油、航煤组分、柴油组分、减压蜡油和减压渣油，中间原料及产品存储均依托现有存储设施，现有工程储存系统见表 2.1-8。

技改工程风险源为原料预处理装置，风险类型包括项目施工、营运等过程中生产设施发生火灾、爆炸，危险物质发生泄漏等事故，并充分考虑伴生/次生的危险物质等。

5.2.2 环境敏感目标调查

拟建装置建设在北海市铁山港工业区内，工业区东邻铁山港湾口，西邻南康江，北距南康镇 11 公里，南邻北部湾海域。

评价区内没有自然保护区、饮用水源保护区和其它敏感区。

拟建项目所在区域为环境空气功能区二类区，风险评价范围内敏感目标主要为周边分散的居民居住区，因此大气风险敏感目标为各居民点，项目水体风险目标为项目边北部湾海域水体，建设项目敏感特征见表 5.2-1。

表5.2-1 建设项目敏感特征表

类别	环境敏感特征				
	厂址周边 5km 范围内				
序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
1	彬定(旧)	NE	1180	居住区	0
2	彬定(新)	E	1912	居住区	1019
3	塘细村	E	456	居住区	0
4	大塘村	E	1060	居住区	0
5	滨江生活区	SW	1872	居住区	2484
6	啄罗村	SW	1315	居住区	0
7	鸭把塘	W	1413	居住区	27
8	黄稍中学	SW	1910	学校	362
9	黄稍小学	SW	2110	学校	613
10	玉塘村	SW	2200	居住区	720
11	江底村	N	1260	居住区	20
12	黄梢村	NW	1217	居住区	159
13	新村坡	N	1179	居住区	0
14	彬垌村	NE	1442	居住区	0
15	屋背山	NW	1075	居住区	0
16	北塘村	NW	1325	居住区	158
17	下底村	NW	1628	居住区	142
18	槟榔根	E	1025	居住区	10
19	大竹园	NE	1895	居住区	235
20	陇村	NE	1656	居住区	0
21	汤山塘	NE	2120	居住区	150
22	东方海岸大酒店(阳光海岸)	NE	1625	居住区	200
23	冲头村	NW	1812	居住区	338
24	猪血塘	NE	2328	居住区	215
25	新岭村	NE	2668	居住区	260
26	百班村	NE	2600	居住区	209
27	对面垌	NE	2630	居住区	170
28	老岑垌	NE	2717	居住区	572
29	青山头村	SW	3884	居住区	1836
30	彬塘村	SW	3058	居住区	841
31	坳村	SW	2895	居住区	585
32	后塘村	SW	2589	居住区	1251
33	竹儿根	NE	3050	居住区	420
34	大田	N	3180	居住区	212
35	彬嵩	NE	3260	居住区	755
36	山心	NE	3780	居住区	280
37	南乐	NE	4340	居住区	420

	38	邓屋（川江村）	NE	3550	居住区	360
	39	那格塘（陂头）	N	4600	居住区	816
	40	川江	NE	3730	居住区	572
	41	坡尾底	NE	3950	居住区	615
	42	岸泽	NE	4080	居住区	527
	43	下坡头	NW	3500	居住区	303
	44	上坡头	NW	3950	居住区	152
	45	地罗	NW	3970	居住区	362
	46	南冲	NW	3750	居住区	456
	47	斑鸠冲村	NW	3900	居住区	510
	48	婆围	WN	3459	居住区	230
	49	北窑	WN	3345	居住区	360
	50	上高垌	N	4552	居住区	161
	51	淡水口	S	150	居住区	0
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					20087
	大气环境敏感程度 E 值					E2
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	铁山港排污区	四类水质目标		/	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	山口国家级红树林自然保护区	国家级自然保护区	一类	距离 B3 排放口，3500	
	2	广西合浦儒艮国家级自然保护区	国家级自然保护区	一类	距离 B3 排放口，5500	
	地表水环境敏感程度 E 值					E2
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	/	/	G3	/	D2	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

5.3 环境风险潜势判定

5.3.1 P 的分级确定

5.3.1.1 危险物质数量与临界量的比值（Q）

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值 Q。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下面公式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n$$

式中：q₁，q₂……q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂……Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

本项目物质的最大存在总量以连续生产设备中物料的在线量进行计算，技改不涉及储罐、仓库变动，因此不纳入评价范围。

表5.3-1 建设项目 Q 值确定

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	原油	/	916	2500	0.3664
2	石脑油	/	247	2500	0.0988
3	柴油	/	169	2500	0.0676
4	液化气（石油气）	68476-85-7	61	10	6.1
5	燃料气（甲烷）	74-82-8	16	10	1.6
6	硫化氢	7783-06-4	0.7	2.5	0.28
7	煤油	/	143	2500	0.0572
8	氢气	/	0.5	5	0.1
项目 Q 值 Σ					8.67

注：原油、石脑油、柴油、煤油均为油类物质，燃料气成份较多，参照甲烷进行分析，氢气临界量参考《危险化学品重大危险源辨识》临界量。

5.3.1.2 行业与生产工艺（M）

通过分析技改工程所属行业及生产工艺特点，得到 $M=15$ ，为 M2。项目 M 值确定情况见表 5.3-2。

表5.3-2 建设项目 M 值确定表

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

^a高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（ P ） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；
^b长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

表5.3-3 本项目 M 值确定表

序号	行业	工艺单元名称	生产工艺	数量/套	M 分值
----	----	--------	------	------	------

1	石化	常压装置	其他高温或高压,且涉及危险物质的工艺过程	1	5
2		减压装置	其他高温或高压,且涉及危险物质的工艺过程	2	10
项目M值Σ					15

5.3.1.3 危险物质及工艺系统危险性 (P)

根据危险物质数量与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M), 按照表 5.3-4 确定危险物质及工艺系统危险性等级 (P), 分别以 P1、P2、P3、P4 表示。根据表 5.3-1 及表 5.3-3, 本项目为 P2 等级。

表5.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量 比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

5.3.2 环境敏感程度 E 的分级确定

5.3.2.1 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性, 共分为三种类型, E1 为环境高度敏感区, E2 为环境中度敏感区, E3 为环境低度敏感区, 分级原则见表 5.3-5。技改项目周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等人口 20087 人 < 5 万人, 项目周边 500m 范围内居民均在原项目搬迁范围内, 已搬迁完毕, 人口为 0。本项目大气环境敏感度为 E2。

表5.3-5 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人, 或其他需要特殊保护区域; 或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人, 小于 5 万人; 或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人, 小于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数大于 100 人, 小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人; 或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数小于 100 人

5.3.2.2 地表水环境敏感程度分级

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性, 与下游环

境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 5.3-6。其中地表水功能敏感性和环境敏感目标分级分别见表 5.3-7 和 5.3-8。

表5.3-6 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表5.3-7 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类及以上，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表5.3-8 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型1和类型2包括的敏感保护目标

本项目污水经厂区自建污水处理站处理达标后排入铁山港区深海排放管网系统，在铁山港 B3 排污口深海排放。考虑所有措施失效情况下，危险物质泄漏到水体的排放点为 B3 排放口，位于排污区，海水水质目标为四类；若发生泄露、事故池外溢事故，废水溢流出场外就近排入附近海域，根据《广西近岸海域环境功能区划调整方案》，铁山

港湾西岸，从规划的白沙头港边界向南至玉塘村的规划岸线，长约 25km，岸线向海 1km 的海域为北海港铁山港作业区，项目邻近海域处于该范围内，海水水质目标为四类，地表水敏感特征为低敏感 F3；周边存在山口红树林保护区等敏感目标，环境敏感目标分级为 S1；综上所述，本项目地表水环境敏感程度分级为 E2。

5.3.2.3 地下水环境敏感程度分级

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 5.3-9。其中地下水功能敏感性和包气带防污性能分级分别见表 5.3-10 和 5.3-11。

表5.3-9 地下水敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表5.3-10 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区

^a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

表5.3-11 包气带防污性能分级

分级	包气带岩石的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度。
K: 渗透系数。

项目周边无地方水源地保护区及特殊地下水保护区，区域地下水下游有敏感点：塘细村、淡水口 2 个村屯，分别位于项目区南侧、东侧，处于项目区地下水流向的下游和下游东侧。根据调查结果，这 2 个敏感点均为村民自行施工的分散式取水民井作为生活用水，均在北海炼化原项目搬迁范围之内，已基本搬迁完毕。因此认为区域地下水环境敏感程度为“不敏感”，根据调查结果，包气带防污性能为 D2，综上所述，本项目地

下水敏感程度分级为 E3。

5.3.3 建设项目风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级，按下表划分。

表5.3-12 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感 (E3)	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险。

环境风险潜势综合等级选择大气、地表水、地下水等各要素等级的相对高值进行判断，按照下表确定本项目环境风险潜势为III级，详见表 5.3-11。

表5.3-13 项目环境风险潜势判断结果

序号	项目 P 等级	环境要素	环境敏感程度	该种要素环境风险潜势等级	项目环境风险潜势等级
1	P3	大气环境	E2	III	III
2		地表水环境	E2	III	
3		地下水环境	E3	II	

5.4 环境风险评价等级及评价范围

5.4.1 评价等级

按《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)所提供的方法，根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和和所在地的环境敏感性确定风险潜势，按照表 5.4-1 确定项目风险评价工作级别。本项目风险综合潜势为IV⁺级，环境风险等级为一级，各要素环境风险等级详见表 5.4-2。

表5.4-1 评价工作级别 (HJ169-2018)

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

表5.4-2 项目环境风险评价等级

环境要素	大气	地表水	地下水	综合等级
环境风险潜势划分	III	III	II	III
评价工作等级	二	二	三	二

5.4.2 风险评价范围

根据项目风险评价等级，确定项目大气评价范围为距离项目边界 5km 范围，地下水风险评价范围为厂区范围内地下水，详见表 5.4-3。

表5.4-3 风险评价范围

序号	项目	风险评价范围
1	大气	距项目厂界 5km 范围内的区域
2	地表水	与本项目地表水评价范围一致
3	地下水	与本项目地下水评价范围一致

5.5 环境风险识别

5.5.1 风险事故资料收集

(1) 国内事故统计

中国石油化工总公司所属企业生产系统在 1983~1993 年所发生的 391 例典型事故的统计结果见表 5.5-1。

表5.5-1 石化所属企业生产系统典型事故统计表

装置类别	石油炼制	化工	化肥	化纤	总计
事故数, 起	170	94	57	70	391
比例, %	43.5	24	14.6	17.9	100

由上表可知，石油炼制装置发生风险事故所占比例在整个石油化工系统中位居首位，说明炼油装置在石油化工企业中风险性较高。

国内化工行业在 1990~1995 年期间发生的 842 起各类事故类型统计结果见表 5.5-2。

表5.5-2 国内化工行业各类事故统计表

事故类型	次数, 次	所占比例, %	直接经济损失, 万元
人身事故	430	51.1	--
火灾、爆炸事故	120	14.2	1069.94
设备事故	95	11.3	809.33
生产事故	116	13.8	400.68
交通事故	81	9.6	54.02
总计	842	100	2333.78

由上表可知，造成人身伤亡的事故占一半以上，火灾、爆炸事故所占比例也较多。

国内石化储运系统 1983~1993 年期间发生的 601 起各类事故统计结果见表 5.5-3，各类事故中，生产系统发生的几率占 62.8%，储运系统占 37.2%。各类事故中火灾爆炸、跑冒滴漏较多，分别占 30%和 24%。

(2) 炼油厂典型事故

石油化工事故中，炼油厂事故以火灾爆炸为典型。表 8.3-20 列出了 1999~2000 年

间几起典型事故。

表5.5-3 1999-2000 年间炼油厂典型火灾爆炸事故

国别及厂名	事故时间	事故简况		损害情况		
		类别	原因	死亡	伤人	财产损失
印度石油公司 (IOC)	1999.5.6	加氢裂化装置火灾	氢气压缩机泄漏	5	2	工厂设备损失严重
赞比亚炼油厂	1999.5.17	蒸馏单元原油管道火灾爆炸				停工 8 个月
美国俄亥俄州 Sun 炼油厂	1999.8.18	原油蒸馏热交换器爆炸火灾	热交换区输送重油管道产生 1 英尺长裂纹			停产, 生产能力减少 50%; 事故时橙色烟雾升空 40 英尺
科威特艾哈迈迪炼油厂	2000.6.25	汽油生产装置爆炸、火灾	汽油生产装置泄漏	5	50	停产数月, 修复需数亿美元; 事故时产生巨大烟雾和火焰, 毁坏附近混凝土建筑。
美国宾夕法尼亚州南费拉德尔菲炼油厂	2000.9.7	火灾	原油装置故障		2	损失严重
美国新泽西州 Coastal 炼油厂	2000.9.8	脱腊装置火灾			3	
赞比亚	2000.12.16	石油加工炉火灾	检修后装备开车中			炉子破坏

5.5.2 物质危险性识别

根据导则要求, 物质识别应包括原辅材料、燃料、副产品、产品、污染物及火灾次生污染物, 项目涉及的危险物料包括原油、干气、液化气、石脑油、航煤组分、柴油组分、减压蜡油和减压渣油、硫化氢、一氧化碳、二氧化硫等。各种物质的特性见表 5.5-4~9。

表5.5-4 物质特性一览表

01	原油
英文名称: oil; CAS 号: 无	
危险性类别: 3.2 类中闪点易燃液体; 主要成份 : 主要为烷烃的 C4~C12 成份烃。相对分子质量: 120。	
物化性质: 有烃类气味的液体。熔点: /; 沸点: 25.0°C; 相对密度: 空气=1: /; 水=1: 0.78。不溶于水, 溶于多数有机溶剂; 饱和蒸汽压: /。爆炸特性: 爆炸极限 1.1%~8.7%; 闪点: -6.7°C; 引燃点: 350°C。	
危险特性: 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物, 遇明火、高能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇火源会着火回燃。 灭火方法 : 喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。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: 抗溶性泡沫、CO ₂ 、干粉、砂土。作水灭火无效。	
稳定性 : 稳定; 聚合危害 : 不聚合。 禁忌物 : 易燃或可燃物。 燃烧分解产物 : CO、CO ₂ 。	
健康危害 : 侵入途径: 吸入、食入; 石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状, 如浓度过高, 几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。 急救措施 : 皮肤接触: 脱去污染的衣着, 用肥皂水和清水	

彻底冲洗皮肤。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：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。**毒性理学资料**：无。毒性：低毒。**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。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。**储运注意事项**：远离火种、热源。包装要求密封，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。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。**废弃**：参阅国家地方有关法规。**环境资料**：该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。

表5.5-5 物质特性一览表

02	石脑油
<p>英文名称：Grude oil；CAS 号：8030-30-6</p> <p>危险性类别：3.2 类中闪点易燃液体；主要成份：C₄~C₈ 烷烃。相对分子质量：120</p> <p>物化性质：无色或淡黄色液体。沸点：20~160℃；相对密度(水=1)0.78~0.97；不溶于水，溶于多数有机溶剂。爆炸特性：爆炸极限 1.1%~8.7%；闪点：-2℃；引燃点：350℃。</p> <p>危险特性：其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂发生强烈的反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。</p> <p>灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。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：干粉、泡沫、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。</p> <p>稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂。燃烧分解产物：CO、CO₂。</p> <p>健康危害：侵入途径：吸入、食入；石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难，紫绀等缺氧症状。</p> <p>急救措施：皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触：立即用大量流动水冲洗，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，呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：给饮牛奶或蛋清。就医。毒性理学资料：LC₅₀ 16000mg/m³(4 小时，大鼠吸入)。</p> <p>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。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。大量泄漏时，构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽危害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器加收。</p> <p>储运注意事项：远离火种、热源。储时应有防火防爆技术措施。灌装时注意流速并设有接地装置。轻装轻卸。</p> <p>废弃：参阅国家地方有关法规。或用控制焚烧法处置。</p> <p>环境资料：该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>	

表5.5-6 物质特性一览表

03	液化石油气 LPG
<p>英文名称：Liquefied petroleum gas；CAS 号：68476-85-7</p> <p>危险性类别：2.1 类易燃气体；化学类别：烷烃。主要成份：丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等；</p> <p>物化性质：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味。</p> <p>爆炸特性：爆炸极限 2.25%~9.65%；闪点：-74℃；引燃点：426~537℃。</p> <p>危险特性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。</p> <p>灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。</p> <p>稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂、卤素。燃烧分解产物：CO、CO₂。</p> <p>健康危害：侵入途径：吸入；健康危害：本品有麻醉作用。</p>	

<p>急救措施: 皮肤接触: 若有冻伤, 就医治疗; 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, 呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>毒理学资料: 暂无。检测方法: 气相色谱法。</p> <p>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。切断火源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方, 防止气体进入。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释。</p> <p>储运注意事项: 远离火种、热源。罐储时应有防火防爆技术措施。槽车运输时要灌装适量, 不可超压超量运输。</p> <p>废弃: 参阅国家地方有关法规。</p> <p>环境资料: 该物质对环境有危害, 应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>

表5.5-7 物质特性一览表

04	柴油
<p>英文名称: diesel oil; CAS 号: 无</p> <p>危险性类别: 3.3 类高闪点易燃液体; 化学类别: 烷烃。相对分子质量: 120。</p> <p>物化性质: 淡黄色液体, 有特殊臭味。熔点: -18℃; 沸点: 282℃; 相对密度: 空气=1: /; 水=1: 0.87。不溶于水, 易溶于苯、醇、脂肪等; 饱和蒸汽压: /kPa(30℃)。</p> <p>爆炸特性: 爆炸极限: /; 闪点: 38℃; 引燃点: 257℃。</p> <p>危险特性: 遇明火、高热或与氧化剂接触, 有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。灭火方法: 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: 干粉、雾状水、泡沫、CO₂、砂土。</p> <p>稳定性: 稳定; 聚合危害: 不聚合。禁忌物: 强氧化剂、易燃或可燃物等。燃烧分解产物: CO、CO₂。</p> <p>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。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。毒理学资料: 低毒。</p> <p>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。防止进入下水道、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。储运注意事项: 远离火种、热源。防止阳光直射。罐储时应有防火防爆技术措施。运输时要轻装轻卸。废弃: 参阅国家地方有关法规。用焚烧法处置。环境资料: 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。</p>	

表5.5-8 物质特性一览表

标识	中文名: 甲烷	英文名: methane	分子式: CH ₄	分子量: 16.04
	危险性类别: 第 2.1 类 易燃气体		CAS 号: 74-82-8	
理化性质	外观与性状: 无色无味气体		溶解性: 微溶于水, 溶于乙醇、乙醚	
	饱和蒸气压(KPa): 53.32(-168.8℃)		燃烧热 (KJ/mol): 889.5	
	临界温度(℃): -240	熔点(℃): -259.2	临界压力(MPa): 4.59	沸点(℃): -252.8
	相对密度(水=1): 0.42(-164℃) (空气=1): 0.55			
燃烧爆炸	燃烧性: 易燃	引燃温度(℃): 400	闪点(℃): 无意义	爆炸下限(%): 4.1
	爆炸上限(%): 74.1	最小点火能(mJ): 0.019	最大爆炸压力(MPa): 0.720	

炸 危 险 性	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热或明火即会发生爆炸。气体比空气轻，在室内使用和储存时，漏气上升滞留屋顶不易排出，遇火星会引起爆炸。氢气与氟、氯、溴等卤素会剧烈反应。		
	消防措施：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		
健 康 危 害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。吸入、食入或经皮肤吸收后对身体有害。可引起灼伤。对眼睛、皮肤、粘膜和上呼吸道具有强烈刺激作用。吸入后，可引起喉、支气管的炎症、水肿、痉挛，化学性肺炎或肺水肿。接触后可引起烧灼感、咳嗽、喘息、气短、头痛、恶心和呕吐等。急性毒性：LD50 无资料 LC50 无资料		
操 作 注 意 事 项	密闭操作，加强通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。		
急 救 措 施	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。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。		
贮 运	危险货物编号： 21001	包装标志：易燃气 体	UN 编号：1049 包装类别和方法：II 类包 装
	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好瓶帽和防震橡皮圈，钢瓶一般平放，并将瓶口朝向同一方向，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。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。严禁与氧化剂、卤素等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。		
	储存注意事项：储存于阴凉、通风、地面不易产生火花的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，相对湿度不超过 80%。应与氧气、压缩空气、氟、氯等隔离存放，与其他化学药剂分别贮存。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。		

表5.5-9 物质特性一览表

标 识	中文名：一氧化碳	英文名：Carbon monoxide	
	分子式：CO	分子量：28.01	UN 编号：1016
	危险货物编号：21005	RTECS 号：FG3500000	CAS 号：630-08-0
理 化 性 质	性状：无色无臭气体。	溶解性：微溶于水,溶于乙醇、苯等多数有机溶剂	
	熔点 (°C)：-199.1	相对密度 (水=1)：0.814 (-195℃, 液体)	
	沸点 (°C)：-191.4	相对密度 (空气=1)：0.97	
	临界温度 (°C)：-140.2	燃烧热 (kJ/mol)：283.2	
	临界压力 (MPa)：3.50	饱和蒸气压 (KPa)：无资料	
燃 烧 爆 炸 危 险 性	燃烧性：易燃	燃烧分解产物：CO2	
	闪点 (°C)：气体	聚合危害：不聚合	
	爆炸极限(V%)：12.5 ~ 74.2	稳定性：稳定	
	自燃温度 (°C)：610	禁忌物：强氧化剂、碱类。	
	爆炸性气体分类：IIAT1		
危险特性：是一种易燃易爆气体。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。			
灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。灭火剂：雾状水、二氧化碳、干粉。			

毒性	接触限值：中国（非高原）PC-TWA：20mg/m ³ ；PC-STEL：30mg/m ³ 美国 TLV-TWA（ACGIH）：29mg/m ³ （25ppm） （OSHA）：57mg/m ³ （50ppm） 职业性接触危害程度分级：II 级（高度危害）
人体危害	一氧化碳与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱桃红色、脉快、烦躁；重度中毒有深昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病。
急救	吸入后脱离现场至新鲜空气处。保持呼吸畅通。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。
防护	工程控制：严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。生产和生活用气必须分路。个体防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸式过滤防毒面具。紧急事态抢救或撤离时建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。穿防静电工作服。戴一般作业防护手套。一般不需要特殊防护，高浓度时可戴安全防护眼镜。
泄漏处理	人员迅速撤离污染区至上风处，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防服。切断泄漏源。喷雾状水稀释、溶解。若有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设有适当喷头烧掉。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于 30℃；远离火种、热源，防日光直射；与氧气、压缩空气、氧化剂分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止用易产生火花的机械设备和工具。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。

表5.5-10 氢气的理化性质及危险特性

标识	中文名：氢气	英文名：hydrogen	分子式：H ₂	分子量：2.01
	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体		CAS 号：133-74-0	
理化性质	外观与性状：无色无臭气体		溶解性：不溶于水，不溶于乙醇、乙醚	
	饱和蒸气压(KPa)：1333(-257.9℃)		燃烧热 (KJ/mol)：241.0	
	临界温度(℃)： -240	熔点(℃)：-259.2	临界压力(MPa)：1.30	沸点(℃)：-252.8
	相对密度(水=1)：0.07(-252℃) (空气=1)：0.07			
燃烧爆炸危险性	燃烧性： 易燃	引燃温度(℃)：400	闪点(℃)：无意义	爆炸下限(%)：4.1
	爆炸上限(%)：74.1	最小点火能(mJ)：0.019	最大爆炸压力(MPa)：0.720	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热或明火即会发生爆炸。气体比空气轻，在室内使用和储存时，漏气上升滞留屋顶不易排出，遇火星会引起爆炸。氢气与氟、氯、溴等卤素会剧烈反应。			
	消防措施：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。			
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。吸入、食入或经皮肤吸收后对身体有害。可引起灼伤。对眼睛、皮肤、粘膜和上呼吸道具有强烈刺激作用。吸入后，可引起喉、支气管的炎症、水肿、痉挛，化学性肺炎或肺水肿。接触后可引起烧灼感、咳嗽、喘息、气短、头痛、恶心和呕吐等。急性毒性：LD ₅₀ 无资料 LC ₅₀ 无资料			
操作注意事项	密闭操作，加强通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬			

	运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
急救措施	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。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。			
贮存	危险货物编号： 21001	包装标志：易燃气 体	UN 编号：1049	包装类别和方法：II 类包装
	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好瓶帽和防震橡皮圈，钢瓶一般平放，并应将瓶口朝向同一方向，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。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。严禁与氧化剂、卤素等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			
	储存注意事项：储存于阴凉、通风、地面不易产生火花的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，相对湿度不超过 80%。应与氧气、压缩空气、氟、氯等隔离存放，与其他化学药剂分别贮存。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。			

表5.5-11 硫化氢的理化性质及危险特性

物质名称	硫化氢	分子式：H ₂ S	危规号：21006		
物化特性					
沸点（℃）	-60.4℃	饱和蒸汽压(kPa)	2026.5（25.5℃）		
饱和蒸气压（kPa）	4053（16.8℃）	熔点（℃）	-85.5℃		
蒸气密度（空气=1）	1.19	溶解性	溶于乙醇、水		
外观与气味	无色有恶臭气味				
火灾爆炸危险数据					
闪点（℃）	<-50	爆炸极限	4.0%—46.0%		
灭火剂	雾状水、泡沫				
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。				
危险特性	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。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。				
反应活性数据					
稳定性	不稳定		避免条件	受热	
	稳定	√			
禁忌物	强氧化剂、碱类	燃烧（分解）产物	氧化硫		
健康危害数据					
侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口
急性毒性	LD ₅₀	无资料	LC ₅₀	444ppm（大鼠吸入）	
健康危害					
本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为 70~150mg/m ³ 时，可引起眼结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为 700mg/m ³ 时，可引起急性支气管炎和肺炎；浓度为 1000mg/m ³ 以上时，可引起呼吸麻痹，迅速窒息而死亡。长期接触低浓度的硫化氢，引起神衰症候群及植物神经紊乱等症。					

泄漏紧急处理 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，注意收集并处理废水。抽排(室内)或强力通风(室外)。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。			
储运注意事项 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。搬运时轻装轻卸，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。			
防护措施			
职业接触限值	中国 MAC 10mg/m ³		
工程控制	严加密闭，提供充分的局部排风和全面排风。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，必须佩戴防毒面具。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。	眼防护	戴化学安全防护眼镜。
手防护	戴防化学品手套。	身体防护	穿防静电工作服。
其它	工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		

5.5.3 生产系统危险性识别

1、生产系统危险性识别

本装置的原料及产品多是可燃、易燃物质，工艺设备操作温度较高，如果发生泄漏，极易发生火灾。轻质烃类泄漏后可与空气形成爆炸性混合气体，遇火源可发生爆炸事故。装置的火灾危险性类别为甲类。

生产过程中涉及的主要有害物质为硫化氢、液化气和石脑油。硫化氢为高度有害物质、液化气和石脑油为轻度有害物质。操作人员在开停工或检修时进入塔、容器等密闭空间作业时，可能会由于缺氧发生窒息事故。

本装置加工含硫原油，生产过程存在低温硫、高温硫腐蚀和加热炉的露点腐蚀。其中初馏塔、常压塔和减压塔塔顶及塔顶冷凝冷却等部位存在低温硫腐蚀；加热炉炉管、常压塔下部、减压塔中下部及常压渣油、减二线和减三线油、减压渣油管道和换热器等部位存在高温硫腐蚀。可能发生硫腐蚀的管线和设备会因腐蚀造成损坏，导致火灾、爆炸、中毒等事故。

项目生产工艺主要为电脱盐，分馏等物理过程工艺，不涉及危险工艺。生产系统危险性分析见表 5.5-12。根据危险等级判断，危险等级为 I 级的危险单元为重点风险源。

表5.5-12 生产系统危险性分析

装置名称	危险单元	操作状况	介质	温度(℃)	压力(MPa)	危险等级
------	------	------	----	-------	---------	------

装置名称	危险单元	操作状况	介质	温度(°C)	压力(MPa)	危险等级
原料预处理装置	初馏塔	物理过程	混合原油	240	0.37	I
	常压塔	物理过程	混合原油	365	0.11	I
	常压汽提塔	物理过程	航煤、柴油、汽油	305	0.11	I
	电脱盐罐	物理过程	混合原油	135	2.5	I
	燃料气分液罐	物理过程	燃料气	40	1.0	II
	减压炉	物理过程	重油	400	1.0	II
	减压塔	物理过程	重油	400	0.1	I

2、环保设施风险性识别

北海炼化现有酸性水汽提设计规模为 110 t/h，采用单塔低压全吹出汽提工艺，塔顶含氨酸性气做硫磺回收部分的原料，汽提后净化水中 $H_2S \leq 20ppm$ ， $NH_3 \leq 50ppm$ ，汽提净化水部分回用于原料预处理装置，剩余部分排至含油污水管网去污水处理站。

本项目生产过程中产生的酸性气体通过酸性水汽提装置处理，酸性气体通过管道输送，若管道压力过高、被车辆碰撞或阀门失效等原因造成危险物料泄漏，易引起中毒等事故。

含硫污水主要来自装置初馏塔顶和常压塔顶回流罐、减压塔顶回流罐排水，主要污染物为硫化物、氨氮等，含硫污水部分作为塔顶注水循环使用，剩余部分经泵提升后送至酸性水汽提装置处理。若发生泄漏事故导致污水溢出，将污染土壤及地下水。

5.5.4 环境风险类型及危害分析

根据项目风险源位置、涉及风险物质的实际情况，分析可能引发或次生风险事件的最坏情景。主要从以下方面考虑：①火灾、爆炸、泄露等生产安全事故及可能引起的次生、衍生厂外环境污染及人员伤亡事件；②环境风险防控设施失灵或非正常操作；③非正常工况；④污染治理设施非正常运行；⑤停电、断水、停气等；⑥通讯或运输系统故障；⑦其它可能情景，详见表 5.5-11。

表5.5-13 可能发生的环境风险事故

突发事故	风险类型	触发因素	危险物质向环境转移的可能途径
危险物质泄露事故	①原油、石脑油、航煤组分、柴油组分、减压蜡油和减压渣油泄露； ②酸性气体泄漏	①生产过程各工艺系统和设备故障，或反应塔、反应罐损坏泄露； ②管道密封性损坏引发泄露。	①对厂区或周围大气环境质量产生不利影响； ②泄漏物料被截留在储罐区围堰内，不向外扩散，对外界影响不大。
火灾爆炸次生污染事故	①火灾爆炸产生的次生污染物污染周边大气； ②消防废水污染外环境。	①火灾爆炸	①污染厂区内/厂区周围环境空气质量； ②消防废水及时收集在消防水池，不向外扩散，对外

			界影响不大。
废水事故排放	①生产废水超标排放	①废水管道堵塞、破裂、设备破损等	①可能进入厂区土壤环境，进一步下渗污染地下水。

5.5.5 风险识别结果

建设项目环境风险识别详见表 5.5-12。

表5.5-14 建设项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危. 险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	原料预处理装置	初馏塔	混合原油	泄漏、火灾、爆炸	大气、地下水、土壤	见表 5.2-1	重点风险源
2		常压塔	混合原油	泄漏、火灾、爆炸	大气、地下水、土壤		重点风险源
3		常压汽提塔	航煤、柴油、汽油	泄漏、火灾、爆炸	大气、地下水、土壤		重点风险源
4		电脱盐罐	混合原油	泄漏、火灾、爆炸	大气、地下水、土壤		重点风险源
7		燃料气分液罐	燃料气	泄漏、火灾、爆炸	大气、地下水、土壤		一般风险源
8		减压炉	重油	泄漏、火灾、爆炸	大气、地下水、土壤		一般风险源
9		减压塔	重油	泄漏、火灾、爆炸	大气、地下水、土壤		重点风险源
10	环保设施	酸性水汽提装置	硫化氢	泄漏	大气	一般风险源	

5.6 风险事故情形分析

5.6.1 风险事故情形设定

项目在生产运行中存在着由于静电积聚、设备失修、管道接口/阀门/机泵等泄漏、误操作和明火引起火灾爆炸事故的可能性以及由于设备故障、失效等造成有毒物料泄漏的可能性，从而引发环境事故。结合项目风险源类型及特点，项目风险事故主要考虑如下：（1）初馏塔发生泄漏孔径为 10mm 的泄漏，塔器发生火灾爆炸为本项目最大可信事故，本项目泄漏事故发生频率为 $1.00 \times 10^{-4}/a$ 。

表5.6-1 风险事故情形设定

危险单元	风险源	风险物质	风险类型	事故情形	影响途径	部件类型	泄漏模式	泄漏频率	事故持续时间
原料预处理装置	初馏塔	原油	泄漏	初馏塔发生泄漏	地表水、地下水、土壤	塔器	$\phi 10\text{mm}$ 孔径	$10^{-6}/a$	10min
			火灾、爆炸	初馏塔发生泄漏，遇明火发生火灾爆炸	大气	塔器	全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$	30min

				炸					
--	--	--	--	---	--	--	--	--	--

5.6.2 源项分析

5.6.2.1 原油泄漏量计算

当初馏塔发生泄漏时，其泄漏速率为：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s；

P —容器内介质压力，取 350000Pa；

P_0 —环境压力，101325Pa；

ρ —泄漏液体密度，取原设计原油，873kg/m³；

g —重力加速度，9.81m/s⁻²。

h —裂口之上液位高度，m，本次取 5m。

C_d —液体泄漏系数。

A —裂口面积，0.0000785m²；

根据计算，泄漏速率为 1.15kg/s，泄漏持续 10min，则泄漏量为 690kg。

5.6.2.2 火灾爆炸事故源强

本项目初馏塔发生火灾爆炸事故后将产生二次污染物 CO 及 SO₂。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 F.3 公式计算。项目以含硫量及残炭值较大的原设计原油参数进行计算。

①二氧化硫产生量公式

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量按下式计算：

$$G_{\text{二氧化硫}} = 2BS$$

式中： $G_{\text{二氧化硫}}$ ——二氧化硫排放速率，kg/h；

B ——物质燃烧量，kg/h；

S ——物质中硫的含量，%，原设计原油取 1.52%。

②CO 产生量计算公式

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中： $G_{\text{一氧化碳}}$ ：CO 的产生量，kg/s；

C ：物质中碳的含量，取 85%；

q ：不完全燃烧百分率，取 1.5~6.0%，本项目取 5%；

Q:参与燃烧的量 (t/s);

③燃烧速率

燃烧速率计算公式如下:

$$mf=vp$$

式中: mf ——液体单位面积燃烧速率, $kg/(m^2 \cdot s)$;

v ——燃烧速度, m/s ;

ρ ——易燃、可燃液体密度, kg/m^3 。

根据《油库安全技术》,油罐火灾发生后,油料的燃烧速度见表 5.6-2。

表5.6-2 油料燃烧速度

油料名称	原油	汽油	苯	乙烷
燃烧速度 (m/s)	5.17×10^{-6}	8.00×10^{-5}	1.00×10^{-4}	1.18×10^{-4}

本项目原设计原油的密度约为 $873kg/m^3$, 燃烧速率为 $0.004513 kg/(m^2 \cdot s)$ 。项目初馏塔装置区围堰面积为 643, 计算得出燃烧量为 3.0372kg/s, 不完全燃烧 SO_2 、CO 源强结果见下表。

表5.6-3 储罐区油品火灾燃烧源强计算表

项目	燃烧速度 ($kg/(m^2 \cdot s)$)	燃烧量 (kg/h)	燃烧量 (kg/s)	SO_2 产生量 (kg/s)	CO产生量 (kg/s)	排放高度 (m)	燃烧时间 (min)	环境温度 ($^{\circ}C$)
原设计原油	0.004513	10934.1	3.0372	0.046	0.301	1.3	30	25

5.6.2.3 项目环境风险源项汇总

项目环境风险源项汇总详见表 5.6-4。

表5.6-4 项目源强汇总一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率 (kg/s)	释放或泄漏时间/min	最大释放或泄漏量/kg	其他事故源参数
1	初馏塔泄漏	原料预处理装置	原油	/	1.15	10	690	/
2	初馏塔火灾引发次生污染物排放		SO_2	大气	0.046	30	82.8	/
			CO	大气	0.301	30	541.8	/

5.7 风险预测与评价

5.7.1 有毒有害物质在大气中的扩散

5.7.1.1 预测模型

判定烟团/烟羽是否为重质气体, 取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因

素。通常采用理查德森数(Ri)作为标准进行判断。Ri 的概念公式为：

$$Ri = \frac{\text{烟团的势能}}{\text{环境的湍流动能}}$$

Ri 是个流体动力学参数。根据不同的排放性质，理查德森数的计算公式不同。一般地，依据排放类型，理查德森数的计算分连续排放、瞬时排放两种形式：

连续排放：

$$Ri = \frac{\left[\frac{g(Q / \rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

瞬时排放：

$$Ri = \frac{g(Q_t / \rho_{rel})^{\frac{1}{3}}}{U_r^2} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right)$$

式中： ρ_{rel} ——排放物质进入大气的初始密度， kg/m^3 ；

ρ_a ——环境空气密度， kg/m^3 ；

Q——连续排放烟羽的排放速率， kg/s ；

Q_t ——瞬时排放的物质质量， kg ；

D_{rel} ——初始的烟团宽度，即源直径， m ；

U_r ——10m 高处风速， m/s 。

判断标准为：对于连续排放， $Ri \geq 1/6$ 为重质气体， $Ri < 1/6$ 为轻质气体；对于瞬时排放， $Ri > 0.04$ 为重质气体， $Ri \leq 0.04$ 为轻质气体。当 Ri 处于临界值附近时，说明烟团/烟羽既不是典型的重质气体扩散，也不是典型的轻质气体扩散。

判定连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 Td 和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间 T 确定。

$$T = 2X / U_r$$

式中：X——事故发生地与计算点的距离， m ；

U_r ——10m 高处风速， m/s 。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。

当 $T_d > T$ 时，可被认为是连续排放的；当 $T_d \leq T$ 时，可被认为是瞬时排放。

本项目网格点设置为 $100\text{m} \times 100\text{m}$ ，最近的敏感点浸牛沔距离为 456m，则 X 为 100m；

最不利气象条件风速为 1.5m/s。经计算 T 为 304s。

表5.7-1 重质气体/轻质气体扩散判断

事故类型	排放时间 Td(s)	排放方式	污染物	Ri	重质/轻质 气体
储罐发生火灾、爆炸 等引发的伴生/次生 污染物排放	66.7	连续排放	二氧化硫	/	重质
			一氧化碳	CO 初始密度 小于空气，直 接判断为轻质	轻质

表5.7-2 各风险物质大气预测模型

风险物质	预测模型
一氧化碳	AFTOX 模型
二氧化硫	SLAB 模型

5.7.1.2 评价标准

各污染因子毒性终点浓度详见表 5.7-3。

表5.7-3 各污染因子毒性终点浓度 单位： mg/m^3

污染因子	毒性终点浓度-1/ (mg/m^3)	毒性终点浓度-2/ (mg/m^3)	标准来源
二氧化硫	79	2	《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 H
一氧化碳	380	95	

5.7.1.3 储罐火灾、爆炸事故次生污染预测

1、预测参数

预测情景为初馏塔发生火灾、爆炸，次生/伴生污染物 SO_2 、CO 进入大气环境， SO_2 采用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) SLAB 模型，CO 采用 AFTOX 模型。

北海市铁山港主导风向为 N，本次评价考虑在最不利气象条件进行事故预测。火灾、爆炸事故次生/伴生污染物排放风险后果计算主要参数详见表 5.7-4。

表5.7-4 火灾、爆炸事故次生/伴生污染物排放风险后果计算主要参数

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度/ ($^\circ$)	109.514966897
	事故源纬度/ ($^\circ$)	21.499937460
	事故源类型	初馏塔发生火灾、爆炸事故次生/伴生污染物排放
	事故处地表类型	水泥
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速/ (m/s)	1.5
	环境温度/ $^\circ\text{C}$	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度/m	1 (城市, 潮湿气候)
	是否考虑地形	否

参数类型	选项	参数
	地形数据精度/m	/

2、预测结果

储罐区发生火灾、爆炸，次生/伴生污染物 SO₂、CO 进入大气环境，造成大气环境风险事故的预测结果如下：

(1) 二氧化硫

初馏塔火灾 SO₂ 排放最大浓度预测结果详见表 5.7-5 和图 5.7-1。火灾 SO₂ 排放关心点预测结果详见表 5.7-6。

表5.7-5 初馏塔火灾 SO₂ 排放最大浓度预测结果

距离(m)	浓度出现时间(min)	高峰浓度(mg/m ³)	质心高度(m)	出现时间(min)	质心浓度(mg/m ³)
10	15.17	7.85E+02	0.00	15.17	1.64E+03
60	16.13	3.19E+02	0.00	16.13	4.04E+02
110	17.09	2.07E+02	0.00	17.09	2.41E+02
160	18.05	1.54E+02	0.00	18.05	1.73E+02
210	19.01	1.22E+02	0.00	19.01	1.34E+02
260	19.97	1.01E+02	0.00	19.97	1.09E+02
310	20.93	8.51E+01	0.00	20.93	9.09E+01
360	21.89	7.29E+01	0.00	21.89	7.76E+01
410	22.85	6.38E+01	0.00	22.85	6.73E+01
460	23.81	5.66E+01	0.00	23.81	5.91E+01
510	24.77	5.03E+01	0.00	24.77	5.24E+01
610	26.69	4.07E+01	0.00	26.69	4.23E+01
710	28.64	3.40E+01	0.00	28.64	3.50E+01
810	30.44	2.96E+01	0.00	30.44	2.96E+01
910	31.87	2.55E+01	0.00	31.87	2.55E+01
1010	35.21	2.21E+01	0.00	33.21	2.21E+01
1510	39.50	1.18E+01	0.00	39.50	1.18E+01
2010	45.18	7.27E+00	0.00	45.18	7.27E+00
2510	50.48	4.89E+00	0.00	50.48	4.89E+00
3010	55.51	3.51E+00	0.00	55.51	3.51E+00
3510	60.34	2.64E+00	0.00	60.34	2.64E+00
4010	65.00	2.04E+00	0.00	65.00	2.04E+00
4510	69.53	1.64E+00	0.00	69.53	1.64E+00
5010	73.95	1.33E+00	0.00	73.95	1.33E+00
类型	阈值(mg/m ³)	X 起点(m)	X 终点(m)	最大半宽(m)	最大半宽对应X(m)
毒性终点浓度-2/(mg/m ³)	2	10	4010	192	2710
毒性终点浓度-1/(mg/m ³)	79	10	330	36	60



图5.7-1 最不利气象条件二氧化硫最大影响范围图

在预测中，由于软件只能预测单一风向浓度，因此在模型中，设定在单一风险 S 情况下，让评价范围内敏感目标刚好处于预测单一风向 S 下风向，即 Y 轴设为各敏感目标与风险源的距离，再次运行模型。各关心点 SO₂ 浓度随时间变化见下表。

表5.7-6 最不利气象条件下 SO₂ 泄漏关系点预测结果 单位：mg/m³

名称	5min	10min	15min	20min	25min	30min	60min
彬定（旧）	0.000	0.000	34.400	34.400	34.400	34.400	2.880
彬定（新）	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.600	3.870
塘细村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
大塘村	0.000	0.000	43.100	43.100	43.100	43.100	2.860
滨江生活区	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	13.200	3.800
啄罗村	0.000	0.000	0.000	27.600	27.600	27.600	2.970
鸭把塘	0.000	0.000	0.000	0.000	24.000	24.000	3.070
黄稍中学	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.700	3.870
黄稍小学	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.710	4.240
玉塘村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.400
江底村	0.000	0.000	0.000	30.100	30.100	30.100	2.930
黄梢村	0.000	0.000	32.300	32.300	32.300	32.300	2.900
新村坡	0.000	0.000	34.500	34.500	34.500	34.500	2.880
彬垌村	0.000	0.000	0.000	0.000	23.000	23.000	3.110
屋背山	0.000	0.000	41.800	41.800	41.800	41.800	2.860
北塘村	0.000	0.000	0.000	27.200	27.200	27.200	2.980
下底村	0.000	0.000	0.000	0.000	17.800	17.800	3.380
槟榔根	0.000	0.000	46.400	46.400	46.400	46.400	2.860
大竹园	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.900	3.840

陇村	0.000	0.000	0.000	0.000	17.200	17.200	3.420
汤山塘	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.260
东方海岸大酒店 (阳光海岸)	0.000	0.000	0.000	0.000	17.900	17.900	3.370
冲头村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	14.200	3.690
猪血塘	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.630
新岭村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.160
百班村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.070
对面垌	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.110
老岑垌	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.220
青山头村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.760
彬塘村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.590
坳村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.170
后塘村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.050
竹儿根	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.620
大田	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.230
彬嵩	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.020
山心	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.920
南乐	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.180
邓屋(川江村)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.340
那格塘(陂头)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.920
川江	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.000
坡尾底	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.660
岸泽	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.500
下坡头	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.450
上坡头	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.660
地罗	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.640
南冲	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.970
斑鸠冲村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.730
婆围	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.540
北窑	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.810
上高垌	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.960
淡水口	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

由预测结果可知，在发生爆炸产生次生污染物二氧化硫，最不利气象条件下（风速 1.5m/s，稳定度 F），二氧化硫出现超大气毒性终点浓度-1 的最远距离为 330m，出现超大气毒性终点浓度-2 的最远距离为 4010m；由表 5.7-6 可知，在发生周边关心点部分出现超出大气毒性终点浓度-2（灰色标记），未出现超出大气毒性终点浓度-1。为了保证地区的可持续发展，项目在生产过程中必须加强管理，避免事故的发生，一旦发生事故，立即开展应急措施，必要时根据事故预警级别，向北海市政府汇报，组织居民进行疏散。

（2）一氧化碳

初馏塔火灾 CO 排放最大浓度预测结果详见表 5.7-7 和图 5.7-2。火灾 CO 排放关心点预测结果详见表 5.7-7。

表5.7-7 煤焦油储罐火灾 CO 排放最大浓度预测结果

距离(m)	浓度出现时间(min)	高峰浓度(mg/m ³)			
10	0.11	2.29E+04			
60	0.67	2.40E+03			
110	1.22	9.85E+02			
160	1.78	5.47E+02			
210	2.33	3.53E+02			
260	2.89	2.49E+02			
310	3.44	1.86E+02			
360	4.00	1.46E+02			
410	4.56	1.17E+02			
460	5.11	9.69E+01			
510	5.67	8.16E+01			
610	6.78	6.06E+01			
710	7.89	4.70E+01			
810	9.00	3.77E+01			
910	10.11	3.10E+01			
1010	11.22	2.61E+01			
1510	16.78	1.35E+01			
2010	22.33	9.23E+00			
2510	27.89	6.86E+00			
3010	42.44	5.38E+00			
3510	49.00	4.39E+00			
4010	56.56	3.67E+00			
4510	63.11	3.14E+00			
5010	69.67	2.73E+00			
类型	阈值(mg/m ³)	X 起点(m)	X 终点(m)	最大半宽(m)	最大半宽对应 X(m)
毒性终点浓度-2 (mg/m ³)	95	10	460	28	210
毒性终点浓度-1 (mg/m ³)	380	10	200	12	110

在预测中，由于软件只能预测单一风向浓度，因此在模型中，设定在单一风险 S 情况下，让评价范围内敏感目标刚好处于预测单一风向 S 下风向，即 Y 轴设为各敏感目标与风险源的距离，再次运行模型。各关心点 CO 浓度随时间变化见下表。

表5.7-8 最不利气象条件下 CO 泄漏关系点预测结果 单位：mg/m³

名称	5min	10min	15min	20min	25min	30min	60min
彬定（旧）	0.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	0.000
彬定（新）	0.000	0.000	0.000	14.300	14.300	14.300	0.000
塘细村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
大塘村	0.000	62.500	62.500	62.500	62.500	62.500	0.000
滨江生活区	0.000	0.000	14.800	14.800	14.800	14.800	0.000
啄罗村	0.000	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	0.000

鸭把塘	0.000	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	0.000
黄稍中学	0.000	0.000	0.000	14.300	14.300	14.300	0.000
黄稍小学	0.000	0.000	0.000	12.000	12.000	12.000	0.000
玉塘村	0.000	0.000	0.000	11.200	11.200	11.200	0.000
江底村	0.000	38.600	38.600	38.600	38.600	38.600	0.000
黄梢村	0.000	42.300	42.300	42.300	42.300	42.300	0.000
新村坡	0.000	46.100	46.100	46.100	46.100	46.100	0.000
彬垌村	0.000	0.000	27.400	27.400	27.400	27.400	0.000
屋背山	0.000	59.900	59.900	59.900	59.900	59.900	0.000
北塘村	0.000	33.800	33.800	33.800	33.800	33.800	0.000
下底村	0.000	0.000	20.500	20.500	20.500	20.500	0.000
槟榔根	0.000	69.100	69.100	69.100	69.100	69.100	0.000
大竹园	0.000	0.000	14.500	14.500	14.500	14.500	0.000
陇村	0.000	0.000	19.700	19.700	19.700	19.700	0.000
汤山塘	0.000	0.000	0.000	11.900	11.900	11.900	0.000
东方海岸大酒店 (阳光海岸)	0.000	0.000	20.500	20.500	20.500	20.500	0.000
冲头村	0.000	0.000	16.000	16.000	16.000	16.000	0.000
猪血塘	0.000	0.000	0.000	10.200	10.200	10.200	0.000
新岭村	0.000	0.000	0.000	0.000	8.150	8.150	0.003
百班村	0.000	0.000	0.000	0.000	8.500	8.500	0.000
对面垌	0.000	0.000	0.000	0.000	8.340	8.340	0.001
老岑垌	0.000	0.000	0.000	0.000	7.910	7.910	0.012
青山头村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.530
彬塘村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.560	1.850
坳村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	7.150	0.359
后塘村	0.000	0.000	0.000	0.000	8.550	8.550	0.000
竹儿根	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.580	1.760
大田	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.170	3.460
彬嵩	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.930	4.240
山心	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.720
南乐	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.840
邓屋(川江村)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.080
那格塘(陂头)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.520
川江	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.810
坡尾底	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.420
岸泽	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.210
下坡头	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.110
上坡头	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.420
地罗	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.390
南冲	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.770
斑鸠冲村	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.510
婆围	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.110
北窑	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.700	4.840
上高垌	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.570
淡水口	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

由预测结果可知，在发生爆炸产生次生污染物一氧化碳，最不利气象条件下（风速

1.5m/s, 稳定度 F), 二氧化硫出现超大气毒性终点浓度-1 的最远距离为 200m, 出现超大气毒性终点浓度-2 的最远距离为 460m; CO 的预测浓度在各关心均未超过毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2。

为了保证地区的可持续发展, 项目在生产过程中必须加强管理, 避免事故的发生, 一旦发生事故, 立即开展应急措施, 必要时根据事故预警级别, 向北海市政府汇报, 组织居民进行疏散。

5.7.1.4 小结

表5.7-9 事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	初馏塔发生火灾、爆炸后, 伴生污染物 SO ₂ 、CO 进入大气环境, 通过大气扩散对项目周围环境造成危害				
环境风险类型	火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放				
泄露设备类型	塔器	操作温度/°C	25	操作压力/MPa	0.101325
泄露危险物质	/	最大存在量/kg	/	泄露孔径/mm	/
释放速率/(kg/s)	0.301	泄露时间/min	10	泄漏量/kg	541.8
泄露高度/m	1.3	泄漏液体蒸发量/kg	/	泄露频率	/
事故后果预测					
大气	危险物质	大气环境影响			
	CO	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	380	200	2.3
		大气毒性终点浓度-2	95	460	5.1
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m ³)
/	/	/	/		

表5.7-10 事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	初馏塔发生火灾、爆炸后, 伴生污染物 SO ₂ 、CO 进入大气环境, 通过大气扩散对项目周围环境造成危害				
环境风险类型	火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放				
泄露设备类型	塔器	操作温度/°C	25	操作压力/MPa	0.101325
泄露危险物质	/	最大存在量/kg	/	泄露孔径/mm	/
释放速率/(kg/s)	0.301	泄露时间/min	10	泄漏量/kg	541.8
泄露高度/m	1.3	泄漏液体蒸发量/kg	/	泄露频率	/
事故后果预测					
大气	危险物质	大气环境影响			
	SO ₂	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	79	330	2.1
		大气毒性终点浓度-2	2	4010	65
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间	最大浓度/时间

			/min	(min)
	彬定(旧)	14	46	3.44E+01 14
	彬定(新)	28	32	1.26E+01 28
	大塘村	12	48	4.31E+01 12
	滨江生活区	28	32	1.32E+01 28
	啄罗村	19	41	2.76E+01 20
	鸭把塘	21	39	2.40E+01 21
	黄稍中学	28	32	1.27E+01 28
	黄稍小学	29	31	1.02E+01 31
	玉塘村	33	27	9.34E+00 33
	江底村	19	41	3.01E+01 19
	黄梢村	14	46	3.23E+01 15
	新村坡	14	46	3.45E+01 14
	彬垌村	21	39	2.30E+01 22
	屋背山	12	48	4.18E+01 12
	北塘村	20	40	2.72E+01 20
	下底村	24	36	1.78E+01 24
	槟榔根	11	49	4.64E+01 11
	大竹园	28	32	1.29E+01 28
	陇村	25	35	1.72E+01 25
	汤山塘	31	29	1.01E+01 31
	东方海岸大酒店(阳光海岸)	24	36	1.79E+01 24
	冲头村	28	32	1.42E+01 27
	猪血塘	33	27	8.27E+00 33
	新岭村	33	27	6.17E+00 33
	百班村	33	27	6.51E+00 33
	对面垌	33	27	6.35E+00 33
	老岑垌	33	27	5.94E+00 33
	青山头村	33	27	2.76E+00 46
	彬塘村	33	27	4.59E+00 33
	坳村	33	27	5.17E+00 33
	后塘村	33	27	6.57E+00 33
	竹儿根	33	27	4.62E+00 33
	大田	33	27	4.23E+00 33
	彬嵩	33	27	4.02E+00 33
	山心	33	27	2.92E+00 34
	南乐	33	27	2.18E+00 50
	邓屋(川江村)	33	27	3.34E+00 33
	那格塘(陂头)	33	27	1.92E+00 52
	川江	33	27	3.00E+00 34
	坡尾底	33	27	2.66E+00 47
	岸泽	33	27	2.50E+00 48
	下坡头	33	27	3.45E+00 33
	上坡头	33	27	2.66E+00 47
	地罗	33	27	2.64E+00 47
	南冲	33	27	2.97E+00 34
	斑鸠冲村	33	27	2.73E+00 47
	婆围	33	27	3.54E+00 33

		北窑	33	27	3.81E+00 33
--	--	----	----	----	-------------

5.7.2 地表水环境风险事故分析

5.7.2.1 事故污水存纳能力核算（全厂）

（1）事故污水产生量

事故排水流量包括物料泄漏流量、雨水量及消防废水与生产废水等。

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

V_1 —收集系统范围内发生事故的储罐或装置的物料量；

V_2 —发生事故的储罐或装置的消防水量， m^3 ；

V_3 —发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量， m^3 ；

V_4 —发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量， m^3 ；

V_5 —发生事故时可能进入该收集系统的降雨量， m^3 ；

$$V_5 = 10F \times q$$

F —进入事故废水收集系统的雨水汇水面积， ha ；

q —日降雨强度， mm ；

$$q = q_a / n$$

q_a —一年均降雨强度， mm ；

n —一年均降雨天数。

①降雨量

改造项目所在地历年平均降雨量 1832.2mm、多年平均降雨日数 135.6d。全厂占地面积 79.10ha，其中污染区占地面积为 52.2ha（扣除管理区、通道和预留地），据此计算出事故时全厂可能进入废水收集系统的雨水量为 7050 m^3 。

②消防废水

按照《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008)第 8.4.2 规定，全厂占地面积小于 100ha，按一处着火考虑。

改造项目属于大型石油化工装置，按照 GB50160-2008 的规定，大型石化装置消防水最大用量为 600L/s，火灾时间按 3h 考虑，事故消防水量为 6480 m^3 。

计算可知，改造工程事故消防水量为 6480 m^3 。

③泄漏物料转输量

油罐区内各储罐相连，事故时可开启倒油泵进行倒料，风险评价时保守考虑，不计入物料的转输量。

④ 物料量

本项目各液体储罐均置于防火堤内，保守考虑以 10000m³ 蜡油储罐作为事故泄漏源，原油罐正常运营时充满度约为 90%，一旦发生泄漏，原油泄漏量为 9000m³。

⑤ 生产废水量

厂区现有污水处理场设计规模 500t/h，按 3h 计，1500 m³

(2) 污水储存能力核算

事故排水储存设施包括事故池(含污水事故池)、初期雨水池、防火堤内或围堰内区域等。

防火堤储存能力：13250m³；

事故污水调节罐储存能力：5000m³；

雨水监控池力：9000m³；

污水事故池：17000m³。

表5.7-11 项目事故水储存能力核算

符号	意义及取值依据	事故水量 (m ³)
V ₁	事故时一个罐组或一套装置的物料量, m ³	9000 (罐区最大量)
V ₂	发生事故的储罐或装置的消防水量, m ³ ; $V_2 = \sum Q_{消} \cdot t_{消}$	6480
V ₃	发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量, m ³ ;	0 (保守考虑, 不计)
V ₄	发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量, m ³ ;	1500 (保守考虑)
V ₅	发生事故时可能进入该收集系统的降雨量, m ³ ; $V_5 = 10qF$ F—进入事故废水收集系统的雨水汇水面积, ha (取污染区 108.5ha); q—日降雨强度, mm; $q = qa/n$; qa—年均降雨强度, mm (取 604mm); n—年均降雨天数 (取 65 天)。	7050
V _总	$V_{总} = (V_1 + V_2 - V_3)_{max} + V_4 + V_5$	24030
V _{储存能力}	$V_{储存能力} = V_{防火堤} + V_{事故池} + V_{雨水提升池} + V_{园区事故池}$	44250
	事故时暂存设施是否满足要求	满足

根据上述分析，计算出事故时废水总量为 24030m³。厂区的围防火堤、明沟、事故水罐和事故水罐围堰构成的收集系统总储存能力为 44250m³，能够满足事故状态下各类废水收集，确保事故废水不出厂界。

北海炼化有限责任公司事故水收集于调储系统完善，可有效收集、暂存本项目事故污水，确保事故污水不出厂界，不会对外界水体/海域环境造成影响。

5.7.2.2 地表水环境风险事故简要分析

项目可能泄漏的危险液态物料主要包括：原油、石脑油、航煤、柴油、渣等。这些有害物质一旦通过废水排放系统进入厂区周边的地表水水体中，都将会导致严重的次生的地表水水体的严重污染事故，影响周边水域的水体功能。因此，改造项目实施中应针对事故情况下的泄漏液体物料及火灾扑救中的消防废水等危险物质采取了控制、收集及储存措施，切断了上述危险物质进入外部水体的途径，从根本上消除了事故情况下对周边水域造成污染的可能。

1、受纳水体分析

北海炼化有限公司炼油厂处理后的含盐污水、生产废水及雨水的受纳水体为海域。

2、排水系统

按清污分流、污污分治的原则设置排水系统，对各装置各单元排出的污水进行分类处理、分级控制，凡达不到进入污水处理场控制指标的污水，都采取相应预处理措施，先经过预处理达到控制指标后进污水处理场统一处理。炼油厂按各类废水的性质及处理要求系统划分如下：

①含硫污水系统：接纳各装置的含硫污水，密闭送至污水汽提装置。处理后的净化水部分回用，其余排往污水处理场进一步处理后回用。

②含盐污水系统：接纳来自污染物浓度较高的电脱盐污水以及污泥滤后液和循环水场、催化烟气脱硫废水等。

③含油污水系统：主要收集装置的油水分离器排水、装置及单元含油容器的冲洗水、机泵填料函排水、油罐切水及洗罐水、化验室含油污水等。生产区的公用设施、管理区含油污水和装置区含油污水自流进入厂区雨水、污水提升泵站，经泵提升后送往污水集中处理场。

为防止因污水管道接口及污水井渗漏，致使地下水和土壤受到污染，轻油装置区、罐区取消含油污水井，采用密闭重力流敷设，排入含油污水干管；重油装置区尽量减少含油污水井的设置。装置内泵区取消泵前沟，机泵自带收水盘，收集机泵根冷却水，由管道密闭送至含油污水管道。若无法取消，适当抬高沟边，防止地面冲洗水进入。

装置区围堰内的污水排放，设切换阀。检修、事故时含油污水排入装置内的含油污水管道，平时下雨的初期雨水排入含油污水道，后期雨水排入生产废水道。

④生活污水管道系统：收集厕所、食堂、浴室、办公楼的生活污水，提升至污水处

理场处理。

⑤生产废水系统：罐区围堰内清净废水、装置内余热锅炉排污降温池排水提升至循环水场做补充水，其它生产废水排往厂排放水池。

⑥达标污水排放系统：经厂内污水场处理后的出水、部分生产废水排入厂排放水池，达到排放标准后外排。

⑦雨水系统

雨水分为两个部分，即含油雨水和清洁雨水，装置污染区初期雨水即含油雨水进含油污水系统，装置区后期雨水及非生产区雨水进雨排系统。

3、影响分析

北海炼化公司针对事故情况下的泄漏液体物料及火灾扑救中的消防废水等危险物质采取了控制、收集及储存措施，切断了上述危险物质进入海域水体的途径。

在确保落实风险事故污水措施的情况下，本项目在发生风险事故时故污水不会进入项目区域接纳地表水体，对项目周边地表水体影响较小。

5.7.2.3 污水厂内控制有效性分析

1、水环境风险的防范措施

(1)装置和罐区按规范设围堰及防火堤，对事故情况泄漏物料及消防废水进行收集控制；

(2)装置和罐区均分别设置含油污水、生产废水及雨水排放的切换闸门，正常及事故情况下针对不同物质实施分流排放控制。

(3)主要炼油装置含油污水隔油池有停留、隔油的作用，以便回收污油；装置设污油收集罐，对便于对泄漏的物料进行收集。

(4)各装置设围堰，在围堰内设置地漏，通含油污水系统。边沟雨水管道上设有控制闸门，正常情况下，装置检修、维护、冲洗等产生的含油污水经收集后，排入含油污水系统。在装置发生液体物料泄漏的情况下，及时关闭边沟雨水排放阀门，对泄漏物料进行收集。

(5)装置生产废水排放系统及明沟设有到含油污水系统的管道，其上设有闸板或阀门隔绝，平时干净的废水或雨水走生产废水或明沟，大修含油的污水通过阀门引流到含油污水管道。物料泄漏情况下，首先切断生产废水或明沟闸阀，对泄漏物料进行收集，必要时引流至含油污水系统。消防事故情况下，打开通含油污水系统阀门，关闭去明沟或

废水道阀门，将装置生产废水及雨水边沟系统收集的消防废水，排入含油污水系统。

(6)罐区含油污水水封井、废水水封井的阀门处于常关状态，以使突发性泄漏的物料囤积在罐区内，不跑到外围。进行罐区脱水时，打开含油污水水封井阀门排污，下雨时，打开废水阀门，罐区地面雨水通过废水水封井阀门排入生产废水系统。消防事故情况下，打开含油污水及废水阀门，通过含油污水、生产废水系统收集消防废水。

(7)装置物料泄漏情况下，用临时防爆泵将泄漏、冒跑的物料收集至装置污油罐或槽罐车及油桶。

(8)罐区物料泄漏情况下，如果泄漏位置在罐体上部，启用倒罐流程，将发生泄漏的油罐中的物料紧急倒至其它储存罐中。如果泄漏位置在罐体底部，必要时可采用注水将罐内油品托起，减少其泄漏量。

2、措施的安全性论证

(1)围堰、防火堤：公司储罐围堰、防火堤采用钢筋混凝土结构，设计执行《石油化工防火堤设计规范》(SH3125-2001)。采用钢筋混凝土结构的围堰和防火堤其抗击能力较普通的碎石水泥砌堤要高很多。

储罐防火堤内将按照《石油库设计规范》要求设置混泥土地坪，进行防渗防漏措施，保证事故状态时储罐泄漏处的消防污水在储罐围堰内不会渗透到地下土壤和污染地下水体。

围堰/防火堤采用钢筋混凝土结构后，在钢筋混凝土防火堤内侧表面及钢筋混凝土隔堤两侧表面，均刷室外厚型防火涂料，满足《石油化工防火堤设计规范》(SH3125-2001)的规定。

(2)事故池

事故污水缓冲池采用钢筋混凝土结构，并且采取防渗、防腐、防冻、防洪、抗浮和抗震措施。采取这些措施后，事故池在发生储罐火灾爆炸时，消防灭火过程产生的污水在通过明沟和管线进入事故池，不会在事故池内渗透、泄漏到地下土壤和污染地下水体中。

根据事故污水容纳能力核算，项目事故池，足够容纳事故时产生的最大事故污水。

(3)厂界内综合安全性说明

公司在设置围堰/防火堤、雨水提升池、事故水池三级防范措施，以确保事故污水不进入海域水体。

为防止发生事故时，由于人为错误操作，未能及时关闭水排截断阀而导致事故消防污水进入周围海域水体，因此平时将雨水阀门关闭，将初期雨水利用围堰和事故池进行收集然后再排入。这样可以防止因为人为操作，在发生时使消防污水进入周围海域水体的可能性。

由上述分析，结合本报告地表水风险防控措施分析可知，北海炼化有限责任公司现有事故污水收集、调储体系可以有效收集事故状态下的污水及物料，且企业运行至今也未发生过事故污水出厂界的案例，现有应急体系可以确保事故污水不出厂界。改造项目事故污水收集、调储系统依托现有，可以做到事故污水不出厂，保证不直接进入厂界附近的海域水体中，不会对周围海洋水环境造成影响。

5.7.3 地下水风险

本项目地下水污染风险源主要为污水处理站及储罐区。当污水处理站或储罐发生破损且地下水防渗系统发生故障时，污染物将有可能通过包气带渗入影响至场地地下水。在泄露周期内属连续入渗型。

污染事故主要会造成场地主要潜水含水层的污染。污染物通过包气带下渗至潜水后，将会随着地下水径流方向排泄至场地下游方向，最终进入北部湾海域。因此，地下水污染范围主要以污染泄露事故点为起点，往南面北部湾海面为最终排泄边界。

根据地下水影响预测章节，正常情况下，场地设置的地下水防渗设施完好，不会对场地地下水环境造成污染。但在事故工况下，污水处理设施发生破损，地下水防渗设施亦在事故工况下遭到损坏，导致污染物泄露进入地下水环境中。本次地下水环境影响预测假定厂区污水处理设施发生事故，该类事故发生较为隐蔽，长时间不对设施进行检修或者监测方案落实不到位的情况下事故不易被发现。本次预测时段为泄露事故发生后的1000天，预测结果表明，在发生泄露事故后的第1000天时，污染物COD、氨氮及石油类的污染羽超标范围均超出了厂界范围，最远超标影响距离为污水处理站下游473m处。预测范围内下游村庄淡水口现已全部搬迁，因此对该屯的居民安全饮水影响不大。预测结果表明，长时间的废水设施破损导致的污染物泄露会导致场地区域地下水环境遭受较大的影响。为保障区域环境不受污染，建设单位应严格执行相关安全生产措施，需要定期对全厂设施进行检修维护，防止生产设施老化破损，进而产生环境污染事故。同时，还需严格执行生产期环境质量跟踪监测计划要求，在发生污染事故时能尽早及时发现，并执行事故应急预案措施，防止事故的进一步扩散。

5.8 环境风险防范措施

5.9 现有工程风险管理措施

5.9.1 现有工程风险事故防范措施

1、厂址、总图布置和建筑安全防范措施

(1) 厂区周围环境概况

项目厂址周围有北海原油商业储备基地等工业企业，经调查评价范围内无文物、景观、水源保护地和自然保护区等环境保护目标。

(2) 总图及平面布置安全设计

①现有工程选址符合当地城市(镇)规划、区域规划及工业区规划的要求，厂区总平面布置及各装置区内平面布置在设计时严格执行了相关规范要求。

②为便于统筹安排防火防爆设施，现有工程依据流程式及同类设备相对集中布置相结合的原则，同类设备相对集中布置，空冷器集中布置在主管桥上，压缩机集中布置在压缩机厂房内，泵集中布置在主管桥下，冷换设备集中布置在构架内，有利于减少管道往返，便于操作、维修。

③现有装置区内各设备之间、设备与建筑物之间的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。

④有明火的设备，远离可能泄漏可燃气体的工艺设备及储罐。可能散发可燃气体或有毒气体的工艺装置、罐组、装卸区及全厂性污水处理场等危险性较大设备设施集中布置，且布置在人员集中场所及明火或散发火花地点的全年最小频率风向的上风侧。

⑤根据车间生产过程中火灾、爆炸危险等级及毒物危害程度分级进行分类、分区布置。合理的划分管理区、工艺生产区、辅助生产区及储运设施区，各区按其危害程度采取了相应安全防范措施进行管理。

⑥合理组织人流和货流，结合交通、消防的需要，装置区周围设置消防通道，以满足工艺流程、厂内外运输、检修及生产管理的要求。

⑦厂区总平面根据厂内各生产系统及安全、卫生要求进行功能明确合理分区的布置，分区内部和相互之间保持一定的通道和间距。厂区内主要装置的设置符合《化工企业安

全卫生设计规定》，原料、产品和中间产品的储存和管理符合《危险化学品安全管理条例》和要求。

⑧根据《化工企业安全卫生设计规定》：“厂区道路应根据交通、消防和分区和要求合理布置，力求畅通。危险场所应为环行，路面宽度按交通密度及安全因素确定，保证消防、急救车辆畅行无阻。”在主要危险源油品罐区、常减压生产装置周围设置了环形通道，便于消防、急救车辆通行，符合要求。

⑨总图布置在满足防火、防爆及安全标准和规范要求的前提下，采用露天化、集中化和按流程布置，并考虑同类设备相对集中。便于安全生产和检修管理，实现本质安全化。

⑩厂区设置气防站，对全厂的有害气体及危险性作业进行监测防护，负责全厂防护器材的保管、发放、维护及检修；对生产现场的气体中毒和事故受伤者进行现场急救。

(3)建(构)筑物安全设计

①建(构)筑物设计中严格遵守国家和行业规范和规定的要求，根据各建筑物的功能、所处位置确定相应的耐火等级，并按国家标准设置安全出口和疏散距离，建筑物的安全疏散门均向外开启。装置区操作平台和通道的设置，均满足人员紧急疏散和消防的要求。

②中央控制室耐火等级为一级，在区域控制室内设火灾报警器。满足消防安全要求。现场机柜室设计成抗爆结构，防火等级为二级，与配电室等设施设计成一个建筑物。现场机柜室设置空调系统，保持室内空气基本恒温、恒湿。

③建筑结构的墙、柱、梁、楼板、吊顶的选材和结构满足设计规范要求的强度、耐火及防爆等性能，工程设计时充分考虑防止火灾伤害及蔓延的措施；承重钢构架采用符合国家规范要求的厚涂型无机隔热防火涂料，构件的耐火极限不小于 1.5h。

④装置区内具有爆炸危险的建筑物均设有足够的泄爆面积或采用轻质屋顶、轻质墙体，以及尽量采用敞开式或半敞开式构筑物，以减少可燃气体爆炸的危险。

对于处于有易燃、易爆气体泄漏场所的变配电室等建筑物，其建筑地基比地坪高出 60cm。变配电室设有事故通风设施。

2、危险品贮存安全防范措施

(1)油品贮存安全防范措施

重油、中间油品、苯、二甲苯等采用常温、常压浮顶罐储存，储罐顶部设有呼吸阀和水喷淋装置，芳烃的成品罐和中间原料罐采用氮封保护措施。储罐设置高液位报警器、

阻火器，厂内油品采用管道输送。在计量时进行温度校正，按照液体容器的灌装系数准确计量，以防过装造成的不安全事故发生。灌装时对容器进行严格检查，防止容器中的油污、杂质、水分等污染物料；

(2)按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》在罐区设置可燃气体检测报警器，罐区及油品装卸区按照《建筑物防雷设计规范》、《工业与民用电力装置的接地设计规范》设置防雷击、防静电系统；

(3)在油品储运过程控制采用 DCS 系统，并设有越限报警和连锁保护系统，确保在误操作或非正常工况下，对危险物料的安全控制；

(4)可燃液体罐区以及装置区分别设有防火堤和围堰，防火堤、围堰的设计均执行国家及行业标准；

(5)储罐防火设施，包括储罐基础、罐体、保温层等采用不燃材料；易燃液体储罐配备液面计、呼吸阀和阻火器；储罐的进油管线末端接至储罐下部，防止液体冲击产生过量静电；储罐保持良好接地、防雷；设倒罐线，在储罐发生事故时易于转送油品；

3、工艺技术、自动控制设计及电气、电讯安全防范措施

(1)工艺和设备安全措施

①工艺装置及辅助生产设施的压力容器、压力管道的设计及制造中严格执行了相关的标准规范。

②对危险物料的安全控制是防火防爆最有效的措施之一，现有工程设计中从原料油的输入、加工直至产品的输出，所有易燃易爆物料始终处于密闭的设备和管道中，设备以及管线之间的连接处均采取了可靠的密封措施，防止介质泄漏。

③对危险介质的压缩机采用远程停车控制及远程关闭物料阀门等措施，在发生火灾时将可燃物料切断；与大容量储罐相连接的泵，其紧急切断阀安装在泵及设备的安全距离之外，在发生火灾时可进行远程紧急制动切断可燃物料。

④为确保装置开停工及检修安全，在制氢装置有关管道和设备上设置固定式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。巡检人员配备便携式可燃气体检测报警仪，以便及时发现可能出现的泄漏。

⑤为防止由于超压发生事故，所有带压设备均设有安全阀。泄放物先排入放空罐，液体回收，气体排至火炬。

⑥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。

⑦加热炉安全保护设施完善。燃料气(油)管线上设置了阻火器,加热炉设长明灯、蒸汽幕保护系统、瓦斯自动切断系统及火焰监视系统,自然通风门可实现联锁自动快速打开。

⑧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。

⑨在工艺、设备设计过程中,充分考虑了脆性破裂、温差应力破坏、高温蠕变破坏、腐蚀破坏及密封泄漏等因素。根据介质、操作温度、压力和腐蚀情况,设计对装置中重要部位和设备的用材,按规范选择相应的防腐等级,以保证防腐蚀能力,确保设备安全及设备寿命。

(2) 自控、仪表安全措施

①对于超限操作较危险的工艺参数均设置了报警(如储罐、高压分离器都设有高液位报警);对于易聚集可燃气体和有毒气体的场所设置了可燃气体和有毒气体检测仪,报警信号引至主控室。

②检测、控制仪表在选型时,充分考虑了仪表安装地点的火灾爆炸危险性,并按相关规范要求选型,自控仪表选用防爆型。

③装置区和罐区设手动报警按钮;变电所、控制室等场所设火灾探测器及手动报警按钮;火灾报警采用总线式火灾报警控制系统。火灾报警信号除送至相关的区域控制器外,还送至消防站。

④原料预处理装置的加热炉设有炉膛全自动内窥动态火焰监视仪,实现火焰强度实时显示,熄火报警。加热炉设联锁保护。

⑤大型机组的自动控制与联锁保护采用一套机组综合管理系统,既可完成调速、防喘振、参数指示与控制等任务,也可完成联锁保护功能。机组综合管理系统与 SIS 集成为一个系统。

⑥在中心控制室设一套独立的可燃气体、有毒气体、火灾监控系统,现场的可燃气体检测器、有毒气体检测器、火灾检测器的信号接到 F&GS。

⑦DCS、SIS、F&GS 等关键控制系统采用冗余配置, SIS 设计成故障安全型。

⑧在控制室内的各房间屋顶(吊顶)上、高低压配电室及电缆夹层内均安装有感烟及感温探测器。

(3) 电气安全措施

①供电系统采用双电源供电方式,仪器仪表的电源采用不间断电源(UPS)。装置中

的主要机泵为一级用电负荷，其它为二、三级用电负荷。

②为减少因电源闪络带来的装置停车的危害，设置了低压电机再启动装置。

③电缆敷设及配电间的设计均考虑防火、防爆的要求。紧急电源线及仪表电缆线布置在危险区域地上时，采用相应级别的电缆电线。消防电源线采用耐火性电缆。

④装置内的爆炸危险区域划分按照相关规定执行。根据环境特征选择相应的防爆设备，爆炸危险区内的各类电气设备、控制仪表，均按有关标准选用相应防爆等级；设置单相接地故障保护措施预防电气火灾的发生；设置火灾报警系统及时预报火灾情况；设置等电位联结；移动电气设备设漏电断路器等防止触电伤害。

⑤在爆炸危险区域内采用防爆灯进行照明，灯具的控制以照明箱集中控制为主，少量灯具采用分散就地控制。在生产装置区、控制室、变电所及公用工程厂房设置事故应急照明灯，应急灯具以自带蓄电池的应急照明灯为主。

⑥装置区内塔、容器、框架等均做防静电接地；装置内可燃气体、液化烃、可燃液体管道在进出装置处设静电接地；电气设备正常不带电的金属外壳及金属支架均设置保护接地。将防雷、防静电接地、火灾报警系统及仪表接地系统连在一起，组成一个共用接地网。

(4) 电信安全措施

为了能够及时观察装置区内重要设备和重点部位的运行情况，设置闭路监控系统，在装置区内设有摄像头，监控电视设在中心控制室。

4、消防及火灾报警系统

(1) 消防给水系统

北海炼化厂区设置有消防站，配置消防车及消防器材，配备专职消防管理人员及战斗员。装置区设置稳高压消防水系统，设置消火栓、消防水炮、消防竖管、消防软管站、蒸汽灭火设施，并配置小型灭火器。装置四周设置手动火灾报警按钮。储罐区设置固定/移动式泡沫灭火系统，水喷淋冷却系统；球罐设置干粉灭火系统及水喷雾冷却系统。罐区四周设置手动火灾报警按钮。变配电所及中控室（机柜间）设置感温感烟火灾探测器，手动火灾报警按钮。

在北海原油商业储备基地项目范围内设置 1 座消防泵站，其服务范围包括北海原油商业储备基地和北海炼油异地改造石化项目、原油接卸、输转设施。

消防冷却水泵的具体配置如下：

- a) 消防冷却水主用泵：3 台电动泵，单泵流量 $Q=200\text{L/s}$ ，扬程 $H=120\text{m}$ ；
- b) 消防冷却水备用泵：2 台柴油机泵，单泵流量 $Q=200\text{L/s}$ ，扬程 $H=120\text{m}$ ；
- c) 消防水稳压泵：2 台电动泵，单泵流量 $Q=30\text{L/s}$ ，扬程 $H=80\text{m}$ 。

消防水泵站设置 2 个 10000 m^3 钢制拱顶水罐，简称消防水罐，两罐之间设带阀门的连通管，补水时间 48 小时。

5、防腐蚀措施

对于储存或输送腐蚀性物料的设备、管道及与其接触的仪表等，根据介质的特殊性采取防腐蚀、防泄漏措施；对腐蚀严重部位的设备及管线，选用耐腐蚀材料。

6、安全管理防范措施

装置运行过程中应严格按国家有关规定，建立完善的 HSE 管理机制，配备专职安全员；建立健全各级人员安全生产责任制，并切实落到实处；建立健全各类安全管理规章制度，建立安全卫生质量保证体系和信息反馈体系；制定各种作业的安全技术操作规程，规程中除正常操作运行外，还应包括紧急及异常情况处理等内容；建立健全安全检查制度，对已有的设施，定期进行全面安全检查，及时进行隐患整改，防止事故发生；加强全员教育和培训，增强安全意识，提高安全操作技能和事故应急处理能力；对国家规定的特种作业人员必须进行安全技术培训，做到持证上岗；进行必要的安全卫生教育；配备安全卫生检验检测仪器和设备。

制定了事故应急处理预案，并进行定期演习，保证事故突发情况下的安全。

5.9.2 现有工程应急预案

(1) 预案编制情况

为了提高对突发环境事件处理的整体应急能力，确保在发生突发性环境事件时，能够采取积极有序的应急措施，降低损失，防止环境污染事故的发生，北海炼化公司按照《建设项目环境风险评价技术导则》、《国家突发环境事件应急预案》、《中国石化重特大事件应急预案》中规定的“环境风险应急预案原则”要求，制定了《中国石化北海炼化公司突发事件应急预案》，该预案包含了《北海炼化公司总体应急预案》以及《北海炼化公司火灾爆炸应急预案》、《北海炼化公司水体污染应急预案》、《北海炼化公司硫化氢泄漏应急预案》、《北海炼化公司油气管线泄漏应急预案》、《北海炼化公司危险化学品(含剧毒品)应急预案》等专项应急预案。此外每个生产车间均已编制了车间级应急预案。

事故应急预案明确了事故的响应程序，各级组织机构与职责，应急管理运行机制、

程序，事故应急、救援措施，应急监测等内容，应急预案主要内容见下表。

表5.9-1 北海炼化公司应急预案的主要内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：装置区、贮罐区、环境保护目标
2	应急组织机构、人员	工厂、地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及相应设备
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护与公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序 事故现场善后处理，恢复措施 邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

(2) 预案备案情况

北海炼化有限责任公司已编制项目环境风险应急预案及各专项应急预案，且已向北海市环保局备案。

(3) 应急物资配备情况

北海炼化有限责任公司已根据应急需求配备了相应应急物资，具体应急物资配备见下表。

表5.9-2 北海炼化有限责任公司应急物资清单

序号	名称	单位	数量	规格型号	合计	存放点
1	围油栏	条	18	20米/条	360米	储运部
2	吸油毡	包	25	1500mm*1500mm*3mm*18张/包	450张	储运部、运行四部
		箱	112	400*500*3mm*100片/箱	11200片	储运部、运行四部
3	化学吸附棉	箱	60	100张/箱	60	储运部
4	溢油分散剂	kg	2160	富肯2号	2160	储运部、运行四部
5	长柄漏瓢	把	10	木柄	10	运行四部
6	长柄瓢	把	10	木柄	10	运行四部
7	塑料桶	个	10	15L	10	运行四部
8	救生衣	件	25	橙色	25	储运部、运行四部
9	编织袋	个	800	100kg	800	运行四部

10	平头铁铲	把	10	木柄	10	运行四部
11	尖头铁铲	把	5	木柄	5	运行四部
12	锄头	把	15	木柄	15	储运部、运行四部
13	简易防酸碱服	套	5	M	5	运行四部
14	整体防化服	套	2	2	2	运行四部
15	防酸碱面屏	副	2	M	2	运行四部
16	雨鞋	双	5	M	5	运行四部
17	耐酸碱手套	双	10	M	10	运行四部
18	铁丝	捆	6	Φ0.6	6	运行四部
19	救生绳	米	360	Φ12	360	储运部、运行四部
20	塑料薄膜	捆	1	2M	1	运行四部
21	潜水泵	台	5	40m ³ /h	1	运行四部
22	防爆潜水泵	台	2	Q=65m ³ /h	2	储运部
23	防爆潜水泵	台	2	Q=100m ³ /h	2	储运部
24	安全带	条	2	五点双钩	2	储运部
25	防爆铜铲	把	28		28	储运部
26	普通铁铲	把	7		7	储运部
27	钢瓢	把	6		6	储运部
28	钢丝漏勺	把	12		12	储运部
29	麻布袋	捆	22	100 个/捆	22	储运部
30	铝桶	个	22		22	储运部
31	铁丝	公斤	30		30	储运部
32	棕麻绳	米	200		200	储运部
33	包装袋	个	200		200	储运部
34	警戒绳	卷	10		10	储运部
35	手钳	把	2		2	储运部
36	中砂	m ³	64	现场 32 个砂池	64	储运部
37	吸油车	辆	1	8 立方容量	1	消防队

(4) 应急监测计划

北海炼化有限责任公司应急预案中已明确公司风险事故时应急监测计划，具体内容见表。

表5.9-3 北海炼化有限责任公司应急监测计划

序号	事故类型	监测项目	监测频次	监测点	备注
1	原油或油品泄漏着火爆炸	水：油	2 小时一次	污水总排放口、污水场进口、事故池、雨水监控池	根据实际情况不限于本表的内容。或改点。
		气：SO ₂ 、H ₂ S	2 小时一次	下风向预测最大浓度点范围 3~4 个测点	
2	苯装置或苯罐区泄漏着火爆炸	水：油、苯	2 小时一次	污水总排放口、污水场进口、事故池、雨水监控池	
		气：SO ₂ 、H ₂ S	2 小时一次	下风向预测最大浓度点范围 3~4 个测点	

3	以上事故 地下水监测	PH、油、硫、酚、 COD、苯	应急中止后制订计划。	不限于表 中的内容
---	---------------	--------------------	------------	--------------

(5) 现有风险防范措施和应急预案可行性分析

北海炼化公司目前具有完善的防范污染物进入大气的预防措施，装置和储罐区均进行了防渗处理，具有足够的事故废水分流、储存和处理能力，制定了环境监测计划并配备相应的监测能力，制订了各级装置的应急预案。

北海炼化公司有严格的安全管理制度，从建厂至今没有发生过重大的火灾、爆炸、泄漏事故。该公司对厂内每套装置均进行了安全预评价，并且进行了安全验收评价。现有项目投产以来未发生环境风险事故。

综上所述，北海炼化公司目前现有的风险防范措施和应急措施是可行的，可满足现有工程风险防范的要求。

5.9.3 技改工程风险管理及措施

5.9.3.1 安全风险防范措施

拟建项目在设计中已考虑了各种安全风险防范措施，通过安全风险防范措施的实施可以有效降低安全事故发生的概率，从而由源头上降低安全事故引发的环境风险事故的概率。工程可研报告中给出的项目拟采取的安全风险防范措施见以下各节的内容。

1、项目选址、总图布置和建筑安全防范措施

改造项目选址位于北海炼化公司现有厂区内，符合“北海市城市总体规划”。

厂区总平面布置及各装置区内平面布置，执行《石油化工企业设计防火规范》GB50160-2008 和《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB50058-92、《工业企业总平面设计规范》GB50187-93 及《工业企业设计卫生标准》GBZ1-2010 的有关条款，总体布局按功能区划分，装置内布置严格按防爆区划分，各装置之间，装置内部的设备之间，按规范设置安全距离，能保证消防及日常管理的需要。

装置四周道路设置环形消防路，主路路面宽 12m，次干道路面宽 9~7m，支道和单元内通道路面宽 6m。道路转弯半径采用 9~15m。装置宽度大于 60m 时，设贯通式道路，道路宽度不小于 4m，净空不小于 4.5m，供消防车通行。

在满足防火、防爆等安全规范的前提下，工艺装置采用大联合流程式布置。联合装置视同一个装置，其设备、建筑物的防火间距，按相邻设备、建筑物的防火间距确定，以保证消防及日常管理的需要。所有的加热炉均分别布置，并尽可能布置在有可能泄漏

可燃物料的地点在全年最小频率风向的下风侧。

车间内爆炸危险区域的范围划分符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定要求。

车间控制室、变配电室、化验室位于爆炸危险区范围之外，符合规范要求。

有防火、防爆要求的厂房，其墙上预留洞，洞口堵漏填实材料均采用非燃烧体。

生产车间及辅助生产车间内的外门设置为外向开启的安全疏散门，内门设置为向疏散方向开启，符合安全生产要求。

有爆炸危险的房间门窗采用安全玻璃。

对散发较空气重的可燃气体(可燃蒸气)的甲类厂房(有粉尘、纤维爆炸危险的乙类厂房)采用不发火花、不产生静电的地面(如不发火水磨石地面、不发火水泥地面、涂料面层等)。装置内可能散发比空气重的可燃气体，因此控制室、配电室的室内地面比室外地坪高 0.6m。

装置内建筑物(除特殊情况外)的耐火等级不低于二级。

甲类厂房最远工作地点到安全出口的距离小于 30m。

厂房设有两个(或更多)安全疏散梯，除封闭楼梯间外，作为第二疏散出口的室外梯和每层出口处平台，采用非燃烧材料制作。平台的耐火极限不低于 1h，楼梯段的耐火极限不低于 0.25h，楼梯周围 2m 范围内的墙上，除疏散门外，不设其他门窗洞口。

对甲、乙类房间与可能产生火花的房间相邻时其门窗之间的距离大于或等于现行的国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB50058-92 的规定。

厂房内紧靠防火墙两侧的门窗洞口之间最近的水平距离大于或等于 2m。

吊顶材料为非燃烧体，耐火极限不小于 0.25h。

用于保温、隔声的泡沫塑料制品，其各项指标在设计上要求达到阻燃要求：聚氨酯泡沫塑料的氧指数不得小于 26；聚苯乙烯泡沫塑料的氧指数不得小于 30。

建筑物、构筑物的主要构件，均采用非燃烧材料，其耐火极限符合现行的国家标准《建筑设计防火规范》GBJ16-87(2001 年版)的有关规定。

车间内消防车道宽为 8m，路面净空高度大于 4.5m，符合规范要求。

车间化验室未引入在线分析一次仪表，符合规范要求。

2、危险化学品贮运安全防范措施

• 危险化学品储运系统的设计严格按照《石油化工储运系统罐区设计规范》、《石油

化工企业防火设计规范》、《石油库设计规范》的要求进行设计和施工，确保防火间距、消防通道、消防设施等满足规定要求；

- 罐区及油品装卸区严格按照《建筑物防雷设计规范》、《工业与民用电力装置的接地设计规范》设置防雷击、防静电系统；

- 按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》在罐区设置自动报警设施；

- 在油品储运过程控制采用DCS系统，并设有越限报警和连锁保护系统，确保在误操作或非正常工况下，对危险物料的安全控制。

- 与大容量储罐相连接的泵，其紧急截止阀安装在泵及设备的安全距离之外，并可在发生火灾时进行远程紧急制动切断可燃物料。

- 可燃液体罐区以及装置区分别设有防火堤和围堰，防火堤、围堰的设计均执行国家及行业标准。

- 储罐防火设施，包括储罐基础、罐体、保温层等采用不燃材料；易燃液体储罐配备液面计、呼吸阀和阻火器；储罐的进油管线末端接至储罐下部，防止液体冲击产生过量静电；储罐保持良好接地、防雷；设倒罐线，在储罐发生事故时易于转送油品。

- 严格执行中石化集团公司各类安全生产管理规定，确保储存系统安全生产。

- 加强操作人员业务培训，岗位人员必须熟悉储罐布置、管线分布和阀门用途；装卸油品注意液面，确保油品不致储罐溢出；定期检查管道密封性能，保持呼吸阀工作正常；罐内油品按规定控制温度；油罐清理和检修必须按操作规程执行，认真清洗和吹扫，取样分析合格，确认无爆炸危险后进行操作。

- 对危险物料的安全控制是防爆的有效措施之一。生产过程中，含硫污水、含硫化氢气体的运输、加工和贮存均置于密闭的设备和管道中，各个连接处采用可靠的密封技术。

- 有毒有害物料的加工、储存、输送过程均采用密闭的方式，在管线和设备连接处选用适当垫片，加强密封，防止有毒物质的泄漏。

- 对原油和轻质油品的储罐采用浮顶罐储存，液化气采用球型罐，生产物料中芳烃含量较高的重整、苯抽提等装置内的回流罐均采用氮气密封流程，排出的含微量芳烃的气体排入火炬系统。芳烃的成品罐和中间原料罐采用氮封保护措施。

3、工艺设计安全防范措施

- 采用先进可靠的工艺技术和合理的工艺流程，设计考虑必要的裕度及操作弹性，以适应加工负荷上下波动的需要。
- 为防止设备超压而造成事故，初馏塔顶、常压塔顶等设备均设置安全阀。安全阀排出的液体去污油系统，气体去火炬系统。
- 为防止液位过高或过低而影响装置的正常生产或危及其它设备的安全，重要设备均设置液位高限或低限报警。关键设备的温度、压力、流量等主要参数设置超限报警信号和仪表连锁系统，在生产过程中一旦出现不正常状态时，可使单元局部或全部自动停车，以防事故发生，保证人身和设备的安全。
- 为防止停电、停水、误操作及火灾事故引发设备超压，所有压力容器和压力系统均按规范设置安全阀。
- 加热炉高压燃料气管道，设阻火器以防止回火引起爆炸。
- 设备和管道低点排凝及采样口均密闭排放至联合装置设置的轻污油罐，定期送出装置。
- 泵出口设置止回阀，以防止高压介质倒流造成事故。
- 厂区绿化充分贯彻因地制宜、有利生产、保障安全、美化环境、节约用地、经济合理的原则，根据厂区的总图布置、生产特点、管网布局、消防安全、环境特征，以及当地的土壤情况、气候条件、植物习性等因素，合理选择抗污、净化、减噪或滞尘能力强的绿化植物。
- 设计从原油的输入加工、直至产品的输出，所有可燃物料始终密闭在各类设备和管道中。各个连接处采用可靠的密封措施。
- 装置加工和油品储运过程控制采用DCS系统，并设有越限报警和连锁保护系统，确保在误操作或非正常工况下，对危险物料的安全控制，装置泄压或开停工吹扫排出的可燃气体，均送入火炬系统。
- 整个工艺过程在密闭状态下进行，装置区内有毒气体浓度将符合规范要求。所有设备和管道的强度、严密性及耐腐蚀性符合有关技术规范要求。在适当位置装设可燃气体、有毒气体检测报警仪等设施，以便万一发生可燃气体、有毒气体泄漏时及时提供信息，及时处理；
- 与大容量储罐相连接的泵，其紧急截止阀安装在泵及设备的安全距离之外，并可在发生火灾时进行远程紧急制动切断可燃物料。各油罐区均设有防火堤。防火堤的设计

以及堤内容积均执行国家及行业标准。

- 为满足全厂生产操作、防火监视、安全保卫及管理的需要，设电视监控系统。需要观察监视的场所主要有：生产装置区、油罐区、汽车装车区、火车装卸区、火炬火焰、厂区围墙大门、主要路口等。

- 工艺装置及生产辅助设施的压力容器的设计及制造符合《压力容器设计规范》及其他有关的工业标准规范。定型设备应选用安全可靠、技术成熟、有资质企业的产品。为防止高压设备由于超压发生事故，在适当的位置安装泄压阀。在事故条件下可能处于真空状况下的设备将采用可承受全真空的设备。

- 硫磺回收装置是硫化氢集中的区域。硫化氢是强烈的神经性毒物，属高毒性物质，在生产中严格实行密闭输送并在控制设计上采用联锁保护措施。当停电或设备出故障时可自动切断原料并把装置内的硫化氢放专用火炬，同时应切断进料。

- 液硫池处设有脱气设施，减少硫磺中夹带的硫化氢气体；对有可能泄放有害气体的部位设置抽风除尘设备，改善操作环境，可有效地防止有毒气体外泄造成人员伤亡，并可以保证厂内的工作环境符合《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002)的要求。

- 液硫储罐底部设有加热盘管，每组加热盘管可以单独控制。在储罐最高液面上设灭火蒸汽管。

- 在操作工人进入有可能泄漏高浓度硫化氢的区域时，要携带硫化氢检测仪和专用的过滤式防护服，以便发生泄漏事故时工人可安全撤离。在有可能泄漏高浓度硫化氢的装置区设有空气呼吸器、洗眼器等，在发生泄漏事故时工人可进入高浓度区域中进行救护及紧急控制操作。

- 在厂区内或者厂界周围适当位置安装风向仪，以便随时观测准确风向。一旦发生毒害物或酸气泄漏事故，立即根据事故可能危害的范围设置警戒，所有人员朝泄漏处上风向疏散。

- 对较高的建筑物和设备，设置屋顶面避雷装置，烟囱专设避雷针，高出厂房的金属设备及管道均考虑防雷接地以防雷击，根据装置环境特征、当地气象条件、地质及雷电流情况等内容，应使拟建项目防雷满足《建筑物防雷设计规范》(GB50057-94)的规定。

4、自动控制设计安全防范措施

(1) 自动控制水平

根据装置规模、生产工艺过程的特点、技术要求及目前国内外仪表生产及应用状况，本项目所设计的仪表自动控制系统将达到国内外同类型工程目前的先进水平，以实现集中控制、平稳操作、安全生产、强化管理，同时也要考虑到装置级 DCS 系统的先控和网络接口平台，为全厂实现管控一体化(CIMS)，创造良好的条件，并为今后提高产品产量和质量，降低能耗，使工厂实现“安、稳、长、满、优”生产操作，提高经济效益，适应企业将面临的国际竞争打下良好和坚实的基础。

(2) 分散控制系统(DCS)

本项目的控制系统为分散控制、集中操作、集中管理。各装置的主要操作均在中心控制室由 DCS 进行实时控制，完成数据采集、信息处理、过程控制、过程报警等系统功能，对影响装置正常操作或产品质量的工艺参数在中心控制室内均设置越限报警，装置内主要机泵设备的运行状态均在 DCS 上进行显示。

由于采用了 DCS，不仅可以将所有工艺变量进行数据处理，用于过程的实时控制、报警；生成各种控制、显示和报警画面；打印各种生产、管理报表、报警报表。亦可利用 DCS 丰富的计算功能进行复杂的工艺计算及设备计算等。同时，在控制策略上，不仅可通过系统组态实施常规的控制方案(如基本 PID、串级、均匀、分程、选择、前馈控制等)，而且为以后实施先进控制和优化控制提供了硬件支持。

各装置采用仪表及控制设备维护系统(AMS)进行现场仪表的管理，自动地为检测和控制在仪表建立应用及维护档案，进行预测维护管理，以保证仪表的可靠运行、减少维护、提高设备的管理效率。

(3) 安全保护系统

①安全仪表系统(SIS)

为确保人员及生产装置、重要机组和关键生产设备的安全，根据各工艺装置的工艺流程特点，设置重要的联锁保护、紧急停车系统及关键设备的自动联锁保护系统，称为安全仪表系统。

为了保证 SIS 的高度可靠性，可操作性和可维护性，工程设计时充分考虑如下原则：

独立于 DCS 之外；

事故安全型(失电动作)；

系统的安全等级应与装置的安全等级及所采用的 DCS 相匹配；

系统由冗余或冗余容错的可编程逻辑控制器(PLC)组成；

严密完整的联锁逻辑关系的设计；
逻辑结构采用子系统块的连接方式；
合理考虑输入/输出卡件的冗余配置和现场一次动作元件的冗余设置(单点、二取一、三取二等)；
有足够的操作员接口(CRT 显示器和操作键盘、开关面板及指示灯等)；
有自动/半自动(手动)灵活的操作手段；
有足够的旁路维修开关或切除开关；
具有故障诊断技术和毫秒级第一事故区分功能的事件记录(SOE)和报警打印机；
具有预报警和跳闸报警不同等级的声光报警；
可与 DCS 通讯。

②可燃气体和有毒气体的检测报警器的设置原则

为确保装置安全生产和人身安全，对装置内可能泄漏或聚集硫化氢和可燃性气体的地方，分别设有硫化氢有毒气体检测器和可燃性气体检测器，并将其接至中心控制室集中显示、报警。

可燃气体及有毒气体检测系统(简称 GS)独立于 DCS 和 SIS，但又可与 DCS 通讯。

5、电气、电讯安全防范措施

本项目是大型炼油企业，其工艺装置是加工处理易燃易爆危险介质的连续生产装置，突然停电将导致人身和设备重大损伤及巨大经济损失，要求保持高度的生产连续性、安全可靠性和稳定性，其主要负荷均属一、二级负荷，因此，本工程外供电源引自两个独立的电源点，当一回电源故障失电时，另一电源能满足其全部一、二级负荷用电要求。

DCS 和 SIS 设不间断电源(UPS)，蓄电池后备时间为 30 分钟。重要场所事故照明由专用应急电源供电(EPS)；装置设有仪表风事故气源，当全厂停电时，可提供 30 分钟的气量，保护装置安全。

装置内动力配线主要采用高性能阻燃电缆，桥架架空敷设，个别情况采用电缆直埋敷设方式，电缆桥架采用高强度大跨距耐腐蚀的铝合金桥架。

对具有爆炸和火灾危险环境及高大建构物需做防雷保护和接地，装置区内的塔、容器、管道、框架等需做防静电接地。设计遵循 GB 50057—94《建筑物防雷击设计规范》(2000 版)和 GB65—83《工业与民用电力装置的接地设计规范》的规定。

接地设计包括工作接地、保护接地、防雷接地和防静电接地，上述接地采用共用接

地网，接地电阻不大于 4Ω。

爆炸危险区域内的电气设备按照国家标准 GB50058—92《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》选用防爆类型的产品，以确保操作运行的可靠安全性。

装置区存在危险物料的区域，照明采用防尘防爆金属卤化物灯，区域采用防水防尘荧光灯。

在有爆炸危险场所的入口处设置消除人体静电装置。

在爆炸危险场所操作人员要穿防静电安全鞋，不允许穿着化纤工作服。

6、消防及火灾报警系统

北海炼化厂区设置有消防站，配置消防车及消防器材，配备专职消防管理人员及战斗员。装置区设置稳高压消防水系统，设置消火栓、消防水炮、消防竖管、消防软管站、蒸汽灭火设施，并配置小型灭火器。装置四周设置手动火灾报警按钮。储罐区设置固定/移动式泡沫灭火系统，水喷淋冷却系统；球罐设置干粉灭火系统及水喷雾冷却系统。罐区四周设置手动火灾报警按钮。变配电所及中控室（机柜间）设置感温感烟火灾探测器，手动火灾报警按钮。

本次设计充分依托现有消防设施，不足部分新建。

7、有毒气体防护站设置

根据《工业企业设计卫生标准》在厂区消防站内设气防站。

气防站设接警电话，设专职人员，其中至少有一人应具有医士资质；配一辆救护车，救护车还配备兼职气防救护人员，可由消防员兼职。视事故情况单独出动或与消防队同时出动，负责火场气体检测工作、事故现场伤员的紧急救护并及时运送到距离最近可提供抢救和治疗的医院。

气防站负责对气防站、消防站、生产岗位配置的气防器具进行定期检查和维修。编制气防教育档案、专职及义务气防员的训练方案、救护预案。并单独或结合消防队的演习进行实战演练。

气防站配备救护车、通讯工具、有毒有害气体检测仪、空气呼吸器、充气泵、备用气瓶、急救药品及器材等。

8、安全标志、安全色、警示标识及风向标

本工程使用的安全标志和安全色执行 GB 2893-2008《安全色》和 GB 2894-2008《安全标志及其使用导则》。在本工程所有可能泄漏有毒有害物料的危险场所高处可视范围

内，设置色彩明显的风向标，便于在事故情况下逃生或事故救援指明风向。

按照《使用有毒物品作业场所劳动保护条例》国务院令第 352 号和《工作场所职业病危害警示标识》GBZ158-2003 的规定，在使用有毒或有害介质作业场所按规范设置警示线、警示标识和警示牌，警示牌上应有中文警示说明。

当发生一般性危险物质泄漏、大气污染物事故排放等一般性风险事故时，可将升旗广场作为临时应急安置场所，厂内非应急工作人员迅速沿厂内主干道、向远离事故发生源的方向做应急疏散，疏散至临时应急安置场所。当发生较为重大的环境风险事故，如较大规模的火灾爆炸事故等，厂内非应急工作人员迅速沿厂内主干道、向远离事故发生源的方向做应急疏散，快速就近地从厂区大门走出厂区，沿厂外道路向下风向侧疏散，在北铁一级公路与四号路交界附近空地应急避难场所集合后，在根据安排通过大巴、运输车等工具进行进一步撤离安置。

9、防尘毒伤害措施

(1)防硫化氢中毒

加氢处理等装置脱出的硫化氢气体在硫磺回收装置转化为硫磺。整个处理过程全部密闭进行，各装置工作环境中的硫化氢气体浓度低于 10mg/m³。为防止硫化氢气体泄漏，除采取必要的密封措施外，在可能有硫化氢泄漏的设备附近设硫化氢气体检测仪，硫化氢检测仪的信号同时显示在检测仪和中心控制室内。

在操作工人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仪和专用的过滤式防护服，以便发生泄漏事故时工人可安全撤离。此外，在有可能泄漏高浓度硫化氢区域中进行救护及紧急控制操作。所有含硫化氢物料均采用密闭采样。

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。酸性气采样采用密闭采样器；高温介质的采样口，设置采样冷却器。

结合工艺设备的布置情况，在装置内有毒物质易泄漏区域的明显位置设置风向标志；并在其出入口的醒目位置设置危险标牌，提醒人们注意。

(2)防粉尘伤害

①在装卸催化剂及清除废渣时采取防尘措施，配戴防毒面具或口罩等相应的个人防护用品。

②催化剂再生系统设置密闭的粉尘收集器，以减少粉尘对人体的危害，催化剂的装卸采用密闭加料斗尽量在密闭系统中进行。

(3) 防苯中毒

苯是连续重整装置的产品，生产中含苯物流始终处于密闭的管道、容器和设备中。设计采取严格密闭措施，选用密闭性能良好的阀门和密封材料，取样采用密闭带循环采样器，含苯油污密闭收集在地下罐。按照《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB50493-2009 规定设置苯气体检测器；在可能泄露苯设备附近设置事故喷淋洗眼器；在装有苯介质的设备、容器附近设有毒的警示标志。

(4) 防油气

本工程所有生产装置均是密闭操作，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。

5.9.3.2 环境风险防范措施

项目采取了大量的安全风险防范措施以降低事故发生的概率，而环境风险评价内容是事故发生后对外界环境造成的危害，因此在工程采取了一系列的安全风险防范措施的基础上，还需采取一定的环境风险防范措施，以降低事故对外界环境造成的影响。

改造工程环境风险防范措施主要是指为了防止事故产生的有毒有害物质进入环境而采取的措施，具体见以下各小节内容。

1、建立环境安全保障系统

装置区和储运区建立重大危险源的特征污染物的自动报警和控制系统。

装置配备事故初级应急监测设施和人员；配备事故初级救护器材和物质。

2、危险物质的影响消除措施

各装置内设有紧急事故泄压排放系统，泄放气体密闭排入火炬系统。事故情况下，氢气、瓦斯气、油气均通过紧急事故泄压排放系统密闭排入火炬系统，通过燃烧，将氢气、油气等转化为水、二氧化碳及少量一氧化碳。

硫磺回收装置设置专用的酸性气放空管线，事故情况下将含硫化氢的酸性气紧急泄放到火炬系统，通过燃烧将毒性较高的硫化氢转化为二氧化硫，以减少对大气环境的污染和人群健康的影响。

对泄漏到外环境的危险物质，依据其特性可采取如下毒性消除处理措施：

(1) 硫化氢

除采取必要的密封措施外，在可能有硫化氢泄漏的设备附近设硫化氢气体检测仪，硫化氢检测仪的信号同时显示在检测仪和中心控制室内。

在操作工人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仪和专用的过滤式防护服，以便发生泄漏事故时工人可安全撤离。此外，在有可能泄漏高浓度硫化氢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。

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。

(2) 苯

在有苯产生的装置采取密闭措施，使物料始终处于密闭的管道设备中，装置内苯采样点设密闭采样系统。储存苯产品的储罐使用浮顶罐，苯产品装车采用密闭装车以减少其挥发量。

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，严格限制出入；消除泄漏区附近所有点火源；穿戴好空气呼吸器，从上风处进入现场，尽可能切断泄漏源；现中毒人员迅速移至空气新鲜处，施以必要的急救，并转至医院救治；构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水；合理通风，加速扩散。

(3) 液态烃

消除泄漏区附近所有点火源；切断泄漏源；必要时采取倒罐或放空等方法将罐倒空，置换罐内瓦斯，保持一定的压力，防止空气进入；打开球罐的喷淋水和下面的汽幕，用消防蒸汽驱散地面及低凹处积聚的瓦斯；防止泄漏物通过下水道系统、排洪口和密闭性空间扩散；隔离泄漏区直至气体散尽。

(4) 油品等液体物料

消除泄漏区附近所有点火源；切断泄漏源；在保证安全的情况下堵漏；防止泄漏物通过下水道系统、排洪沟和密闭性空间扩散；使用非产生火花的设备收集泄漏物。油品等进入到明沟及排水河中，使用围油栏、撇油器、贮油器及吸油毡等设施，组织人员用围油栏将溢油控制在局部水域，再用撇油器、吸油毡的设施清除浮油，由贮油器贮存回收。

5.9.3.3 大气环境风险防范措施

(1) 事故废气放空入火炬系统

当某一单元出现风险事故造成停车或局部停车时，装置自动连锁系统可自动切断进

料系统，装置进行放空，事故停车造成的装置及连带上、下游装置无法回收的气体全部排入火炬系统，以保护人身和设备安全。

火炬的设置在一定程度上可避免事故产生的烃类或有毒气体直排大气而产生污染。

(2) 物料泄漏应急、救援及减缓措施

当发生易燃易爆或有毒物料泄漏时，可根据物料性质，选择采取以下措施，防止事态进一步发展：

①根据事故级别启动应急预案；

②根据装置各高点设置的风向标，将无关人员迅速疏散到上风向安全区，对危险区域进行隔离，并严格控制出入，切断火源；根据需要疏散周围居住区人群。

③比空气重的易挥发易燃液体泄漏时，用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。

④喷雾状水稀释，构筑临时围堤收容产生的大量废水。

⑤如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。

⑥小量液体泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，稀释水排入废水系统。大量液体泄漏：构筑临时围堤收容。用泡沫覆盖，降低挥发蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。

⑦喷雾吸收或中和：对某些可通过物理、化学反应中和或吸收的气体发生泄漏，可喷相关雾状液进行中和或吸收。

(3) 火灾、爆炸应急、减缓措施

当装置或储罐发生火灾或爆炸时：

①根据事故级别启动应急预案；

②根据需要，切断着火设施上、下游物料，尽可能倒空着火设施附近装置或贮罐物料，防止发生连锁效应；

③救火的同时，采用水幕或喷淋的方法，防止引发继发事故；

④据事故级别疏散周边人员。

5.9.3.4 水环境风险防范措施

改造项目风险事故污水调储方案依托现有工程。

(1) 三级防控措施

一级：源头控制分流：装置和罐区按规范设围堰及防火堤，防止泄漏物料扩散；围堰及防火堤分设含油水、废水及雨水等排放系统及闸门，正常及事故情况下针对不同物质实施分流排放控制。

二级：全厂设置 1 个容积为 5000m^3 的事故水调节罐可作为二级防控措施，此外污水处理系统设置的含油污水调节罐和含盐污水调节罐也可临时存储事故污水，二级防控措施储存能力暂按 5000m^3 考虑。此外，排水系统设置清污分流、污污分流和事故切换系统，边沟上设置闸门，厂界内明沟和含油污水干管、生产废水干管也可作为二级防控措施。

三级：雨水监测池（ $3\times 3000\text{m}^3$ ）、事故污水储存池（ $1\times 14000\text{m}^3$ 、 $1\times 3000\text{m}^3$ ）等可作为三级防控措施，对不达标废水及含物料浓度高的消防水等事故污水进行控制、储存及通过监护池及污水处理厂处理，三级防控措施储存能力达到 26000m^3 。

项目事故污水三级防控系统示意图 5.1-1。

(2) 1 区发生 I 级、II 级事件，物料泄漏导致水体污染时，应急流程如下：

①封堵、分流、拦截、调水应急处理流程

a. 储运部启动事故应急预案；公司启动本预案。

b. 储运部关闭中间罐区（二）的 3 个含油污水阀、3 个雨水阀收集事故水。

c. 运行四部打开事故池进水阀，关闭 2 个雨水监控池进水阀，2 个雨水监控池出水阀，做好接收事故水准备；生产技术部（调度）通知污水处理场提高污水处理量，同时确保水质合格，腾出容量接纳事故水。

d. 预计中间罐区（二）围堰水位达三分之二时，储运部打开雨水阀门，事故水自流排入事故池，同时储运部要控制围堰水位的二分之一。

e. 运行四部将事故水送污水场处理。

f. 中心化验室迅速采集事故水、雨水（含雨水监控池的雨水）分析含油量，及时报告现场指挥部、HSE 部，以拟定事故水、雨水走向。

g. 如 6 小时灭火结束，储运部关小雨水阀，限量事故水排入事故池。

②事故扩大时，事故水收集流程

a. 停止 b) 7) 操作。

b. 运行四部用潜水泵将雨水监控池的雨水排入雨水总管，将雨水监控池处于备用。

c. 储运部将中间罐区（二）的围堰水位控制在二分之一以上。

d.运行四部将事故水送污水场处理。

e.事故池储水快满时，打开雨水监控池进水阀，事故水暂存雨水监控池。

f.在靠近雨水监控池前的 2 区雨水汇集沟，用沙袋封堵，用潜水泵将这股雨水排入雨水总管。

g.中心化验室组织环境污染分析，及时将情况报告现场指挥部和 HSE 部。

1 区事故污水封堵图见图 5.9-4。

(3) 2 区发生 I 级、II 级事件，物料泄漏导致水体污染时，应急流程如下：

①封堵、分流、拦截、调水应急处理流程

a.运行一部启动事故应急预案；公司启动本预案。

b.生产技术部（调度）通知污水处理场提高污水处理量，同时确保水质合格，腾出容量接纳事故水。

c.运行四部打开事故池进水阀，同时关闭 2 个雨水监控池进水阀，2 个雨水监控池出水阀，做好接收事故水准备；

d.焦化装置的 2 个雨水插板平时处于关闭雨水沟状态，当事故水量多或运行四部向生产技术部（调度）报告来水量多，且事故罐储水快满时，现场指挥部（或调度）通知运行一部拔出插板，改插关闭含油污水线。

e.运行四部将事故水送污水场处理。

f.中心化验室迅速采集事故水、雨水（含雨水监控池的雨水）分析含油量，及时报告现场指挥部、HSE 部，以拟定事故水、雨水走向。

②事故扩大时，事故水收集流程

a.停止 b) 6) 操作。

b.运行四部用潜水泵将雨水监控池的雨水排入雨水总管，将雨水监控池处于备用。

c.事故池储水快满时，打开雨水监控池进水阀，事故水暂存雨水监控池。

d.运行四部将事故水送污水场处理。

e.在靠近雨水监控池前的 1 区雨水汇集沟，用沙袋封堵，用潜水泵将这股雨水排入雨水总管。

f.中心化验室组织环境污染分析，及时将情况报告现场指挥部和 HSE 部。

5.9.3.5 风险管理措施

(1) 装置内特种作业人员必须接受与本岗位相适应的、专门的安全技术培训，经安全技术理论考核和实际操作技能考核合格，取得特种作业操作证后，方可上岗作业。

(2) 调节阀的正反作用和风开关作用按工艺要求选定，到货安装后，生产单位要认真进行核查确认，防止阀位门正反作用选错影响装置开工和正常生产调节。

(3) 装置内所有压力容器、可燃气体检测仪、安全阀以及远距离控制阀等，应按规定周期定期检验，确保安全、灵敏、可靠。

(4) 加强对易腐蚀系统的设备和管线的壁厚监测工作，随时掌握壁厚减薄等情况，以利随时更换腐蚀较严重的设施。

(5) 在事故处理及检修需要进入容器时，应严格执行有关的安全规定（如办理审批手续），穿戴好各种防护用品，并由责任心强的人员进行监护。

(6) 根据装置生产工艺的特点，参考同类装置的实际运行情况，有针对性地编制一套安全检查表，以指导各岗位操作人员有重点的进行巡回检查。

5.9.4 应急措施及预案

5.9.4.1 风险事故的应急措施

为防止出现灾害事故，减少风险，要求项目工程设计、施工和运行，要科学规划，合理布置，严格按照防火安全设计规范设计，保证施工质量，严格安全生产制度，严格管理，提高操作人员素质和水平，以减少事故的发生。

风险事故发生后，应根据事故严重程度采取相应的应急措施，控制事态发展，减缓事故灾害。

改造项目重大危险源在生产装置和贮罐区，根据国内同类企业的经验，将装置和贮罐的减少风险措施分别列于下表，供参考，建设单位应根据本企业的具体情况，针对每一套装置可能发生的各种事故状况，编制相应的应急方案。

表5.9-4 储存系统事故预防措施

事故类别	工程防治对策		应急措施
物料泄露	物料监测	1.储罐的结构、材料应与储存条件相适应，采取防腐措施，进行整体试验； 2.储罐设高液位报警器、高液位泵系统设施，指定检查制度； 3.设截断阀、流量检测和检漏设备。	1.紧急切断进料阀门； 2.紧急关闭防火堤内排水等有可能跑料的阀门； 3.防火措施落实到位；

	防物料扩散	1.设置防火堤，容积符合罐区设计规范要求，严格按照设计规范设置排水阀和排水道； 2.储罐地表敷设防腐防渗扩散的材料； 3.设专门含油废水处理系统切水阀。	4.收集溢出的物料。
火灾、爆炸	设备安全管理	1.根据规定对设备进行分级； 2.按分级要求，确定检查频率，记录保存； 3.建立完备的消防系统。	1.报告上级管理部门，向消防系统报警； 2.采取紧急工程措施，防止火灾扩大 3.消防救火； 4.紧急疏散、救护。
	火源管理	1.防止机械(撞击、磨擦)着火源； 2.控制高温物体着火源，电气着火源及化学着火源。	
	燃料管理	1.了解熟悉各种物料的性能，控制在安全条件下； 2.采用通风等手段，去除物料蒸气，并加强检测，使其控制在爆炸下限。	
	防爆	1.罐顶设安全膜等防爆装置； 2.防爆检测和报警系统。	
	抗静电	1.添加抗静电剂，增加燃料的电传导性； 2.罐设备良好接地，设永久性接地装置； 3.装罐输送中防静电限制流速，禁止高速输送，禁止在静电时间进行检查作业，禁止用空气搅拌，采用惰性气体搅拌； 4.罐内不安装金属性突出物； 5.作业人员穿戴抗静电工作服和具有导电性能的工作鞋。	
	安全自动管理	1.使用计算机进行物料储运的自动监测； 2.使用计算机控制装卸等作业，使其自动化和程序化。	

表5.9-5 装置火灾爆炸事故预防应急措施举例

装置单元	预防措施	应急措施
泵房与压缩机房	1.防止易燃易爆物质泄漏，配置防火器材； 2.保证通风良好，防止爆炸气体滞留聚集； 3.重要部位要用防火材料保护，防烧毁； 4.安全联锁装置，紧急放空系统，安全阀按规范设计； 5.精心操作，平稳操作，加强设备检查。	1.发现火灾，立即报警； 2.火灾初期，及时扑灭防止扩大； 3.停泵停电，切断进料； 4.当火灾较大时，及时请求外界支援。
反应器	1.防止易燃易爆物质泄露，配置防火器材； 2.保持良好通风，防止爆炸性气体滞留聚集； 3.重要部位要用防火材料保护，防烧毁； 4.安装可燃气体报警仪、安全联锁装置、紧急放空系统，安全阀按规范设计； 5.精心操作，加强设备检查。	1.发现火灾，立即报警； 2.火灾初期，及时扑灭防止扩大； 3.停泵停电，切断进料； 4.当火灾较大时，及时请求外界支援。
炉区	1.选材优良，保证施工质量； 2.坚持先吹扫后点火，先点火后开阀，保证炉膛内负压； 3.炉区进出口阀，燃料系统阀，紧急放空阀，防爆门设计规范，保证灵活好用； 4.配备消防器材，精心操作，加强设备检查。	1.发现火灾，立即报警； 2.炉管破裂漏油，引起炉膛大火，立即向炉膛送蒸汽，紧急停工处理，炉子熄灭，降压，切断进料、降温； 3.炉内外大面积燃烧时，先组织灭火，再作炉内处理； 4.炉子燃烧气，燃烧油系统着火，立

		即切断燃料进料，紧急救火。
塔区	<ol style="list-style-type: none"> 1. 平稳操作，防止冲塔事故发生； 2. 经常检查造成腐蚀的部位，防止泄漏； 3. 定期校验、检查塔顶安全阀，紧急放空阀； 4. 配备消防器材。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 发现火灾，立即报警； 2. 发生火灾时，在控制扑救的同时，作紧急停工处理，装置降温降压，炉子熄灭，切断进料，打开产品出装置阀门，打开紧急放空阀； 3. 塔体或管线严重破坏，大面积火灾时，及时组织救火，作紧急降温降压液面处理，防止油品外溢； 4. 启动紧急防火设施、水幕等，对负压塔防止空气进入，形成爆炸气体。
排水系统	<ol style="list-style-type: none"> 1. 污染区设置围堰或地沟，收集污染雨水、冲洗水、消防污水； 2. 设置清净下水管网和含油污水管网切换阀门； 3. 设置消防救灾污水储存池，配备物料回收设备。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 发生事故时，关闭清净下水出口阀门； 2. 打开清净下水和含油污水管网切换阀门，事故污水进入事故池； 3. 进入事故池的事故污水进行物料回收后送污水处理场处理。

5.9.4.2 应急监测系统设置

对环境有影响的新建项目应设置必要的监测机构及配套的监测手段的要求，北海炼化公司实施环境风险事故值班制度，配备应急监测设备及人员，随时接受来自公司总调度室、各部门室、各厂及社会人员的污染事故信息，及时采取应急监测方案，出动监测人员及分析人员，配合公司环保部门进行环境事故污染源的调查与处置。

为了应对在突发性环境污染事故的监测工作，北海炼化公司依据《中国石化集团公司环境监测工作条例》及北海炼化公司 HSE 体系《应急管理程序》，制订了《北海炼化公司环境监测应急预案》，其中监测因子包括大气中的苯系物、H₂S、SO₂、NO_x、CO 及上述污染物的衍生物，水中有石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、苯系物、COD、溶解氧、pH 值等；制定了一般污染事故污染物的监测方案、重大污染事故污染物的监测方案和特大污染事故污染物的监测方案。

发生紧急污染事故时，监测人员应在有必要的防护措施和保证安全的情况下携带大气和水质等监测必要的监测设施及时进入处理现场采样，随时监控污染状况，为应急指挥提供依据。此外，监测方案应根据事故的具体情况由指挥部作调整 and 安排。

(1) 大气监测

通常在事故现场及下风向一定范围内设置监测点，大型事故在下风向居民点增设监测点；事故初期，采样 1 次/30min；随后根据空气中有害物浓度降低监测频率，按 1h、2h 等采样进行紧急高频次监测，根据事故发生情况选择监测项目。

(2) 地下水及土壤监测点

由于地下水及土壤的污染与地表水的污染表现相比行程较为漫长，因此，事故发生后，在厂址周围设置地下水及土壤的监测点，监测项目根据事故泄漏的物料决定。监测周期需要从事故发生至其后的半年~一年的时间内，定期监测地下水及土壤中相关污染物含量，了解事故对地下水及土壤的污染情况。根据污染情况，及时委托专业部门制定治理措施，防止污染的扩散。

表5.9-6 特大污染事故污染物的监测方案

序号	事故类型	监测项目	监测频次	监测点	备注
1	原油或油品 泄漏着火爆炸	水：油	2 小时一次	污水总排放口、污水场 进口、事故池、雨水监 控池	根据实际 情况不限 于本表的 内容。或 改点。
		气：SO ₂ 、H ₂ S	2 小时一次	下风向预测最大浓度 点范围 3~4 个测点	
2	苯装置或苯 罐区泄漏着 火爆炸	水：油、苯	2 小时一次	污水总排放口、污水场 进口、事故池、雨水监 控池	
		气：SO ₂ 、H ₂ S	2 小时一次	下风向预测最大浓度 点范围 3~4 个测点	
3	以上事故地 下水监测	PH、油、硫、酚、COD、 苯	应急中止后制订计划。		不限于表 中的内容

5.9.4.3 应急预案概况及本项目风险源处置措施

为了应对在突发性环境污染事故的监测工作，北海炼化公司依据《中国石化集团公司环境监测工作条例》及北海炼化公司 HSE 体系《应急管理程序》，制订了《北海炼化公司环境监测应急预案》和《北海炼化突发环境事件应急预案（2014 版）》，同时北海炼化公司为应对火灾、爆炸、中毒、物料泄漏、台风、雷雨及其导致大面积停电或雷击着火等突发性事故，已经制定了多项专项应急预案。2018 年对《北海炼化突发环境事件应急预案（2014 版）》进行了修改，正式出版了《北海炼化突发环境事件应急预案（2018 版）》。此外，项目所在区域管辖政府单位也编制了相应的应急预案，对应的有《北海市环境保护局突发环境事件应急预案》、《铁山港区突发公共事件总体应急预案》、《铁山港（临海）工业园区突发公共事件总体应急预案》，区域应急预案均明确了环境应急组织体系和职责、预防和预警、应急响应、指挥和协调，形成了良好的应急联动体系。

公司的应急预案报告明确了企业须做好本应急预案与当地各级政府应急预案的衔接工作，在发生一般及以上事故时，由总指挥授权汇报北海市铁山港区政府办公室、北海市铁山港区安监局，视情况向北海市政府总值班进行汇报。

本次评价对识别出的风险源的处置措施、直接、伴生/次生污染及处置措施进行描述，

具体内容见表 5.2-5。

表 5.2-5 最大可信事件的处置措施及伴生/次生污染及处置措施

最大可信事故危险物质	事故类型	直接污染	措施	次生/伴生污染	次生/伴生污染处置措施
原油等油类物质	泄漏后火灾、爆炸	热辐射、抛射物	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。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、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。大量泄漏时，构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽危害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器回收。	喷洒的雾状稀释水产生的含烃类污水	收集的污水送入污水处理系统送污水处理场处理后排放。
一氧化碳、二氧化硫	爆炸、中毒	CO、SO ₂ 扩散，对周围环境的污染	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	喷洒的雾状稀释水产生的消防污水	收集的污水送入污水处理系统送污水处理场处理
硫化氢	泄漏后中毒	扩散，对周围环境的污染	1、戴好空气呼吸器，两人同往，若有中毒人员，应首先将中毒者尽快抬离现场，转移到空气新鲜的地方进行现场急救；2、佩戴空气呼吸器，两人同往，检查确认漏点的具体位置；3、若是管线穿孔泄露，可切出的，比如液位计玻璃板破裂等，切出吹扫干净交检修处理；若是正常生产的情况下无法切出处理的，比如罐体本体法兰漏等，可以考虑堵塞、粘补、打卡等方式进行带压堵漏。4、采取措施无效时，及时报告调度中心，按紧急停工处理	硫化氢扩散，对周围环境的污染	/

5.10 结论与建议

5.10.1 项目危险因素

本项目生产过程中涉及的危险物质有：原油、干气、液化气、石脑油、航煤组分、柴油组分、减压蜡油和减压渣油、硫化氢、一氧化碳、二氧化硫等。

本项目生产设施、储存工程均构成重点风险源，主要风险事故为有毒有害物质的泄漏，火灾、爆炸产生次生/伴生 CO 的排放。

5.10.2 环境敏感性及其影响

项目位于北海铁山港（临港）工业区，陆域评价范围内无风景名胜区、自然保护区、饮用水源地保护区、集中式饮用取水口等敏感保护目标，也无珍稀动、植物物种，主要环境敏感目标为居住区，距离项目最近的敏感点为项目用地南面的川江。

项目生产废水经厂区污水处理站处理达标后通过 B3 排放口排放，项目设有三级防控体系，厂区的围防火堤、明沟、事故水罐和事故水罐围堰构成的收集系统总储存能力为 44250m³，能够满足事故状态下各类废水收集，事故排放时控制在厂区。

本项目在设定的初馏塔发生火灾、爆炸后，伴生污染物 SO₂、CO 进行大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，造成大气风险事故情形下，CO 出现超大气毒性终点浓度-1 的最远距离为 200m，出现超大气毒性终点浓度-2 的最远距离为 460m，各关心点均未超过毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2；SO₂ 出现超大气毒性终点浓度-1 的最远距离为 330m，出现超大气毒性终点浓度-2 的最远距离为 4010m，周边关心点部分出现超出大气毒性终点浓度-2。项目必须采取严密防治措施和预案，一旦发生事故，立即开展应急措施，对风险疏散范围内人群进行疏散。必要时根据事故预警级别，向北海市政府汇报。

厂区采用雨污分流，装置和罐区按规范设围堰及防火堤，对事故情况泄漏物料及消防废水进行收集控制，同时分别设置含油污水、生产废水及雨水排放的切换闸门，正常及事故情况下针对不同物质实施分流排放控制，事故应急池总容积 17000 m³，可有效控制本项目事故废水不排出厂区。通过认真落实各类风险防范措施、事故应急对策措施，加强员工的安全教育，风险事故发生概率较小。通过加强管理、采取风险防范措施、应急救援措施等可将对环境的影响降到最低，环境风险可接受。

5.10.3 环境风险防范措施和应急预案

北海炼化公司目前具有完善的防范污染物进入大气的预防措施，装置和储罐区均进行了防渗处理，具有足够的事故废水分流、储存和处理能力，制定了环境监测计划并配备相应的监测能力，同时北海炼化公司为应对火灾、爆炸、中毒、物料泄漏、台风、雷雨及其导致大面积停电或雷击着火等突发性事故，已经制定了多项专项应急预案。2018 年对《北海炼化突发环境事件应急预案（2014 版）》进行了修改，正式出版了《北海炼化突发环境事件应急预案（2018 版）》。

北海炼化公司有严格的安全管理制度，从建厂至今没有发生过重大的火灾、爆炸、泄漏事故。该公司对厂内每套装置均进行了安全预评价，并且进行了安全验收评价。现有项目投产以来未发生环境风险事故。

5.10.4 环境风险评价结论与建议

1、结论

通过认真落实各类风险防范措施、事故应急对策措施，加强员工的安全教育，风险事故发生概率较小。通过加强管理、采取风险防范措施、应急救援措施等可将对环境的影响降到最低，环境风险可接受。

2、建议

- (1) 建议建设单位应急预案内容根据本项目变动做相应调整。
- (2) 应在后续的设计、建设和运行过程中，严格按照国家、行业 and 地方的法律法规和相关标准、规范的要求，健全、完善、落实和保持公司风险源的安全控制措施和设施。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 废气环境保护措施及其可行性论证

6.1.1 加热炉烟气防治措施

预处理装置废气主要为常减压加热炉燃烧烟气，采用的环保措施为以脱硫燃料气为燃料及采用低氮燃烧技术，产生的烟气通过 65m 高，内径 3m 的排气筒排入大气，主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃。

加热炉燃料气以脱硫后的干气等为燃料减少 SO_2 排放，所用燃料气中硫化氢摩尔百分数仅为 0.01%，主要成分为 $\text{C}_1\sim\text{C}_4$ 以及 H_2 ，燃烧产物为二氧化碳和水，属于清洁能源，同时加热炉还采用低氮燃烧器，氮氧化物排放量减少 30%~60%。

常减压加热炉采用低氮燃烧器为再燃烧器，其最高控制温度 700-800℃，低氮燃烧器采用两只独立燃料枪将燃料分为两部分进入燃烧器，一部分通过燃烧火道中心燃料枪喷入火道燃烧，另一部分通过布置在火道砖外侧的若干分支燃料枪喷入炉膛完成燃烧。燃料分级配入并在两个相对独立的燃烧区内完成燃烧。中心燃料枪在过量空气中完成燃烧，大量的空气会降低火焰中心的温度，避免热力学 NO_x 的大量生成。外环燃料枪将燃料直接喷入炉膛，燃料在炉内得到预热的同时与氧含量较低的烟气混合完成燃烧，在氧分压低的环境下火焰温度相应的得到降低，也利于降低 NO_x 的生成。同时，低氮燃烧器采取分级燃烧技术，其耐火砖采用独特的异型结构，在耐火砖高出炉衬部分布置若干向上倾斜的斜坡，相邻两斜坡采用一大一小两个倾斜角度。外环燃料枪喷头喷出的燃料沿各个斜坡向上喷入燃烧区，由于各个斜面倾斜角度不同，燃料参与燃烧的时间先后不同。斜面向上倾斜角度越大，燃料参与燃烧越滞后，通过耐火砖的独特结构使二级燃料形成分阶段燃烧。火焰面得到了拉大，避免了火焰集中、火焰中心区温度高的弊端，从而降低氮氧化物的产生及排放。

现有工程监测结果表明：原料预处理常减压炉排放污染物浓度均满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中表 3 标准。

6.1.2 无组织排放源防治措施

（1）项目生产过程中无组织排放的控制措施

①工艺管线

含有烃类物质的工艺管线，除与阀门、仪表、设备等连接可采用法兰外，螺纹连接

管道均采用密封焊，其检漏井设置井盖封闭；所有输送含烃类物质的工艺管线和设备的排净口都用管帽或法兰盖或丝堵堵上。

②设备

接触烃类介质的设备法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级。所有设备的液面计及视镜加设保护设施。搅拌设备的轴封选择泄漏率低的密封形式。

所有转动设备进行有效的设计，尽可能防止烃类物料泄漏。对输送烃类介质的泵选用无密封泵（磁力泵、屏蔽泵等）。所有输送工艺物料的离心泵及回转泵应采用机械密封，对输送重组分介质的离心泵及回转泵，应提高密封等级（如增加停车密封，干气密封、串联密封等）。所有转动设备（包括润滑油系统）都提供一体化的集液盘或集液盆式底座，底座的集液盘或集液盆应当至少以 1:120 的斜度向被驱动端倾斜，底座应延伸至被驱动设备和驱动系统组合件之下，排液用的螺孔至少应是 2 英寸（2NPS），并应能将集液全部收集并密闭集中输送。

③轻油采样：使用密闭的自动采样器。

④停工检修阶段

根据各停工检修装置特点，分别采用冷、热水或酸、碱浸泡、洗涤处理，使用氮气吹扫放火炬，以及用蒸气吹扫或密闭蒸罐，热空气吹扫等。吹扫蒸气进冷凝器冷凝，不凝气或热吹扫空气作进一步处理。管道检修后进行气密性试验。

（2）装置全停密闭吹扫措施

为确保本项目停工检修时无臭气扰民，实现绿色环保检修，必须彻底将装置、系统所有设备、管线置换、吹扫干净，并达到密闭排放、减污、环保的要求，制定如下停工密闭吹扫措施。

6.2 废水污染防治措施及其可行性分析

6.2.1 全厂废水处理系统

本次改造项目运营期排放的污水主要分为含油污水、含盐污水、含硫污水，改造后全厂污水处理系统详见图 6.2-1。



图6.2-1 全厂污水处理系统

6.2.2 含油污水处理系统

1、含油污水场基本工艺流程

含油污水处理系统主要处理各装置（单元）排出的含油污水和生活污水。自工艺装置（单元）来的含油污水重力流排至污水处理场含油污水池，经过设在池内的机械格栅拦截大颗粒的悬浮物及漂浮物后，由提升泵输送至调节/除油罐。罐内设置浮动环流收油器，进入罐内的污水通过切向表层布水形成环流，油水得到有效的分离去除。罐内设置刮泥机，污水中的沉淀油泥由刮泥机收集去除。经除油后出水的含油量 $\leq 100\text{mg/L}$ 。调节/除油罐出水自流进入气浮设施。采用两级气浮设施串联运行，一级气浮采用涡凹气浮装置（CAF）；二级气浮采用部分回流加压溶气气浮装置（DAF）。加药后的污水通过机械搅拌混凝反应，形成絮凝体进入气浮分离室，浮渣由刮渣机刮至集渣槽后排至油泥浮渣池。一级气浮出水含油量控制在 $\leq 40\text{mg/l}$ ，二级气浮出水含油量 $\leq 20\text{mg/l}$ 。A/O生化系统采用活性污泥法及前置反硝化工艺，由缺氧生化池和好氧生化池及回流系统组成，生化池串联运行。第一阶段为缺氧段（A段），第二阶段为好氧段（O段）。A/O池出水进入沉淀池，上清液经生物接触氧化池、出水沉淀，上清液进入臭氧分解池，经BAF生物

滤池，出水经沙滤后进入回用水池，杀菌，回用至循环水场。含油污水处理系统工艺流程图如下图 6.2-2。

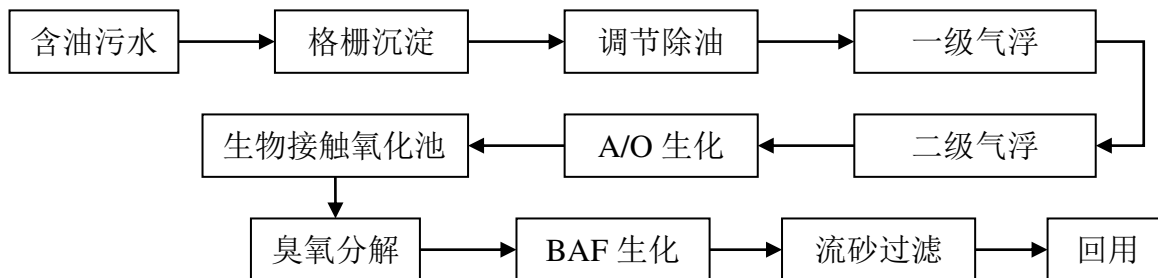


图6.2-2 含油污水处理系统工艺流程图

2、本项目依托含油污水场可行性分析

本次改造项目不新增含油污水，依托现有含油污水处理场可行。

6.2.3 含盐污水处理系统

来自生产区的含盐含碱污水先在含盐污水提升池泄压混合后，用泵提升至污水调节池/除油罐、两级气浮，A/O 生化处理，BAF 二级生化处理后，污水排放水质满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 水污染物排放限值的直接排放限值后深海排放。

本次改造项目不新增含盐污水，仍依托现有含盐污水处理场处理。

6.2.4 含硫污水处理系统

本改造项目不新增含硫污水，仍依托现有酸性水汽提装置处理，经过酸性水汽提装置（设计规模 110t/h）处理后大部分汽提净化水回用，剩余汽提净化水排入含油污水场处理。

酸性水首先进入酸性水脱气罐脱除大部分气体之后，经液控自流进入酸性水储罐，在此进行长时间的静止除油，罐顶臭气集中至安全水封罐经水洗和活性炭吸附后排至大气。水洗的废水由安全水封罐底泵送回酸性水储罐。用泵送至除油器进一步除油后，一路在流控下经酸性水—净化水换热器与净化水换热后进入汽提塔，另一路经液控直接进入酸性水汽提塔。酸性水汽提塔顶设塔顶循环回流，以回流取热控制塔顶温度，含 H_2S 的酸性气自塔顶分出，在压控下送至硫磺回收装置。塔底的净化水经换热冷却后送至原料预处理电脱盐装置注水回用，剩余部分排至含油污水处理系统。

具体处理工艺流程如下：

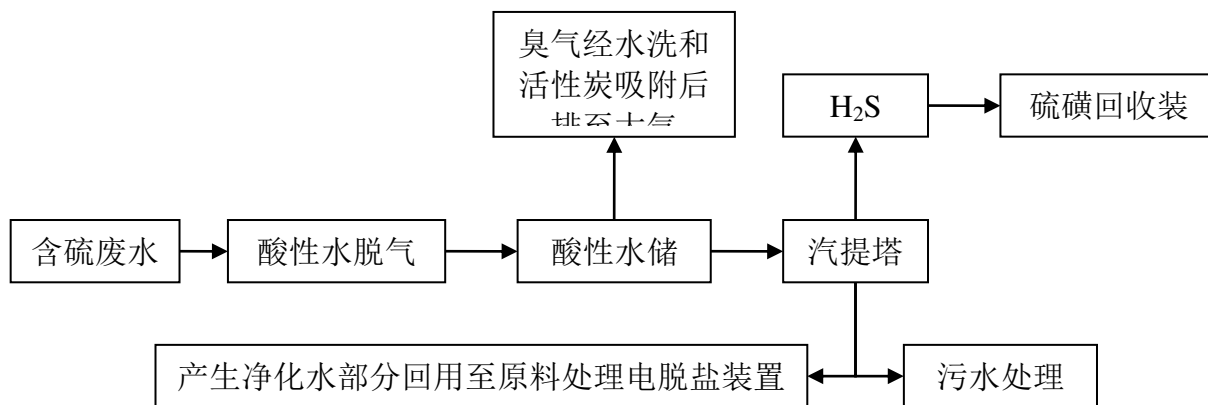


图6.2-3 酸性水汽提单元工艺流程及产污节点图

6.2.5 污水排放口

广西壮族自治区环保厅于2008年11月18日以桂环管字〔2008〕315号《关于北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯）项目环境影响报告书的批复》同意了该项目的建设，按批复要求：项目的含油污水、含盐（碱）污水和含油污水、生活污水经处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后，部分污水进行回收利用，部分外排。项目的达标外排废水暂时引至1#-4#码头与其它污水一并排入码头前沿海域；待北海市铁山港（临海）工业园区排污设施完善后，再并入港区污水管网”。

2011年，北海市政府从资金、航道安全等统筹考虑，决定不再建设1#-4#码头暂时引管，为了保证中石化聚丙烯项目按计划于2012年9月份开展试生产，北海市政府建设临时排放管在20#泊位港池前沿设置临时排放口。经技术论证，自治区环保厅以《北海炼油异地改造石油化工（20万吨/年聚丙烯项目）临时排污口变更请示的复函》（桂环函[2011]1272号）同意排污口调整方案。函中明确：“临时排放时段为试生产起（预计为2012年9月）至2012年12月底。待北海市政府负责建设的通往B3排污口的深海排放管道建设完成后再排往B3排污口。”

根据现场调查，铁山港区深海排放管道工程已建成验收，本次改造项目建成后处理达标后的含盐污水排往新B3排污口进行排海。

6.3 地下水污染防治措施及其可行性分析

6.3.1 源头控制措施

项目物料管线、阀门以露天布置为主，在穿越场区道路时方采用埋地管，拟采用抗渗钢筋混凝土管沟或套管，用于收集可能出现的跑冒滴漏的液体，并在末端设置渗漏液

检查井，并通过管线与污水检查井相连，以保证可能产生的渗漏液进入到含油污水处理场，避免渗入到地下污染地下水环境。

对于露天设置的各类管线、阀门可能产生的跑冒滴漏，企业严格采取各工作岗位责任制进行控制，各工作岗位实行每日到位检查并做好相应的记录，可有效杜绝任何露天管线接口或阀门出现跑冒滴漏的情况。

6.3.2 分区防治措施

由《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）可知，根据装置、单元的特点和所处的区域及部位，将拟建装置区划定为重点防护区，装置围堰区内地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料，确保防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

6.3.3 工程措施

（1）节约水资源，设置循环水系统，本项目依托的含油污水处理系统废水全部回用，酸性水汽提系统的净水部分循环利用，可降低直流水的用量，减少排污量。

（2）严格执行清洁生产及各类废物循环利用的具体保护方案，出现污染现象首先停止污染物的排放，防止含水层水质进一步恶化。

（3）加强地下水污染监控。目前厂区已建立地下水环境监控体系，包括建立地下水污染监控制度和环境管理体系、制定监测计划、配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现问题，及时采取措施。地下水的监测计划包括监测孔位置、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等，重点监测项目污染特征因子，可对地下水污染实行有效监控。

6.3.4 管理措施

（1）根据项目生产运营及项目区地下水环境特征已建立合理、可行、操作性强的防治地下水污染的环境管理体系，包括环境监测方案和向环境保护行政主管部门报告等制度。

（2）建设单位在厂址中西部石脑油、苯罐区以及汽油组分罐区附近布设了 2 个地下水监控监测井，两井之间相隔约 100 米。这两口井在罐区下游，污水处理场的上游，故仅布设两口井即不合理也不全面，未能对项目地下水污染全面监控。为此评价单位提

出建立健全地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划、建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备先进的监测仪器和设备，以便及时发现问题，采取措施。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本项目应至少在建设项目场地上、下游各布设 1 个，结合企业已有的地下水监控井，评价要求在上游的下底村、下游的淡水口设置跟踪监测井。

(3) 厂区已建立相对完善事故应急处理体系。当地下水被污染可采取抽水净化法的治理方法：控制污染源并查清污染范围后，在污染区范围内已布置抽水井，将被污染的地下水直接抽排出地表，进入雨水监控池，处理后回用于生产系统。

6.4 噪声污染防治措施及其可行性分析

项目只新增少量设备，对新增的主要噪声源，设计中采用如下措施，降低噪声源强，减少噪声影响：

(1) 风机等选用低噪声设备，安装时设置减振措施；部分高噪声设备布置在厂房内，提高室内吸声量。

(2) 选用低噪声机泵；设置电机隔声罩；安装时设置减振措施；

(3) 选用低噪声阀；合理设计管道输送量，控制介质的流速，避免介质流向的急剧变化，管径的变化设有光滑的过渡段等；设消声器或结合管道保温进行管道隔声包扎。

(4) 空气冷却器设置消声器；

(5) 气体放空口安装消声器；

经预测，噪声贡献值极小，厂界噪声预测值可达《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求，说明项目采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.5 固体废物污染防治措施及其可行性论证

本次改造不新增固体废物。

6.6 环境保护投资估算

针对本项目运营期的主要环境影响，提出的本项目的污染防治措施汇总见表 6.6-1。项目总投资为 2807 万元，本次新增环保投资 65 万元，占总投资的 2.32%。

表6.6-1 本项目环保投资一览表

序号	名称	新增环境保护投资(万元)	备注
废气治理	加热炉低氮燃烧器	0	依托现有工程处置
固废处理	无	0	

序号	名称	新增环境保护投资(万元)	备注
噪声污染防治	空气冷却器、气体放空口安装消声器	2	
	风机、机泵增加隔声罩	3	
地下水污染防治	跟踪监控井	10	“以新带老”措施
小计		15	
环保监测	监测费用	50	
小计		50	
合计		65	

7 环境影响经济损益分析

环境影响的经济损益分析，是对项目所造成的环境影响的经济评价，估算出项目不利环境影响的环境成本，有利环境影响的环境效益，并将环境成本或环境效益纳入项目的整体经济分析中去，以判断这些环境影响对项目可行性会产生多大的影响。

建设项目环境影响经济损益分析包括建设项目环境影响经济评价和环保投资的经济损益评价两部分。

7.1 本工程经济效益

本项目建设总投资 2807 万元，达产年年均营业收入为 9764 万元，年均总成本为 8871 万元，年净利润 893 万元，经济效益较好。

7.2 环保投资及运行费用

7.2.1 环保总投资

项目环保投资估算见第 6 章表 6.6-1。由表中可看出，技改项目总投资为 2807 万元，本次新增环保投资 65 万元，占总投资的 2.32%。

7.2.2 环境保护成本

环境保护成本包括环保设备折旧费、环保设备运行费。

(1) 环保设施折旧费

环保设施折旧年限按 10 年计，残值 5%，项目总环保投资 65 万元（其中设施投资 5 万元万元），环保设施每年折旧费约为 0.475 万元。

(2) 环保设施运行费

环保设施年运行费（包括人工费、维修费、药品费等）按环保投资的 20% 计，本项目环保设施年运行费为 13 万元。

综上所述每年环保设施运行成本为 13.475 万元。

7.2.3 环保经济效益

环保工程的运行回收了有用的资源，减少了污染物排放量，同时保证了污染物达标排放，本项目的环境影响经济效益可用环保工程运行而挽回的经济损失来表示。

(1) 资源回收效益

本项目改造后循环水用量减少 1200t/h（1008 万 t/a）。按照水费 1.0 元/m³ 计算，减

少水费 1008 万元/a。

(2) 减少污染物效益

环境保护的投资，减少了污染物的排放，直接减少了环境保护税的缴纳，同时还取得间接的环境效益。减少环境保护税费用根据《中华人民共和国环境保护税法》（2018年1月1日起实施）进行估算。应税大气污染物、水污染物的污染当量数，以该污染物的排放量除以该污染物的污染当量值计算。每一排放口或者没有排放口的应税大气污染物，按照污染当量数从大到小排序，对前三项污染物征收环境保护税。每一排放口的应税水污染物，区分第一类水污染物和其他类水污染物，按照污染当量数从大到小排序，对第一类水污染物按照前五项目征收环境保护税，对其他类水污染物按照前三项征收环境保护税。应税大气污染物的应纳税额为污染当量数乘以具体适用税额；应税水污染物的应纳税额为污染当量数乘以具体适用税额；应税固体废物的应纳税额为固体废物排放量乘以具体适用税额。

《中华人民共和国环境保护税法》规定，同一排放口中的化学需氧量、生化需氧量和总有机碳，只征收一项。

表7.2-1 污染物排放减少量和环境效益

污染物类别	污染物	污染物削减量 (t/a)	污染当量值 (kg)	收费标准 (元/污染当量)	挽回排污费 (万元/年)
水污染物	挥发酚	0	0.08	1.4	0
	石油类	0	0.1	1.4	0
	COD	0	1	1.4	0
大气污染物	颗粒物	0	2.18	1.2	0
	SO ₂	0	0.95	1.2	0
固体废物	危险废物	0	/	1000 元/t	0
合计		/	/	/	0

本项目不新增污染物产生和排放量，综上所述，环保投资挽回经济损失为 0 万元。

7.3 环保治理费用经济效益分析

(1) 环境经济损益系数

环境经济损益一般用环境经济损益系数表示

$$R = R_1/R_2$$

式中：R——损益系数；

R₁——经济收益，以项目经营期内（10 年）的净利润计，共计 8930 万元；

R₂——环保投资，以项目一次性环保投资和 10 年运营期污染治理费用之合计，共

计 199.75 万元。

计算结果： $R=44.71$ ，说明拟建项目经济收益超过环保投资及运行费用。

(2) 环保费用的经济效益分析

年环保费用的经济效益，可用因有效的环保治理措施而挽回的经济损失与保证这一效益而每年投入的环保费用之比来确定，年环保费用的经济效益按下式计算：

$$Z=Si/Hf$$

式中： Z ——年环保费用的经济效益；

Si ——为防治污染而挽回的经济损失；

Hf ——每年投入的环保费用。

根据上述环境经济效益分析，全年的 Si 为 0 万元， Hf 为 13.475 万元，则本项目的环保费用经济效益为 0，即投入每元钱的环保费用可用货币统计出挽回的经济损失为 0 元。

7.4 小结

综合上述，本项目环境经济损益系数为 44.71，年环保费用的经济效益为 0。说明本项目的环境经济效益较好，改造后不新增污染物排放量，还可以产生较好的经济效益，其环境效益显著。从环境经济观点的角度看，项目是合理可行的。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

建设单位是落实建设项目环境保护责任的主体。建设单位在建设项目开工前和发生重大变动前，必须依法取得环境影响评价审批文件。建设项目实施过程中应严格落实经批准的环境影响评价文件及其批复文件提出的各项环境保护要求，确保环境保护设施正常运行。建设项目应当依法申领排污许可证，严格按照排污许可证规定的污染物排放种类、浓度、总量等排污。建设单位应当主动向社会公开建设项目环境影响评价文件、污染防治设施建设运行情况、污染物排放情况、突发环境事件应急预案及应对情况等环境信息。

目前，北海炼化公司成立专门的健康安全环保委员会（即 HSE 委员会），配置专职管理人员，负责处理公司的日常环境保护工作，行使环境保护管理、监督的权力，进行环境保护有关数据的统计，并定期向上级领导汇报及与环保行政主管部门沟通。

有关环境保护主要资料由公司档案室和健康安全环保部进行分类管理，环保设施运行记录存生产部，废水、废气等监控记录存化验室，所有资料齐全有效。

公司已制定一系列环境保护管理规章制度且得到较好的执行。主要有《北海炼化公司“三废”分级控制管理规定》、《北海炼化公司大气污染防治管理规定》、《北海炼化公司环境监测实施细则》、《北海炼化公司装置开停工及检维修环保管理规定》、《固体废物管理规定》、《环保污染事故管理规定》、《环保信息管理规定》、《环境保护管理规定》、《环境保护统计工作管理规定》、《建设项目环保管理规定》、《水污染防治管理规定》、《噪声污染防治管理规定》等。为了保证上述制度的落实，公司对各部门提出了详细的分工，明确各部门的职责，并制定了相关的考核办法，以加强各种制度的执行力度，提高职工的环保意识。

公司定期对各环保设施进行日常巡检，维护，并附有文字记录，每个重要操作间、操作工序等均按要求填写交接班工作记录，确保各环保设施正常运行。

公司制定有日常监测计划并配有专业的分析人员和化验室。日常监测计划能有效开展和实施。

8.1.1 运行管理要求

对照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017），本项目工艺加热

炉以脱硫燃料气为燃料及采用低氮燃烧技术；含油污水、含盐污水、含硫污水均送至相对应的污水处理系统进行处理。

(1) 一般要求

应当按照相关法律法规、标准和技术规范等要求运行废气、废水污染防治设施，定期对设备、电气、自控仪表及构筑物进行检查维护，确保污染治理设施正常、可靠运行，处理、排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）的规定。

(2) 废气排放管理要求

依照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）做到下列运行管理要求。

①加热炉尾气经处理后需达标排放。排气筒高度应按环境影响评价要求确定，且至少不低于 15 m。

②废气收集系统应尽可能对废气进行分质收集，且综合考虑防火、防爆、防腐蚀、耐高温、防结露、防堵塞等问题。

③酸性气回收装置的加工能力应保证在加工最大硫含量原油及加工装置最大负荷情况下，能完全处理产生的酸性气。脱硫溶剂再生系统、酸性水处理系统和硫磺回收装置的能力配置应保证在一套硫磺回收装置出现故障时不向酸性气火炬排放酸性气。

④储罐区应满足下列要求：

1) 储存真实蒸气压 ≥ 76.6 kPa 的挥发性有机液体应采用压力储罐。

2) 储存真实蒸气压 ≥ 5.2 kPa 但 < 27.6 kPa 的设计容积 ≥ 150 m³的挥发性有机液体储罐，以及储存真实蒸气压 ≥ 27.6 kPa 但 < 76.6 kPa 的设计容积 ≥ 75 m³的挥发性有机液体储罐应符合下列规定：采用固定顶罐，应安装密闭排气系统至有机废气回收或处理装置。

⑤设备与管线组件泄漏污染控制应符合以下要求：

1) 对于挥发性有机物流经的初次开工开始运转的设备和管线组件，应在开工后 30 日内对其进行第一次检测。

2) 挥发性有机液体流经的设备和管线组件每周应进行目视观察，检查其密封处是否出现滴液现象。

3) 根据 GB 31570、GB 31571、GB 31572 认定是否泄漏。

4) 当检测到泄漏时，在可行条件下应尽快维修，一般不晚于发现泄漏后 15 日。

若检测到泄漏后在不关闭工艺单元的条件下，在 15 日内进行维修技术上不可行，则可以延迟维修，但不应晚于最近一个停工期。首次（尝试）维修不应晚于检测到泄漏后 5 日。首次尝试维修应当包括（但不限于）以下描述的相关措施：拧紧密封螺母或压盖、在设计压力及温度下密封冲洗。

5) 泄漏检测应记录检测时间、检测仪器读数；修复时应记录修复时间和确认已完成修复的时间，记录修复后检测仪器读数。

（3）废水排放管理要求

单独收集、储存各类废水并进行预处理，加强对上游装置来水的监测，通过管理手段控制上游来水水质满足污水处理场的进水要求。

8.1.2 环境管理要求

环境保护主管部门依据排污许可证中的管理要求，审核环境管理台账记录和排污许可证执行报告；检查排污单位是否按照自行监测方案开展自行监测；是否按照排污许可证中环境管理台账记录要求记录相关内容，记录频次、形式等是否满足许可证要求；是否按照许可证中执行报告要求定期上报，上报内容是否符合要求等；是否按照许可证要求定期开展信息公开；是否满足特殊时段污染防治要求。

8.1.3 排污许可证制度

8.1.3.1 排污许可证制度

中国石化北海炼化有限责任公司依照《排污许可证管理暂行规定》、《排污许可管理办法（试行）》、《排污许可证申请与核发技术规范 石化行业》（HJ 853-2017），办理了排污许可证，证书编号 91450500588636017G001P，有效期限自 2018 年 11 月 14 日至 2021 年 11 月 13 日。

8.2 污染物排放清单

本项目污染物排放及管理要求见表 7.2-1。

根据原环保部发布的《企业事业单位环境信息公开办法》（2014 部令 第 31 号），参照《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》、“《国家重点监控企业污染源监督性监测及信息公开办法（试行）》的通知”（环发[2013]81 号），对普通单位及重点排污单位做出相应的信息公开规定。

1、普通企业事业单位：

- (1) 应当按照强制公开和自愿公开相结合的原则，及时、如实地公开其环境信息；
- (2) 企业事业单位应当建立健全本单位环境信息公开制度，指定机构负责本单位环境信息公开日常工作；
- (3) 企业事业单位环境信息涉及国家秘密、商业秘密或者个人隐私的，依法可以不公开；法律、法规另有规定的，从其规定。

2、重点排污单位应公开以下信息：

- (1) 基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- (2) 排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；
- (3) 防治污染设施的建设和运行情况；
- (4) 建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- (5) 突发环境事件应急预案；
- (6) 其他应当公开的环境信息；
- (7) 列入国家重点监控企业名单的重点排污单位还应当公开其环境自行监测方案。

表8.2-1 本项目污染物排放管理要求

序号	污染源	性质	环境保护措施	主要运行参数	污染物类型	排放浓度 mg/Nm ³	建议总量指标 t/a	分时段要求	排污口信息	执行标准	监测要求
1	常减压加热炉	燃烧废气	以脱硫燃料气为燃料及采用低氮燃烧技术	废气量 140636.75m ³ /h	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃	SO ₂ : 6.125mg/m ³ ; NO _x : 38mg/m ³ 、 颗粒物: 12.8 mg/m ³	SO ₂ : 7.236t/a; NO _x : 44.891t/a	连续排放	排气筒高度为65m,内径3m	《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中表3标准	自行监测,1次/月
2	含油污水	生产废水	依托现有含油污水处理场	废水量 3t/h	COD、石油类、氨氮、硫化物	处理后用于循环水场补水,不外排	—	间歇排放	—	—	自行监测,1次/月
3	含盐含碱污水	生产废水	依托现有含盐污水处理场	废水量 42t/h	COD、石油类、氨氮、硫化物	通过 B3 排海口深海排放	—	连续排放	排放口编号: WS-TS-000 1	《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)表1水污染物排放限值的直接排放限值	设置有在线监测,自行监测1次/日,外委监测1次/季
4	含硫污水	生产废水	依托现有酸性水汽提+含油污水处理场	废水量 21t/h	COD、石油类、氨氮、硫化物	处理后用于循环水场补水,不外排	—	连续排放	—	—	自行监测,1次/月
5	生活污水	生活污水	依托现有含盐污水处理场	/	COD、氨氮、	处理后用于循环水场补水,不外排	—	间歇排放	—	—	自行监测,1次/月

8.3 环境监测

8.3.1 现有监测计划

企业制定了《中国石化北海炼化有限责任公司 2018 年环境监测计划》，具体的监测方案如下：

(1) 废水监测

废水监测方案如下表：

表8.3-1 废水监测方案

位置	监测项目	控制标准	频次	备注
含盐污水外排监控池	pH 值	6~9	在线监控	在线
	石油类	≤5mg/L		
	COD	≤60mg/L		
	NH ₃ -N	≤8mg/L		
	S ²⁻	≤1.0mg/L	1 次/日	手工
	挥发酚	≤0.5mg/L	1 次/日	手工
	悬浮物	≤70mg/L	1 次/日	手工
	总氮	≤40mg/L	1 次/周	手工
	总磷	≤1.0mg/L	1 次/周	手工
	总 CN	≤0.5mg/L	1 次/月	外委
	BOD ₅	≤20mg/L	1 次/月	外委
	TOC	≤20mg/L	1 次/月	外委
	总钒	≤1.0mg/L	1 次/月	外委
	苯	≤0.1mg/L	1 次/月	外委
	甲苯	≤0.1mg/L	1 次/月	外委
	邻二甲苯	≤0.4mg/L	1 次/月	外委
	间二甲苯	≤0.4mg/L	1 次/月	外委
	对二甲苯	≤0.4mg/L	1 次/月	外委
	乙苯	≤0.4mg/L	1 次/月	外委
	苯并(α) 芘	≤0.00003mg/L	1 次/月	外委
	总铅	≤1.0mg/L	1 次/月	外委
	总砷	≤0.5mg/L	1 次/月	外委
	总镍	≤1.0mg/L	1 次/月	外委
	总汞	≤0.05mg/L	1 次/月	外委
烷基汞	不得检出	1 次/季	外委	
执行《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015) 表 1 水污染物排放限值的直接排放限值				
污水场雨水在线监测口	pH	6~9	1 次/周	手工
	石油类	≤5mg/L	1 次/周	手工
	COD	≤60mg/L	1 次/周	手工
	NH ₃ -N	≤8mg/L	1 次/周	手工

雨水监控池在线监测口	pH	6~9	1次/周	手工
	石油类	≤5mg/L	1次/周	手工
	COD	≤60mg/L	1次/周	手工
	NH ₃ -N	≤8mg/L	1次/周	手工
含油污水场进口（提升泵出口总管采样点）	pH	—	1次/日	手工
	石油类	—	1次/日	手工
	COD	—	1次/日	手工
	NH ₃ -N	—	1次/日	手工
	S ²⁻	—	1次/日	手工
	挥发酚	—	1次/日	手工
含油污水监控池出口（回用水泵出口总管采样点）	pH	6~9	5次/周	手工
	石油类	≤5mg/L	5次/周	手工
	COD	≤60mg/L	5次/周	手工
	NH ₃ -N	≤8mg/L	5次/周	手工
	S ²⁻	≤1.0mg/L	5次/周	手工
	挥发酚	≤0.5mg/L	5次/周	手工
含盐污水进水（提升泵出口总管采样点）	pH	—	1次/日	手工
	石油类	—	1次/日	手工
	COD	—	1次/日	手工
	NH ₃ -N	—	1次/日	手工
	S ²⁻	—	1次/日	手工
	挥发酚	—	1次/日	手工
	总氮	—	1次/周	手工
	总磷	—	1次/周	手工
进装置混合酸性水（水汽提装置）	pH	—	1次/周	手工
	NH ₃ -N	—	1次/周	手工
	S ²⁻	—	1次/周	手工
	石油类	—	1次/月	手工
	挥发酚	—	1次/月	手工
	COD	—	1次/月	手工
硫磺装置污水排放出口	pH	—	1次/月	手工
	石油类	—	1次/月	手工
	COD	—	1次/月	手工
	氨氮	—	1次/月	手工

表8.3-2 废水内部源监测方案（该部分废水均不外排）

位置	监测项目	控制标准	频次	备注
原料预处理含油污水出口	pH	—	1次/月	手工
	石油类	—	1次/月	手工
	COD	—	1次/月	手工
	NH ₃ -N	—	1次/月	手工
	S ²⁻	—	1次/月	手工
原料预处理含盐污水	pH	—	1次/周	手工

出口	石油类	—	1 次/舟	手工
	COD	—	1 次/月	手工
	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
	S ²⁻	—	1 次/月	手工
催化裂化含油污水出口	pH	—	1 次/周	手工
	石油类	—	1 次/舟	手工
	COD	—	1 次/月	手工
	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
烟气脱硫	S ²⁻	—	1 次/月	手工
	pH	—	1 次/日	如在线故障，每天监测 1 次
	COD	—	1 次/日	
	SS	—	5 次/周	外委
延迟焦化含油污水出口	总镍	—	1 次/月	外委
	pH	—	5 次/周	手工
	石油类	—	5 次/周	手工
	COD	—	5 次/周	手工
	NH ₃ -N	—	5 次/周	手工
	S ²⁻	—	5 次/周	手工
产品精制、气体分馏、MTBE 含油污水出口	苯并(a)芘	—	半年	外委
	pH	—	1 次/月	手工
	石油类	—	1 次/月	手工
	COD	—	1 次/月	手工
	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
柴油加氢含油污水出口	S ²⁻	—	1 次/月	手工
	pH	—	1 次/月	手工
	石油类	—	1 次/月	手工
	COD	—	1 次/月	手工
汽油加氢含油污水出口	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
	S ²⁻	—	1 次/月	手工
	pH	—	1 次/月	手工
	石油类	—	1 次/月	手工
	COD	—	1 次/月	手工
汽油组分罐区含油污水出口	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
	S ²⁻	—	1 次/月	手工
	pH	—	1 次/月	手工
	石油类	—	1 次/月	手工
石脑油、苯储罐罐区污水出口	COD	—	1 次/月	手工
	pH	—	1 次/月	手工
	石油类	—	1 次/月	手工

	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
	S ²⁻	—	1 次/月	手工
聚丙烯含油污水出口	pH	—	1 次/周	手工
	石油类	—	1 次/周	手工
	COD	—	1 次/月	手工
	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
	S ²⁻	—	1 次/月	手工
罐区含油污水出口	pH	—	1 次/周	手工
	石油类	—	1 次/周	手工
	COD	—	1 次/月	手工
	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
	S ²⁻	—	1 次/月	手工
PSA 装置污水出口	pH	—	1 次/月	手工
	石油类	—	1 次/月	手工
	COD	—	1 次/月	手工
	NH ₃ -N	—	1 次/月	手工
	S ²⁻	—	1 次/月	手工

(2) 废气监测

废气监测方案如下表：

表8.3-3 废气污染源监测方案

序号	排放源监测点	监测项目	频次	方式
1	(运行一部) 常减压炉	林格曼黑度	1 次/月	手工
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
		流量		
		CO ₂		
2	(运行一部) 焦化炉	非甲烷总烃	1 次/月	手工
		林格曼黑度		
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
		流量		
3	(运行三部) 重整 4 合 1 炉	CO ₂	1 次/月	手工
		非甲烷总烃		
		林格曼黑度		
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
4	(运行三部) 重整加氢进料加热炉	流量	1 次/月	手工
		CO ₂		
		林格曼黑度	1 次/月	手工
		SO ₂		

		NO _x		
		烟尘		
		流量		
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
5	(运行三部) 重整分馏塔重沸炉	林格曼黑度	1 次/月	手工
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
		流量		
		CO ₂		
6	(运行三部) 重整汽提塔重沸炉	非甲烷总烃	1 次/月	手工
		林格曼黑度		
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
		流量		
7	(运行三部) 重整脱戊烷塔重沸炉	CO ₂	1 次/月	手工
		非甲烷总烃		
		林格曼黑度		
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
8	(运行三部) 柴油加氢加热炉	流量	1 次/月	手工
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
		林格曼黑度		
		SO ₂		
		NO _x		
9	(运行三部) 汽油加氢加热炉	烟尘	1 次/月	手工
		流量		
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
		林格曼黑度		
		SO ₂		
10	(运行三部) 蜡油加氢加热炉	NO _x	1 次/月	手工
		烟尘		
		流量		
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
		林格曼黑度		
11	(运行二部) 催化脱硫烟气出口	SO ₂	1 次/月	手工
		林格曼黑度		

		NO _x		
		烟尘		
		流量		
		流量		
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
12	(运行二部) 催化装置过热蒸气炉	林格曼黑度	1 次/月	手工
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
		流量		
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
13	(运行一部) 硫磺尾气焚烧烟气	林格曼黑度	1 次/月	手工
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
		流量		
		流量		
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
14	(运行二部) 锅炉烟气 (A、B 炉)	林格曼黑度	1 次/月	手工
		SO ₂		
		NO _x		
		烟尘		
		流量		
		流量		
		CO ₂		
		非甲烷总烃		
15	污水场生物滴滤装置进口	H ₂ S	1 次/月	手工
		非甲烷总烃	1 次/月	手工
		苯	1 次/季	外委
		甲苯	1 次/季	外委
		二甲苯	1 次/季	外委
	污水场生物滴滤装置出口	H ₂ S	1 次/月	手工
		非甲烷总烃	1 次/月	手工
		苯	1 次/季	外委
		甲苯	1 次/季	外委
		二甲苯	1 次/季	外委

(3) 噪声监测

厂界噪声监测方案如下：

表8.3-4 厂界噪声监测项目

测点	测点	频次	项目	方式
厂界边	东 1	1 次/季	Leq	手工
	南 1			
	南 2			
	南 3			
	西 1			
	北 1			
	北 2			
	北 3			

(4) 大气环境质量监测

大气环境质量监测方案如下：

表8.3-5 大气环境质量监测项目

序号	大气监测点	监测项目	频次	方式
1	综合办公楼 3 楼	PM ₁₀	1 次/季	手工
		SO ₂		
		NO _x		
		非甲烷总烃		

8.3.2 建设单位现有监测能力

目前，建设单位已设有中心化验室，有专职的监测分析人员 60 多人，负责公司废水、废气、环境空气、噪声的日常监测工作。配备了精密 pH 计、电子天平、分光光度计、紫外可见分光光度计、自动电位滴定仪、溶解氧测定仪及便携式综合烟气分析仪、大气自动采样器、中流量智能 TSP 采样器、精密声级计等较先进的仪器，开展了 pH 值、石油类、SS、COD、硫化物、挥发酚、氨氮、游离碱、重金属、非甲烷总烃、TSP、烟气、格林曼黑度、厂界噪声等多个项目的监测，基本满足公司日常监测工作。

现有监测计划实施时所采用的监测分析方法及监测仪器如下表：

表8.3-6 监测分析方法及使用仪器

监测项目	监测方法	使用仪器	检出限
污水流量	电液测量法	OPTIFLUX4300C/EX	0.001m/s
pH 值	电位分析法	哈希 pH 计 SC100	0.1
水中油	红外光折射法	DEKEMA OMP-7M1X2	0.1mg/L
COD	重铬酸钾法	哈希 CODmax2 分析仪	2mg/L
氨氮	吹脱电导法	氨氮分析仪 SHZ-5	0.05mg/L

		型	
硫化物	亚甲基蓝分光光度法	DR2800 分光光度计	0.005mg/L
挥发酚	4-氨基安替吡林分光光度法	DR2800 分光光度计	0.002mg/L
悬浮物	重量法	分析天平	/
总氮	过硫酸钾氧化	紫外分光	0.05mg/L
总磷	硝酸-硫酸消解	钼锑抗分光光度法	0.01mg/L
苯系物	气相色谱法		外委监测
总汞	原子吸取光度法		外委监测
总钒	原子吸取光度法		外委监测
二氧化硫（环境空气）	甲醛缓冲溶液吸收-盐酸副玫瑰苯胺分光光度法（HJ482-2009）	DR2800 分光光度计	
NO _x （环境空气）	盐酸萘乙二胺光度法	DR2800 分光光度计	
PM ₁₀ （环境空气）	重量法	分析天平	0.010mg/m ³
非甲烷总烃（环境空气）	气相色谱法	Agilent7890	0.04mg/m ³
SO ₂ （硫磺在线）	红外分析	S710	1.25mg/m ³
NO _x （硫磺在线）	红外分析	S710	1.25mg/m ³
烟尘（硫磺在线）	后散射	FW101	0.5mg/m ³
流量（硫磺在线）	超声波	Flowsic100	流速检出限 0.1m/s，烟道截面积 5.3m ² ，流量检出限 1908m ³ /h
SO ₂ （锅炉 B 在线）	紫外分光光学法	杭州聚光 CEMS2000	2ppm
NO _x （锅炉 B 在线）	紫外分光光学法	杭州聚光 CEMS2000	2ppm
烟尘（锅炉 B 在线）	对穿法	杭州聚光 CEMS2000	5mg/m ³
流量（锅炉 B 在线）	皮托管测量	杭州聚光 CEMS2000	5m/s
SO ₂ （锅炉 A 在线）	红外分析	S710	1.25mg/m ³
NO _x （锅炉 A 在线）	红外分析	S710	1.25mg/m ³
烟尘（锅炉 A 在线）	后散射	FW101	0.5mg/m ³
流量（锅炉 A 在线）	超声波	Flowsic100	流速检出限 0.1m/s，烟道截

			面积 5.3m ² , 流量检出限 1908m ³ /h
SO ₂ (烟脱后在线)	红外分析	S710	1.25mg/m ³
NO _x (烟脱后在线)	红外分析	S710	1.25mg/m ³
烟尘 (烟脱后在线)	后散射	FW101	0.5mg/m ³
流量 (烟脱后在线)	超声波	Flowsic100	流速检出限 0.1m/s, 烟道截面积 5.3m ² , 流量检出限 1908m ³ /h
烟尘	锅炉烟尘测试方法	3012H 型自动烟尘 (气) 测试仪 (08 代)	4mg/m ³
烟气 SO ₂	快速法	便携式 SO ₂ 测定仪	15mg/m ³
烟气 NO _x	快速法	便携式 NO _x 测定仪	1.34mg/m ³
林格曼黑度	林格曼和度测试仪	QT201	/
厂界噪声	等效升级	NA-26 声级计	30dB(A)

8.3.3 原环评监测计划落实情况及本次环评新增监测计划

8.3.3.1 原环评监测计划落实情况及建议

原环评提出的监测计划落实情况见下表:

表8.3-7 原环评提出的监测计划落实情况一览表

项目	监测点位/断面			落实情况	
	2014 年原环评要求	150 万吨 S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置项目环评要求	现有监测计划实际监测点位		
污染源	水污染源	含盐污水外排监控池	沿用 2014 年原有环评	含盐污水外排监控池	已落实
		雨水总排口	沿用 2014 年原有环评	污水场雨水在线监测口	
		催化裂解装置内排口	沿用 2014 年原有环评	催化裂化污水含油污水出口	
		产品精制内排口	沿用 2014 年原有环评	产品精制、气体分馏、MTBE 含油污水出口	
		气体分馏装置内排口	沿用 2014 年原有环评		
硫磺回收内排口	沿用 2014 年原有环评	进装置混合			

项目	监测点位/断面			落实情况	
	2014年原环评要求	150万吨S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置项目环评要求	现有监测计划实际监测点位		
			酸性水（水汽提装置）、硫磺装置污水排放出口	已落实	
	聚丙烯装置内排口	沿用2014年原有环评	聚丙烯含油污水出口		
	酸性水汽提内排口	沿用2014年原有环评	硫磺装置污水排放出口		
	油罐区内排口	沿用2014年原有环评	罐区含油污水出口		
	储运系统内排口	沿用2014年原有环评	无		
	循环水系统内排口	沿用2014年原有环评	无		
	工作区、生活区内排口	沿用2014年原有环评	无	未落实	
	大气污染源	催化原料预处理加热炉烟气	沿用2014年原有环评	催化装置过热蒸气炉	已落实
		催化裂化再生烟气	沿用2014年原有环评	催化脱硫烟气出口	已落实
		聚丙烯挤压造粒尾气	沿用2014年原有环评	无	未落实
		硫磺回收焚烧炉烟气	沿用2014年原有环评	硫磺尾气焚烧烟气	已落实
		产品精制尾气	沿用2014年原有环评	无	未落实
		火炬烟气	沿用2014年原有环评	无	未落实
油库、装置区无组织排放		沿用2014年原有环评	沿厂界周边布设4个点	已落实	
—		—	锅炉烟气（A、B炉）	新增污染源监测点位	
—		—	蜡油加氢加热炉		
—		—	汽油加氢加热炉		
—	—	柴油加氢加热炉			
—	—	重整脱戊烷塔重沸炉			
—	—	重整汽提塔重沸炉			

项目	监测点位/断面			落实情况		
	2014年原环评要求	150万吨S-Zorb催化汽油吸附脱硫装置项目环评要求	现有监测计划实际监测点位			
	—	—	重整分馏塔 重沸炉			
	—	—	重整加氢进料加热炉			
	—	—	重整4合1炉			
	—	—	焦化炉			
	—	—	常减压炉			
	噪声	各厂界噪声	沿用2014年原有环评		各厂界噪声	已落实
	固体废物	处置前进行组分分析	沿用2014年原有环评		无	未落实
环境要素	大气环境	1个大监测点厂办公楼顶楼	沿用2014年原有环评	综合办公楼3楼	已落实	
		—	厂界上风向布设1个无组织排放参照点、在厂界下风向布设3个无组织排放监控点	沿厂界周边布设4个点	已落实	
	地下水环境	厂区内3口地下水监控井	上游:厂区内北地下水监控井 井深13m, N21° 29' 56.4"、E109° 30' 48.27"	设置3个监测点	部分落实	
			下游:厂区内西地下水监控井 井深26m, N21° 29' 38.8"、E109° 30' 37.2"			
			厂区内中地下水监控井 井深14m, N21° 29' 48.8"、E109° 30' 46"			
			下游:厂区内西南地下水监控井 井深22.5m, N21° 29' 35"、E109° 30' 39"			
		测下游:厂区内南地下水监控井 井深30m, N21° 29' 36.5"、E109° 31' 17.4"				
海洋环境	在铁山港布设15~20个监测站位	沿用2014年原有环评	无	未落实		

由上表可知，企业现有监测计划未落实项主要为部分装置污水内排口、聚丙烯挤压造粒尾气、产品精制尾气、火炬烟气以及海洋环境监测项目。考虑①各装置污水内排口未与外环境发生联系，②聚丙烯挤压造粒尾气、产品精制尾气烟气量很小，且外排烟气主要为空气，③火炬烟气只有在事故排放时产生，④B3 排海口属于市政工程，纳污海域环境质量统一纳入自治区海水监控体系中，建设单位不再单独进行监测。⑤地下水监控井目前仅有 2 个尚存在，其余 3 个(厂区内中地下水监控井(N21° 29' 48.8"、E109° 30' 46")、厂区内西南地下水监控井(N21° 29' 35"、E109° 30' 39")、厂区内南地下水监控井(N21° 29' 36.5"、E109° 31' 17.4")) 已经被填，无法找到。

8.3.3.2 本项目新增监测计划

对照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ 853-2017)、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》(HJ880-2017)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)等要求，现有监测计划的废水监测指标基本满足要求。本次环评建议企业依照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ 853-2017)、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》(HJ880-2017)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)等要求，调整废水监测频次，同时提出在企业已有监测计划的基础上增加下列监测点位和监测项目。

表8.3-8 本项目新增监测计划

项目	监测点位		监测项目	监测频率
地下水监控	上游：厂区内北地下水监控井(已设)	N21° 29' 56.4"、 E109° 30' 48.27"	pH 值、耗氧量(以 COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计)、挥发性酚、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、硫化物、氯化物、砷、铅、汞、镍、钒、苯、甲苯、二甲苯(总量)、乙苯、石油类、苯并(a)芘	1 次/半年
	下游：厂区内西地下水监控井(已设)	N21° 29' 38.8"、 E109° 30' 37.2"		
	下游：厂区内中地下水监控井(拟设)	N21° 29' 48.8"、 E109° 30' 46"		
	下游：厂区内西南地下水监控井(拟设)	N21° 29' 27.73"、 E109° 30' 50.34"		
	下游：厂区内南地下水监控井(拟设)	N21° 29' 38.39"、 E109° 31' 7.10"		
土壤监测	储罐区、生产装置区		pH 值、硫化物、总砷、总汞、总镍、苯、甲苯、二甲苯、石油类、苯并(a)芘	1 次/年

《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》提出：强化重点污染源自动监控体系建设。排气口高度超过 45 米的高架源，以及石化、化工、包装印刷、工业涂装等 VOCs 排放重点源，纳入重点排污单位名录，督促企业安装烟气排放自动监控设

施，2019 年底前，重点区域基本完成；2020 年底前，全国基本完成。

《北海市人民政府办公室关于印发北海市 2018 年度大气污染防治实施计划的通知》提出：推进石化、化工、工业涂装、包装印刷、电子信息、合成材料、纺织印染等行业 VOCs 监测工作，重点排污单位安装、使用 VOCs 自动监测设备，并与环境保护部门联网，提升 VOCs 环境保护监管能力。

目前企业已经安排 VOCs 自动监测设备的招投标工作，建议企业依照通知要求，尽快推进安装 VOCs 自动监测设备，排气口高度超过 45 米的高架源设置在线监测，并与环境保护部门联网。

依照《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》(HJ880-2017)、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》(HJ880-2017)，工艺加热炉单台额定功率 $\geq 14\text{MW}$ ，预处理装置常减压加热炉排气筒，需安装自动在线监测设备，监测指标为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物。

8.3.3.3 非正常工况的监测计划

油品加工、运输是一个高风险的行业，重大事故可能发生。炼油发生爆炸、火灾重大事故对人员和周围环境产生破坏性影响；海上原油泄漏将对海洋养殖业、风景旅游区、等环境敏感资源造成严重的污染和破坏。为了掌握油库、站场和管道沿线事故单元泄漏、燃烧或爆炸的影响范围和程度，及时采取有效的处置措施，原环评提出了非正常工况事故发生期的监测计划。监测内容见表 8.3-9。

表8.3-9 非正常工况事故发生期的监测计划

事故类型	监测（调查）点位	监测（调查）因子	目标
泄漏	事故发生点上、下风向	SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃	掌握事故对环境空气质量的影响
燃烧或爆炸	距事故中心（现场） 1.5km 范围以内	受伤或受影响人群的数量及影响状况	了解炼油、油库事故单元燃烧或爆炸的影响范围和程度，及时采取处置措施
		受伤建筑物的情况	
		植物受影响的情况调查	
	一般农田	影响面积、作物类别、产量估算	
	其它敏感地段	地貌、林地稳定性及水保设施	
		植物受影响状况调查	
其它设施受影响情况			

8.3.3.4 验收管理

项目验收应参照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》、《建设项目竣工环境保护验收技术指南 石油炼制类》等要求进行。

依照《建设项目竣工环境保护验收技术指南 石油炼制类》，验收按照：1、准备阶段（资料查阅、现场勘查）；2、编制验收技术方案（在查阅相关资料、现场勘查的基础上确定技术工作范围、验收评价标准、验收监测、检查和调查的内容）；3、实施验收技术方案（依照验收技术方案确定的工作内容开展监测、检查和调查）；4、编制验收技术报告（汇总监测数据、检查和调查结果，分析评价得出结论，为建设项目竣工环境保护验收提供技术依据）。

8.4 小结

企业已制定一系列环境保护管理制度且得到较好的执行，为了保证环境管理制度的落实，公司对各部门提出了详细的分工，明确各部门的职责，并制定了相关的考核办法，以加强各种制度的执行力度，提高职工的环保意识。此外企业已制定有日常监测计划并配有专业的分析人员和化验室，日常监测计划能有效开展和实施，本次技改需将预处理常减压加热炉的监测由手工监测改为自动在线监测，同时企业须积极配合环保部门事中事后管理。

9 环境影响评价结论

9.1 现有项目概况

北海炼化现有加工流程设计加工进口混合原油，近几年，已加工原油品种十多种，以沙轻、沙重、伊轻、伊重等原油为主。主要产品包括：汽油、柴油、航空煤油、石脑油、聚丙烯、苯、液化石油气、石油焦、硫磺、高等级道路沥青等，是我国大西南最重要的能源供应基地之一。

9.2 技改项目概况

本次改造预处理装置规模不变，仍为加工 640 万吨/年原油，原料变化，由原设计原油变更为原设计原油和穆尔班原油，同步进行装置的节能改造。由于穆尔班原油硫含量为 0.79wt%，酸值为 0.08mgKOH/g，属于含硫低酸原油，而原设计进口原油属于高硫高酸原油，为了给下游装置提供低硫原料需要将穆尔班原油与原设计进口原油分储分炼。

9.3 污染物排放情况

9.3.1 废气

预处理装置有组织废气只有常减压炉烟气，本次改造不新增废气污染物排放量。

9.3.2 废水

装置排放的废水按水质分为含硫污水、含油污水及含盐污水。本次改造不新增含硫污水、含油污水及含盐污水。

9.3.3 噪声

本项目主要为对初馏塔和脱丁烷塔进行改造，新增 6 台换热器，机泵噪声值为 80~90(A)。

9.3.3.1 固体废物

本装置无固体废物排放。

9.4 主要环境影响

9.4.1 环境空气

(1) 大气环境影响评价结论

本评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的估算模式对

项目产生的大气污染物进行预测分析。根据估算模式计算结果分析，本项目拟改造的预处理常减压炉装置有组织废气、无组织排放废气等污染源正常排放工况下，SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、VOCs 等污染物最大占标率均小于 10%，对周围大气环境无显著影响。通过计算，项目无需设定大气环境防护距离。因此，项目废气在做好污染防治措施的情况下，对周围大气环境影响不大。

(2) 大气环境防护距离

根据《环境影响改评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，项目排放的污染物厂界浓度满足其厂界浓度限值，短期贡献浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及修改单要求，厂界外无超标区，项目无需设置设大气环境防护区。

9.4.2 地表水

本项目改造后不新增含硫污水、含盐污水、含油污水等，本项目改造后不新增含硫污水、含盐污水、含油污水等。

9.4.3 地下水

本项目位于大江口水文地质单元中，场地所处区域地形北高南低，受地形影响，地下水主要径流放下为由北往南排泄，以北部湾海域为最低排泄基准面。场地包气带主要以第四系人工素填土层、冲洪积含砂粘土、含粘性土中粗砂、粘土、中粗砂等层为主，场地含水层主要以松散岩性孔隙水为主，含水层岩性主要为中粗砂。正常情况下，场地设置的地下水防渗设施完好，不会对场地地下水环境造成污染。但在事故工况下，污水处理设施发生破损，地下水防渗设施亦在事故工况下遭到损坏，导致污染物泄露进入地下水环境中。本次地下水环境影响预测假定厂区污水处理设施发生事故，该类事故发生较为隐蔽，长时间不对设施进行检修或者监测方案落实不到位的情况下事故不易被发现。本次预测时段为泄露事故发生后的 1000 天，预测结果表明，在发生泄露事故后的第 1000 天时，污染物 COD、氨氮及石油类的污染羽超标范围均超出了厂界范围，最远超标影响距离为污水处理站下游 473m 处。预测范围内下游村庄淡水口现已全部搬迁，因此对该屯的居民安全饮水影响不大。预测结果表明，长时间的废水设施破损导致的污染物泄露会导致场地区域地下水环境遭受较大的影响。为保障区域环境不受污染，建设单位应严格执行相关安全生产措施，需要定期对全厂设施进行检修维护，防止生产设施老化破损，进而产生环境污染事故。同时，还需严格执行生产期环境质量跟踪监测计划要求，在发生污染事故时能尽早及时发现，并执行事故应急预案措施，防止事故的进一步扩散。

9.4.4 噪声

经预测，噪声贡献值极小，厂界噪声预测值可达《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求。

9.4.5 固体废物

本次改造不新增固体废物。

9.4.6 土壤

在污水处理站发生破损时的事故工况预测结果中，氰化物在 30 天的模拟期内均对包气带土壤造成了不同程度的影响，预测结果显示，污水处理站泄露事故造成的包气带土壤氰化物超标深度为 4m。本次预测范围为池底破损面至地下 0~4m，预测结果显示，泄露事故发生后，深度为 1m 处的土壤将会成为泄露事故前期污染物的聚集点；在 30 天时，1m 处的土壤氰化物浓度为 400.54mg/kg，达到预测时段内的浓度最大值，污染物的持续下渗至 4m 后的浓度为 134.55mg/kg。泄露事故造成的土壤被污染深度为 4m。石油烃（石油类）事故期间并未对包气带土壤造成污染，但长期的积累仍然会对包气带土壤造成不良影响，且最终污染物会下渗至地下水中造成地下水环境污染。

随着污染物的持续下渗，达到潜水面后，污染物将会污染至区域地下水。因此污水处理站泄露事故对于土壤环境及场地下地下水环境均会造成较大的影响，建设单位需做到安全生产，落实本报告书提出的环境保护措施，对生态环境负责。

9.4.7 风险

项目位于北海铁山港（临港）工业区，陆域评价范围内无风景名胜区、自然保护区、饮用水源地保护区、集中式饮用取水口等敏感保护目标，也无珍稀动、植物物种，主要环境敏感目标为居住区，距离项目最近的敏感点为项目用地南面的川江。

项目生产废水经厂区污水处理站处理达标后通过 B3 排放口排放，项目设有三级防控体系，厂区的围防火堤、明沟、事故水罐和事故水罐围堰构成的收集系统总储存能力为 44250m³，能够满足事故状态下各类废水收集，事故排放时控制在厂区。

本项目在设定的初馏塔发生火灾、爆炸后，伴生污染物 SO₂、CO 进行大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，造成大气风险事故情形下，CO 出现超大气毒性终点浓度-1 的最远距离为 200m，出现超大气毒性终点浓度-2 的最远距离为 460m，各关心均未超过毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2；SO₂ 出现超大气毒性终点浓度-1 的最

远距离为 330m，出现超大气毒性终点浓度-2 的最远距离为 4010m，周边关心点部分出现超出大气毒性终点浓度-2。项目必须采取严密防治措施和预案，一旦发生事故，立即开展应急措施，对风险疏散范围内人群进行疏散。必要时根据事故预警级别，向北海市政府汇报。

厂区采用雨污分流，装置和罐区按规范设围堰及防火堤，对事故情况泄漏物料及消防废水进行收集控制，同时分别设置含油污水、生产废水及雨水排放的切换闸门，正常及事故情况下针对不同物质实施分流排放控制，事故应急池总容积 17000 m³，可有效控制本项目事故废水不排出厂区。通过认真落实各类风险防范措施、事故应急对策措施，加强员工的安全教育，风险事故发生概率较小。通过加强管理、采取风险防范措施、应急救援措施等可将对环境的影响降到最低，环境风险可接受。

9.5 环境保护措施

9.5.1 废气污染防治措施

预处理装置废气主要为常减压加热炉燃烧烟气，采用的的环保措施为以脱硫燃料气为燃料及采用低氮燃烧技术，产生的烟气通过 65m 高，内径 3m 的排气筒排入大气。

针对装置无组织排放，项目从工艺管线、设备、轻油采样、停工检修阶段等方面采取措施，同时采用装置全停密闭吹扫措施，最大程度减少非甲烷总烃的排放。

9.5.2 废水污染防治措施

本项目改造后不新增含硫污水、含盐污水、含油污水等，装置产生的含硫污水依托现有的酸性汽提装置处理，含盐污水依托现有含盐污水处理场处理，含油污水依托现有含油污水处理场处理。

9.5.3 地下水污染防治措施

本技改装置区按重点防治区进行防渗，采用粘土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯(HDPE)膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料，使重点污染防治区各单元防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚度渗透系数 1.0×10^{-7} cm/s 的粘土层的防渗性能，同时完善厂区地下水污染监控系统，可对地下水污染实行有效监控。

9.5.4 环境风险防治措施

北海炼化公司目前具有完善的防范污染物进入大气的预防措施，装置和储罐区均进行了防渗处理，具有足够的事故废水分流、储存和处理能力，制定了环境监测计划并配

备相应的监测能力，同时北海炼化公司为应对火灾、爆炸、中毒、物料泄漏、台风、雷雨及其导致大面积停电或雷击着火等突发性事故，已经制定了多项专项应急预案。2018 年对《北海炼化突发环境事件应急预案（2014 版）》进行了修改，正式出版了《北海炼化突发环境事件应急预案（2018 版）》。

9.5.5 噪声污染防治措施

风机等选用低噪声设备、选用低噪声机泵、空气冷却器和气体放空口安装消声器等措施，可减少噪声对周围环境的影响。

9.6 环境影响经济损益分析

综合上述，本项目环境经济损益系数为 44.71，年环保费用的经济效益为 0。说明本项目的环境经济效益较好，改造后不新增污染物排放量，还可以产生较好的经济效益，其环境效益显著。从环境经济观点的角度看，项目是合理可行的。

9.7 综合结论

本项目符合国家和地方相关产业政策，符合各项环保规划和园区规划。项目拟采取的污染防治措施技术成熟、可靠，能确保各类污染物稳定达标排放。虽然项目的建设和运营过程中不可避免会带来一些环境负面影响，但在采取各种污染防治措施情况下，不会导致区域环境质量降级，满足环境功能区划要求，环境风险影响属于可以接受水平。项目建设运行能满足生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的要求，不属于区域环境准入负面清单禁止和限制的产业。因此，只要建设单位认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、环境风险防范措施以及环境管理措施等，严格执行环保“三同时”制度，从环境保护角度分析，项目建设可行。