1 概述

1.1 建设项目特点

鄯善万顺发新能源科技有限公司由鄯善恒昌铸造有限公司投资兴建，注册成立于 2014 年 4 月 30 日，位于新疆鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）内，主要经营范围：生产及销售轻芳烃、重芳烃、煤沥青等产品。

2014 年 4 月鄯善万顺发新能源科技有限公司投资 52000 万元在新疆鄯善工业园区内的石化产业园内建设 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）。该项目以中低温煤焦油为原料，经脱水脱渣及减压蒸馏预处理后，重质馏分作为重油外售；轻质馏分（切尾馏分）经加氢精制-加氢改质两段加氢处理后生产轻、重芳烃产品；氢气制取采用甲醇蒸汽裂解转化联合变压吸附分离制氢工艺。

2014 年 4 月，北京中安质环技术评价中心有限公司与新疆净源环境咨询有限公司共同编制完成《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目环境影响评价报告》；2014 年 4 月 9 日，由原新疆维吾尔自治区环境保护厅以“新环函〔2014〕407”号文通过批复；2014 年 4 月，开始动工建设，企业因建设资金、原料来源、建设周期等因素影响，2016 年 11 月实际已建成一期 1 条 15 万吨/年煤焦油加氢装置，2 套 10000 标准立方米/小时甲醇制氢装置及其一期建成、两期共用的公辅配套设施。

2018 年 12 月，由于企业分期建设，新疆化工设计研究院有限责任公司编制完成《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目分期建设说明》，将分期建设与建设期间产生的变动情况进行了一一说明；2019 年 1 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅以“新环函〔2019〕4 号”文进行复函通过。2019 年 1 月 30 日《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）》通过竣工环境保护验收。同时，企业明确不再建设“二期”项目。

鄯善万顺发新能源科技有限公司于 2018 年 12 月 13 日取得排污许可证，证件编号：91650400098615942200 1P；2019 年 1 月 17 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅下发《关于颁发鄯善万顺发新能源科技有限公司危险废物经营许可证的公告》（公告〔2019〕4 号），危险废物经营许可证编号为：6504210066。

征求意见稿

随着经济及能源形势的变化，近年来对煤炭分级体质综合利用提高煤炭附加值、煤焦油深加工生产石脑油馏分和柴油调和组分等项目建设的越来越多，为了提高原料适用性及经济性，尽可能挖掘现在有装置潜能，鄯善万顺发新能源科技有限公司决定建设“30 万吨/年煤焦油加氢（一期 15 万吨/年）装置扩能改造项目”（以下简称“本项目”），即对原 30 万吨/年煤焦油加氢（一期 15 万吨/年）装置（以下简称“一期项目”）进行扩能改造，使原装置原料煤焦油的处理能力提升到 30 万吨/年。

本次改造包括以下内容：

（1）预处理单元改造，使煤焦油的预处理能力提升到 30 万吨/年。其中：

预处理离心过滤单元：新建 15 万 t/a 煤焦油离心装置一套，建成后形成 30 万 t/a 煤焦油离心规模。新建一套 30 万 t/a 煤焦油过滤装置。

1#预处理吸附脱重单元主要改造内容为：①在原焦油离心脱预处理西侧增加减压脱水塔，②在原脱重单元北侧新建吸附预处理设施。

2#预处理减压脱重单元主要改造内容为：①更换原预处理机泵及离心机，②原脱重单元增加减一线及减二线循环流程，侧线循环与进料换热，以提高进加热炉原料温度，降低塔顶气相温度，节约燃料气同时减低循环水消耗；更换原一线抽出泵及二线油抽出泵，新增一线油与原料换热器及二线油与原料换热器，新增一线油空冷器及二线油空冷器；减压塔设备改造，新增集油箱，进料分布器及扩大原抽出口；更换原塔顶抽真空泵。

（2）加氢单元改造（在原装置内进行，一套装置形成两种工艺路线）。①加氢单元 1#工艺路线：对原换热流程进行调整。②加氢单元 2#工艺路线：将原流程“加氢精制油→加氢裂化→分馏”调整为“加氢精制油→分馏，尾油→裂化”。

（3）分馏单元改造。①增加分馏尾油与汽提进料换热器，提高汽提进料温度；②更换重组分分馏塔侧线油泵；③将分馏塔重沸炉改为进料炉，降低能耗；④新增尾油罐，满足尾油加氢进料要求。

（4）制氢单元扩建：新建 18000Nm^3/h 的天然气制氢装置及相关配套设施。

（5）酸性水汽提单元改造。将原有单塔加压汽提流程改造为双塔加压汽提流程，处理规模由原来的 8t/h 扩大到 18t/h。

征求意见稿

（6）废水处理站技术改造。利用原含酚废水调节池及脱酚蒸氨设施，对蒸氨塔和萃取塔工段顺序进行对调，新增电解槽工段；生化处理设施利用原来的以复合 SBR 的 IMC 生化方案进行优化。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（自 2015 年 1 月 1 日起施行）、《中华人民共和国环境影响评价法》（自 2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境保护管理条例》（自 2017 年 10 月 1 日起施行）和生态环境部《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）的要求，本项目需编制环境影响报告书。

2020 年 8 月，受鄯善万顺发新能源科技有限公司的委托，编制单位按照环境影响评价的有关工作程序，组织专业人员，对工程区现场实地踏勘、开展现状监测、收集资料及其他支撑性文件资料，同时对建设项目进行工程分析，根据环境各要素的评价等级及其相应评价等级的要求对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证，提出环境可行的评价结论，在此基础上，编制完成了《30 万吨/年煤焦油加氢（一期 15 万吨/年）装置扩能改造项目环境影响报告书》。

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 产业政策符合性分析

1.3.1.1《产业结构调整指导目录》（2019 年本）

本项目以煤焦油为原料，主要生产轻芳烃、重芳烃、液化气及重油等，属煤焦油深加工项目。根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，该项目建设不属于“鼓励类、限制类和淘汰类”，视为“允许类”，故该项目建设符合国家产业政策。

此外，本项目已于 2020 年 8 月 7 日取得鄯善县商务和工业信息化局出具的“新疆维吾尔自治区工业企业‘零土地’技术改造项目承诺备案通知书”，项目代码号:2020-650421-25-03-038979。

征求意见稿

1.3.1.2 与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》的符合性

本项目符合国家、自治区相关产业政策、法律法规、条例等要求，符合国家、自治区主体功能区规划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划要求。遵守《新疆生态环境功能区划》的相关要求。项目选址未处于环境敏感区内，建设项目用地不占用基本农田，位于鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）石化产业园内的三类工业用地内，遵循上下游配套、集群化推进、园区化承载和循环化发展的原则。建设项目排放污染物能够达标排放，配套落实环境风险防范措施。建设项目清洁生产水平达到国内先进的水平。因此，本项目的建设符合关于发布《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》的通知的要求。

1.3.1.3 与《打赢蓝天保卫战三年行动计划》符合性分析

本项目建设与《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22 号）中相关条款对比见表 1.3-1，项目建设符合《打赢蓝天保卫战三年行动计划》相关要求。

表 1.3-1　　本项目与《打赢蓝天保卫战三年行动计划》的符合性分析

序号	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》有关条款	本项目	符合性
1	一、加大燃煤小锅炉淘汰力度。县级及以上城市建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等燃煤设施，原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。环境空气质量未达标城市应进一步加大淘汰力度。重点区域基本淘汰每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉，每小时 65 蒸吨及以上燃煤锅炉全部完成节能和超低排放改造；燃气锅炉基本完成低氮改造；城市建成区生物质锅炉实施超低排放改造。	厂区现有在锅炉房设有 2 台 900 万 kcal 燃气导热油炉，并配套 2 台 2t/h 余热锅炉，为生产提供热源，设有 1 台 10t/h 天然气蒸汽锅炉，以天然气为燃料，均安装有低氮燃烧装置。本次配套新建 20t/h 燃气导热油炉一台，设计有低氮燃烧装置。	符合
2	二、修订完善高耗能、高污染和资源型行业准入条件，环境空气质量未达标城市应制订更严格的产业准入门槛。积极推行区域、规划环境影响评价，新、改、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色等项目的环境影响评价，应满足区域、规划环评要求	项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中允许类建设项目，同时符合相关产业政策要求，不属于所在园区规划环评负面清单项目。	符合

征求意见稿

1.3.1.4 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》的相符性分析

《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气【2020】33 号）提出：企业在无组织排放排查整治过程中，在保证安全的前提下，加强含 VOCs 物料全方位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备，或在密闭空间中操作并有效收集废气，或进行局部气体收集；非取用状态时容器应密闭。处置环节应将盛装过 VOCs 物料的包装容器、含 VOCs 废料（渣、液）、废吸附剂等通过加盖、封装等方式密闭，妥善存放，不得随意丢弃，7 月 15 日前集中清运一次，交有资质的单位处置；处置单位在贮存、清洗、破碎等环节应按要求对 VOCs 无组织排放废气进行收集、处理。高 VOCs 含量废水的集输、储存和处理环节，应加盖密闭。企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应全面梳理建立台账，6-9 月完成一轮泄漏检测与修复（LDAR）工作，及时修复泄漏源；石油炼制、石油化工、合成树脂企业严格按照排放标准要求开展 LDAR 工作，加强备用泵、在用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等检测工作，强化质量控制；要将 VOCs 治理设施和储罐的密封点纳入检测计划中。

万顺发已全面实施 VOCs 治理工作，包括（1）按标准要求定期开展“设备泄漏检测及修复”工作（LDAR 工作）。（2）汽车装卸车场对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”，油气回收效率大于 99%，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。（3）厂区污水处理站各水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。

综上，万顺发实施的各项 VOCs 治理措施能够满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气【2020】33 号）要求。

1.3.1.5 与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的相符性分析

《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气【2019】53 号）明确提出了

征求意见稿

石化行业 VOCs 综合治理任务，包括：（1）深化 LDAR 工作；（2）加强废水、循环水系统 VOCs 收集与处理；（3）强化储罐与有机液体装卸 VOCs 治理；（4）深化工艺废气 VOCs 治理。

万顺发已全面实施 VOCs 治理工作，包括（1）按标准要求定期开展“设备泄漏检测及修复”工作（LDAR 工作）。（2）汽车装卸车场对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”，油气回收效率大于 99%，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。（3）厂区污水处理站各水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。

综上，万顺发实施的各项 VOCs 治理措施能够满足《重点行业挥发性有机物综合治理方案》要求。

1.3.1.6 与自治区及吐鲁番市“三线一单”符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），项目区不涉及生态保护红线区及红线区外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等区域。项目建设也符合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》（新环发〔2017〕1 号）的规定要求。

根据《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》——鄯善县生态环境准入清单，本项目位于鄯善工业园区重点管控单元，本项目属于改扩建项目，符合工业园区规划及规划环评要求，各项目污染物采取环保措施后均能达标排放，工业废水经处理后全部回用，符合单元空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控及资源利用效率。

1.3.1.7 与环办环评【2020】36 号《关于加强重点行业建设项目区域削减措施监督管理的通知》的相符性分析

《关于加强重点行业建设项目区域削减措施监督管理的通知》明确提出：严格区域削减要求，建设项目应满足区域、流域控制单元环境质量改善目标管理要

征求意见稿

求。所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。

本次扩能改造项目所在区域鄯善县属于环境空气质量不达标区，因此新增排放的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物（VOCs）需要实行倍量替代，本项目倍量削减源由吐鲁番市生态环境局鄯善县分局提供。

1.3.2 规划相符性分析

现有工程位于鄯善高新技术产业园区（鄯善工业园区）规划的工业用地上，用地已获得鄯善高新技术产业园区（鄯善工业园区）备案许可，符合国家现行的土地使用政策，项目选址与地区产业结构，区域环境较为相容。符合《鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）总体规划》中的产业定位（石油天然气化工以沥青、燃料油、溶剂油及微晶蜡为主，适度发展石油化工产业）和产业布局中的以石油天然气下游精细化工产业为主集中地块。改扩建项目不存在对区域及园区环保目标起决定制约因素的污染源，因此，改扩建项目的实施符合区域及园区规划定位。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为改扩建项目，现有工程已通过竣工环境保护验收，本工程建设以废气、废水、固废排放为主要污染特征，其废气、废水处理及排放去向、危废处置出路等是项目减少对外界污染的重点关注问题。还需重视工程建设及生产引发的环境影响能否满足区域环境功能，采取的污染防治措施能否保证各项污染物达标排放，项目环境风险是否可以接受。

因此，本项目环境影响评价以工程分析、大气影响评价、水环境影响评价、固体废弃物影响分析、环境风险分析及环境保护措施等作为本次评价的重点。

征求意见稿

1.5 环境影响评价的主要结论

该项目不属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中“鼓励类、限制类和淘汰类”，视为“允许类”，符合国家产业政策要求。项目位于鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）石化产业园，满足《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》和园区规划及规划环评的有关要求。

本工程工艺选择符合清洁生产要求；项目产生的各类废物污染物均采取了有效的防治措施，可达标排放并符合污染物总量控制要求，经预测本项目投产后不会对周围环境产生明显影响；环境风险水平在可接受程度内；在落实并保证环保设施的运行维护和管理，保证各种环保设施的正常运行和污染物长期稳定达标排放的前提下，从环保角度分析，该项目的建设是可行的。

征求意见稿

2 总则

2.1 评价原则与目的

2.1.1 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.1.2 评价目的

（1）通过现场调查、资料收集及环境监测，了解项目所在地自然环境、社会经济环境、环境质量现状以及存在的主要环境问题。

（2）通过工程分析，明确建设项目的主要环境影响，筛选对环境造成影响的因子，尤其关注建设项目产生的主要污染因子。并通过类比调查、物料衡算，核算污染源源强，预测项目建设对环境影响的程度与范围。

（3）从工艺着手，分析生产工艺、生产设备及原辅材料的消耗，掌握主要污染源及排放状况。

（4）通过分析和计算，预测污染物排放对周围环境的影响程度，判断其是否满足环境质量标准和总量控制要求。

（5）从技术、经济角度分析拟采取的环保措施的可行性，为工程环保措施的设计和环境管理提供依据。

（6）从环保法规、产业政策、环境特点、污染防治等方面进行综合分析，

征求意见稿

对拟建项目的环境可行性做出明确结论，为项目的决策、污染控制和环境管理提供科学依据。

2.2 评价工作程序

环境影响评价工作程序见图 2.2-1。

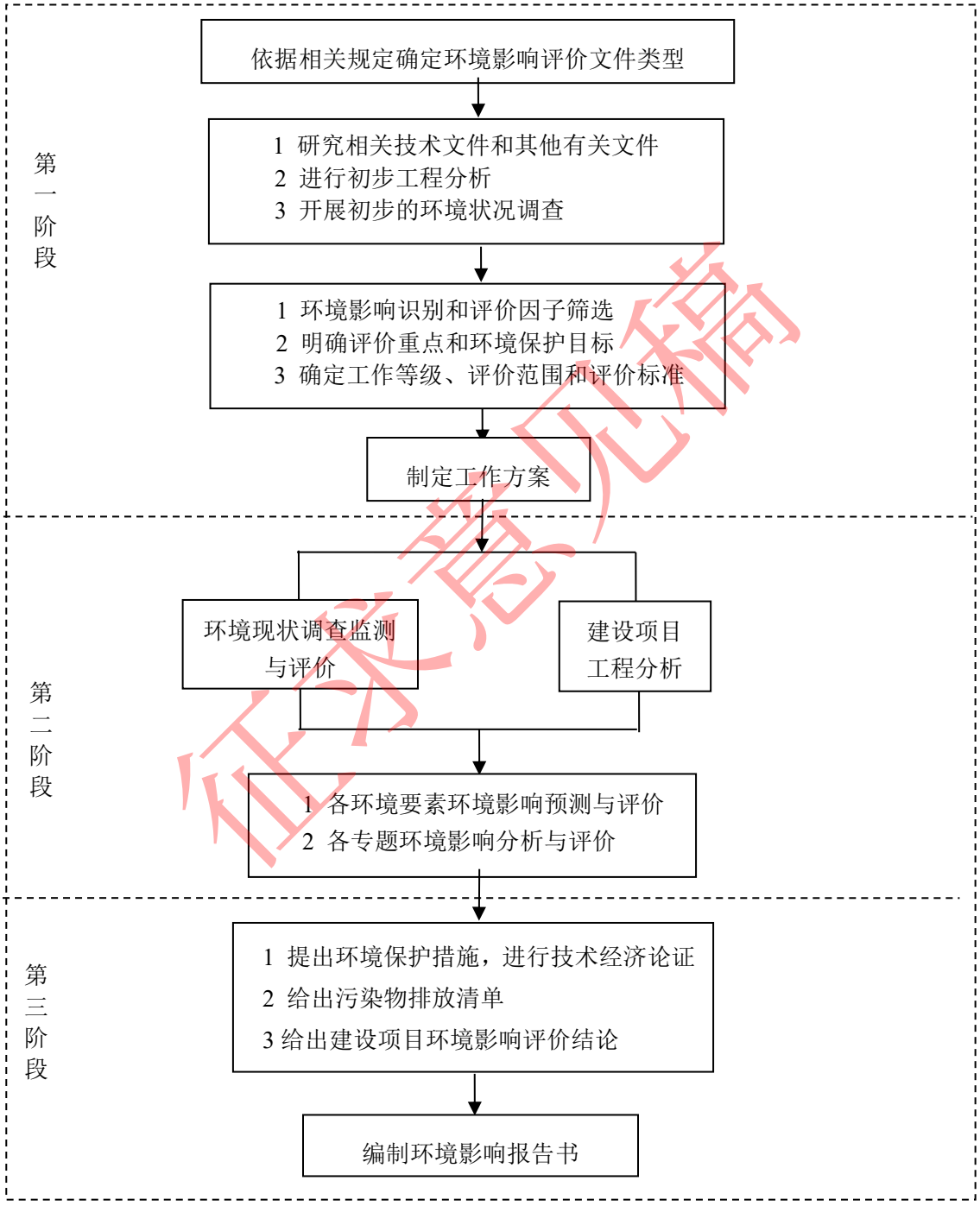


图 2.2-1　　环境影响评价工作程序

征求意见稿

2.3 编制依据

2.3.1 法律法规

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	《中华人民共和国环境保护法》	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	《中华人民共和国环境影响评价法》	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	《中华人民共和国大气污染防治法》	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	《中华人民共和国水污染防治法》	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	《中华人民共和国环境噪声污染防治法》	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	《中华人民共和国土壤污染防治法》	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	《中华中华人民共和国水法》	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
9	《中华人民共和国水土保持法》	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
10	《中华人民共和国清洁生产促进法》	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
11	《中华人民共和国循环经济促进法》	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
12	《中华人民共和国节约能源法》	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
13	《中华人民共和国城乡规划法》	10 届人大第 30 次会议	2018-01-01
14	《中华人民共和国安全生产法》	12 届人大第 10 次会议	2014-08-31
15	《中华人民共和国突发事件应对法》	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	《建设项目环境保护管理条例》	国务院令 682 号	2017-10-01
2	《危险化学品安全管理条例》	国务院令 591 号	2011-12-01
3	《中华人民共和国土地管理法实施条例》	国务院令 653 号	2014-07-29
4	《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
5	《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	《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	2018-6-27
7	《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	2016-05-28
8	中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》	/	2017-02-07
9	国家突发环境事件应急预案	国办函〔2014〕119 号	2014-12-29
10	危险化学品安全管理条例	国务院令第 654 号	2013.12.7
11	国务院关于加强节能工作的决定	国发〔2006〕28 号	2006.8.6
12	国务院关于进一步加强淘汰落后产能工作通知	国发[2010]7 号	2010.2.6
13	国务院关于中西部地区承接产业转移的指导意见	国发〔2010〕28 号	2010.8.31

征求意见稿

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
14	循环经济发展战略及近期行动计划	国发〔2013〕5 号	2013.1.23
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	《关于进一步加强企业安全生产工作的通知》	国发〔2010〕23 号	2010-07-19
2	《全国地下水污染防治规划（2011～2020 年）》	环发〔2011〕128 号	2011-10-28
3	《建设项目环境影响评价分类管理名录》	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
4	《关于加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》	环发〔2005〕152 号	2006-01-13
5	《全国生态功能区划（修编版）》	环保部公告 2015 年第 61 号	2015-11-13
6	《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
7	《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	2012-08-07
8	《产业结构调整指导目录（2019 本）》	国家发展和改革委员会令第 29 号令	2020-01-01
9	《国家危险废物名录（2021 年版）》	生态环境部令第 15 号	2021-01-01
10	《危险废物转移联单管理办法》	原国家环境保护总局令第 5 号	1999-10-01
11	《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	2013-11-15
12	《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
13	《环境影响评价公众参与办法》	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
14	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
15	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
16	《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	2016-10-26
17	《“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”编制技术指南》	环办环评〔2017〕99 号	2017-12-01
18	关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知	环大气〔2019〕53 号	2019-06-26
19	《国务院关于印发“十三五”节能减排综合性工作方案的通知》	国发〔2016〕74 号	2017-01-05

征求意见稿

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
20	建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法	环发[2014]197 号	2014-12-30
21	关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见	环发[2015]178 号	2015-12-30
22	建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)	环发[2015]163 号附件	2015-12-10
23	能源技术革命创新行动计划(2016–2030 年)	发改能源[2016]513 号附件	2016-04-07
24	“十三五”环境影响评价改革实施方案	环环评[2016]95 号附件	2016-07-15
25	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	2016-10-27
26	石油化工行业 VOCs 排放量计算办法	财税[2015]71 号附件	2015-06-18
27	石油化工企业环境应急预案编制指南	环办[2010]10 号	2011-01-28
28	建设项目危险废物环境影响评价指南	环境保护部公告 201 年第 43 号	2017-08-29
29	“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案	环大气[2017]121 号	2017-09-13
30	建设项目竣工环境保护验收暂行办法	国环规环评[2017]4 号	2017-11-20
四	**地方法规及通知**		
1	《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》	新疆人民政府令第 163 号	2010-05-01
4	《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》	新政函〔2002〕194 号	2002-12
5	《新疆生态功能区划》	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
6	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-20
7	《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
8	《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
9	《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
10	《新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划》	新环发〔2017〕124 号	2017-06-22
11	《新疆维吾尔自治区大气条例防治条例》	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
12	《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则（试行）》	〔2014〕234 号	2014-6-12

征求意见稿

2.3.2 技术规范

序号	依据名称	标准号
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》	HJ2.3-2018
4	《环境影响评价技术导则 声环境》	HJ2.4-2009
5	《环境影响评价技术导则 地下水环境》	HJ610-2016
6	《环境影响评价技术导则 生态影响》	HJ19-2011
7	《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》	HJ964-2018
8	《建设项目环境风险评价技术导则》	HJ169-2018
9	《污染源源强核算技术指南 准则》	HJ 884-2018
10	《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》	HJ982-2018
11	《石油化工工程防渗技术规范》	GB/T 50934-2013
12	《排污单位自行监测技术指南 总则》	HJ 819-2017
13	《排污许可证申请与核发技术规范 总则》	HJ 942-2018
14	《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》	HJ853-2017
15	《泄露和敞开页面排放的挥发性有机物检测技术导则》	HJ733-2014

2.3.3 项目文件、资料

序号	依据名称	时间
1	环境影响报告书编制委托书（鄯善万顺发新能源科技有限公司）	2020-08
2	《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢（一期 15 万吨/年）装置改造项目可行性研究报告》（长岭炼化岳阳工程设计有限公司）	2020-07
3	《鄯善万顺发新能源科技有限公司酸性水汽提单元改造项目可行性研究报告》（上海竣铭化工工程设计有限公司）	2019-09
4	《鄯善万顺发新能源科技有限公司 15 万吨/年煤焦油加氢装置改造项目可行性研究报告》（长岭炼化岳阳工程设计有限公司）	2019-08
5	《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目环境影响报告书》	2014-04
6	《关于鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目环境影响报告书的批复》（原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环函[2014]407 号）	2014-4-9
7	《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目分期建设说明》	2019-01
8	《关于鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目分期建设有关事宜的复函》（原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环函[2019]4 号）	2014-1-2

征求意见稿

序号	依据名称	时间
9	《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）竣工环境保护验收监测报告》（水清清（监）[2018]—YS—006 号）	2019-01
10	《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）竣工环境保护验收意见》	2019-1-30

2.4 评价因子识别及筛选

2.4.1 环境影响因素识别

项目施工期间对环境的影响很大程度上取决于工程特点、施工季节以及工程所处的地形、地貌等环境因素。

本项目运营期将产生废气、废水、噪声以及固废等污染因素，将对厂址周围的环境空气、地下水环境及声环境等产生不同程度的影响，项目环境影响因素识别见表 2.4-1。

表 2.4-1　　运营期主要环境影响因素

环境要素 开发活动		自然环境				生态环境		
		环境空气	地下水环境	地表水环境	声环境	植被	景观	水土流失
施工期	厂区土建工程	-1S	-	-	-1S	-	-	-1S
	运输	-1S	-	-	-1S	-	-	-1S
	施工机械使用	-1S	-	-	-1S	-	-	-1S
运营期	厂区生产装置、污水处理站	-2L	-1L	-	-1L	-	-	-
	蒸汽锅炉、工艺加热炉、导热油炉等	-1L	-	-	-1L	-	-	-
	供水、供电、供热等辅助工程	-1L	-	-	-2L	-	-1L	-
	储运设施	-1S	-1L		-2S	-1L	-1L	-

注：（1）表中“1”表示轻微影响；“2”表示中等影响；“3”表示重大影响；
（2）“＋”表示有利影响，“－”表示不利影响；
（3）“S”表示可逆影响，“L”表示不可逆影响。

2.4.2 主要污染因子筛选

根据项目特点、污染物排放特征及所在地区环境质量状况，将最终对环境影响较大的污染因子作为主要污染因子，见表 2.4-2。

征求意见稿

表 2.4-2　　环境评价因子筛选

序号	环境要素	专题	评价因子
1	环境空气	现状评价	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S、NH_3、苯并(a)芘、甲醇
		影响分析	NO_x、SO_2、烟尘、非甲烷总烃、H_2S、NH_3
		总量控制	SO_2、NO_x、VOCs
2	地表水环境	影响分析	pH、BOD、COD、NH_3-N、石油类、挥发酚、硫化物、总氰化物
		总量控制	COD、NH_3-N
3	地下水环境	现状评价	pH 值、氨氮、硝酸盐（以氮计）、亚硝酸盐（以氮计）、挥发酚、总硬度、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、氰化物、氟化物、石油类、汞、砷、铅、镉、六价铬、铜、锌、钾、钙、钠、镁、苯、甲苯、对/间二甲苯、邻二甲苯，共计 27 项。
		影响分析	COD 和石油类
4	声环境	现状评价	等效连续 A 声级
		影响分析	等效连续 A 声级
5	固体废物	影响分析	废焦油渣、废吸附剂、废催化剂、废导热油、油气回收废活性炭、污水处理站油泥
6	土壤	现状评价	pH 值、铜、铅、镉、汞、砷、镍、六价铬、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2,-四氯乙烷、1,2-四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃等 47 项
		影响评价	石油烃
7	环境风险	火灾爆炸	SO_2、非甲烷总烃
		泄漏及火灾	煤焦油
		毒物泄漏	CO

征求意见稿

2.5 环境功能区划和评价标准

2.5.1 环境功能区划

根据《鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）总体规划（2015-2030）》中“环境保护规划”中相关内容和《新疆生态功能区划》等内容，本项目所在区域各环境功能区划为：

（1）大气环境功能区划

本项目评价区域环境空气功能区划为二类区。

（2）声环境功能区划

本项目厂址所在地的声环境功能区为 3 类。

（3）水环境功能区划

本项目评价区域无地表水体，评价区域地下水主要用于生活饮用水及工农业用水，其地下水质量为III类。

（4）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，规划所处评价区域属于天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区、吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。

2.5.2 评价标准

2.5.2.1 环境质量标准

（1）大气环境

SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、苯并(a)芘执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。NH_3、H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值，非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》。具体标准值见表 2.5-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

序号	污染物	浓度限值		单位	标准来源
1	二氧化硫（SO_2）	年平均	0.06	mg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
		24 小时平均	0.15	mg/m³	

征求意见稿

序号	污染物	浓度限值		单位	标准来源
		1 小时平均	0.5	mg/m³	
2	二氧化氮（NO_2）	年平均	0.04	mg/m³	
		24 小时平均	0.08	mg/m³	
		1 小时平均	0.2	mg/m³	
3	一氧化碳（CO）	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10	mg/m³	
4	臭氧（O_3）	日最大 8 小时平均	0.16	mg/m³	
		1 小时平均	0.2	mg/m³	
5	PM_{10}	年平均	0.07	mg/m³	
		24 小时平均	0.15	mg/m³	
6	$PM_{2.5}$	年平均	0.035	mg/m³	
		24 小时平均	0.075	mg/m³	
7	苯并(a)芘	年平均	0.001	μg/m³	
		24 小时平均	0.0025	μg/m³	
8	NH_3	1 小时平均	0.2	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D
9	H_2S	1 小时平均	0.01	mg/m³	
10	甲醇	1 小时平均	3	mg/m³	
		日平均	1	mg/m³	
11	非甲烷总烃	小时平均	2.0	mg/m³	参考《大气污染物综合排放标准详解》

（2）地下水环境

项目区地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

表 2.5-2　　地下水质量标准　　单位：mg/L

序号	项目	标准值
1	pH 值（无量纲）	6.5~8.5
2	氨氮	≤0.50
3	硝酸盐（以氮计）	≤20.0
4	亚硝酸盐（以氮计）	≤1.00
5	挥发酚	≤0.002
6	总硬度	≤450
7	高锰酸盐指数	≤3.0
8	硫酸盐	≤250
9	氯化物	≤250

征求意见稿

序号	项目	标准值
10	氰化物	≤0.05
11	氟化物	≤1.0
12	汞	≤0.001
13	砷	≤0.01
14	铅	≤0.01
15	镉	≤0.005
16	六价铬	≤0.05
17	铜	≤1.00
18	锌	≤1.00
19	钠	≤200
20	苯	≤10.0
21	甲苯	≤700
22	二甲苯	≤0.5

（3）声环境

项目位于新疆鄯善工业园区内的石化产业园内，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准，评价标准限值见表 2.5-3。

表 2.5-3　　声环境质量标准　　单位：dB（A）

类　别	昼　间	夜　间
环境噪声	65	55

2.5.2.2 污染物排放标准

（1）废气

厂区现有各工艺加热炉排放有组织废气中的颗粒物、二氧化硫及氮氧化物执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 排放限值标准；现有 10t/h 燃气蒸汽锅炉烟气与两台 900kal 导热油炉排放有组织废气中的颗粒物、二氧化硫及氮氧化物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值；现有污水处理站“一级碱吸收+光电催化废气处理装置”废气污染物非甲烷总烃执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 3 大气污染物排放限值（废水处理有机废气收集处理装置），硫化氢、氨执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93），表 2 恶臭污染物排放标准值要求；油气回收系统排放尾气中非甲烷总烃执行《石油炼制工业

征求意见稿

污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 3 大气污染物排放限值（有机废气排放口）。

厂界无组织排放废气浓度颗粒物、非甲烷总烃执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 5 企业边界大气污染物浓度限值要求；氨、硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中恶臭污染物厂界、二级新扩改建标准要求。挥发性有机物无组织排放控制执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中相关要求。

（2）废水

含硫含氨废水与装置罐区清洗废水、不可预见废水进入酸性水汽提塔处理单元预处理后，一部分回用作为加氢反应注水，剩余部分与含酚废水等进入厂区污水综合处理站进一步处理，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后进入中水回用装置。循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置。中水回用装置出水满足《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2005）中“敞开式循环冷却水系统补充水”标准后回用于生产。

（3）噪声

项目厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准；建设期执行《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。

（4）固体废物

根据本项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），危险废物应执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）。

执行的排放标准详见表 2.5-4。

表 2.5-4　　排放标准一览表

污染物类型	污染物	污染物排放浓度限值	标准来源	监控位置
工艺加热炉烟气	颗粒物	20mg/m^3	《石油炼制工业污染物排放标准》GB31570-2015，表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）	污染物排气筒采样口
	二氧化硫	100mg/m^3		
	氮氧化物	150mg/m^3		
10t/h 燃气	颗粒物	20mg/m^3	《锅炉大气污染物排放标准》	烟囱或烟道

征求意见稿

污染物类型	污染物	污染物排放浓度限值	标准来源	监控位置
锅炉、2 台 900kal 导热油炉烟气	二氧化硫	50mg/m³	（GB13271-2014）表 2，新建锅炉大气污染物排放限值	
	氮氧化物	200mg/m³		
	烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1		烟囱排放口
油气回收系统尾气	非甲烷总烃	120mg/m³	《石油炼制工业污染物排放标准》GB31570-2015，表 3 大气污染物排放限值（有机废气排放口）	污染物排气筒采样口
污水处理站废气处理装置（30m 排气筒）	硫化氢	1.3kg/h	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	污染物排气筒采样口
	氨	20kg/h		
	非甲烷总烃	120mg/m³	《石油炼制工业污染物排放标准》GB31570-2015，表 3 大气污染物排放限值（废水处理有机废气收集处理装置）	
厂界大气污染物	颗粒物	1.0mg/m³	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015），表 5 企业边界大气污染物浓度限值	颗粒物设在厂界外下风向和上风向
	非甲烷总烃	4.0mg/m³		
	氨	1.5mg/m³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）恶臭污染物厂界，二级新扩改建标准值	
	硫化氢	0.06mg/m³		
厂房外	非甲烷总烃	10mg/m³	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	厂房外 1h 平均浓度
		30mg/m³		厂房外一次浓度
施工噪声	场界噪声	昼间 70dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	施工厂界外 1m
		夜间 55dB(A)		
运营噪声	厂界噪声	昼间 65dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	占地厂界外 1m
		夜间 55dB(A)		
废水	pH	6.5-8.5	《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T 19923-2005）	厂区污水处理站出口
	悬浮物	-		

征求意见稿

污染物类型	污染物	污染物排放浓度限值	标准来源	监控位置
	COD	60mg/L	敞开式循环冷却水系统补充水要求	
	BOD_5	10mg/L		
	氨氮	10mg/L		
	总氮	-		
	总磷	1mg/L		
	石油类	1mg/L		

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 大气环境

本次评价根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的判定要求，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物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 定义见公式：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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；

Co_i——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。一般选 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 HJ2.2 中 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。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。评价等级按评价等级按表 2.6-1 的分级的分级判据进行划分。

征求意见稿

表 2.6-1　　大气环境影响评价工作等级划分

评价等级	评价工作分级判据
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%
三级	P_{max} < 1%

（1）确定估算参数

本项目各废气污染源的参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　　各污染源参数选取

类别	废气名称	排气量 Nm^3/h	污染物名称	排放参数			污染物排放情况	
				高度 m	内径 mm	温度℃	排放浓度 mg/Nm^3	排放速率
有组织	转化炉燃烧废气 G_{1-1}	13387.2	烟尘	50	1000	400	9.8	0.13kg/h
			SO_2				6.5	0.087kg/h
			NOx				77	1.03kg/h
	1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	1863.6	烟尘	39	1000	153	9.8	0.18kg/h
			SO_2				6.98	0.013kg/h
			NOx				77	0.14kg/h
	2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}	5307.7	烟尘	39	100	339	9.8	0.052kg/h
			SO_2				6.6	0.035kg/h
			NOx				77	0.41kg/h
	精制加热炉烟气 G_{2-3}	2948.7	烟尘	32	700	260	9.8	0.03kg/h
			SO_2				6.44	0.019kg/h
			NOx				77	0.23kg/h
	改质加热炉烟气 G_{2-4}	1179.5	烟尘	25	700	363	9.8	0.012kg/h
			SO_2				6.78	0.008kg/h
			NO_x				77	0.09kg/h
	分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}	2359	烟尘	41	900	167	9.8	0.023kg/h
			SO_2				6.36	0.015kg/h
			NO_x				77	0.18kg/h
	燃气导热油炉烟气 G_{3-1}	16928	烟尘	47	1000	135	7.1	0.011kg/h
			SO_2				3.54	0.06kg/h
			NO_x				65	1.1kg/h
	G4 物料装卸废气	500	甲醇	20	150	常温	54	0.027kg/h
			NMHC				56.5	0.0283kg/h
	G5 废水处理站废气处	23900	NMHC	30	600	常温	0.12	0.0028kg/h
			H_2S				1.06	0.025kg/h

征求意见稿

	理装置		NH_3				13.22	0.316kg/h
无组织	G6 装置区生产设备泄漏	NMHC		生产装置 155m×70m，高度 40m			3.184t/a	
		NMHC		产品罐区 2×106m×70m，高度 15.5m			2.6t/a	

估算模型参数选取见表 2.6-3。

表 2.6-3　　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）	/
最高环境温度/℃		44.8
最低环境温度/℃		-28.4
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
	地形数据分辨率/m	90m（3秒）
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（2）估算结果

由 AERSCREEN 估算模式计算所得污染物最大地面浓度占标率及对应距离见表 2.6-4。

表 2.6-4　　各污染物 P_i 计算结果

污染源名称	距离(m)	SO_2|D_{10}(m)	PM_{10}|D_{10}(m)	NO_2|D_{10}(m)	非甲烷总烃|D_{10}(m)	硫化氢|D_{10}(m)	氨|D_{10}(m)
转化炉燃烧废气 G_{1-1}	1250	0.03|0	0.05|0	2.21|0	0.00|0	0.00|0	0.00|0
1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	1690	0.08|0	0.24|0	3.61|0	0.00|0	0.00|0	0.00|0
2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}	1650	0.06|0	0.25|0	3.42|0	0.00|0	0.00|0	0.00|0
精制加热炉烟气 G_{2-3}	1685	0.11|0	0.20|0	2.89|0	0.00|0	0.00|0	0.00|0
改质加热炉烟气 G_{2-4}	1200	0.06|0	0.07|0	2.93|0	0.00|0	0.00|0	0.00|0
分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}	1700	0.07|0	0.17|0	1.90|0	0.00|0	0.00|0	0.00|0
燃气导热油炉烟气 G_{3-1}	105	2.11|0	0.13|0	6.5|0	0.00|0	0.00|0	0.00|0

征求意见稿

G4 物料装卸废气	685	0.00|0	0.00|0	0.00|0	0.22|0	0.00|0	0.00|0
G5 废水处理站废气处理装置	962	0.00|0	0.00|0	0.00|0	0.01|0	21.28|1750	13.45|1225
G6 装置区生产设备泄漏	154	0.00|0	0.00|0	0.00|0	1.56|0	0.00|0	0.00|0
G7 储罐呼吸废气	130	0.00|0	0.00|0	0.00|0	1.65|0	0.00|0	0.00|0
各源最大值	--	2.11	0.25	6.5	1.65	**21.28**	13.45

（3）确定评价等级

根据估算结果表明，本项目 G5 废水处理站废气处理装置废气中硫化氢最大占标率为：21.28%，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为一级。

（4）评价范围

《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中规定：“一级评价项目根据建设项目排放污染物的最远影响距离（$D_{10\%}$）确定大气环境影响评价范围。即以项目厂址为中心区域，自厂界外延 $D_{10\%}$的矩形区域作为大气环境影响评价范围。当 $D_{10\%}$超过 25km 时，确定评价范围为边长 50km 的矩形区域；当 $D_{10\%}$小于 2.5km 时，评价范围边长取 5km。”本项目 G5 废水处理站废气处理装置废气中硫化氢最大占标率为 21.28%，$D_{10\%}$为 1.75km，因此本项目大气环境影响评价范围为以项目场址为中心区域，边长为 5km 的矩形。

2.6.2 地表水环境

本项目用水由园区供水管网供给。

本项目生产废水经处理后回用，与地表水体无水力联系。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中评价工作分级原则，本项目地表水评价等级为三级 B。本项目不涉及地表水环境风险，评价范围满足依托污水处理设施环境可行性分析要求即可。

2.6.3 地下水环境

地下水环境影响评价参照环境保护部发布的《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）相关技术评价规范进行评价等级的确定。

项目类别属于地下水导则附录 A 中“84 其它石油制品”行业类别，属于I类项目。项目所在区域不属于生活供水水源地准保护区、不属于热水、矿泉水、温泉等特殊地下水源保护区、也不属于补给径流区，同时项目占地为工业用地，场

征求意见稿

地内无分散居民饮用水源取水井等其它环境敏感区。参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)中地下水环境影响评价工作等级划分的原则确定本项目评价工作等级。划分依据见表 2.6-5、表 2.6-6。

表 2.6-5　　地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	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（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.6-6　　评价工作等级分级表

敏感性	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

根据以上划分依据评估结果，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水影响评价等级为二级。

根据查表法，地下水二级评价的评价范围为 6~20km^2，必要时可适当扩大范围；本项目地下水评价范围以厂址为中心，向地下水上游延伸 500m、下游延伸 2.5km，向地下水流侧向各延伸 1km，面积约为 6km^2 的区域。

2.6.4 声环境

本项目区位于声环境功能区 3 类，周围 200m 范围内没有声环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）中的“5.2.4 条”规定：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 3 类、4 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3dB(A)以下（不含 3dB(A)，或受噪声影响人口数量变化不大时，按三级评价。因此本项目声环境影响评价等级为三级。

环境噪声影响评价工作等级判定依据，见表 2.6-7。

征求意见稿

表 2.6-7　　环境噪声影响评价工作等级判定依据表

判别依据	声环境功能区类别	项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量	受噪声影响范围内的人口数量
三级评价	3 类地区	小于 3dB(A)（不含 5dB(A)）	变化不大
本工程	3 类区	小于 3dB(A)	变化不大
评价等级	三级评价		

本项目建设场地 200m 范围内无声环境敏感点，因此只进行厂界达标性分析，其声环境影响评价范围为厂界外 1m 处。

2.6.5 土壤环境

对照 HJ964 附录表 A，本项目属I类建设项目。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属污染影响型项目，占地约 10 公顷，属中型建设项目，项目位于工业园区内，周围无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院及其他土壤环境敏感目标。根据评价等级判定依据，本项目土壤评价等级为二级。土壤评价工作等级判定，见表 2.6-8。

本项目土壤评价范围为项目区以及项目区外 0.2km 范围内。见图 2.6-1。

表 2.6-8　　土壤评价工作等级

项目类别 / 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	**二级**	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

2.6.6 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011）评价工作分级划分，本项目在企业原厂界范围内改扩建，生态影响评价仅需要进行生态影响分析。

生态环境影响评价范围在厂区范围内。

2.6.7 环境风险

据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的规定，涉及有毒有害和易燃易爆物质生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目可能发生的突发性事故（不包括人为破坏及自然灾害引发的事故、生态风险评价、核

征求意见稿

与辐射类建设项目）需进行环境风险评价。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，将环境风险评价工作划分为一级、二级、三级。评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-9　　评价工作级别划分方法

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P_1）	高度危害（P_2）	中度危害（P_3）	轻度危害（P_4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV+为极高环境风险。				

（1）Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），计算危险物质数量与临界量比值（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，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）。

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+q_3/Q_3\ldots qn/Qn$$

式中：q_1，q_2，……qn——每种危险物质的最大存在总量，单位为 t；

Q_1，Q_2，……Qn——每种危险物质的临界量，单位为 t；

本项目天然气依托园区天然气站，天然气站中设置有气柜，因此厂区内不设置天然气气柜，本项目涉及的危险物料为中低温煤焦油、液化气（LPG）、石脑油、柴油、氨水、硫氢化钠。查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中以上各种物质的临界量，计算结果见下表。

表 2.6-10　　本工程危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	中低温煤焦油	/	2×4250	2500	3.4
2	液化气（LPG）	/	3×60	7.5	24
3	石脑油	/	2×1250	2500	1
4	柴油	/	2×3600	2500	2.88
6	氨水	1336-21-6	2×250	10	50
7	硫氢化钠	16721-80-5	2×170	2.5	136
项目 Q 值∑					217.28

征求意见稿

由上表可见，本项目危险物质数量与临界量比值 Q=217.28。

（2）行业及生产工艺（M）

分析项目所属行业及生产工艺特点，具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.6-11　　行业及生产工艺（M）

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≥300℃，高压指压力容器的设计压力（*P*）≥10.0MPa； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

本项目涉及裂解（裂化）工艺、加氢工艺各 1 套，危险物质贮存罐区依托现有工程，M 分值为 20，以 M2 表示。

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）

建设项目的危险物质及工艺系统危险性等级（P）的判断见下表，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 2.6-12　　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≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

本项目 Q≥100，M2，危险物质及工艺系统危险性确定为 P1。

征求意见稿

（4）E 的分级确定

①大气环境

本项目的事故情形涉及危险物质泄漏，危险物质向环境转移的途径为大气扩散对大气环境的影响。根据调查，本项目边界周围 5km 范围内包含火车站镇镇区，总人口数大于 1 万人，小于 5 万人，确定大气环境敏感性为 E2。

②地表水环境

本项目的事故情形涉及危险物质中低温煤焦油、石脑油、柴油、甲醇、氨水、硫氢化钠泄漏，向环境转移的途径为地表水扩散对地表水环境的影响。本项目排放点距离水体较远，24h 流经范围内不涉及涉跨国界、省界。本项目地表水功能敏感性分区为 F3。

本项目发生事故时，危险物质泄漏量较小，完全可通过建设单位的水体污染防控体系进行收集、处理，且本项目距离水体较远，基本不会对水体产生影响，也不涉及地表水环境风险受体/敏感保护目标。因此，本项目地表水功能敏感性分区为 S3。

综上，本项目地表水功能敏感性分区为 F3，地表水功能敏感性分区为 S3。因此，本项目地表水环境敏感性为 E3。

③地下水环境

本项目不位于水源地的保护区及准保护区内，也不属于水源地的补给径流区，地下水敏感程度为不敏感。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G3。

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G3，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E2。

（5）建设项目环境风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分见下表。

表 2.6-13　　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）
环境高度敏感区（E1）	IV^+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II

征求意见稿

环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV^+ 为极高环境风险				

①大气环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P1，大气环境敏感性为 E2，环境风险潜势确定为 IV 级。

②地表水环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P1，地表水环境敏感性为 E3，环境风险潜势确定为 III 级。

③地下水环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P1，地下水环境敏感性为 E2，环境风险潜势确定为 IV 级。

表 2.6-14　　评价工作等级划分

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]
简单分析 [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。				

本项目大气环境风险潜势确定为 IV 级、地表水环境风险潜势确定为III级、地下水环境风险潜势确定为 IV 级。由此判定，本项目大气环境风险评价等级确定为一级、地表水环境风险评价等级确定为二级、地下水环境风险评价等级确定为一级。

本项目大气环境风险评价范围为距项目边界为 5km 的区域；地下水环境风险评价范围同地下水评价范围，选取下游 2.5km，两侧 1km，上游 0.5km 为评价范围，故此，本项目地下水评价面积为 6.9km^2。

本项目评价范围及敏感目标分布，见图 2.6-1。

2.7 评价重点

根据建设项目环境影响识别与评价因子的筛选结果确定本次评价工作在工程分析的基础上，以环境空气、水环境评价为重点，强化污染物综合防治措施的评价，制定整体污染防治对策及措施，同时关注影响范围内公众对本项目的意见和建议。

征求意见稿

2.8 主要环境保护目标和环境敏感目标

2.8.1 主要环境保护目标

（1）大气环境

保护评价区环境空气，保证不因本项目而降低区域环境空气质量现状级别—《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。应确保评价区域内的大气环境质量不受本项目排放大气污染物的明显影响。

（2）声环境

控制厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准，避免对厂址区域造成噪声污染。确保本项目区域声环境依旧满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类区要求。

（3）地下水环境

保护厂址上游及下游区域地下水水质，保证不因本项目而降低区域地下水环境质量现状级别—《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准。

（4）环境风险保护目标

降低环境风险发生概率，保证环境风险发生时能够得到及时控制，保护周围企业职工及环境敏感点人群。

（5）生态

保护厂址区生态环境，加强绿化，将生态环境影响降低到最小。

2.8.2 环境敏感目标分布

表 2.8-1　　本项目的环境敏感目标

环境要素	名称	环境功能	与本项目的相对位置	保护要求
环境空气	项目评价区域	环境空气二类区	评价区域内	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准
地下水	厂址及附近区域地下水	地下水 III 类水体，工、农用水	评价区域内	满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准
声环境	厂界外 200m 无声环境敏感目标			厂界满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准

征求意见稿

环境要素	名称	环境功能	与本项目的相对位置	保护要求
生态	项目区域	生态环境	/	保护现有生态环境不被破坏
土壤	项目区域	-	评价区域内	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值标准
环境风险	火车站镇	-	评价范围内	环境风险控制在可接受水平

征求意见稿

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程

3.1.1 现有工程环保手续履行情况

鄯善万顺发新能源科技有限公司现有员工约 220 人，项目年生产天数为 333 天（8000h），厂区占地面积 100005m^2。公司现有项目环保手续履行情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1　　现有项目环保手续履行情况

名称	主要内容	批复文号	验收情况
《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目环境影响报告书》	新建 2 条 15 万吨/年煤焦油加氢生产线，4 套甲醇制氢装置（单套 5000 标准立方米/小时），配套建设循环水、脱盐水站、锅炉房、空压、制氮、储运等附属设施，环保工程包括综合污水处理站、酸性水汽提装置、干气脱硫、酸性气脱硫、火炬、危险废物贮存库等。	2014 年 4 月原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环函[2014]407 号	2019 年 1 月“一期”项目通过竣工环境保护验收，“二期”未建设 《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）竣工环境保护验收监测报告》（水清清（监）[2018]-YS-006 号
《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目分期建设说明》	由于建设资金、原料来源、建设周期等因素影响的限制，建设单位将“鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目”进行分期建设，“一期”工程建设 2×10000Nm^3/h 甲醇制氢装置、一套 15 万 t/a 焦油加氢装置及配套设施（已建成），“二期”工程建设一套 15 t/a 焦油加氢装置及配套设施。	2019 年 1 月原新疆维吾尔自治区环境保护厅，新环函[2019]4 号	

鄯善万顺发新能源科技有限公司于 2014 年申报了“鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目”，原新疆维吾尔自治区环境保护厅于 2014 年 4 月对该项目环境影响评价报告书进行批复（新环函[2014]407 号）。该项目主要建设内容为：新建 2 条 15 万吨/年煤焦油加氢生产线，4 套甲醇制氢装置(单套 5000 标准立方米/小时)，配套建设循环水、脱盐水站、锅炉房、空压、制氮、

征求意见稿

储运等附属设施，环保工程包括综合污水处理站、酸性水汽提装置、干气脱硫、酸性气脱硫、火炬、危险废物贮存库等。

批复后同年企业开始施工建设，由于建设资金、原料来源、建设周期等因素影响的限制，建设单位决定申请项目分期建设，2016 年 11 月实际已建成“一期”1 条 15 万吨/年煤焦油加氢装置，2 套 10000 标准立方米/小时甲醇制氢装置及其一期建成、两期共用的公辅配套设施。

2018 年 12 月，由于企业分期建设，企业委托新疆化工设计研究院有限责任公司编制《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目分期建设说明》，将分期建设与建设期间产生的变动情况进行了一一说明，原新疆维吾尔自治区生态环境厅以“新环函〔2019〕4 号”文进行复函通过，明确项目“一期”工程建设 2×10000Nm^3/h 甲醇制氢装置、一套 15 万 t/a 焦油加氢装置及配套设施，“二期”工程建设一套 15t/a 焦油加氢装置及配套设施。

2019 年 1 月 30 日《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）》通过竣工环境保护验收（[2018]-YS-006 号），同时，企业明确不再建设“二期”项目。

3.1.2 现有工程基本情况

建设单位：鄯善万顺发新能源科技有限公司

建设地点：项目建设位于新疆鄯善工业园区内的石化产业园南段，南距兰新铁路和霍连高速分别为 3.5km、4.5km，东北距美汇特石化项目 500m，占地面积约 10ha，1000m 卫生防护距离内，无居民住宅、学校、医院等环境敏感建筑。项目地理坐标为 E90°27′17.55″，N43°02′47.5″。

项目投资：项目总投资 52000 万元，其中环保投资 8451 万元，占总投资的 16.25%。

厂区占地面积及平面布置情况：本项目厂区总占地面积为 100005m^2，占地均属于园区规划的工业用地。建构筑物大体呈两列布置，厂内靠围墙为环形道路。厂区由北向南依次布置办公生活区、甲醇制氢单元、煤焦油加氢单元（生产规模为 15 万吨/年）。办公楼南侧为中控室、变电所，甲醇制氢单东南侧为产品罐区、危废暂存库、焦油预处理间、焦油进料罐，煤焦油加氢单元东南侧为原料罐区、

征求意见稿

碱液罐区、LPG 罐区、污水处理站、风险事故水池，厂区西侧布置有脱盐水站、空压站、生产消防共用水池、消防水泵房、循环水池、导热油炉房及锅炉房等。

3.1.3 现有工程建设内容

3.1.3.1 现有工程建设内容

实际已建成“一期”1 条 15 万吨/年煤焦油加氢生产装置，2 套 10000 标准立方米/小时甲醇制氢装置及其公辅配套设施。

现有工程共占地 10 公顷，主要由生产主体工程、储运工程、公用工程、环保工程及辅助工程五个部分组成。其中主体工程包括 15 万 t/a 原料预处理装置、10 万 t/a 煤焦油加氢装置、2×10000m³/h 甲醇制氢装置及 1 套分馏系统；辅助工程包括检化验室、三修车间、备件库、办公室等；公用工程包括给排水系统、供电系统、锅炉房、空压站、制氮站等；储运工程包括原料油罐、产品油罐等；环保工程主要包括燃气锅炉低氮燃烧器、污水处理站臭气“碱吸收+UV 高效光解净化”装置、酸性水汽提装置、废水综合处理+中水回用装置、危废暂存库等。

现有工程组成见表 3.1-2。

表 3.1-2　　现有工程组成一览表

序号	类别	项目组成	主要建设内容
1	主体工程	2×10000Nm³/h 甲醇制氢装置	一开一备或两套同开作为一套联合装置，包括：甲醇转化工序、变压吸附（PSA）脱碳工序、变压吸附（PSA）提氢工序。
		15 万 t/a 焦油加氢装置	包括：加氢反应单元（1×15 万 t/a）、产品分离单元(1 套)和酸性水处理单元。
2	公辅工程	供排水系统	包括新鲜水系统、循环水系统和消防水系统。
		循环水系统	包括循环水泵房（共 4 台泵，2 开 2 备）、1 座冷却塔(2000m³/h)、1×4800m³ 循环水池；
		脱盐水站	脱盐水站规模 2×20m³/h，配套多介质过滤器、反渗透设备和混床设备等。
		导热油炉房	2 台 900 万大卡导热油炉供热，配 2 台 2t/h 余热锅炉（不烧气）。
		燃气锅炉房	包括一台 10t/h 燃气锅炉及 16m 高烟囱。
		燃料气系统	回收工艺干气、不凝气作为燃料气供应装置中加热炉燃料，装置内设置 2 台燃料气缓冲罐。
		供电	包括 35/10kV 总降变电所和 10/0.4kV 变配电室，35/10kV 总降变电所设主变压器 2 台，容量为 10000kVA，35/10kV；10/0.4kV 变配电室设所用变压器 2 台，容量为 50kVA，10/0.4kV。
		空压站	1 套非净化压缩空气 20Nm³/min、净化压缩空气 16.6Nm³/min。

征求意见稿

序号	类别	项目组成	主要建设内容
		制氮站	1 套 DWAN49-20 正常 1.66 Nm^3/min，40Nm^3/min（最大）。
		高架火炬系统	包括可燃性气体排放管道、分液罐、阻火器、点火装置等；火炬塔架高 85m，设有工艺事故火炬。
		自动控制系统	包括分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、机组专用监控系统（ITCC）、大型机组状态监控系统（MMS）、火灾及可燃气体有毒气体监控系统（FGS）、仪表设备管理系统（AMS）等部分。
		其他公辅设施	包括检化验室、三修车间、备件库等。
		办公生活设施	包括办公楼、食堂、浴室、宿舍楼及车库。
3	储运工程	罐区	**原料罐区：**包括原料罐区泵房及 5000m^3 固定顶罐 2 台，3000m^3 固定顶罐 2 台，1500m^3 固定顶罐 1 台，500m^3 固定顶罐 1 台，300m^3 固定顶罐 1 台； **甲醇罐区：3000**m^3 内浮顶罐 2 台 **产品罐区：**包括产品罐区泵房及 5000m^3 内浮顶罐 2 台，3000m^3 内浮顶罐 2 台，2000m^3 内浮顶罐 2 台，1500m^3 内浮顶罐 1 台，1000m^3 内浮顶罐 1 台； **碱液罐区：**包括 300m^3 固定顶罐 2 台，200m^3 固定顶罐 3 台； **LPG 罐区：**包括 150m^3 压力卧罐 3 台。
		物料装卸系统	包括装卸区泵房、汽车卸车栈台、汽车装车栈台、零位罐、油气回收设施及微型消防站。
4	环保工程	废气防治设施	①导热油炉烟气采用天然气为燃料、配套低氮燃烧器，与蒸汽锅炉废气共用 16m 高烟囱排放； ②加热炉采用副产燃料气及天然气为燃料，均配套低氮燃烧器； ③储罐及装卸尾气采用“二级冷凝+活性炭吸附”处理工艺，处理后经 20m 排气筒排放； ④锅炉采用天然气为燃料，配套低氮燃烧器，与导热油炉共用 16m 高烟囱排放； ⑤采用一套 2 万 m^3/h 碱吸收+UV 高效光解净化装置，处理污水处理站产生的氨气、硫化氢、少量油气挥发气体。
		废水防治设施	①废水“清污分流”：含硫含氨废水（酸性水）经 8m^3/h 酸性水汽提塔预处理后进入 10m^3/h 脱酚蒸氨设施，处理后与生活污水一同进入生化处理设施处理达标后排入中水回用装置，处理后部分回用，少部分冬储夏灌绿化； ②酸性水处理预设施采用“除油—酸性水汽提—氨精制—碱吸收”工艺；预处理后废水进入厂区污水处理站，污水站采用“除油+脱酚+蒸氨”工艺； ③生化处理设施：一期处理能力 15m^3/h。工艺：隔油池+二级气浮池+厌氧+IMC（改良型 SBR）+二沉池； ④中水回用装置：一期处理能力 16m^3/h。采用 BAF+保安过滤+活性炭过滤+超滤+反渗透工艺； ⑤废水暂存池：2 座：4200m^3+8900m^3。
		固废收集及暂存设施	348m^2 危废仓库用于危废在厂内的暂存；办公生活区设有生活垃圾收集箱。
		噪声污染防治措施	噪声大的设备均布置在室内，同时部分噪声设备加装消声器、消声罩、基础减震等。
		环境风险防范设施	包括泄漏报警系统、备用发电及自动切换设施、85m 火炬系

征求意见稿

序号	类别	项目组成	主要建设内容
			统、储罐围堰、1×4200m³ 风险事故水池、600m³ 酸性水事故池、装置区、储罐区防渗等防止地下水污染措施以及厂区消防水系统等。

3.1.3.2 现有工程工作制度及劳动定员

现有工程年生产天数为 333 天（8000h），各生产单元实行“四班三运转”工作制。职工人数 220 人，其中生产人员 180 人，管理人员 40 人。

3.1.4 现有工程生产规模及产品方案

3.1.4.1 生产规模

现有生产线生产能力为：年预处理 15 万吨中低温煤焦油；年煤焦油加氢 10 万吨；已建成甲醇制氢能力 2×10000m³/h，“一期”实际运行 10000m³/h（一期建设，两期共用）。

3.1.4.2 产品方案

（1）产品方案

现有项目产品方案详见表 3.1-3。

表 3.1-3　　现有项目产品方案一览表

序号	名称	现有项目产品数量 t/a	备注
1	轻芳烃	28530	
2	重芳烃	102187.5	
3	液化气	3120	回用作生产原料
4	重油	15000	

（2）产品质量指标

①轻芳烃质量标准

产品质量指标见表 3.1-4。

表 3.1-4　　轻芳烃产品质量指标表

指标名称	指标值		指标名称	指标值	
	初期	末期		初期	末期
密度（20℃）/kg·m⁻³	754.0	755.0	硫含量/ug·g⁻¹	5.5	5.5
馏程（ASTM D86）			氮含量/ug·g⁻¹	1.0	1.0
初馏/10%	60/81	62/82	族组成，%		
30%/50%	89/96	90/97	烷烃	12.5	13.0

征求意见稿

指标名称	指标值		指标名称	指标值	
	初期	末期		初期	末期
70%/90%	105/121	105/121	环烷烃	84.0	83.0
90%/干点	130/150	130/150	芳烃	3.5	4.0
研究法辛烷值（RON）	76.0	76.2			

②重芳烃质量标准

产品质量指标见表 3.1-5。

表 3.1-5　　重芳烃产品质量指标表

指标名称	指标值		指标名称	指标值	
	初期	末期		初期	末期
密度（20℃）/kg·m^{-3}	889.0	891.0	硫含量/ug·g^{-1}	17.7	17.75
馏程（ASTM D86）			氮含量/ug·g^{-1}	1.2	1.2
初馏/10%	171/201	172/202	粘度（20℃），mm^2·s^{-1}	3.7	3.7
30%/50%	227/241	228/242	质谱组成，%		
70%/90%	258/284	259/285	饱和烃	84.7	84.0
90%/干点	303/334	304/335	芳烃	15.3	16.0
闭杯闪点/℃	65	64	胶质	0	0
凝点/℃	＜-50	＜-50	十六烷值	31.0	30.0
冷凝点/℃	＜-45	＜-45	10%蒸余物残炭，%	0.08	0.08

③液化气产品质量标准

产品质量指标见表 3.1-6。

表 3.1-6　　液化气产品质量指标表

指标名称	指标值	试验方法
密度（15℃）/kg·m^{-3}	2.35kg/m^3	SH/T 0221
蒸汽压（37.8℃）/kPa 不大于	1380	GB/T 6602
C5 及 C5 以上组分含量 不大于	3.0	SH/T 0230
残留物		SH/T 7509
蒸发残留物/（mL/100mL）	不大于 0.05	
油渍观察值/mL	通过	
铜片腐蚀/级 不大于	1	SH/T 0232
总硫含量/（mg/m^3） 不大于	343	SH/T 0222
游离水	无	目测

④重油质量标准

本项目产品重油标准执行重油（燃料油）质量标准 SY1091-77（88），产品

征求意见稿

质量指标见表 3.1-7。

表 3.1-7　　重油产品质量指标表

项目	质量标准				试验方法
	20 号	60 号	100 号	200 号	
恩氏粘度，E，80℃不大于	5.0	11.0	15.5		GB266
100℃不大于	-	-	-	5.5~9.5	
闪点℃（开杯）不低于	80	100	120	130	GB267
凝点，℃不高于	15	20	25	36	GB510
灰分，%，不大于	0.3	0.3	0.3	0.3	GB508
水分，%，不大于	1.0	1.5	2.0	2.0	GB260
硫含量，%，不大于	1.0	1.5	2.0	3.0	GB387
机械杂质，%，不大于	1.5	2.0	2.5	2.5	GB511

3.1.5 现有工程生产设备

现有工程装置区主要设备见表 3.1-8、表 3.1-9。

表 3.1-8　　现有工程甲醇制氢装置工艺设备一览表

序号	设备名称	型号或特性参数	操作条件			主体材质	数量（台）
			接触介质	温度（℃）	压力（MPa）		
1	分解变换反应器	3000×7336 F=2308m²	管程：原料	300/270	2.45	15CrMo	2
			壳程：导热油	310/270	0.8	Q345R	
2	原料/反应气换热器	700×4695 F=144m²	壳程：原料	40/190	2.45	S30408	2
			管程：变换气	280/125	2.35	S30408	
3	原料汽化器	900×4770 F=254m²	壳程：原料	157/280	2.38	S32168	2
			管程：导热油	310/270	0.8	S32168	
4	反应气冷却器	700×4750 F=146.2m²	壳程：循环水	40/32	0.6	Q345R	1
			管程：反应气	80/40	2.28	S30408	
5	水洗塔	1400×11800	反应气、水	40	2.35	S30408	1
6	甲醇缓冲罐	2200×6000	甲醇	45	0.2/-0.001	Q345R	1
7	脱盐水缓冲罐	1800×6000	脱盐水	45	常压	Q345R	1
8	反应气分液罐	1000×3000	反应气、水	50	2.23	S30408	1
9	导热油收集罐	1000×4000	导热油	220	常压	Q345R	1
10	反应气空冷器	长：8.81×宽：5.8×高：5.42	管程：反应气、水	140	2.3	304L	1

征求意见稿

			壳程：脱盐水	-	7		
11	脱碳吸附塔	1800×6200	反应气	40	-0.045455	Q345R	10
12	提氢吸附塔	1800×6300	脱碳气	40	0.02/2.2	Q345R	8
13	解吸气冷却器	309×1568.5 F=5.8m²	壳程：循环水	0.6	32/40	20#	1
			管程：反应气	2.3	120/40	20#	
14	解吸气压缩机	往复式压缩机	提氢解吸气	进口：40	进口：0.12～1.00	Q345R	2
			气量：2151Nm³/h	出口：97～127	出口：0.28～2.44	Q345R	
15	真空泵	液环真空泵	脱碳解吸气	进口：40	进口：0.03～0.12	Q345R	3
		JSKA（2BE1）303-710	气量：≧60m³/min	出口：≦40	出口：常压	Q345R	
16	软化水箱	1000×2016	软化水	-	-	Q345R	1

表 3.1-9　　现有工程焦油加氢装置工艺设备一览表

一、	反应器类						
序号	设备名称	规格和结构特征	操作条件			数量（台）	材质
			接触介质	温度（℃）	压力（MPa）		
1	保护反应器	φ2000×6600（切），立式	加氢油气	360	19.50	2	2.25Cr-1Mo-0.25V+堆焊
2	精制反应器 A	φ2000×13600（切），立式	加氢油气	420	19.50	1	2.25Cr-1Mo-0.25V+堆焊
3	精制反应器 B	φ2000×13600（切），立式	加氢油气	420	19.50	1	2.25Cr-1Mo-0.25V+堆焊
4	改质反应器 A	φ2000×11700（切），立式	加氢油气	420	19.50	1	2.25Cr-1Mo-0.25V+堆焊
5	改质反应器 B	φ2000×14700（切），立式	加氢油气	420	19.50	1	2.25Cr-1Mo-0.25V+堆焊
二、	塔类						
序号	设备名称	规格和结构特征	操作条件			数量（台）	材质
			接触介质	温度（℃）	压力（MPa）		
1	脱重塔	Φ3400/Φ2600×325 0050 层 V4 型浮阀塔盘	煤焦油	340	-0.078	1	Q245R+S30408

征求意见稿

2	酚油汽提塔	Φ400×8850 填料	酚油、蒸汽	105	-0.076	1	Q245R
3	辅塔	Φ1400×6500	煤沥青	340	-0.065	2	S30408
4	稳定塔	Φ800/1200×19050 30 层 V1 型浮阀塔盘	酸性油气、稳定塔顶油、加氢重质油	250	0.28	1	Q245R
5	吸收塔	Φ400/1000×19350 填料	干气、加氢轻质油	70	3.5	1	Q245R
6	脱丁烷塔	Φ800×2390040 层 V4 型浮阀塔盘	LPG、轻芳烃	250	1.53	1	Q345R
7	重组分分馏塔	Φ2200/1200×30750 50 层 V1 型浮阀塔盘	轻芳烃、尾油、重芳烃	250	-0.08	1	Q245R
8	重组分后分馏塔	Φ2200/1200×30750 50 层 V1 型浮阀塔盘	轻芳烃、尾油、重芳烃	250	-0.08	1	Q245R
9	酸性水汽提塔	Φ800/Φ400×32850 35 层 V1 型浮阀塔盘和填料	酸性气、净化水	165	0.55	1	Q 245R（正火）
10	氨精制塔	Φ800/Φ400×8500 填料塔	氨水、氨气	40	0.25	1	Q245R
11	氨水塔	Φ800/Φ400×11000 填料塔	氨水、氨气	60	0.20	1	Q245R
12	硫氢化钠塔	Φ3400×25600	硫化氢、硫氢化钠	100	0.5	1	Q 245R（正火）
三、	**容器类**						
序号	设备名称	规格和结构特征	操作条件			数量（台）	材质
			接触介质	温度（℃）	压力（MPa）		
1	焦油注水罐	φ1200×2000 平顶罐，V=2.2m³	脱盐水	40	常压	1	Q245R
2	废水罐	φ1200×2000 平顶罐，2.2m³	废水	90	常压	1	Q235-B
3	焦油进料罐	φ5200×5200 锥顶，110m³	煤焦油	90	常压	1	Q235-B
4	脱重塔回	φ1800×6000 卧式，	轻质煤焦油	60	-0.08	1	Q245R

征求意见稿

	流罐	17m³					
5	反应进料缓冲罐	φ2200×4600 立式，21m³	加氢原料油	90	常压	1	Q245R
6	精制热高分罐	φ1200×8000 立式，9m³	加氢油气	260	19.5	1	14Cr1MoR +堆焊
7	冷高分罐	φ1200×8000 立式，9m³	注水加氢油气	60	19.5	1	Q345R（HIC）
8	改质热高分罐	φ1200×4000 立式，5m³	加氢油气	180	19.5	1	Q345R +堆焊
9	改质热低分罐	φ2200×4600 立式，21m³	加氢油	180	0.6	1	Q245R
10	冷低分罐	φ1800×6000 卧式，17m³	酸性油气、含硫污水、轻油	50	0.5	1	Q245R（正火）
11	蒸汽发生废水罐	φ1000×2000 平顶罐,V=1.57m³	脱盐水	100	常压	1	Q235-B
12	稳定塔回流罐	φ1600×3000 卧式，7.64m³	硫化氢、加氢产物油	40	0.25	1	Q245R（正火）
13	碱洗罐	φ1600×6000 卧式，13.67m³	碱液、加氢产物油	40	3.9	1	Q345R（正火）
14	水洗罐	φ1600×6000 卧式，13.67m³	水、加氢产物油	40	3.9	1	Q345R（正火）
15	脱丁烷塔回流罐	φ1200×3000 卧式，4.07m³	C2、C3、C4 等	45	1.4	1	Q245R
16	重组分分馏塔回流罐	φ1600×6000 卧式，13.67m³	加氢产物油	45	-0.08	1	Q245R
17	补碱罐	φ1800×2000 锥顶罐，5.09m³	碱液	常温	常压	1	Q235-B
18	酸性气压缩机吸入罐	Φ800×1800 立式，V=0.9m³	酸性油气	40	0.25	1	Q245R（正火）
19	反应注水罐	φ1200×2000 平顶罐，2.2m³	反应注水	50	常压	1	Q245R（正火）
20	脱氧器	10m³	脱盐脱氧水	105	0.02	1	Q245R
21	放空罐	φ1600×6000 卧式，13m³	放空气体	60	0.17	1	Q245R（正火）
22	倒净罐	φ1600×6000 卧式，	煤焦油、加氢油	60	0.17	1	Q245R

征求意见稿

		3m³					
23	净化风罐	φ1900×10800 立式，30m³	仪表风	40	0.8	1	Q245R
24	氮气缓冲罐	φ1500×9200 立式，16m³	氮气	40	0.8	1	Q245R
25	燃料气碱洗罐	φ2000×4000 立式，13m³	燃料气、碱液	50	1.00	1	Q245R
四、	加热炉类						
序号	设备名称	规格和结构特征	操作条件			数量（台）	备注
			接触介质	温度（℃）	压力（MPa）		
1	脱重塔加热炉	6000kW	焦油	420	0.05	1	H-1104
2	精制加热炉	2500kW	加氢油气、H_2，H_2S	420	19.5	1	H-1102
3	改质加热炉	800kW	加氢油气、H_2，H_2S	420	19.5	1	H-1103
4	重组分后分馏塔加热炉	2600KW	轻芳烃、尾油、重芳烃	420	0.6	1	H-1201

3.1.6 现有工程原辅材料使用情况

现有工程主要原辅材料及能源消耗量见表 3.1-10，煤焦油组分分析单见表 3.1-11。

表 3.1-10　现有工程主要原辅材料及消耗量

原料	来源	实际使用量	运输方式	用途
中低温煤焦油	绿斯特、润达、广汇能源	15 万 t/a	罐车，公路	原料
天然气	工业园区新捷燃气公司供气管网	0.825 万 t/a	管网	燃料
碱	新疆盛合兴化工有限责任公司	900t/a	罐车，公路	脱硫用碱、反冲洗用碱、调节酸碱值
甲醇	新疆润杞石油化工有限公司	3.52 万 t/a	罐车，公路	制氢
脱碳吸附剂	成都华西化工科技股	16.5t/3a	罐车，公路	制氢材料

征求意见稿

原料	来源	实际使用量	运输方式	用途
精制吸附剂	份有限公司	28.8t/3a	罐车，公路	
甲醇裂化催化剂		56t/3a	罐车，公路	
保护催化剂	淄博泰通催化技术有限公司	16t/a	罐车，公路	加氢催化剂
精制催化剂		50t/3 年	罐车，公路	
改质催化剂		40t/3a	罐车，公路	
瓷球	江西湘东石油化工填料厂	52t/3~5a	罐车，公路	
电	园区供电管网	370 万度/年	管网	生产、生活
水	园区供水管网	15.94 万 m^3/a	管网	生产、生活

备注：原料材料消耗量由企业提供，根据 2018 年 12 月在正常运行的情况下的最大使用量核算得出。

表 3.1-11　　原材料中低温煤焦油组分一览表

项目	水分	密度	灰分	黏度	甲苯不溶物（无水基）	萘含量（无水基）
单位	%	g/cm^3	%	—	%	%
监测分析结果	2.8	1.18	0.11	3.7	6.5	10.4

备注：监测分析结果根据国家煤化工产品质量监测检测中心（新疆）出具的检测报告（2018G-J-MH0101），根据检测报告，经检验，煤焦油符合 YB/T5075-2010 标准的规定，判定为合格。

3.1.7 现有工程工艺流程及产排污情况

煤焦油加氢生产技术首先将煤焦油全馏分原料采用脱水技术将煤焦油原料脱水，然后再经过减压蒸馏切割掉含机械杂质的重尾馏分，以除去机械杂质（与油相不同的相，表现为固相的物质），得到净化的煤焦油原料。

3.1.7.1 甲醇制氢装置

主反应：$CH_3OH = CO + 2H_2$

$CO + H_2O = CO_2 + H_2$

总反应：$CH_3OH + H_2O = CO_2 + 3H_2$

副反应：$2CH_3OH = CH_3OCH_3 + H_2O$

$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O$

以甲醇和脱盐水为原料，在分解变换反应器内完成催化转化反应，生成氢气和二氧化碳。其原理如下：

甲醇制氢装置包括甲醇转化工序、变压吸附（PSA）脱碳工序、变压吸附（PSA）提氢工序三部分。

（1）甲醇转化工序

原料经甲醇升压后和经循环液泵升压的循环液混合，送换热器与从分解变换反应器出来的转化气换热，换热后的原料进入原料汽化器汽化后过热。导热油炉场来的导热油加热汽化后的原料气进入分解变换反应器中进行转化反应，分解变换反应器用导热油加热。从分解变换反应器出来的转化气经换热器与原料液换热后进入反应气冷却器用冷却水冷却冷凝，冷却冷凝后的物料送水洗塔进行水洗吸收分离。

（2）变压吸附（PSA）脱碳工序

脱碳采用变压吸附工艺，作用是脱除混合气中的 CO、CO_2、CH_4 和 H_2O 以提纯氢气。变压吸附（PSA）工艺过程由吸附、4 次均压降、逆放、真空、4 次均压升和产品最终升压等步骤组成，经这一过程后吸附塔便完成了一个完整的“吸附-再生”循环，又为下一次吸附做好了准备。

（3）变压吸附（PSA）提氢工序

变压吸附提氢工序采用 8-2-4/P（设有 8 塔，2 塔进料，4 次均压）工艺流程。由脱碳塔来粗氢气进入变压吸附提氢系统，它由 8 台吸附塔和一系列程序控制阀门构成。正常生产时采用 8-2-4/P 工艺操作得到合格的产品氢气。在某个塔组出现故障时，也可切塔操作。每个吸附塔在一个循环周期中需要经历吸附、4 次均压降、顺放、逆放、冲洗、4 次均压升、终充等步骤。经这一过程后吸附塔便完成了一个完整的“吸附-再生”循环，又为下一次吸附做好了准备。

该工段产生的污染物主要为甲醇制氢工艺过程中产生脱碳解吸气和提氢解吸气，其中提氢解吸气作为原料气返回工艺过程，脱碳解吸气主要成分是含量 98.5%的高纯 CO_2，经 20m 高排气筒排放；所产生的固体废物为催化反应的分解变换反应器间断排放的废催化剂及甲醇制氢废吸附剂、精制废吸附剂，废催化剂装桶进入危废暂存库暂存，交由催化剂生产厂家回收再生，废吸附剂交由吸附剂生产厂家回收再生。

征求意见稿

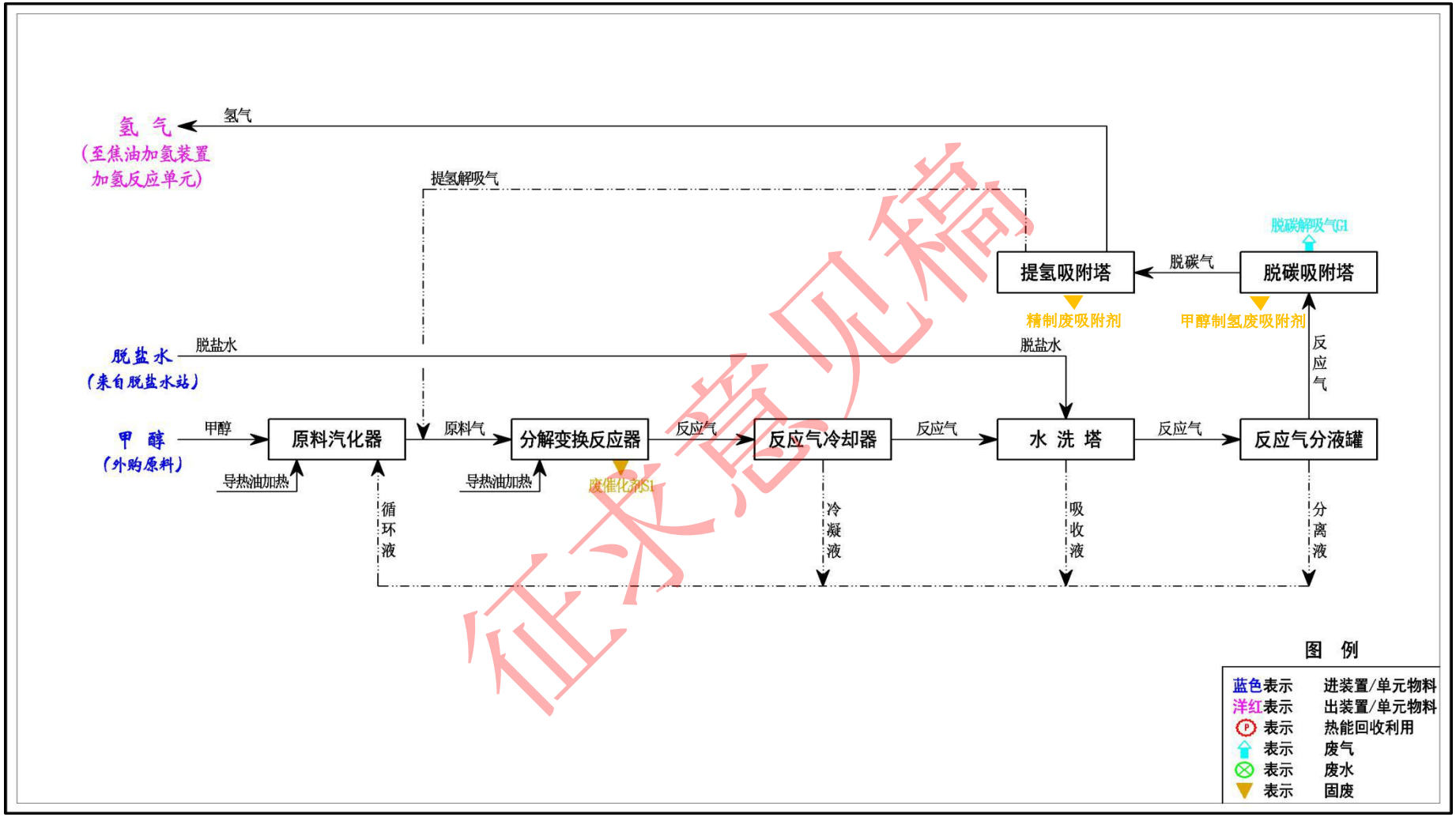


图 3.1-1　　甲醇制氢装置工艺流程及产污节点图

征求意见稿

3.1.7.2 焦油加氢装置

焦油加氢装置包括 3 个生产单元：加氢反应单元、产品分离单元和酸性水处理单元。其中，加氢反应单元包括 3 个生产工序：原料预处理工序、加氢精制工序和加氢改质工序；产品分离单元包括 3 个生产工序：稳定工序、吸收工序和分馏工序；酸性水处理单元包括 2 个生产工序：分馏工序、吸收工序。

（1）加氢反应单元

加氢反应单元包括原料预处理工序、加氢精制反应工序和加氢改质反应工序三部分。

①原料预处理工序

由罐区来的原料中低温煤焦油经过焦油加热器升温后进入卧螺离心机除去焦油中废水和焦油渣，废水进入废水罐分层后进入酸性水处理单元进一步处理，焦油渣装桶进入危废暂存库暂存，清洁焦油进原料罐区煤焦油储罐。

清洁焦油自原料罐区煤焦油储罐进焦油进料罐，经焦油进料泵定流量，经焦油预热器升温后，再经重油换热器升温进入脱重塔加热炉进入辅塔，经辅塔分离，塔顶气相进入脱重塔，塔底液相定液位控制采出经脱重塔釜液泵和重油换热器定温度控制降温后出界，热物料煤沥青采出温度由三通调节阀调节进入换热器的冷物料焦油量来控制。

辅塔塔顶气相由塔釜进入脱重塔，脱重塔顶气相经脱重塔冷凝器冷凝，冷凝物进入脱重塔回流罐气液分离，分离出含硫含氨废水。塔顶回流采用定回流量操作，由脱重塔回流泵从回流罐送至塔顶，另一股液相经泵后由回流罐液位控制采出作为轻质焦油去加氢精制工序。脱重塔侧线定流量采出酚油进入酚油汽提塔顶，酚油汽提塔顶气相进入脱重塔，塔釜液位控制采出去经酚油泵去加氢精制工序。脱重塔侧线定流量采出重质焦油经侧线油泵去加氢精制工序。脱重塔釜液相进入辅塔塔顶。

②加氢精制工序

反应进料缓冲罐中的混合油经精制原料进料泵升压，定流量与精制产物油混合后进料，通过调节循环氢流量使氢油体积比混合，由精制进料换热器与精制反应产物换热升温，进入保护反应器。保护反应器设置一开一备，经一段保护反应

征求意见稿

器进行初步加氢反应，再经精制加热炉升温，依次进入精制反应器 A、B 进行加氢反应。两反应器分别为两段催化剂床层，在反应器 A 的中部，反应器 B 的入口和反应器 B 的中部分别通入激冷氢，通过调节激冷氢量达到控制反应器 A 的二段床层入口温度，反应器 B 一段床层入口温度和反应器 B 二段床层温度。

精制反应产物经精制进料换热器与精制进料换热，再通过精制蒸汽发生器进一步降温，后进入精制热高分罐进行气液分离。精制蒸汽发生器采用脱盐脱氧水，产生饱和蒸汽，产生的蒸汽一同并入低压蒸汽管网供生产使用。

精制反应产物在精制热高分罐中进行气液分离，气相注入工艺回用水，以脱除出气相中的 H_2S 及氨等物质，后经精制热高分换热器与总循环热氢换热，并与来自改质热高分罐的气相混合，进入热高分空冷器降温后至冷高分罐。精制热高分罐的液相为加氢精制油，部分循环精制油定流量经精制油循环泵升压与精制原料油混合后进入加氢精制反应，另一部分作为加氢改质工序的进料油。

冷高分罐进行气液分离，液相油水经液位调节去冷低分罐，循环氢气相去循环氢压缩机组，冷高分罐的压力，由系统排氢量进行压力控制，精制热高分罐的压力由压差决定，不作压力控制。

③加氢改质工序

来自精制热高分罐的精制油由改质进料泵升压，定流量控制，与改质循环氢混合，经改质进料换热器与改质反应产物换热升温，再经改质加热炉升温，先后通过改质反应器 A、B 进行改质反应。改质反应器 A 为 2 段催化剂床层，在反应器中部通入激冷氢，通过调节激冷氢的量控制二段入口温度。改质反应器 B 为 3 段催化剂床层，在每段床层的入口处分别通入激冷氢，通过调节激冷氢的量分别控制各床层的入口温度。

改质反应产物经改质进料换热器与改质进料换热，改质蒸汽发生器采用脱盐脱氧水，产生饱和蒸汽，产生的蒸汽一同并入低压蒸汽管网供生产使用。

改质反应产物在改质热高分罐中进行气液分离，气相主要为 H_2，硫化氢等，气相通过压力调节与精制热高分气混合，一起去冷高分罐。改质热高分罐的液相通过液位调节减压进入改质热低分罐闪蒸，闪蒸后气相经热低分气冷凝器降温与冷高分罐的液相一同去冷低分罐，闪蒸后液相经改质热低分油泵定流量去产品分

征求意见稿

离单元。设置隔板实现气水油的分离，气相经压力控制去产品分离单元，油相经冷低分油泵定流量去产品分离单元，水相（含硫含氨废水）液位控制进入酸性水处理单元进一步处理。

该工段产生的大气污染物主要为：脱重塔加热炉烟气、精制加热炉烟气、改质加热炉烟气。废水污染物为原料焦油含水在预处理工序由卧螺离心机分离产生废水；精制热高分气、改质热高分气（H_2、H_2S、NH_3）通入工艺回用水脱除出气相中的 H_2S 及 NH_3 等物质，再经冷低分罐闪蒸产生的含硫含氨废水。所产生的固体废物为焦油渣和废催化剂。

征求意见稿

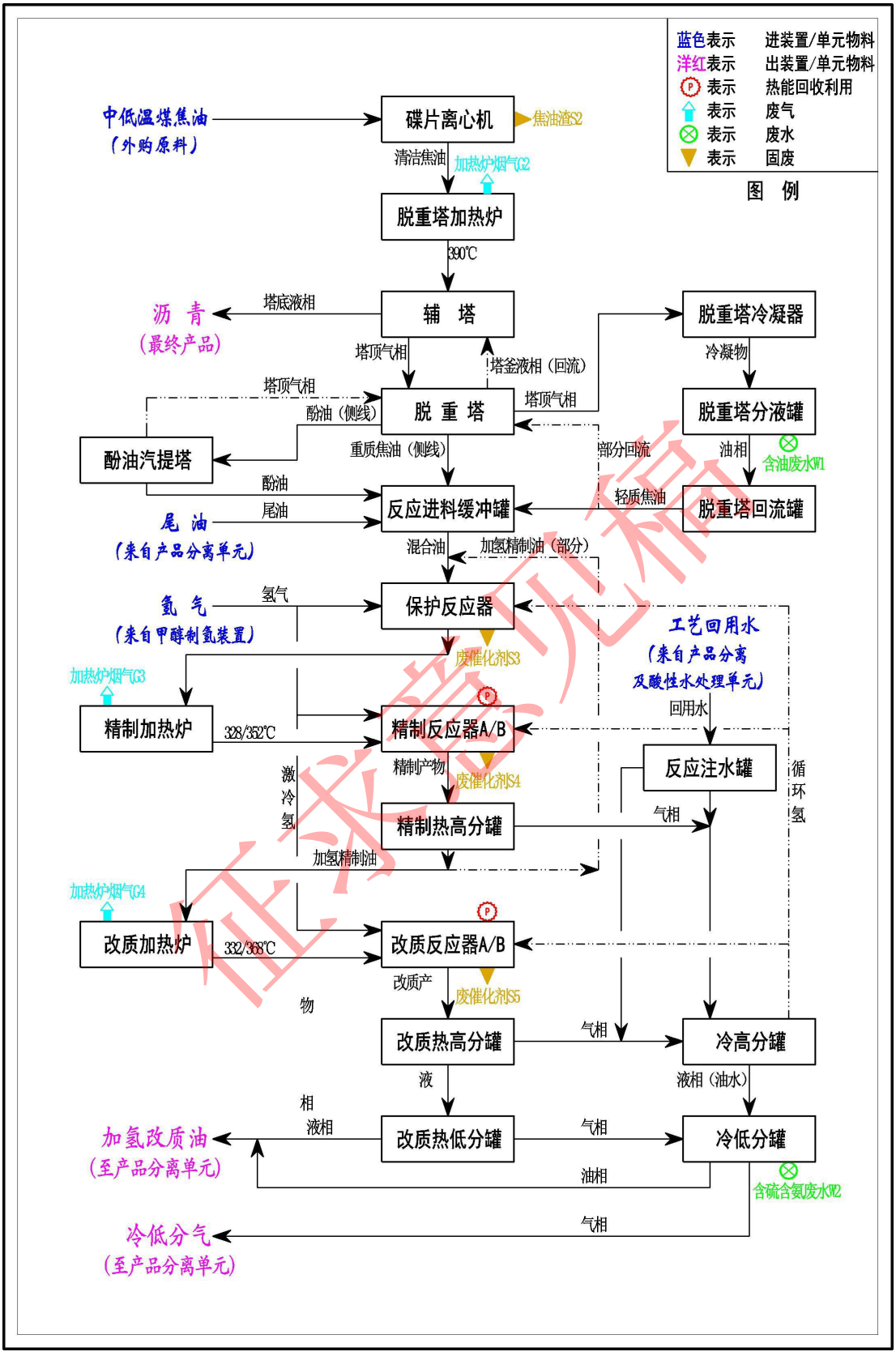


图 3.1-2　　焦油加氢装置（加氢反应单元）工艺流程及产污环节图

（2）产品分离单元

产品分离单元包括稳定工序、吸收工序和分馏工序三部分。

①稳定工序

来自冷低分油泵的加氢改质油经稳定塔进料换热器与重芳烃换热后升温，再与来自改质热低分罐的加氢改质油混合，进入稳定塔第 15 块板，冷低分油泵的轻油温度由三通调节阀调节进入换热器的重芳烃量来控制。

稳定塔塔顶气相主要为 H_2S，C1～C5 等轻组分，经稳定塔冷凝器水冷，冷凝物进入稳定塔回流罐，回流罐气相采出去酸性气三级压缩，液相全回流，经稳定塔回流泵定流量操作。侧线液相在第 7 块板上定量采出，经稳定塔侧线冷却器冷却至 40℃后经稳定塔侧线泵作为吸收溶剂去吸收塔。稳定塔塔釜为重质组分，定流量靠压差去重组分分馏塔。

②吸收工序

来自稳定塔回流罐的气相和来自加氢反应单元冷低分罐的气相一起进入酸性气压缩机入口分液罐，分液后气相进入压缩机 I 段加压，液相回用制加氢反应单元。

酸性气经压缩机三级加压，并经压缩机 III 段冷凝器冷却进入吸收塔塔底，分液后液相返回去压缩机 II 段吸入罐。

在吸收塔中，气相中大部分的 LPG 组分进入吸收溶剂中，从塔釜排出至碱洗罐，塔顶气相由压力控制采出，排至燃料气碱洗罐，碱洗后作为加热炉燃料。

吸收塔塔釜液在碱洗罐入口混合器与碱液混合后，在碱洗罐中进行液液分层，碱洗罐为满罐操作，油相中的酸性物质与碱液反应后进入碱液中，下层碱液由碱洗泵循环送至混合器与物料混合。

③分馏工序

分馏部分主要包含脱丁烷塔和重组分分馏塔两个塔，主要分离出轻芳烃、重芳烃等产品和尾油、燃料气。

经碱洗水洗后的加氢轻质油经脱丁烷塔进料换热器与轻芳烃换热升温后进入脱丁烷塔，塔中进行 LPG 组分、轻芳烃的分离。塔顶气经脱丁烷塔冷凝器部分冷凝，冷凝物进入脱丁烷塔回流罐，在回流罐中进行气液分离，气相从罐顶循

征求意见稿

环排至压缩机 II 段吸入罐。塔顶回流采用全回流操作，由脱丁烷塔回流泵从回流罐送至塔顶。脱丁烷塔（3 块板）侧线定流量采出燃料气经冷却器水冷去燃料气系统。脱丁烷塔塔釜液位控制采出轻芳烃产品，经脱丁烷塔进料换热器与加氢轻质油换热后经轻芳烃冷却器水冷去罐区。

脱丁烷塔重沸器热源采用导热油，通过调节导热油量控制重沸器出口的温度。

来自稳定塔的塔釜液进入重组分分馏塔进行分馏。塔顶气经重组分分馏塔冷凝器冷凝，冷凝物进入重组分分馏塔回流罐气液，塔顶回流采用定回流量操作，由重组分分馏塔回流泵从回流罐送至塔顶，另一股液相经泵后由回流罐液位控制采出作为轻芳烃产品去罐区。重组分分馏塔侧线及塔釜液经重组分后分馏塔加热炉加热后进入重组分后分馏塔，重组分后分馏塔侧线定流量采出重芳烃馏分，先后经稳定塔进料换热器、脱盐水换热器和水冷却器换热冷却去罐区，塔釜采出尾油经尾油泵去加氢反应单元。

重组分分馏塔重沸器热源采用导热油，通过调节导热油量控制重沸器出口的温度。

征求意见稿

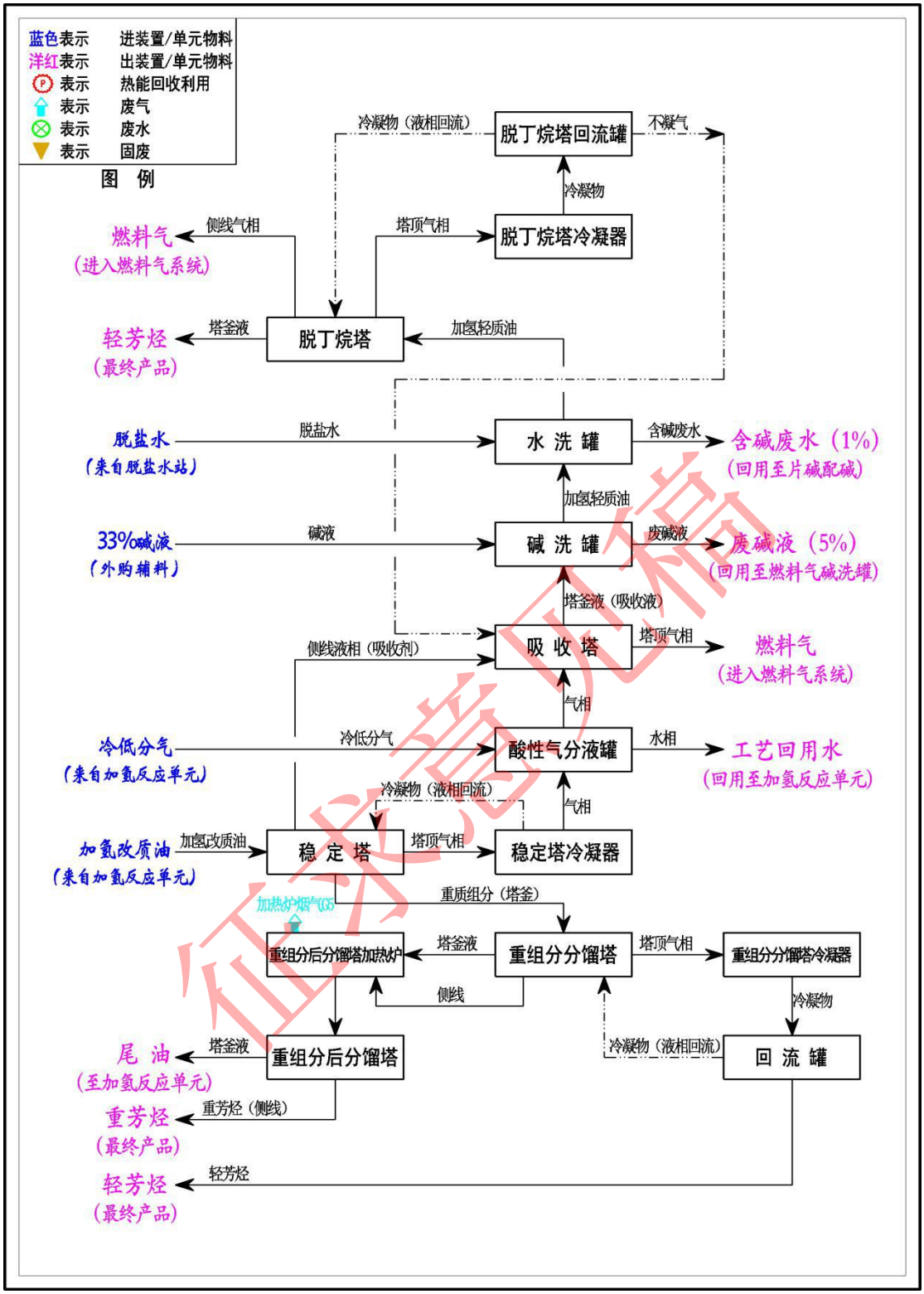


图 3.1-3　　焦油加氢装置（产品分离单元）工艺流程及产污环节图

（3）酸性水处理单元

生产工艺装置中酸性水来源为加氢精制、改质反应后原料焦油中硫、氮等杂质进入水体而产生，产生的含油废水、含硫含氨废水由冷低分罐、稳定塔酸性气

分液罐、吸收塔水洗罐等底部排出进入酸性水处理单元。

酸性水处理单元包括分馏工序和吸收工序两部分。

①分馏工序

来自主生产单元的含油废水、含硫含氨废水进入酸性水缓冲罐，经酸性水进料泵进入聚结器，酸性水的进入量通过酸性水缓冲罐的液位进行均匀调节，由聚结器进行油水分离后，少量油相进入倒净管至主生产单元，水相进入酸性水储存罐。酸性水储存罐中的含硫含氨废水经汽提塔进料泵增压后，一部分定流量操作直接进入酸性水汽提塔（填料段），一部分定流量经侧氨气一级冷凝器与酸性水汽提塔抽侧线氨气换热升温后进入净化水换热器，与酸性水汽提塔底净化水换热后升温后进入酸性水汽提塔（浮阀段第 1 块板）。

酸性水汽提塔塔顶气相主要为 H_2S，出塔后去硫氢化钠塔。在第二部分填料的第一段抽出一股侧线经酸性水汽提塔侧线泵至酸性水汽提塔侧线冷却器冷却后进入酸性水汽提塔，在酸性水汽提塔的第 10 块板采用流量和温度串级控制抽出一股含氨气体，经侧氨气一级冷凝器与热进料换热冷凝后进行气液分离，气相再经侧氨气二级冷凝器水冷后进行气液分离，气相继续经侧氨气三级冷凝器水冷后进行气液分离，气相去氨精制塔，通过调节气相外排量进行压力控制，气相排出温度通过调节循环水的排出温度进行控制。侧氨气一级冷凝器和侧氨气二级冷凝器的液相排出后混合（103℃）经侧氨气凝液冷却器水冷，冷却后再与侧氨气三级冷凝器的液相一起返回至酸性水储存罐的入口，侧氨气一级、二级、三级冷凝器的液相排出量都通过液位进行调节。酸性水汽提塔的塔底净化水经净化水换热器与热进料换热，后再至净化水冷却器水冷后一部分返回至水封罐，一部分至反应注水罐回收利用，剩下的一部分经净化水喷淋泵至冷却水后冷器水冷进入酸性水汽提塔。塔底净化水采出量通过塔釜液位均匀控制。

②吸收工序

来自侧氨气三级冷凝器的气相进入氨精制塔的底部，与来自塔顶部的液相逆向吸收，塔顶气相与来自氨水塔的氨水一起进入氨精制冷却器水冷后进入氨精制塔顶部进行气液分离，气相至氨水塔底部，塔釜液相经氨精制循环泵一部分进入氨精制塔顶部，一部分返回至酸性水缓冲罐，返回液的流量通过塔釜液位均匀控

征求意见稿

制。

来自酸性水汽提塔的硫化氢气体进入硫氢化钠塔与来自塔顶的 33%氢氧化钠溶液进行逆向吸收，吸收完全后塔底产出的 36%硫氢化钠溶液检验合格后经硫氢化钠泵送至硫氢化钠储罐。

酸性水处理单元通过精馏和吸收等分离手段将含油废水含硫含氨废水中油、水、气分离，其中，分离出的轻污油返回主生产单元利用；分离出的气中 H_2S 经碱吸收产生硫氢化钠溶液作为副产品，外售“新疆金盛汇化工有限公司”作为生产硫化碱原料；NH_3 经脱盐水吸收产生氨水作为副产品，外售“新疆恒昌铸造有限公司”作为燃煤烟气脱硫剂；最终产生的预处理废水一部分回用加氢反应单元作为反应注水，剩余进入厂区污水处理站进一步处理。

征求意见稿

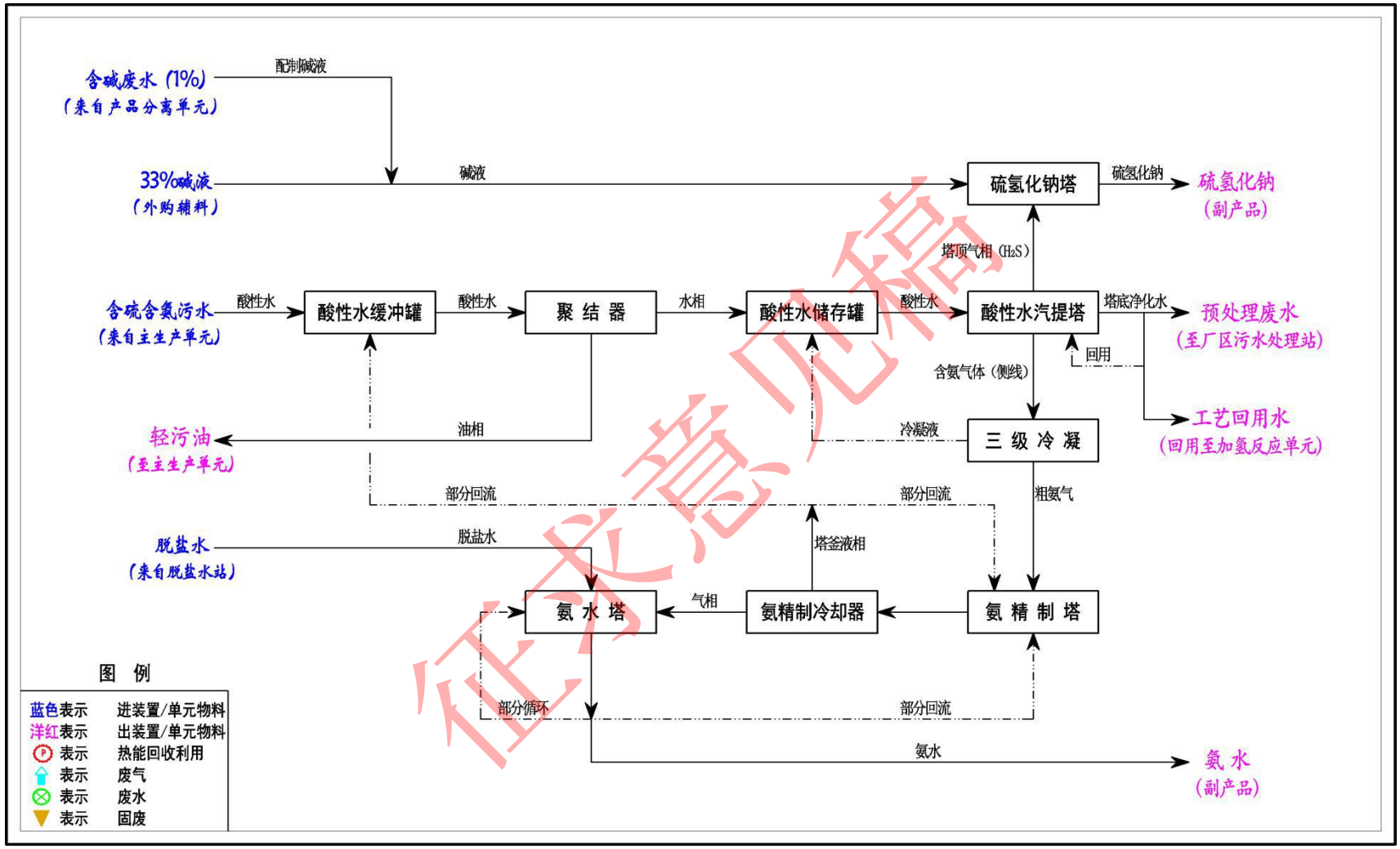


图 3.1-4　　焦油加氢装置（酸性水处理单元）工艺流程及产污环节图

征求意见稿

3.1.7.3 辅助生产装置及公用工程

（1）火矩系统

高架火炬系统主要由火炬塔架、火炬燃烧器、分子密封器、流体密封器、分液罐、水封罐、长明灯以及自动点火装置等组成。装置紧急泄放、安全阀泄放、有毒气排放等物料排放气经放空罐分液后，通过管道密闭送至火炬燃烧。

火炬塔架高 85m，火炬系统产生的废气为各装置开停工及事故时燃烧后排放废气，通过火炬间歇放空。

（2）干气脱硫设施

煤焦油经过预处理得到中段油，中段油经过高压泵加热炉升温进精制加氢反应器，反应得到大部分粗产品和反应不完全的产品，不完全反应的产品经过热高分罐下部进改质加氢反应器，上部进冷高分罐，在进冷高分罐的过程中油相注水吸收油相中绝大部分硫化氢和氨气，冷高分罐通过压力的控制顶部排出氢气经过循环氢压缩机回用，底部物料经过中间冷凝器降温到冷低分罐，冷低分罐顶部干气进吸收塔，底部物料进稳定塔（酸性水经过罐底分水器分出），稳定塔经过分馏，塔顶轻组分（主要为 LPG 和少量轻芳烃）进吸收塔，塔底为粗产品，经过后分馏塔分馏得到轻芳烃和重芳烃，吸收塔来自稳定塔的轻组分和来自冷低分的干气混合吸收干气中微量的硫化氢，经塔顶去燃料气碱洗罐，燃料气经过碱洗罐后再经过水洗罐得到合格的干气进加热炉系统。吸收塔吸收干气中微量硫化氢的轻组分经过碱洗循环吸收罐，碱洗吸收罐油相进入水洗循环吸收罐进一步吸收油相中极微量的硫化氢和极微量的氨气，该油相进入脱丁烷塔分馏塔顶分离出极少量的水和干气到水气分离罐，水气分离罐得压力达到一定程度后，将气相中的干气排入到燃料气碱洗罐，分离罐中的水通过液位控制间断排入装置总放空罐（放空罐为进入火炬总管前的排放气总接收罐），放空罐液体间断排入油水接收罐，油水接收罐间断排入到原料油罐中。脱丁烷塔塔底部为轻芳烃产品，测线采出为 LPG，LPG 进入到燃料气碱洗罐，多余部分进入到 LPG 原料罐。

（3）物料装卸

采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施进行液态轻烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”措施进行液态重烃装卸车。油气回收系统通过风机把装卸

征求意见稿

车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并采取“二级冷凝+活性炭吸附”处理工艺，处理后的尾气通过 20m 高、内径 0.15m 排气筒排放。

（4）锅炉房

设有 2 台 900 万 kcal 燃气导热油炉及 1 台 10t/h 天然气蒸汽锅炉，共用 16m 烟囱排放，主要污染物为二氧化硫、烟尘、氮氧化物等，并配套烟气在线监测设备。

（5）办公生活设施

本项目生活服务设施包括综合楼以及食堂、浴室、多幢倒班宿舍、中央化验室、中央控制室等。主要产污为办公生活废水、办公生活垃圾。

征求意见稿

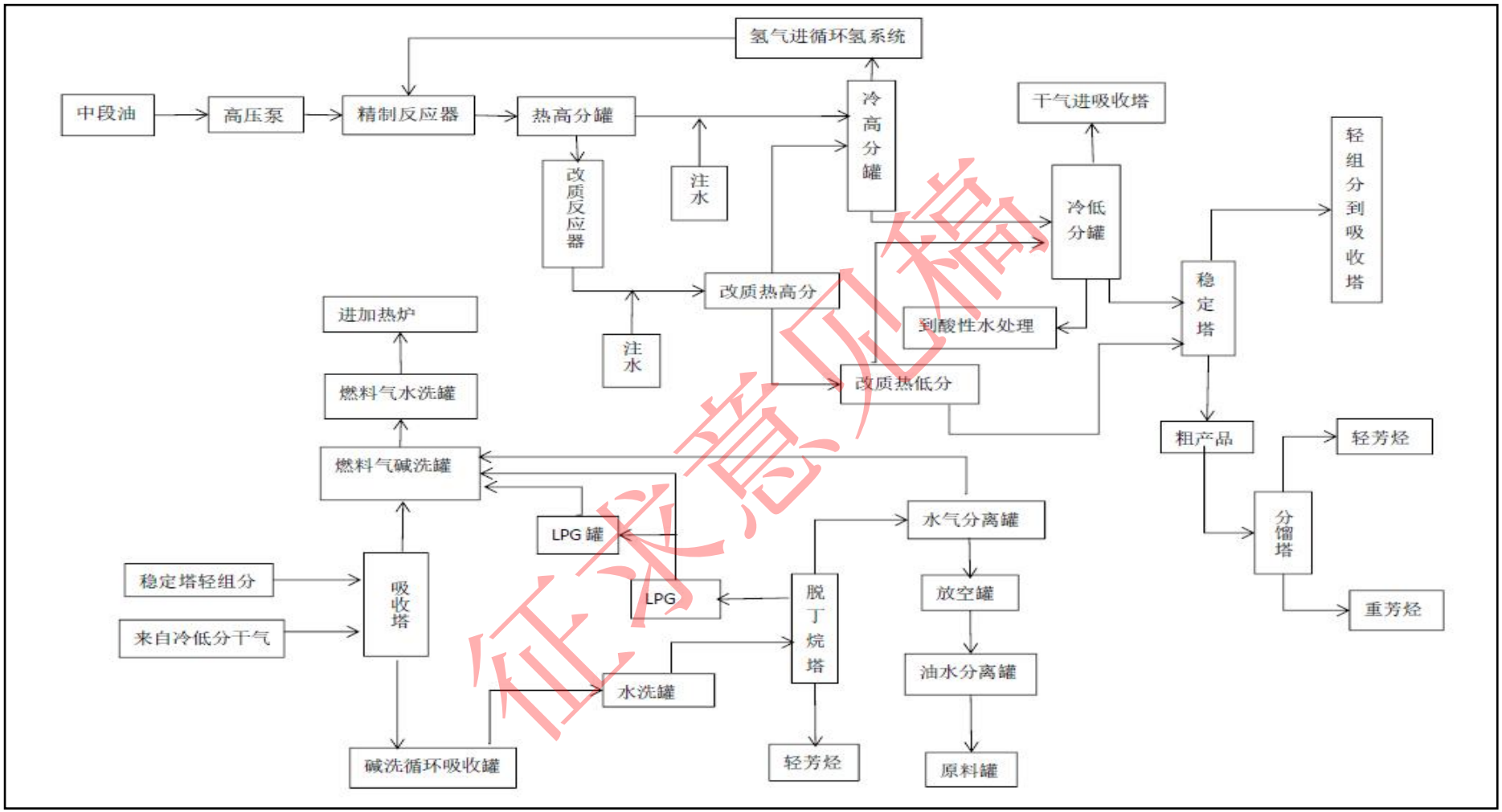


图 3.1-5　　干气脱硫设施工艺流程图

征求意见稿

3.1.7.4 污染节点汇总

表 3.1-12　　现有项目产污节点

装置名称	类别	产污节点及名称	污染因子	处理措施及排放方式
甲醇制氢装置	废气	脱碳解析气	CO_2	经 20m 高排气筒排放
	噪声	泵、风机、排气口	噪声	加装消声器、消声罩、基础减震等措施
	固废	甲醇制氢废催化剂、废吸附剂、精制废吸附剂	/	生产厂家回收再生
焦油加氢装置	废气	脱重塔加热炉废气	SO_2、NO_x、烟尘	采用超低氮燃烧器，废气经 39m 高烟囱排放
		精制加热炉废气		采用超低氮燃烧器，废气经 32m 高烟囱排放
		改质加热炉废气		采用超低氮燃烧器，废气经 25m 高烟囱排放
		重组分后分馏塔加热炉废气		采用超低氮燃烧器，废气经 41m 高烟囱排放
	废水	预处理废水	氨氮、硫化物、挥发酚	经污水综合处理站，再经中水处理站处理
		含硫含氨污水		
		脱盐水站废水		
	固废	加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂、废瓷球	/	生产厂家回收再生
火炬系统	废气	各装置开停工及事故时排放的放空气	H_2S、有机废气	通过火炬间歇式放空
罐区	废水	罐区清洗废水	氨氮、COD	进入污水处理站处理
	废气	储罐呼吸废气	非甲烷总烃、苯系物	安装油气回收系统，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”
酸性水汽提	废气	酸性水汽提装置	H_2S、NH_3	分离出的气中 H_2S 经碱吸收产生硫氢化钠溶液作为副产品，NH_3 经脱盐水吸收产生氨水作为副产品

征求意见稿

装置名称	类别	产污节点及名称	污染因子	处理措施及排放方式
	废水	塔底净化水	/	最终产生的预处理废水一部分回用加氢反应单元作为反应注水，剩余进入厂区污水处理站进一步处理
导热油炉	废气	导热油炉废气	SO_2、NO_x、烟尘	与锅炉共用 1 根 16m 高排气筒
	固废	废导热油	/	危废资质经营单位处置
锅炉房	废气	锅炉废气	SO_2、NO_x、烟尘	采用超低氮燃烧器，废气与导热油炉共用 16m 高烟囱排放
	锅炉	燃气锅炉排水	/	直接进入中水回用装置进一步处理后回用
污水处理站	废气	臭气处理装置	非甲烷总烃、苯系物	水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30m 排气筒排放
	废水	污水处理站排水	COD、硫化物	综合处理站处理后进入中水回用装置进一步处理后回用
	固废	污泥	/	危废资质经营单位处置
办公生活设施	废水	生活污水	氨氮、COD	经综合处理站处理后进入中水回用装置进一步处理后回用
	固废	生活垃圾	/	生活垃圾场
物料装卸	废气	物料装卸废气	非甲烷总烃、苯系物	对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统为“二级冷凝+活性炭吸附”工艺，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。
	固废	活性炭	/	危废资质经营单位处置

征求意见稿

3.1.7.5 现有工程主要污染物产生、治理措施及排放情况

（1）废气

有组织废气：

1）甲醇制氢装置脱碳解吸气

甲醇制氢装置产生的脱碳解吸气，主要成分为含量＞98.5%的 CO_2，另还有微量的 CO、CH_4、甲醇等，经 20m 高排气筒排放。

2）焦油加氢加热炉烟气

焦油加氢装置共使用 4 台加热炉，采用燃料气系统燃料气作为燃料，燃料不足部分采用工业园区天然气管网供应天然气，加热炉燃烧器采用超低氮燃烧器，烟气主要污染物为 SO_2、NO_x、烟尘。

脱重塔加热炉废气经 39m 高烟囱排放；精制加热炉废气经 32m 高烟囱排放；改质加热炉废气经 25m 高烟囱排放；重组分后分馏塔加热炉废气经 41m 高烟囱排放。

3）导热油炉废气

导热油炉房设有 2 台 900 万 kcal 导热油炉，采样天然气为燃料，为生产提供热量，年运行时间 8000h，配套 2 台 2t/h 余热锅炉，废气与锅炉废气共用 1 根 16m 高排气筒。

4）燃气锅炉废气

锅炉房设 1 台 10t/h 燃气锅炉，采用天然气为燃料，主要为开工及冬季采暖、开停工提供蒸汽，年运行时间 2880h（120d）。燃烧器采用超低氮燃烧器，烟气主要污染物为 SO_2、NO_2、烟尘，燃烧后的烟气经 16m 高烟囱排放。

原燃煤蒸汽锅炉（型号：SZ210-1.25-AII）已于 2018 年 4 月 24 日，进行特种设备注销（报废）处理。

5）物料装卸过程废气

项目设置汽车装卸车场，汽车装卸车场对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。

设有 1 套 500Nm^3/h 冷凝吸附法油气回收设施，油气回收设施通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”，少量尾气通过 20m 高，内径 0.15m 排气筒排放。

6）污水处理站臭气

污水处理站各水池产生恶臭废气，主要污染物为硫化氢、氨、有机气体等。

征求意见稿

水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。

无组织废气：

无组织废气产生点主要由管道、阀门的跑冒滴漏产生，泄露物料产生废气中主要污染物为非甲烷总烃、苯系物。

在运行中中对无组织废气控制措施如下：

1）产品使用内浮顶罐储存，并设置呼吸阀挡板；原料使用固定顶罐；夏季采用喷淋降温；采用装油鹤管浸没装车方式。

2）对设备、物料输送管道及泵的密封处采用石墨材质密封环，该密封环不易被苯类等有机物腐蚀，结实耐用，减少跑、冒、滴、漏现象发生；

3）物料运输车辆采用封闭车辆或加盖篷布，降低无组织排放粉尘对环境的影响。

4）企业执行《公司巡检管理制度》，定期巡检，对于“跑、冒、滴、漏”事故，及时发现，及时解决。

其他：

1）事故状态排气

本项目设置 1 个火矩系统，火炬高度 85m。接收气体为全厂所有装置在开停工及事故状态时所排放的可燃气体。排放污染物有二氧化硫、氮氧化物、颗粒物等。

2）干气脱硫

副产干气经二级碱洗+水洗脱硫后，送至加热炉作为燃料燃烧。

（2）废水

生产废水主要包括含油污水、含硫含氨废水废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水、锅炉废水、循环水站废水、脱盐站废水等。生活污水为生活及办公人员排放的废水。

废水采取“清污分流”方式，含油污水、含硫含氨废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水经 8m^3/h 酸性水预处理设施和 10m^3/h 脱酚蒸氨设施处理后，与生活污水、锅炉废水一并排至 15m^3/h 生化处理设施处理。生化处理装

征求意见稿

置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入 16m³/h 中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m³+8900m³），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

表 3.1-13　　废水产生量及处理措施

序号	废水产生装置	名称	污染因子	实际处理措施	实际产生量 m³/h	排放去向
1	原料预处理装置	含油废水	石油类	经 8m³/h 酸性水预处理设施和 10m³/h 脱酚蒸氨设施处理后，与生活污水、锅炉废水一并排至 15m³/h 生化处理设施+16m³/h 中水回用装置处理	0.67	排至废水贮存池（2 座，4200m³+8900m³），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌
2	冷低分罐闪蒸	含硫含氨废水	硫化物、挥发酚			
3	不可预见废水	/	/			
4	装置罐区	清洗废水	石油类、氨氮			
5	循环水站	循环水站排水	氨氮	直接进入 16m³/h 中水回用装置进一步处理	7.4	
6	脱盐水站	脱盐水站排水	氨氮、可溶性盐类		3.57	
7	办公生活	办公生活污水	氨氮、悬浮物	15m³/h 生化处理设施+16m³/h 中水回用装置处理	1.5	
8	锅炉	锅炉废水	氨氮		0.7	

1）酸性水预处理设施

酸性水预处理设施采用“除油—酸性水汽提—氨精制—碱吸收”工艺。

2）污水处理站生化处理设施

酸性水预处理设施排水进入厂区污水处理站生化处理设施，采用“除油+萃取脱酚+蒸氨”+“隔油池+二级气浮池+厌氧+IMC+二沉池”处理工艺。

3）污水处理站中水回用处理设施

中水回用处理设施采用“BAF+保安过滤+活性炭过滤+超滤+反渗透”工艺，处理后排至废水贮存池（2 座，4200m³+8900m³），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

（3）固体废物

征求意见稿

一般固体废物：

1）甲醇制氢废吸附剂

甲醇制氢废吸附剂产生量为 16.5t/3a，更换后由生产厂家回收再生利用。

2）精制废吸附剂

精制废吸附剂产生量为 28.8t/3a，更换后由生产厂家回收再生利用。

3）生活垃圾

生活垃圾产生量约 88t/a，生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

危险废物：

项目原料煤焦油为危险废物。经核实，项目厂区内建设有 2×5000m^3 煤焦油原料罐，原料罐区采取了相应防渗措施，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的相关要求；在厂区事故水池旁设置一座 348m^2 危废暂存仓库用于废催化剂、废瓷球、废焦油渣、油泥的暂存。危废暂存仓库设置废液导流槽、收集池及消防设施，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的相关要求。

1）各类废催化剂

该项目产生废催化剂包括：甲醇制氢废催化剂 56t/3a、加氢保护废催化剂 16t/a、加氢精制废催化剂 50t/3a、加氢改质废催化剂 40t/3a，更换后由生产厂家回收再生利用。截止验收监测期间，各类废催化剂未产生。

2）废瓷球

废瓷球由加氢精制工序产生，产生量为 52t/3~5a，一般情况下更换后废瓷球直接由生产厂家回收再生利用；运输不畅等情况下，暂存于厂区危废暂存仓库。截止验收监测期间，废瓷球未产生。

3）废焦油渣

废焦油渣由加氢改质离心预处理工序产生，产生量约 150t/a，由新疆金派环保科技有限公司等具有危险废物处置资质的单位进行处置。截止验收监测期间，废焦油渣共转移 48.03t。

4）废导热油

征求意见稿

废导热油在导热油炉场废导热油罐暂存，更换的废导热油约 230t/10a，由新疆金派环保科技有限公司等具有危险废物处置资质的单位进行处置。截止验收监测期间，废导热油未产生。

5）污水处理站油泥

油泥在污水站油泥池内暂存后，转移至危废暂存仓库暂存，产生量为 0.5t/a，由新疆金派环保科技有限公司等具有危险废物处置资质的单位进行处置。截止验收监测期间，污水处理站油泥未产生。

6）废活性炭

废活性炭产生于油气回收装置，产生量为 3t/a，更换后废活性炭转移至危废暂存仓库暂存，由新疆金派环保科技有限公司等具有危险废物处置资质的单位进行处置。截止验收监测期间，废活性炭未产生。

表 3.1-14　　固废产生量及处理措施

产生节点	固废名称	产生数量	属性类别	排放参数	处置方式
生产工艺装置	甲醇制氢废催化剂	56t/3a	HW50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	生产厂家回收再生
	加氢保护废催化剂	16t/a	HW50 废催化剂-精炼石油产品制造	1 年 1 次	
	加氢精制废催化剂	50t/3a	HW50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
	加氢改质废催化剂	40t/3a	HW50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
	废瓷球	52t/3~5a	危险废物	3-5 年 1 次	
	甲醇制氢废吸附剂	16.5t/3a	一般固废	3 年 1 次	
	精制废吸附剂	28.8t/3a	一般固废	3 年 1 次	
	废焦油渣	150t/a	HW11 精（蒸）馏残渣-燃气生产和供应业、炼焦	间断	危废资质经营单位处置
污水处理站	油泥	0.5t/a	HW08 废矿物油与含矿物油废物-非特定行业	间断	
油气回收	废活性炭	3t/a	HW49 其他废物	间断	
导热油炉场	废导热油	230t/10a	HW08 废矿物油与含矿物油废物	10 年 1 次	

征求意见稿

人员生活	生活垃圾	88t/a	一般固废	间断	生活垃圾场
合计产生量		357.3 t/a	-	-	-

备注：此表中危险废物产生量为正常运行状态下核算得出。

（4）噪声

项目主要噪声设备包括压缩机、空压机、泵、风机、火炬、对空排汽口等，采取：①压缩机布置在压缩机厂房；②空压机布置在空氮站厂房；③设有消防水泵房、循环水泵房、原料罐区泵房、产品罐区泵房、装卸车泵房等，布置机泵在室内；④部分噪声设备加装消声器、消声罩、基础减震等措施以降低项目运行噪声对周围环境影响。

（5）地下水质量保护措施

根据施工期资料及《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目环境监理总结报告报告》，建设单位地下水污染防治分区防渗措施落实情况如下：

1）污水处理站各池体

污水池污水沟（自上而下，自外而内）为：混凝土-环氧树脂底漆-腻子-玻璃布-环氧树脂-玻璃布-环氧树脂-养护固化，即为三油五布。设施基础为一布三油。

2）污水管网

雨水及生活污水：聚乙烯双壁波纹管；生产废水管：无缝钢管（防腐处理为喷砂除锈+刷防腐漆+缠绕防腐带+三层玻璃丝布加环氧沥青漆处理）。

3）污水井

污水井（由外而内）为：平整夯实-100mmC30 混凝土垫层-C30 混凝土（在混凝土内掺加一定比例的渗透结晶型防水剂）钢筋整体浇注成型-表面处理 20mm 厚摸灰。

4）罐基础

依据《石油化工企业钢储罐地基与基础设计规范》（SH/T3068-2007）。原料罐区基础（自下而上）：填料层（砂夹石，其中碎石、卵石占全重的 30%~50%，压实系数≥0.96）-垫砂层 300 厚（中粗砂，压实系数≥0.97）-沥青砂绝缘体 100 厚-平铺一层浸沥青的红砖并用沥青胶泥勾缝 20mm-钢罐底板，中心向四周坡度 1.5%，地面以下与土壤接触的混凝土基础表面刷冷底子油两遍、沥青胶泥两遍、

征求意见稿

漆膜厚度＞300μm。

产品罐区、碱液罐区罐基础（自下而上）：填料层（砂夹石，其中碎石、卵石占全重的 30%~50%，压实系数≥0.96）-垫砂层 300 厚（中粗砂，压实系数≥0.97）-沥青砂绝缘体 100 厚-钢罐底板，中心向四周坡度 1.5%，地面以下与土壤接触的混凝土基础表面刷冷底子油两遍、沥青胶泥两遍、漆膜厚度＞300μm。

5）罐区池底围堰

罐区至围堰地面自下而上：地基夯实平整-地面硬化-复合土工膜（二布一膜 250g/1.5mm/250g）-100mm 厚 C25 混凝土。

6）危废库

危废库地面自下而上：地基夯实平整-地面硬化-复合土工膜（二布一膜 250g/1.5mm/250g）-100mm 厚 C25 混凝土。

项目厂区、污水处理等区域防渗工程按照《石油化工防渗工程设计规范》（GB/T50934-2013）的要求进行，基本满足各项要求；罐区防渗工程按照《石油化工企业钢储罐地基与基础设计规范》（SH/T3068-2007）的要求进行，基本满足各项要求。

3.1.7.6 现有工程污染物排放汇总

根据《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目分期建设说明》、《鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）竣工环境保护验收监测报告》及现有项目 2020 年第三季度自行监测数据，现有工程（即“一期项目”）污染物排放总量情况见表 3.1-15。

表 3.1-15　　现有工程（“一期”）污染物排放总量 单位：t/a

序号	类别		产生量	削减量	核定排放量	备注
1	废水污染物	废水量	110720m³/a	110720m³/a	0	酸性水经处理后与生活污水进入污水综合处理站，再与清净下水一同进入中水回用处理装置处理后，80%回用至循环水站，20%
		COD	292.3	292.3	0	
		挥发酚	3.14	3.14	0	
		石油类	0.117	0.117	0	
		BOD_5	105.184	105.184	0	
		硫化物	0.013	0.013	0	
		氨氮	10.12	10.12	0	

征求意见稿

		SS	30.56	30.56	0	冬储夏灌。
		总氰化合物	0.075	0.075	0	
2	废气污染物	有组织废气量	33846.08 万 Nm^3/a	0	33846.08 万 Nm^3/a	-
		烟尘	1.38	0	1.38	燃料采用燃料气和天然气
		SO_2	1.20	0	1.20	
		NO_x	15.20	0	15.20	
		甲醇	3.269	3.05	0.219	包含无组织排放量
		非甲烷总烃	12.505	12.4002	0.1048	
		H_2S	8.96	8.064	0.896	“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放
		NH_3	136	122.4	13.6	
固体废弃物	危险废物	工艺废催化剂、废瓷球	82	82	0	生产厂家回收
		其他危废	176.5	176.5	0	危废处置单位处置
	一般废物	废吸附剂	15.1	15.1	0	生产厂家回收
		生活垃圾	88	88	0	生活垃圾处理场填埋

3.1.7.7 现有工程存在的主要环境问题及“以新带老”措施

2019 年 1 月 30，鄯善万顺发新能源科技有限公司取得了“鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢项目（一期 15 万吨/年）”竣工环境保护验收意见，项目竣工环境保护验收意见中未提及整改要求。

（1）经现场调查，厂区现有 1 台 10 蒸吨/小时燃煤蒸汽锅炉（型号：SZ210-1.25-AII）及 3 台 900 万大卡燃煤导热油锅炉（备用锅炉），2016 年 4 月开工建设并于 2016 年 8 月竣工投入运行，该项目未履行环评手续，违反了《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）、《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）的相关规定，目前鄯善万顺发新能源科技有限公司 1 台燃煤蒸汽锅炉及 3 台燃煤导热油炉现已拆。

（2）厂区现有储煤间一座（宽 15m、长 35m，高 4m），本次改扩建将现有储煤间改造为危废暂存间，建设防渗、隔离工程及渗滤液收集设施。

征求意见稿

3.2 改扩建工程概况

3.2.1 改扩建工程基本情况

项目名称：鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢（一期 15 万吨/年）装置扩能改造项目

建设单位：鄯善万顺发新能源科技有限公司

建设性质：改扩建

建设地点：本项目位于鄯善县化工园区鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区内，项目中心地理坐标为 E90°27′17.55″，N43°02′47.5″。

项目建设内容及规模：

（1）预处理单元改造，使煤焦油的预处理能力提升到 30 万吨/年。其中：

预处理离心过滤单元：新建 15 万 t/a 煤焦油离心装置一套，建成后形成 30 万 t/a 煤焦油离心规模。新建一套 30 万 t/a 煤焦油过滤装置。

1#预处理吸附脱重单元主要改造内容为：①在原焦油离心脱预处理西侧增加减压脱水塔，②在原脱重单元北侧新建吸附预处理设施。（该改造内容已于 2019 年开始施工，现已改造完成）。

2#预处理减压脱重单元主要改造内容为：①更换原预处理机泵及离心机，②原脱重单元增加减一线及减二线循环流程，侧线循环与进料换热，以提高进加热炉原料温度，降低塔顶气相温度，节约燃料气同时减低循环水消耗；更换原一线抽出泵及二线油抽出泵，新增一线油与原料换热器及二线油与原料换热器，新增一线油空冷器及二线油空冷器；减压塔设备改造，新增集油箱，进料分布器及扩大原抽出口；更换原塔顶抽真空泵。

（2）加氢单元改造（在原装置内进行，一套装置形成两种工艺路线）。①加氢单元 1#工艺路线：对原换热流程进行调整（该改造内容已于 2019 年开始施工，现已改造完成），②加氢单元 2#工艺路线：将原流程“加氢精制油→加氢裂化→分馏”调整为“加氢精制油→分馏，尾油→裂化”。

（3）分馏单元改造。①增加分馏尾油与汽提进料换热器，提高汽提进料温度；②更换重组分分馏塔侧线油泵；③将分馏塔重沸炉改为进料炉，降低能耗；④新增尾油罐，满足尾油加氢进料要求。

征求意见稿

（4）制氢单元扩建：新建 18000Nm³/h 的天然气制氢装置及相关配套设施。

（5）酸性水汽提单元改造。将原有单塔加压汽提流程改造为双塔加压汽提流程，处理规模由原来的 8t/h 扩大到 18t/h。

（6）废水处理站技术改造。利用原含酚废水调节池及脱酚蒸氨设施，对蒸氨塔和萃取塔工段顺序进行对调，新增电解槽工段；生化处理设施利用原来的以复合 SBR 的 IMC 生化方案进行优化。

本工程扩能改造后年开工时数 8000 小时。

项目投资：项目总投资 8375.5 万元，资金全部由企业自筹。

3.2.2 改扩建工程组成及产品方案

3.2.2.1 产品方案

（1）煤焦油加氢工艺产品方案

本次扩能改造后产品方案如表 3.2-1。

表 3.2-1　　扩能改造后产品方案

序号	产品名称	生产能力 t/a	
		现有工程	扩能改造后
1	石脑油（轻芳烃）	28530	62880
2	柴油（重芳烃）	102187.5	206737.5
3	液化气	3120	6370
4	沥青	15000	14740
5	加氢尾油	0	3000

（2）酸性水汽提工艺产品方案

酸性水汽提工艺主要产品为净化水、硫氢化钠溶液、氨水。改前后产品方案如表 3.2-2。

表 3.2-2　　酸性水汽提工艺产品方案

序号	产品名称	改造后产量（万 t/a）
1	净化水	13.7
2	硫氢化钠溶液	1.3
3	氨水	1.6

3.2.2.2 产品指标

主要产品性质预测见表 3.2-3~3.2-7。

征求意见稿

表 3.2-3　　加氢石脑油及柴油主要性质

项目	单位	加氢石脑油	加氢柴油
密度	kg/m^3	733	845
硫含量	μg/g	<1	<5
氮含量	μg/g	<1	<1
芳烃含量	V%	51.8	-18
馏程(D86)	℃	-	49.8
IBP	-	39	-
10%	-	55	165
50%	-	103	185
90%	-	152	258
FBP	-	165	327

表 3.2-4　　液化气质量指标

项目	质量指标	试验方法
密度（15℃）/kg·m^{-3}	2.35kg/m^3	SH/T 0221
蒸汽压（37.8℃）/kpa　不大于	1380	GB/T 6602
C5 及 C5 以上组分含量/%（体） 不大于	3.0	SH/T 0230
残留物	—	原 SY 7500
蒸发残留物	不大于 0.05	—
油渍观察值（mL /100mL）	通过	—
铜片腐蚀/级 不大于	1	SH/T 0232
总硫含量/（mg·m^{-3}） 不大于	343	SH/T 0221
游离水	无	目测（1）

表 3.2-5　　净化水的主要性质

性质	单位	数据
密度(20℃)	kg/m^3	996
油含量	wppm	<100
氨氮含量	wppm	<50
硫化氢含量	wppm	<100

表 3.2-6　　硫氢化钠溶液的主要性质

性质	单位	数据
密度(20℃)	kg/m^3	1250
NaHS 含量	wt%	≥36

征求意见稿

表 3.2-7　　氨水的主要性质

性质	单位	数据
氨水的浓度	wt%	25

3.2.2.3 改扩建工程组成

改扩建工程组成具体情况见表 3.2-8。

征求意见稿

表 3.2-8　　改扩建工程组成一览表

序号	主项名称		现有工程	改扩建内容	备注
一	主体工程				
1	煤焦油加氢装置	预处理单元	1 套预处理单元，离心脱水脱渣、常压管式炉减压连续蒸馏，切取＞380℃馏份，已建成 1×15 万 t/a	预处理离心过滤单元： 新建 15 万 t/a 煤焦油离心装置一套，建成后形成 30 万 t/a 煤焦油离心规模。新建一套 30 万 t/a 煤焦油过滤装置。 1#预处理吸附脱重单元（15 万 t/a）： 在原焦油预处理西侧新建煤焦油脱水塔；在原脱重单元北侧新建吸附预处理设施，及对原脱重塔流程调整。 2#预处理减压单元（15 万 t/a）： 增加减一线及减二线循环流程；更换原一线抽出泵及二线油抽出泵，新增一线油与原料换热器及二线油与原料换热器，新增一线油空冷器及二线油空冷器；减压塔设备改造，新增集油箱，进料分布器及扩大原抽出口；更换原塔顶抽真空泵；	新建（已建成） 改扩建
2		煤焦油加氢单元	建成一套 15 万 t/a 焦油加氢装置，加氢流程为加氢精制油至加氢裂化然后进行分馏，包括：加氢反应单元（1×10 万 t/a）、产品分离单元(1 套)、吸收稳定部分。	将现有保护反应器由并联改为串联，对现有换热流程进行调整。	改建（已建成）
				加氢流程调整为加氢精制油至分馏，尾油至裂化。（1）新增精制反应器及其配套冷氢阀等，将原保护反应器调整至加热炉前；（2）新增反应产物与	改扩建

征求意见稿

序号	主项名称		现有工程	改扩建内容	备注
				分馏进料换热器；（3）将原精制热高分罐出口增加至裂化热低分罐流程，需新增减压角阀；（4）加氢裂化部分将原热高分油进加氢裂化泵改造为尾油进加氢裂化泵；（5）原精制进料-精制产物换热器 E-1108 有两台，现改造一台为裂化产物-裂化进料换热器。（6）将原裂化热低分罐改造，满足扩能后要求取消原热低分罐底泵及冷低分罐底泵，提高热低分及冷低分操作压力，更换原热低分气换热器。	
3		分馏单元	已建成一期 1 套分馏系统，包括高低压分离、稳定塔、吸收塔、脱丁烷塔、分馏塔	（1）增加分馏尾油与汽提进料换热器，提高汽提进料温度； （2）更换重组分分馏塔侧线油泵； （3）将分馏塔重沸炉改为进料炉，降低能耗； （4）新增尾油罐，满足尾油加氢进料要求。	改扩建
4	酸性水汽提		1 套，采用“除油+酸性水汽提（单塔汽提）+氨精制+碱吸收”工艺，处理能力 8t/h	由单塔汽提改为双塔加压汽提，处理规模扩大到 18t/h（14.4 万 t/a），本次改造只涉及酸性水汽提部分，氨精制和制硫氢化钠部分不变。	改扩建
5	制氢装置		甲醇蒸汽转化配变压吸附分离制氢，已建成制氢能力 2×10000m^3/h，实际一开一备	新建 18000Nm^3/h 的天然气制氢装置及相关配套设施，甲醇制氢装置转为备用。	新建
二	辅助工程				
1	其他公辅设施		已建检化验室、三修车间、备件库等各一间	/	依托现有

征求意见稿

序号	主项名称		现有工程	改扩建内容	备注
2	办公生活设施		已建办公楼、食堂、浴室、宿舍楼及车库各一栋	/	
三	公用工程				
1	给水	供排水系统	包括新鲜水系统、循环水系统和消防水系统。园区供水管网供水，已建成中水回用系统，运行后将回用部分经处理后的生产废水	/	依托现有
		循环水系统	包括循环水泵房（共 4 台泵，2 开 2 备）、1 座冷却塔(2000m^3/h)、1×4800m^3 循环水池。	/	依托现有
		脱盐水站	已建成脱盐水站，规模 2×20m^3/h，一用一备，配套多介质过滤器、反渗透设备和混床设备等。	/	依托现有
2	燃料气系统		回收工艺干气、不凝气作为燃料气供应装置中加热炉燃料，装置内设置 2 台燃料气缓冲罐；燃气接园区燃气管网，现有项目实际用量约 2200 万 m^3/a。	/	依托现有
3	供电		园区变电所供电，包括 35/10kV 总降变电所和 10/0.4kV 变配电室，35/10kV 总降变电所设主变压器 2 台，容量为 10000kVA，35/10kV；10/0.4kV 变配电室设所用变压器 2 台，容量为 50kVA，10/0.4kV。	/	依托现有
4	燃气蒸汽锅炉		一台 10t/h 燃气锅炉，排气筒高 16m、内径 1.6m，用于冬季及开停车供暖，年运营时间 120d。	/	依托现有
5	燃气导热油炉		2 台 900 万大卡（15t/h）导热油炉供热，配 2 台 2t/h 余热锅炉（不烧气），采用天然气为燃料、配套低	2 台 900 万大卡（15t/h）导热油炉转为备用锅炉，新增 1 台 14MW（20t/h）燃气导热油锅炉	扩建

征求意见稿

序号	主项名称		现有工程	改扩建内容	备注
			氮燃烧器，与蒸汽锅炉废气共用 16m 高烟囱排放		
6	脱重塔加热炉 H-1101		1 台 2.665MW，排气筒高 39m、内径 1.0m	/	依托现有
7	精制加热炉		1 台 2.5MW，排气筒高 32m、内径 0.7m	/	依托现有
8	改质加热炉		1 台 0.8MW，排气筒高 25m、内径 0.7m	/	依托现有
9	脱重塔加热炉 H-1104		/	新增 1 台脱重塔加热炉，6.0MW，排气筒高 39m、内径 1.0m	新建
10	分馏塔加热炉		1 台 2.6MW，排气筒高 41m、内径 0.9m	/	依托现有
11	空压站		1 套非净化压缩空气 20Nm³/min、净化压缩空气 16.6 Nm³/min	/	依托现有
12	制氮站		1 套 DWAN49-20 正常 1.66Nm³/min，40Nm³/min（最大）	/	依托现有
13	自动控制系统		包括分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、机组专用监控系统（ITCC）、大型机组状态监控系统（MMS）、火灾及可燃气体有毒气体监控系统（FGS）、仪表设备管理系统（AMS）等部分	/	依托现有
14	高架火炬系统		包括可燃性气体排放管道、分液罐、阻火器、点火装置等；火炬塔架高 85m，设有工艺事故火炬	/	依托现有
四	储运工程				
1	原料罐		原料罐区泵房	/	依托现有
		煤焦油原料罐	2×5000m³ 固定顶罐	/	依托现有
		蒽油罐	3000m³ 蒽油罐（固定顶罐）和 3000m³ 洗油罐（固	/	依托现有

征求意见稿

序号	主项名称		现有工程	改扩建内容	备注
	区		定顶罐）各 1 座		
		重油罐	500m³+1500m³ 固定顶罐	/	依托现有
		尾油罐	1×300m³ 固定顶罐	新增 1 个改质进料缓冲罐，7m³	扩建
		洗油罐	1×3000m³ 固定顶罐	/	依托现有
2	产品罐区	罐区泵房	罐区泵房	/	依托现有
		重芳烃罐	2×5000m³ 固定顶罐	/	依托现有
		甲醇储罐	2×3000m³ 内浮顶罐	/	依托现有
		轻芳烃罐	2×2000m³ 内浮顶罐	/	依托现有
		加氢进料中间罐	1×1500m³ 内浮顶罐	/	依托现有
		酚油罐	1×1000m³ 内浮顶罐	/	依托现有
3	碱液罐区	酸液罐	2×200m³ 固定顶罐	/	依托现有
		氨水罐	2×300m³ 固定顶罐	/	依托现有
		NaOH 碱液罐	1×200m³ 固定顶罐	/	依托现有
4	LPG 罐区	液化气罐	3×150m³ 卧式罐	/	依托现有
五	环保工程				
1	废气治	干气脱硫	干气经二级碱洗+水洗脱硫，脱硫加氢干气含硫＜20ppm。	/	依托现有
		硫氢化钠装置（酸性气处理）	建成 1 座四级硫氢化钠吸收塔，酸性气经 33%烧碱溶液吸收完全，正常生产时无尾气排入火炬，只在	/	依托现有

征求意见稿

序号	主项名称		现有工程	改扩建内容	备注
	理		事故状态下排入火炬燃烧。		
		低氮燃烧器及清洁燃料	4 台加热炉以副产干气及外供天然气为燃料；3 台锅炉（1 台蒸汽锅炉、2 台导热油炉）以天然气为燃料，蒸汽锅炉与导热油炉共用 16m 高烟囱排放烟气；均安装低氮燃烧器。	新增的脱重塔加热炉以副产干气及燃料气为燃料，安装低氮燃烧器，排气筒高度 39m。燃气导热油炉以天然气为燃料，安装低氮燃烧器，燃气导热油炉经 47m 高排气筒排放烟气。	新建
		火炬	为高架火炬，高度 85m。	/	依托现有
		污水处理站臭气治理	一套 2 万 m^3/h 碱吸收+UV 高效光解净化装置，处理污水处理站产生的氨气、硫化氢、少量油气挥发气体。	/	依托现有
		油气治理	储罐及装卸无组织排放采用“二级冷凝+活性炭吸附”工艺处理后，经 20m 高、内径 0.15m 排气筒排放。	/	依托现有
2	废水治理	废水处理流程	废水“清污分流”：含硫含氨废水（酸性水）经 $8m^3/h$ 酸性水汽提塔预处理后进入厂区污水综合处理站，与生活废水一同处理达标后排入中水回用装置，处理后部分回用，少部分冬储夏灌绿化。	/	/
		酸性水处理	处理加氢装置含硫污水，酸性水预处理设施采用“除油—酸性水汽提—氨精制—碱吸收”工艺（处理能力 8t/h）；预处理后废水进入厂区污水处理站，污水站采用“除油+脱酚+蒸氨”工艺。	酸性水汽提由单塔汽提改为双塔加压汽提，处理规模扩大到 18t/h（14.4 万 t/a），本次改造只涉及酸性水汽提部分，氨精制和制硫氢化钠部分不变。改造新增设备包括 1 台脱氨塔及附属塔顶换热器、回流罐、塔顶循环泵、塔底重沸器等设备，调整现有酸水汽提塔出料管线，新增净化水冷却器、净化水泵等附属设备。	改扩建
		综合处理站	第一段处理工艺：粗除油＋萃取脱酚＋蒸氨，第二段处理工艺：隔油池+二级气浮池+厌氧+IMC（改良	利用原含酚废水调节池及脱酚蒸氨设施，对蒸氨塔和萃取塔工段顺序进行对调，新增电解槽工段；	改建

征求意见稿

序号	主项名称		现有工程	改扩建内容	备注
			型 SBR）+二沉池，处理规模 15 立方米/小时。	生化处理设施利用原来的以复合 SBR 的 IMC 生化方案进行优化，处理规模仍为 15 立方米/小时	
		中水回用装置	处理能力 16m³/h，采用 BAF+保安过滤+活性炭过滤+超滤+反渗透工艺。	/	依托现有
		废水暂存池	2 座，4200m³+8900m³	/	依托现有
3	固废治理	生活垃圾	厂区设生活垃圾收集箱，定期由火车站镇环卫部门运走。	/	依托现有
		危险废物贮存库	已建成面积 348m² 危废贮存库，地面建有导流沟、收集池。	改造现有储煤间（宽 15m、长 35m，高 4m），将现有储煤间改造为危废暂存间，占地 525m²，建设防渗、隔离工程及渗滤液收集设施。	依托现有，改造危废暂存间一座
4	噪声治理		噪声大的设备均布置在室内，同时部分噪声设备加装消声器、消声罩、基础减震等。	/	/
5	环境风险防范		包括泄漏报警系统、备用发电及自动切换设施、85m 火炬系统、储罐围堰、1×4200m³ 风险事故水池、600m³ 酸性水事故池、装置区、储罐区防渗等防止地下水污染措施以及厂区消防水系统（1 座 2800m³ 消防水池）等。	/	依托现有

征求意见稿

3.2.3 原辅材料及能源消耗

3.2.3.1 主要原辅材料

本项目主要原料的组成、数量和来源见表 3.2-9。主要原料性质见表 3.2-10 至表 3.2-12。

表 3.2-9　　主要原辅材料及消耗量

原料	来源	改扩建后用量	运输方式	用途
中低温煤焦油	绿斯特、润达、广汇能源	30 万 t/a	罐车，公路	煤焦油加氢装置原料
天然气	工业园区新捷燃气公司供气管网	41792t/a	管网	制氢原料、燃料
新氢	天然气制氢	12400t/a	管网	加氢原料
碱	新疆盛合兴化工有限责任公司	1800t/a	罐车，公路	脱硫用碱、反冲洗用碱、调节酸碱值
脱碳吸附剂	成都华西化工科技股份有限公司	33t/3a	罐车，公路	制氢材料
精制吸附剂		57.6t/3a	罐车，公路	
裂化催化剂		112t/3a	罐车，公路	
保护催化剂	淄博泰通催化技术有限公司	32t/a	罐车，公路	加氢催化剂
精制催化剂		100t/3 年	罐车，公路	
改质催化剂		80t/3a	罐车，公路	
瓷球	江西湘东石油化工填料厂	104t/3~5a	罐车，公路	
DMDS	外购	1367t/a	桶装，公路	脱硫剂
酸性水	焦油加氢装置	14.4 万 t/a	管线	酸性水汽提装置

表 3.2-10　　煤焦油性质

项目	数据	进料限定指标
20℃密度/(g/cm^3)	0.9990	
机械杂质/%	0.28	≯0.03*
灰分/%	0.05	
S 含量/%	0.48	
N 含量/%	1.1	
C 含量/%	81.10	
H 含量/%	9.59	
氧含量/%	6.0	

征求意见稿

项目	数据	进料限定指标
总酸值，mgKOH/g	148	
金属含量/（μg/g）		
Fe+Ca+Na	130	≯150.0
Ca	30	≯50
Ni+V	<1	≯2
馏程/℃		
IBP	156	
30%	328	
50%	377	
90%	474	
FBP	514	≯530

表 3.2-11　　天然气性质

天然气组分及物理性能	数值
甲烷 CH_4（%）	86.9
乙烷 C_2H_6（%）	9.21
丙烷 C_3H_8（%）	0.26
二氧化碳 CO_2（%）	1.7
水 H_2O（%）	0
密度 kg/Nm^3	0.7742
全硫分（mg/m^3）	5
高位热值 MJ/Nm^3	38.1
供气压力（kPa）	101.32

表 3.2-12　　新氢性质

项　目	控制指标
新氢纯度（体积分数）/%	≮99.99
（$CO+CO_2$）体积分数 /（μL/L）	≯10
氢气产品压力/MPa(G)	≥2.3
产品气温度/℃	≤40

表 3.2-13　　酸性水的主要性质

性质	单位	数据
密度(20℃)	kg/m^3	977.2
含油量	wppm	500~800
氨氮含量	wt%	< 3
硫化氢含量	wt%	< 2

征求意见稿

3.2.3.2 主要原辅材料理化性质

生产过程中涉及的主要物料的理化性质、燃烧爆炸性及毒理毒性见表 3.2-14。

表 3.2-14　　生产中涉及的主要物料的理化性质

物质名称	物理化学性质	燃烧爆炸性	毒理特性
煤焦油	黑色粘稠液体，具有特殊臭味，微溶于水，溶于苯、乙醇、乙醚、氯仿、丙酮等多数有机溶剂，主要理化性质见表 3.2-10。	本品易燃；蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸，与氧化剂接触猛烈反应，若遇高热、容器内压增大等情况有开裂和爆炸的危险	为致癌物，作用于皮肤，可能引起皮炎、痤疮、毛囊炎、光毒性皮炎、中毒性黑皮病、疣赘及癌肿，可引起鼻中隔损伤，还可能腐蚀皮肤。
氢气 H_2	氢气是无色无味的气体，标准状况下密度是 0.0899 克/升(最轻的气体)，难溶于水。在-252℃，变成无色液体，-259℃时变为雪花状固体。	本品易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热或明火即爆炸，气体比空气轻，遇火星会引起爆炸，氢气与氟、氯、溴等卤素会剧烈反应。	在生理学上是惰性气体，仅在高浓度时，由于空气中氧分压降低才引起窒息，在很高的分压下，氢气可呈现出麻醉作用。
氢氧化钠 NaOH	白色不透明固体，易潮解，易溶于水、乙醇、甘油，不溶于丙酮，熔点：318.4℃，沸点：1390℃，相对密度：2.12(水）=1，饱和蒸汽压：0.13kPa/739℃	/	/
天然气	成分：主要是低分子量烷经混合物。如甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、戊烷等。未净化天然气常含二氧化碳、硫化氢、氮和少量氦。 性状与用途：无色、无臭气体。 密度：0.7742kg/Nm^3	燃烧性：易燃；引燃温度(℃)：482~632；最大爆炸压力(MPa)：6.8；爆炸极限(%)：5~14；禁忌物：强氧化剂、卤素。燃烧分解产物：一氧化碳、二氧化碳。	急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状,步态不稳，昏迷过久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。
DMDS（$C_2H_6S_2$）	淡黄色透明液体，熔点-85℃，沸点 109.7℃，比重：1.065(20℃)，折射率 1.5250，能溶解于醇、醚，不溶于水，有恶臭。	一级易燃液体，储存于阴凉通风处。	LD_{50}：无资料 LC_{50}：无资料

征求意见稿

物质名称	物理化学性质	燃烧爆炸性	毒理特性
催化剂（氧化钼 MoO_3）	外观呈微黄色，最大粒径 5mm，比重 4.692g/cm³，600℃以上开始升华。在空气中很稳定，微溶于水，不溶于一般酸，可溶于氨水、氢氟酸和浓硫酸。	不燃，具刺激性，对眼睛、皮肤、粘膜和上呼吸道有刺激作用。	LD_{50}：125 mg/kg(大鼠经口) LC_{50}：无资料
催化剂（氧化镍 NiO）	外观与性状：绿色粉末。熔点：1980±20℃。 密度：6.67g/cm³。溶解性：不溶于水，不溶于碱液，为碱性氧化物，溶于酸和氨水。	本品不燃，有毒，具致敏性；本品对皮肤的影响在生产中较为常见，主要表现为皮炎或过敏性湿疹。皮疹有强烈的瘙痒，称镍痒症。镍工可患过敏性肺炎、支气管炎、支气管肺炎、肾上腺皮质功能不全等。镍有致癌性。	LD_{50}：无资料 LC_{50}：无资料

3.2.3.3 能源耗量

本工程改造前后能源消耗详见表 3.2-15~表 3.2-16。

表 3.2-15　　加氢装置能源消耗一览表

序号	项目	小时耗量		备注
		单位	消耗量	
1	循环水	t/h	550	
2	除盐水	t/h	3.538	
3	净化风	Nm³/h	380	
4	电	kw.h/h	971	园区供电管网
5	燃料气	Nm³/h	1000	
6	0.6MPa 蒸汽	t/h	8	

表 3.2-16　　酸性水汽提装置能源消耗一览表

序号	名称	规格	单位	消耗量		备注
				每小时	每年	
1	新鲜水	0.4MPa.g，常温	t	（1.8）	-	开停工冲洗，间断
2	循环水	0.4MPa.g，32℃	t	284.6	227.7×10^4	连续
3	除盐水	0.5MPa.g，常温	t	2.3	1.84×10^4	连续
4	低压蒸汽	1.0MPa.g，185℃	t	5.1	4.08×10^4	连续
5	非净化风	0.8MPa.g，常温	Nm³	（150）	-	开停工吹扫，间断
6	净化风	0.8MPa.g，常温	Nm³	50	40×10^4	连续

征求意见稿

7	电	380V/220V	Kw.h	84.9	67.92×10^4	连续

3.2.4 公用工程

3.2.4.1 给水

（1）新鲜水

项目建设地点位于新疆鄯善工业园区内的石化产业园内，用水由园区供水管网供应，供水水源为坎儿其水库。

鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现外接园区管网 DN150 和 DN100，现供水能力 116m^3/h。本项目改扩建后，厂区新鲜用水量约为 28.098m^3/h，余量 87.902m^3/h，能够满足本项目的需要。

本项目新鲜用水依托鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区已建供水设施。

（2）脱盐水

鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现工程脱盐水系统，设计产水量 2×20m^3/h。生产脱盐水供工程生产工艺装置、蒸发器发生器、燃气锅炉和余热锅炉使用。脱盐水站生产工艺流程：

原水→原水箱→原水泵→（絮凝剂、杀菌剂加药设施）→多介质过滤器→板式换热器→（还原剂、阻垢剂加药装置）→保安过滤器→高压泵→反渗透设施→脱碳器→中间水箱→中间水泵→混床→脱盐水箱→脱盐水泵→用水单元。

本项目建成后，厂区脱盐水消耗量为 21.278m^3/h，故现有脱盐水站处理能力能够满足本项目的需要。

（3）循环水

鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现工程建有闭路循环系统，循环热水自压回到凉水塔，经过冷却后循环使用。鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现工程循环水系统设计循环水泵循环水量 4 台×1000m^3/h（2 开 2 备）。

本项目所需最大循环水量为 954.6m^3/h，故现有循环水站处理能力能够满足本项目的需要。

3.2.4.2 排水

厂区废水按水质类别可划分生产废水和生活污水等。

（1）生活污水排水

征求意见稿

生活污水指值班室、办公室、盥洗室及冲厕排放的污水，排放至鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现有的生活污水管网，然后送至位于厂区污水处理站进行处理。本次改扩建项目不新增劳动定员，故不新增生活污水。

（2）生产废水排水

厂区生产废水主要包括含酚废水、含硫含氨废水废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水、锅炉废水、循环水站废水、脱盐站废水等。本项目废水采取“清污分流”方式，含硫含氨废水与装置罐区清洗废水、不可预见废水经酸性水预处理设施处理后，一部分回用于加氢反应注水，一部分与含酚废水进脱酚蒸氨设施处理，处理后与生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

本项目改扩建完成后，进入酸性水预处理设施的水量最大为 18t/h，本项目原酸性水汽提处理能力为 8t/h，经本次改造后，设计处理能力增大到 18t/h，可满足本项目需要；进入脱酚蒸氨设施的水量为 7.97t/h，进入生化处理设施的水量为 8.01t/h，现有装置规模为 15t/h，本次废水处理站技术改造针主要为处理工艺优化，不改变现有废水处理规模，因此现有废水处理站可满足本项目需要；本项目进入中水回用污水处理系统的水量为 15.557t/h，现有规模为 16t/h，满足本项目需要。

（3）事故水蓄水池

本项目消防水池、消防水泵依托现有，现有厂区有 2800m^3，能够满足本项目的需求。事故污水及消防水经装置围堰或储罐防火堤收集，经污水管线送入污水处理站处理。

3.2.4.3 供电

本项目扩能改造后，新增用电负荷 519.4kw，主要为新增机泵、空冷用电。

厂区内设有一座 35kV 变电站和一座 301 总变电所，35kV 变电站为两路 35kV 电源进线，每回路电源进线均能满足本项目全部用电负荷。

本项目依托已有 301 总变电所，利用已有两台 10/0.4kV 2500kVA 油浸变压

征求意见稿

器为新增设备提供电源。两台变压器剩余容量为 377.75kVA，能够满足新增用电负荷的需求。

3.2.4.4 供热

本改扩建项目建成后，厂区现有在锅炉房设有 2 台 900 万 kcal 燃气导热油炉调整为备用锅炉，为甲醇制氢装置（备用）提供热源。

厂区现有 1 台 10t/h 天然气蒸汽锅炉，主要为冬季供暖、开停车提供热源，为生产提供蒸汽，运行时间 120d/a（2880h/a）。

本改扩建项目新增 1 台 14MW 燃气导热油锅炉，配套一台 2t/h 余热蒸汽锅炉。14MW 燃气导热油锅炉主要用于厂区储罐区、沥青输送管线等伴热。本次煤焦油加氢装置改造后，装置副产蒸汽 8t/h，14MW 燃气导热油锅炉配套余热蒸汽锅炉产蒸汽 2t/h，天然气制氢装置副产蒸汽 2t/h。全厂产生的蒸汽主要用于酸性水汽提装置、煤焦油预处理单元脱水装置及煤焦油加氢装置生产用蒸汽。蒸汽输送依托厂区现有低压蒸汽管网。厂区现有蒸汽管网能满足本次改造后需求。

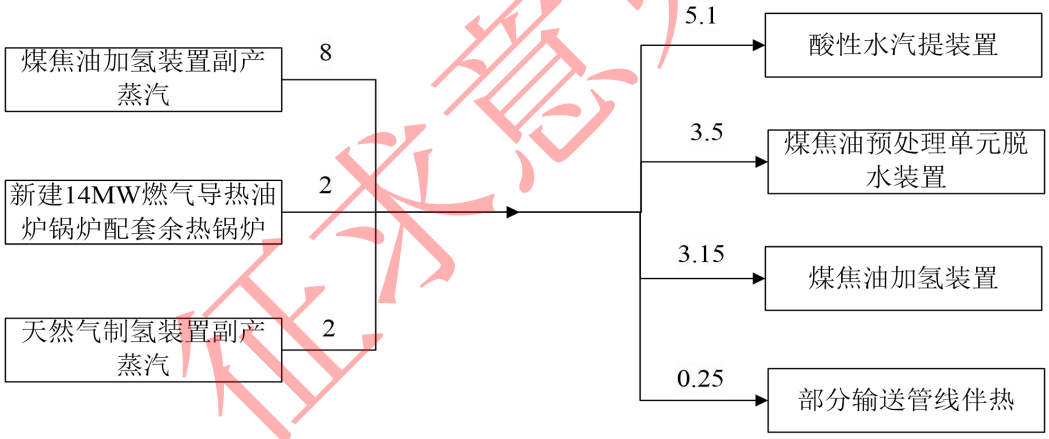


图 3.2-1　全厂蒸汽平衡图　　单位：t/h

3.2.4.5 供风、供氮

鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现建有空压/制氮站包括 2×300m³/h 变压吸附制氮机（一开一备）；3×1800m³/h 螺杆压缩机（两开一备）；2×5m³ 空气储罐 2 个，2×5m³ 氮气储罐。

改造后本项目需净化风 70Nm³/h，非净化风最大 100Nm³/h，氮气 110Nm³/h，现有空压/制氮站规模满足本次改造后需求。

征求意见稿

3.2.4.6 火炬系统

厂区现有高架火炬系统主要由火炬塔架、火炬燃烧器、分子密封器、流体密封器、分液罐、水封罐、长明灯以及自动点火装置等组成。装置紧急泄放、安全阀泄放、有毒气排放等物料排放气经放空罐分液后，通过管道密闭送至火炬燃烧。

正常生产时无尾气排入火炬，只在事故状态下工艺气或酸性气排入 85m 高火炬燃烧。

3.2.4.7 储运工程

本工程原料及产品储存及运输装车系统依托原有装置。

（1）运输方案

项目运输的主要原物料、产品有：轻芳烃、重芳烃、液化气、重油、干气、中低温煤焦油、保护催化剂、精制催化剂、裂解催化剂\二甲基二硫和瓷球等，运输以公路运输为主，属于危险化学品的物品委托有资质的单位运输（目前危险化学品由山东金浩物流有限责任公司负责运输）。

（2）运输量

本项目运输方式主要为公路，改扩建完成后，总运输量最大为 59.09 万 t/a，其中运入量 30.33 万 t/a，运出量 28.76 万 t/a。

（3）贮运设施

现有工程已建建设原料、产品罐区、碱液罐区和 LPG 罐区。原料、产品罐区用于储运加氢改质后的液体产品，罐区内设置原料及产品储罐共计 15 座，罐区配套建设泵房；碱液罐区用于储存 NaHS、氨水及碱液，共设置 5 座；LPG 罐区用于储存液化气，设置 3 座 150m^3 卧式储罐，罐区四周设围堰。

厂区针对挥发性有机液体真实蒸气压小于 5.2kPa，小于 GB31571-2015 对罐型控制要求的物质，设置为固定顶罐，针对煤焦油加氢生产的油品储罐采用内浮顶减少挥发，储罐设置合理。厂区罐区设置有油气回收装置，采用“二级冷凝+活性炭吸附”处理工艺。

征求意见稿

表 3.2-17　　罐区各储罐情况及储存量

序号	罐区		设备名称	规格和结构特征	数量（台）	最大储存量（t）	现状贮存量（t）
	名称	面积					
1	原料罐区	90m×65.5m	煤焦油罐	5000m³ 固定顶罐	2	2×4250	2480
2			中段加氢油罐	3000m³ 固定顶罐	1	2000	1182
3			煤沥青罐	1500m³ 固定顶罐	1	1250	58.5
4			煤沥青扫线罐	500m³ 固定顶罐	1	425	0
5			尾油罐	3000m³ 固定顶罐	1	2000	0
6			尾油罐	300m³ 固定顶罐	1	360	157
7	产品罐区	106m×70m	重芳烃罐	5000m³ 内浮顶罐	2	2×3600	324
8			甲醇罐	3000m³ 内浮顶罐	2	2×3600	547
9			轻芳烃罐	2000m³ 内浮顶罐	2	2×1250	49
11			加氢原料中间罐	1500m³ 内浮顶罐	1	1250	1183
12			酚油罐	1000m³ 内浮顶罐	1	1100	293
13	碱液罐区	35m×27.5m	NaHS 罐	200m³ 固定顶罐	2	2×170	45
14			氨水罐	300m³ 固定顶罐	2	2×250	20
15			碱液罐	200m³ 固定顶罐	1	2×170	40
16	LPG 罐区	25.6m×25.5m	LPG 罐	150m³ 卧式罐	3	3×60	25

（4）物料装卸

项目已建汽车装卸车场一座，装卸车场设有装卸车泵房 1 座；汽车卸车栈台 7 个，栈台上共设置鹤管 7 台；设有汽车装车栈台 5 个，栈台上共设置鹤管 10 台；设有 LPG 底部装车鹤管 1 台。装卸车泵房设有 8 台机泵。

汽车装卸车场对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气采取“二级冷凝+活性炭吸附”处理工艺，处理后的尾气通过 20m 高、内径 0.15m 排气筒排放。

征求意见稿

3.2.5 本项目平面布置

1）平面布置原则

在满足工厂生产工艺流程、防火、防爆、安全、卫生、方便检修的前提下将工厂进行合理的功能分区，装置和公用工程设施尽量采用联合布置方式，便于集中管理，充分节约用地，厂区布置符合国家现行防火规范和有关技术标准要求。

2）平面布置概况

新增脱水单元设备位于焦油预处理缓冲罐西侧，脱水单元西侧为污水处理厂，南侧为预留用地，北侧为原料产品储罐区。新增脱重单元设备位于原 15 万吨/年煤焦油加氢装置内脱重塔北侧，装置北侧为循环水场，消防水池，脱盐水站，锅炉房等公用工程设施。装置西侧为预留用地，装置东侧为天然气制氢装置。加氢单元改造位于原加氢单元内。新增精制反应器位于原精制反应器北侧，其他更新设备原地更新。加氢装置北侧为循环水场，消防水池，脱盐水站，锅炉房等公用工程设施。装置西侧为预留用地，装置东侧为制氢装置。平面布置满足《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）的要求。

酸性水汽提单元位于 15 万吨/年焦油馏分加氢装置（已建）的西南角，15 万吨/年焦油馏分加氢装置（已建）南侧为原料罐区（已建）、碱液罐区（已建）、LPG 罐区（已建）、产品罐区（已建）；东侧为甲醇制氢（已建）；北侧、西侧为空地。

本项目平面布置详见图 3.2-2 厂区平面布置示意图。

3.2.6 生产周期与劳动定员

本项目无新增定员，依托原 30 万吨/年煤焦油加氢（一期 15 万吨/年）装置现有职工 220 人。项目年工作 8000 小时，约 333 天。

3.2.7 项目实施进度

项目计划于 2020 年 9 月开工建设，于 2021 年 6 月投产。

征求意见稿

3.3 工程分析

本项目将原有预处理单元改造,使煤焦油的预处理能力提升到 30 万吨/年；新建 18000Nm³/h 的天然气制氢装置及相关配套设施；对现有一期 15 万吨/年煤焦油加氢装置及酸性水汽提装置进行扩能改造，改造后煤焦油处理规模扩大为 30 万吨/年；酸性水汽提装置处理规模由原来的 8t/h 扩大到 18t/h。全厂工艺路线图见 3.3-1。

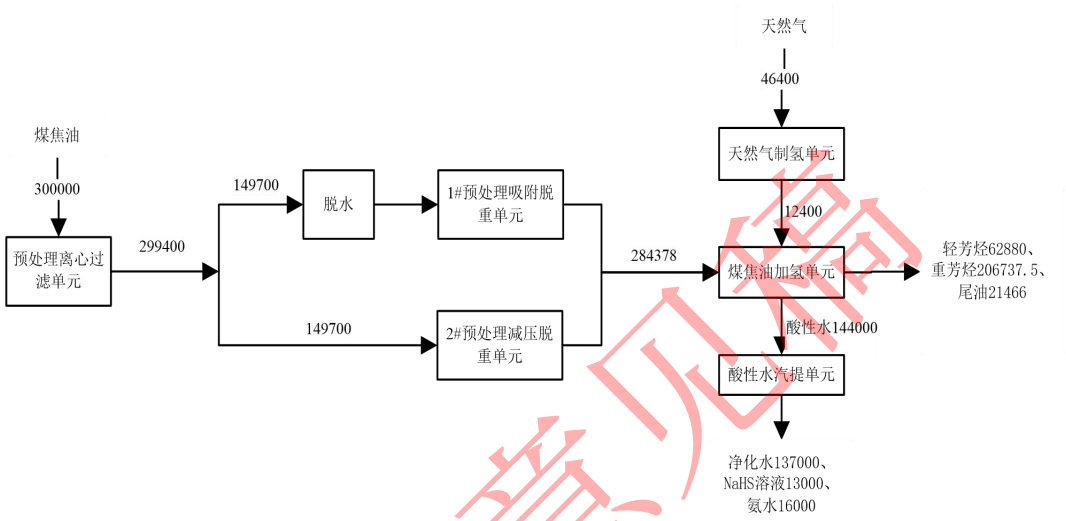


图 3.3-1　　全厂工艺路线走向图　　t/a

3.3.1 天然气制氢单元

3.3.1.1 工艺流程及产污环节

（1）天然气制氢单元工艺流程

本次煤焦油加氢扩能改造项目新建一套天然气制氢装置，生产能力为 18000Nm³/h。年操作时间为 8000 小时。

管输天然气、脱盐水进入装置界区，转化用天然气经原料气压缩、预热脱硫、天然气水蒸气转化、中温变换、再进入变压吸附工段经脱碳、提氢后得产品氢气输出，同时副产少量蒸汽。

来自天然气管网的天然气以温度为常温，压力约～0.8MPa(G)进入界区缓冲分离罐，其中大部分天然气进原料气压缩机加压送转化系统，一小部分天然气减压至 0.12～0.15MPa(G)后去燃烧气缓冲罐，作燃料使用。

原料气再经流量调节后进入转化炉对流段加热至～380℃进入钴钼加氢催化

剂/氧化铁锰、氧化锌脱硫槽，使原料气中的硫脱至 0.1ppm 以下。脱硫后的原料气与工艺蒸汽按一定比例（摩尔比约为 1：2.8~4.0）混合，进入混合气过热器，进一步预热至～550℃。进入转化炉管，在催化剂床层中，甲烷与水蒸汽反应生成 H_2、CO、CO_2，甲烷转化所需热量由转化炉烧嘴燃烧混合气提供。转化气出转化炉的残余甲烷含量~4.0%(干基)，温度为～830℃，进入蒸汽发生器（废热锅炉）产生工艺蒸汽。

出蒸汽发生器（废热锅炉）转化气温度约为 350℃进入中温变换反应器，在铁系催化剂的作用下 CO 和水蒸汽变换为 CO_2 和 H_2，变换气进入变换后换热器，与锅炉给水换热，再依次脱盐水预热器、第一水冷器、变换气第一分离器、第二水冷器、变换气第二分离器，逐步回收热量，最终冷却到 40℃以下，进入脱碳工序。各级工艺冷凝液进入酸性水汽提体塔汽提，气象为脱碳解析气，送火炬燃烧，净水作为蒸汽发生器补充水。

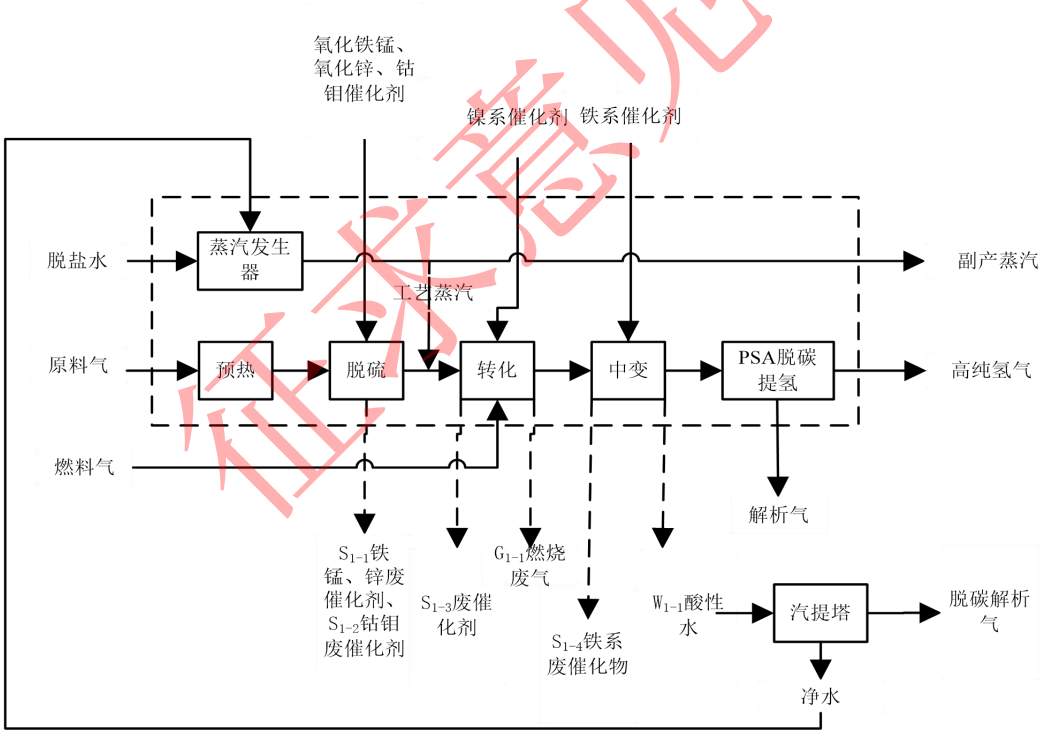


图 3.3-2　　天然气制氢单元工艺流程及产污节点图

（2）天然气制氢单元“三废产生”及相应处理情况

天然气制氢单元“三废产生”及相应处理情况见表 3.3-1。

征求意见稿

表 3.3-1　　天然气制氢单元“三废”产生处理情况汇总

装置名称	类别	产污节点及名称	污染因子	处理措施及排放方式	备注
天然气制氢装置	废气	转化炉燃烧废气 G_{1-1}	SO_2、NO_x、烟尘	经 20m 高排气筒排放	新建工程
	废水	中温变换工序酸性水 W_{1-1}	COD、石油类、硫化物	送至天然气制氢单元酸性水汽提体装置处理，最终净水循环利用。	
	噪声	压缩机、空冷器、泵类等设备	噪声	加装消声器、消声罩、基础减震等措施	
	固废	铁锰系、锌系废催化剂 S_{1-1}；钴钼系废催化剂 S_{1-2}；镍系废催化剂 S_{1-3}；铁系废催化剂 S_{1-4}	/	送有资质生产厂家回收再生	

征求意见稿

3.3.1.2 主要生产设备

表 3.3-2　　天然气制氢单元工艺设备表

序号	设备/材料名称	规格/型号	材质	介质	操作温度℃	数量
1	**非标设备类**					
1-1	机前缓冲罐	DN1400 V=8.5m^3	Q345R	天然气	常温	1 台
1-2	压缩机出口缓冲罐	DN1200 V=4.5m^3	Q345R	天然气	120	1 台
1-3	燃料气缓冲罐	DN1800,V=20 m^3	Q345R	天然气	常温	1 台
1-4	钴钼加氢反应器	DN1600 V $_{填}$=11.3m^3	15CrMoR	天然气	380	1 台
1-5	脱硫槽 A	DN1600 V $_{填}$=12.3m^3	15CrMoR	天然气	350	1 台
1-6	脱硫槽 B	DN1600 V $_{填}$=12.3m^3	15CrMoR	天然气	320	1 台
1-7	天然气蒸汽转化炉	产气量 33000Nm^3/h	组合件	CH4\O2\N2	1100	套
1-8	烟囱	DN1200/1600×26000	Q235-B	CO2\N2\O2\H2O	160~200	套
1-9	蒸汽发生器	BEM Q=11300kw	15CrMoR /Q345R	水	~230	1 台
1-10	中变炉	DN2000 V $_{填}$=18.0m^3	15CrMoR	H2\CO\CO2\CH4\H2O	320~430	1 台
1-11	中变后换热器	BEU DN900 Q=4257kw	15CrMoR /Q345R	H2\CO\CO2\CH4\H2O	壳程:进 450 出 245 管程:进：231 出 239；	1 台
1-12	锅炉给水预热器	BEM DN950 Q=2925kw Q=5900kw	SS304	H2\CO\CO2\CH4\H2O	壳程:进 245 出 175 管程:进 100 出 172	1 台
1-13	第一气液分离器	DN1200 V=2.8m^3	SS304	水		1 台
1-14	脱盐水预热器	BEM DN700 Q=1335kw	SS304	水	壳程:进 32 出 100 管程：进 175 出 169	1 台

征求意见稿

1-15	第二气液分离器	DN1200 V=2.8m^3	SS304			1 台
1-16	第一水冷器	BEM DN1000 Q=5175kw	SS304		壳程:进 169 出 125 管程:进 30 出 40	1 台
1-17	酸水收集槽	DN2000 V=10.0m^3	SS304	水、二氧化碳	<80	1 台
1-18	蒸汽分离器	DN1200 V=4.5m^3	Q345R	水	246	1 台
1-19	除氧器	DN2600/3000 V=21.0m^3 104℃	Q345R	水	104	1 台
1-20	排污冷却罐	DN1600 V=5.0m^3	Q235-B	水		1 套
1-21	汽提塔	DN800 V=4.0m^3	SS304	水、二氧化碳	160～210	1 套
1-22	塔底换热器	BEU DN350/2	SS304	工艺凝液	壳程:进 180 出 125 管程:进：30 出 40	1 台

征求意见稿

3.3.1.3 平衡及物料使用情况

（1）物料平衡

根据制氢单元技术改造项目工可中物料平衡分析，天然气制氢装置生产工艺物料平衡表见表 3.3-3、图 3.3-3。

表 3.3-3　　天然气制氢装置（18000Nm³/h）工艺物料平衡表

	投入物料			产出物料		
	名称	数量		名称	数量	
		kg/h	t/a		kg/h	t/a
天然气制氢	原料天然气	5224	41792	氢气	1550	12400
	脱盐水	21100	168800	燃料解析气	3471	27771
	铁锰、锌催化剂	3.63	29	副产蒸汽	2000	16000
	镍系催化剂	1.13	9	汽提冷凝液	11617	92936
	铁系催化剂	2.13	17	脱碳解析气	7686	61485
	钴钼系催化剂	1.13	9	脱硫工段铁锰、锌废催化剂	3.66	29.27
				转化工段镍系催化剂	1.13	9
				中变工段铁系废催化剂	2.13	17
				钴钼系催化剂	1.13	9
	合计	26332	210656	合计	26332	210656

注：年工作时数 8000h；天然气密度 0.7742kg/m³。

征求意见稿

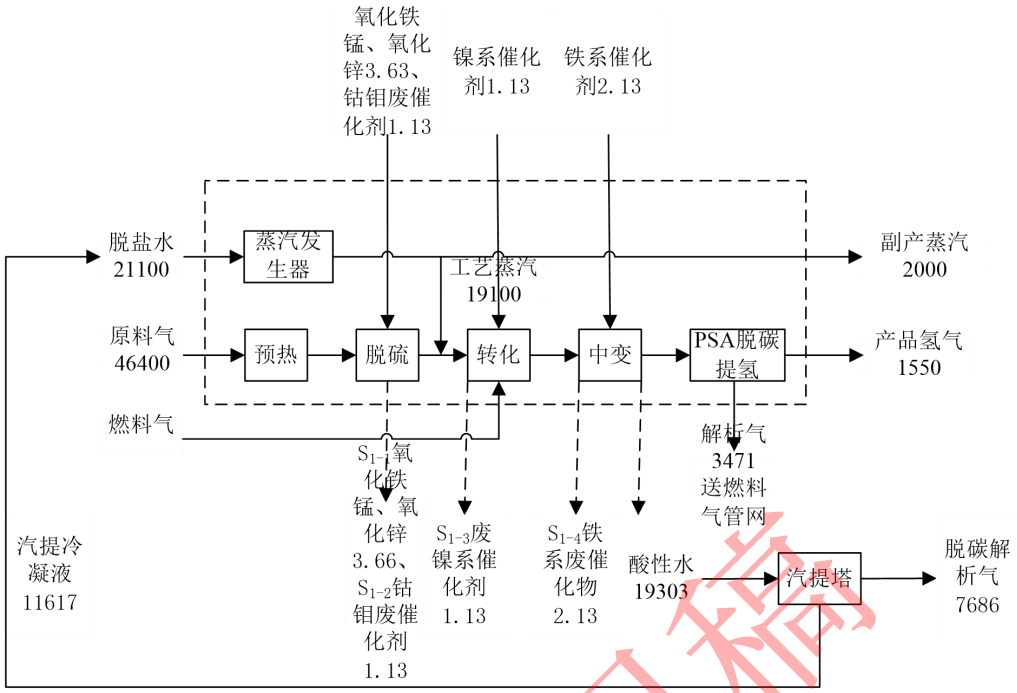


图 3.3-3　　天然气制氢单元物料平衡图　　单位：kg/h

（2）硫平衡

根据制氢单元技术改造项目工可中物料平衡分析，天然气制氢装置生产工艺硫平衡表见表 3.3-4。

表 3.3-4　　天然气制氢单元硫平衡表

项目	物料名称	重量 wt%	kg/h	t/a	备注
入方	原料天然气带入（硫含量 5mg/m³）	100.0	0.034	0.27	8000h/a
	合计	100.0	0.034	0.27	
出方	脱硫工段铁锰、锌废催化剂带走	100.0	0.034	0.27	原料气中硫脱至 0.1ppm 以下，产品含硫量忽略不计
	合计	100.0	0.034	0.27	

3.3.2 煤焦油加氢装置

3.3.2.1 工艺流程及产污环节

本次煤焦油加氢扩能改造主要包括预处理单元改造、加氢单元改造及分馏单元改造。改造后工艺流程如下：

征求意见稿

（1）预处理单元

①预处理离心过滤单元

预处理离心过滤单元改造的主要内容如下：

由于装置煤焦油预处理规模需从 15 万吨扩能到 30 万吨，因此需对原预处理机泵及离心机进行更换。

装置外来煤焦油进离心机进料罐(V-6101)，由离心机进料泵(P-6101)抽出后由焦油加热器(E-6101)加热至 85℃送至离心机(L-6101)，然后进入离心机中间罐（V-6102），由焦油产品泵（P-6103）抽出送至过滤装置。

过滤装置以过滤方式对煤焦油进行二次预处理，减少煤焦油中机械杂质、金属含量；采用二级过滤形式，使煤焦油中机械杂质、金属含量等有害组分极大的减少。预处理离心单元处置完煤焦油，用泵抽送到过滤装置，用过滤进料换热器 E-6201 加热至 70~90℃后加助滤剂 A（主要成分无机铵盐、有机铵盐、醇类、纤维素）反应，然后进入串联的一级搅拌罐 V-6201A/B，搅拌后用一级过滤泵 P-6201A/B/C（两开一备）抽取搅拌罐物料，抽送到一级过滤机 BK-6201A/B/C/D（三开一备）进行固液分离，滤液与助滤剂 B（主要成分无机铵盐、有机铵盐、醇类、纤维素）混合反应，然后进入二级搅拌罐 V-6202，搅拌后进入串联的二级沉降罐 V-6303A/B 沉降，然后用二级过滤泵 P-6202 抽取罐中上层清液物料，抽送到二级过滤机 BK-6202A/B/C 进行固液分离，然后抽送到二级过滤机进行固液分离，将二级过滤的洁净煤焦油送至洁净煤焦油储罐或送到后续处理装置；滤渣按危废处置。

征求意见稿

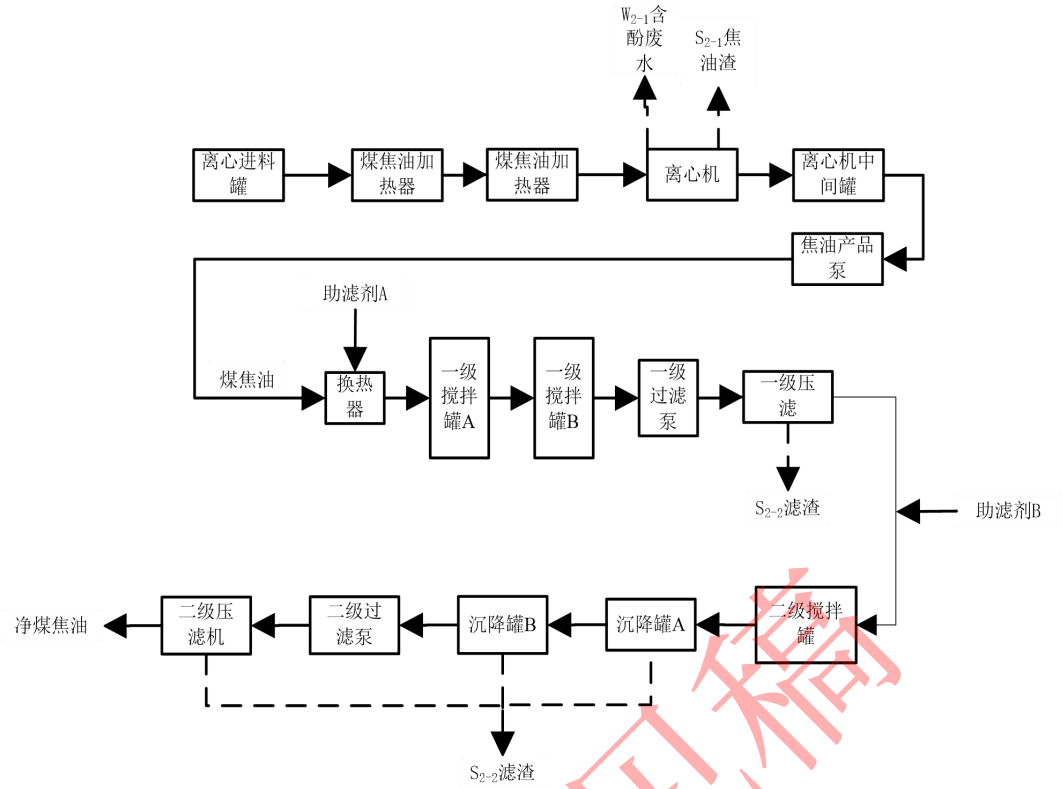


图 3.3-4　　预处理离心过滤单元工艺流程及产污节点图

③1#预处理吸附脱重单元

脱重单元改造部分主要为在原脱重单元北侧新建吸附预处理设施，及对原脱重塔流程调整。

装置外来离心过滤后中低温煤焦油原料经脱水塔进料-脱水塔底油换热器换热至 85℃，然后经脱水塔进料加热器加热至 125℃进入脱水塔，以脱除煤焦油中含有的水分。脱水塔底油经脱水塔底油泵抽出后与原料煤焦油换热至 80℃后送出装置。脱水塔顶气经脱水塔顶空冷器及脱水塔顶水冷器冷却至 45℃后进入油水缓冲罐。脱水塔真空操作，操作压力 30Kpa(绝)，水环真空从脱水塔顶冷凝器顶抽出极少量不凝气，不凝气量送至火炬系统。油水缓冲罐液相送至装置外。

中低温煤焦油原料进入吸附脱重单元预处理系统，并与来自罐区的稀释柴油、溶剂和絮凝剂一起进入混合器进行充分混合，混合后经换热器换热至 80℃后依次进入卧螺机及碟片机进行脱渣处理。脱渣后的煤焦油经换热器加热至 180℃进入脱重塔，以脱除煤焦油中含有的水分，脱水煤焦油与来自加氢装置的低分气混合。脱重塔顶物料经冷却器冷却后进入塔顶分液罐，分离出气体和溶剂，溶剂经溶剂循环泵回系统循环利用。混合原料经换热器加热至 220℃进入吸附罐

征求意见稿

I（吸附罐IA 或IB 切换使用）、吸附罐 II，经换热器换热至 280℃后依次进入吸附罐III、吸附罐IV和吸附罐V。吸附罐V流出物经换热器降温至 240℃进入分离罐I，分离罐I顶部气体物流经换热器降温至 40℃后进入分离罐II，分离罐II底部物流与分离罐I底部物流混合一起去加氢装置，分离罐II顶部气体经循环压缩机增压后循环回吸附罐I入口，系统压力通过压控阀进行控制。

征求意见稿

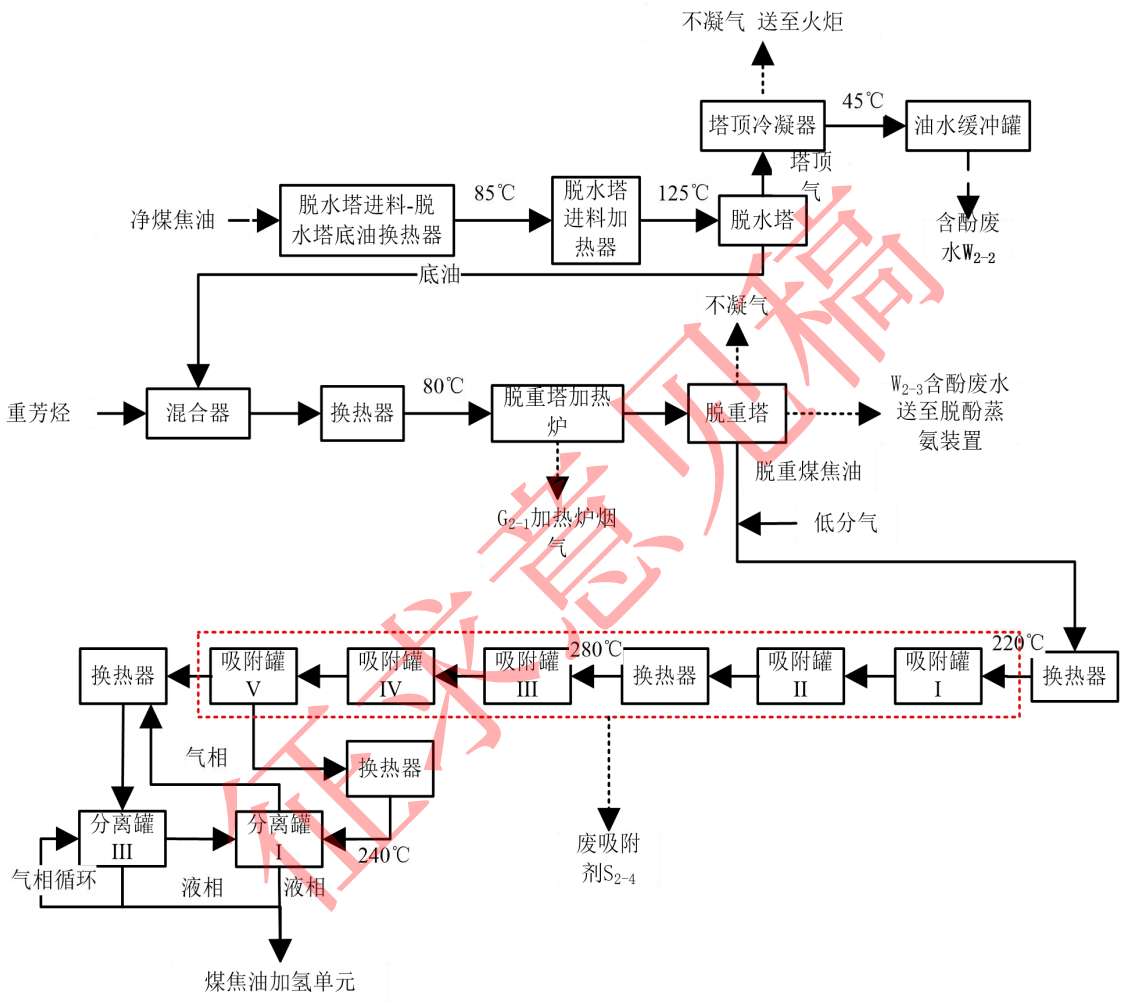


图 3.3-5　　1#原料油吸附脱重单元工艺流程及产污节点图

④2#预处理减压脱重单元：

增加减一线及减二线循环流程，侧线循环与进料换热，这样能提高进加热炉原料温度，降低塔顶气相温度，能节约燃料气同时减低循环水消耗；

增加循环流程后，需更换原一线抽出泵及二线油抽出泵，新增一线油与原料换热器及二线油与原料换热器，新增一线油空冷器及二线油空冷器；

减压塔设备改造，新增集油箱，进料分布器及扩大原抽出口；

更换原塔顶抽真空泵。

改造后工艺流程如下：

自装置外来煤焦油经焦油进料泵抽出后经焦油预热器、原料油-一线油换热器、重油换热器、原料油-二线油换热器换热至 282℃后送至脱重塔加热炉加热至 370℃后送至脱重塔。脱重塔顶气相经脱重塔冷凝器冷却后送至脱重塔顶回流罐，不凝气送至火炬系统，油水送出装置。一线油经一线油抽出泵抽出后经原料油-一线油换热器换热后分两路，一路经减一线油空冷器冷却至 50℃后循环至减压塔，一路送至加氢单元。二线油经二线油抽出泵抽出后经、原料油-二线油换热器换热后分两路，一路循环至减压塔，一路经减二线油空冷器冷却后送至加氢单元。减低油经重油换热器换热后送至装置外。

征求意见稿

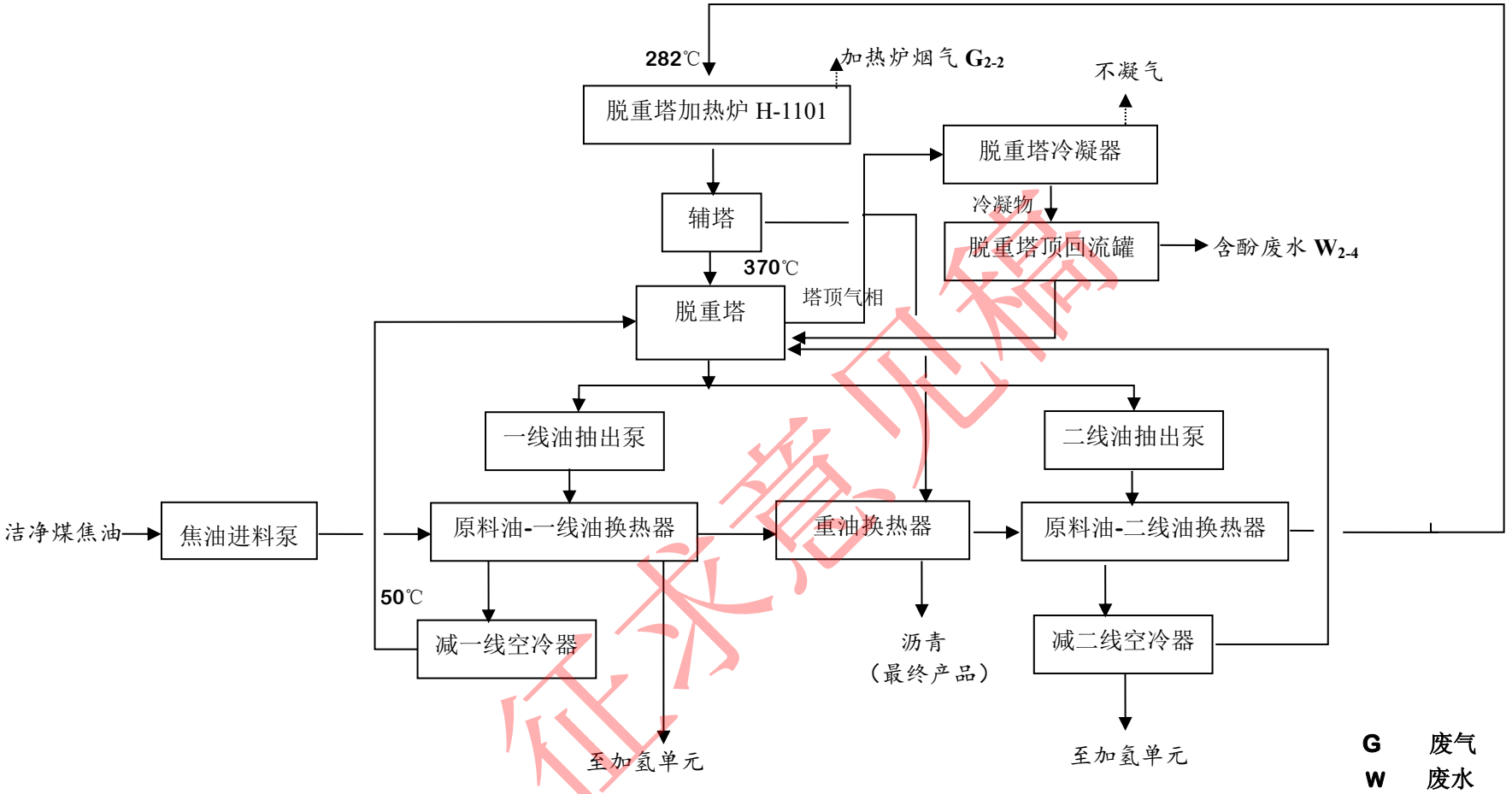


图 3.3-6　　2#预处理减压脱重单元工艺流程及产污节点图

征求意见稿

（2）加氢单元改造

本项目加氢单元分两种工艺路线改造，分别为加氢单元 1#工艺路线和加氢单元 2#工艺路线。

第一种工艺路线加氢单元改造：

主要对反应部分改造，对现有换热流程进行调整。

①为避免煤焦油原料直接通过加热炉加热会对炉管及换热系统造成结焦风险，需将 R1101A 和 R1101B 进行串联操作，精制加热炉 HT1102 移至 R110B 后，R1101A 的进料通过换热达到反应温度。即精制加热炉 HT1102 位于 R1101B 和 R1102 之间。

②由于煤焦油全馏分原料中的沥青质含量高，易造成主加氢催化剂的积炭失活，为实现沥青质的有效转化，R1101A 和 R1101B 需要装填部分保护剂和沥青质转化催化剂，以实现剩余少量金属的完全脱除和煤焦油中沥青质的解聚转化。保护剂的装填方案选用石科院加氢保护剂级配技术，以适应原料高金属含量和高沥青质含量的特点。

③考虑到煤焦油加氢反应放热的因素，保留现有热高分油循环至加氢精制单元进料系统流程，循环油量 18.75t/h。

④进一步提高柴油收率，提高企业经济效益，需将分馏塔底尾油流程进行改造，增加尾油循环至加氢裂化单元流程，实现尾油的进一步转化。

改造完成后其工艺流程如下：

经吸附预处理后的煤焦油原料和氢气混合经换热后，依次进入保护反应器 A，保护反应器 B，再经加热炉加热后进加氢精制反应器I和加氢精制反应器II。精制反应器II流出物进入热高分，加氢精制单元热高分底部物流进入加氢裂化反应单元，热高分顶部的气相部分主要为富氢气体、轻烃、反应生成的水，该物流经冷却后进入冷高压分离器进一步进行气液分离。冷高分顶部富氢气体经循环氢压缩机增压后循环回反应器入口以及用作冷氢。冷高分液相物流进入冷低分，加氢裂化单元热高分的顶部物流进入加氢精制单元的冷高分，而底部物流则进入热低分，热低分顶部物流进入冷低分，热低分底部物流和冷低分底部液相流出物一

征求意见稿

起进入稳定塔和分馏塔进行分离和分馏。分离出石脑油、柴油和尾油，石脑油和柴油作为产品出装置。分馏塔塔底尾油返回加氢裂化反应器进行进一步转化。

改造前后工艺流程见图 3.3-7、图 3.3-8。

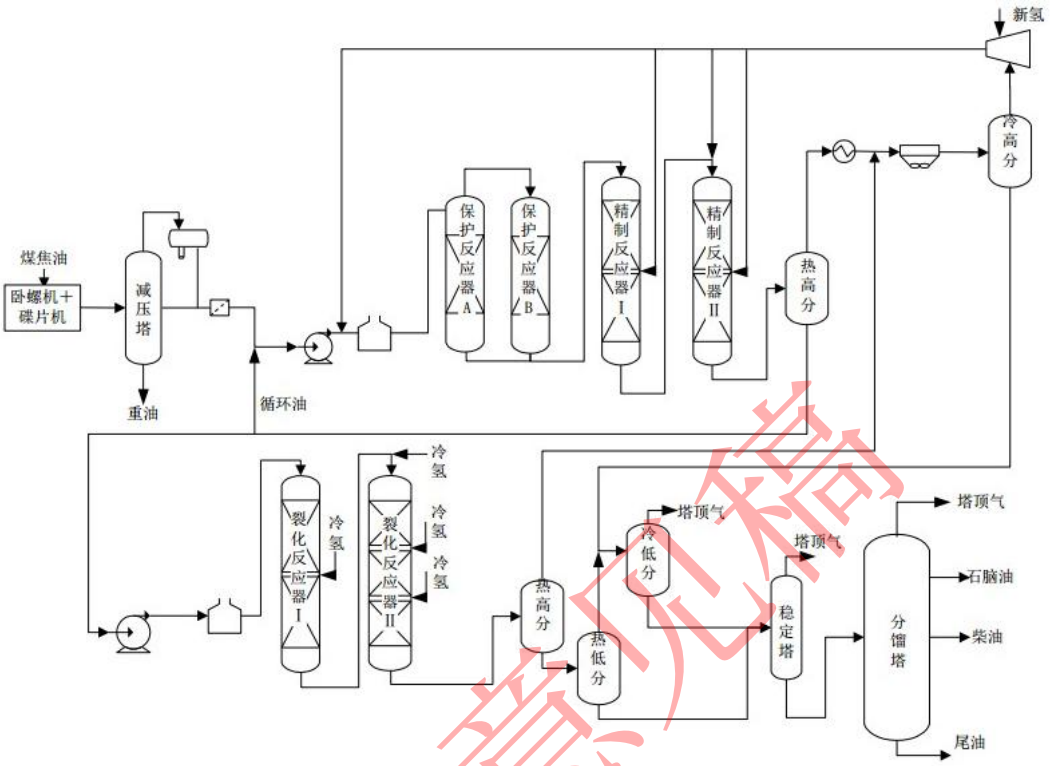


图 3.3-7　　加氢单元 1#工艺路线改造前工艺流程图

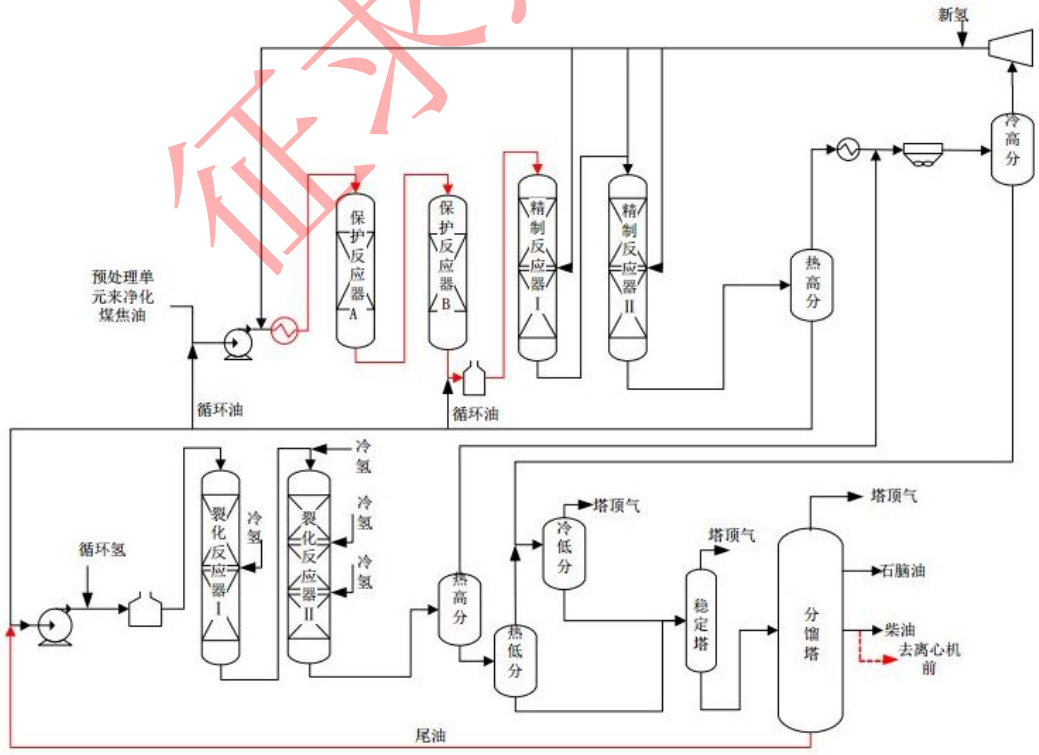


图 3.3-8　　加氢单元 1#工艺路线改造后工艺流程图

征求意见稿

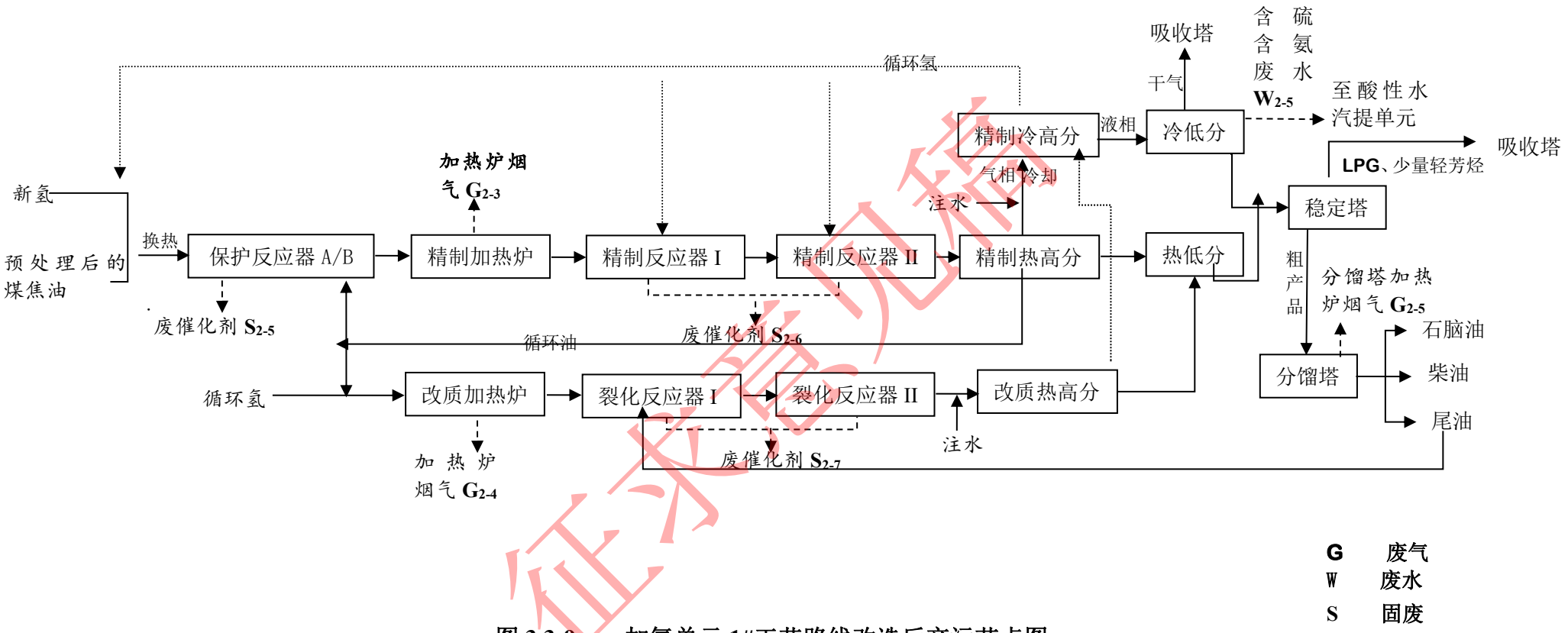


图 3.3-9　　加氢单元 1#工艺路线改造后产污节点图

征求意见稿

第二种工艺路线加氢单元改造：

2#预处理脱重单元一线油和二线油送至反应进料缓冲罐（V-1107），然后经精制原料泵（P-1107）抽出后与循环氢及循环油混合后经精制进料换热器（E-1108）换热至 270℃送至保护反应器(R-1101AB)，然后经精制加热炉（H-1102）加热至 330℃，加热后送至精制反应器（R-310201C），精制反应器 A(R-1102)，精制反应器 B（R-1103），精制反应产物经精制反应产物-分馏进料换热器（E-1108C）、精制进料换热器换热后进入精制热高分罐（V-1108），热高分罐顶气相经精制热高分换热器（E-1110）、热高分空冷器（E-1111）换热冷却后送至精制冷高分罐（V-1110）。热高分罐底油送至裂化热低分罐（V-1112）。

分馏塔底尾油经改质进料泵（P-1108AB）抽出后与循环氢混合，混合后经改质进料换热器（E-1105AB）（E-1108B）换热，换热后经改质加热炉加热至 395℃后进入改质反应器（R-1104），改质产物经改质进料换热器换热后进入改质热高分罐（V-1111），改质热高分罐底油与精制热高分罐底油一起混合后进入改质热低分罐（V-1112）。热低分罐底油送至稳定塔，热低分罐顶气相经冷却后进入冷底分罐（V-1113）。冷低分罐顶气相送至脱硫，冷底分罐底油换热后与热低分罐底油混合后送至稳定塔（C-1201）。

征求意见稿

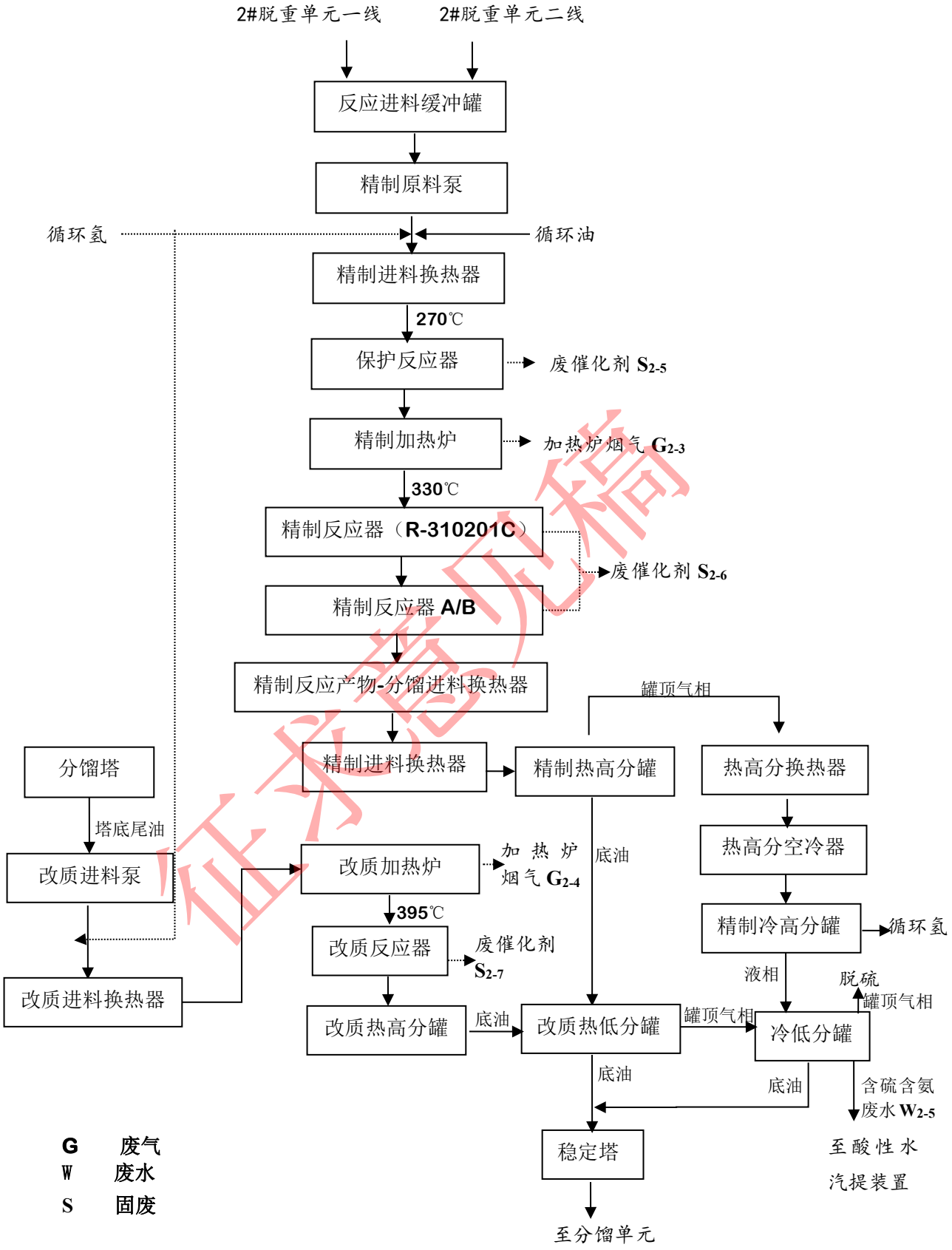


图 3.3-10　　加氢单元 2#工艺路线工艺流程及产污节点图

（3）分馏单元

冷低分油与热低分油混合后进入稳定塔，稳定塔顶气相经冷却后进入稳定塔回流罐（V-1201），稳定塔底油相进入重组分分馏塔（C-1204）。重组分馏塔顶气相冷却后送至重组分回流罐（V-1208），回流罐底液相由泵抽出后分两路，一路作为产品轻芳烃油出装置，一路作为回流返回重组分分馏塔。重组分分馏塔底液相经分馏加热炉（H-1201）加热后送至分馏塔，分馏塔顶气相经冷却后送至分馏塔顶回流罐（V-1213），回流罐底液相抽出后分两路，一路作为重芳烃油出装置，一路作为循环油送至分馏塔。分馏塔底液相经稳定塔进料换热器换热后送至改质进料缓冲罐。经改质进料泵抽出后送至加氢改质。

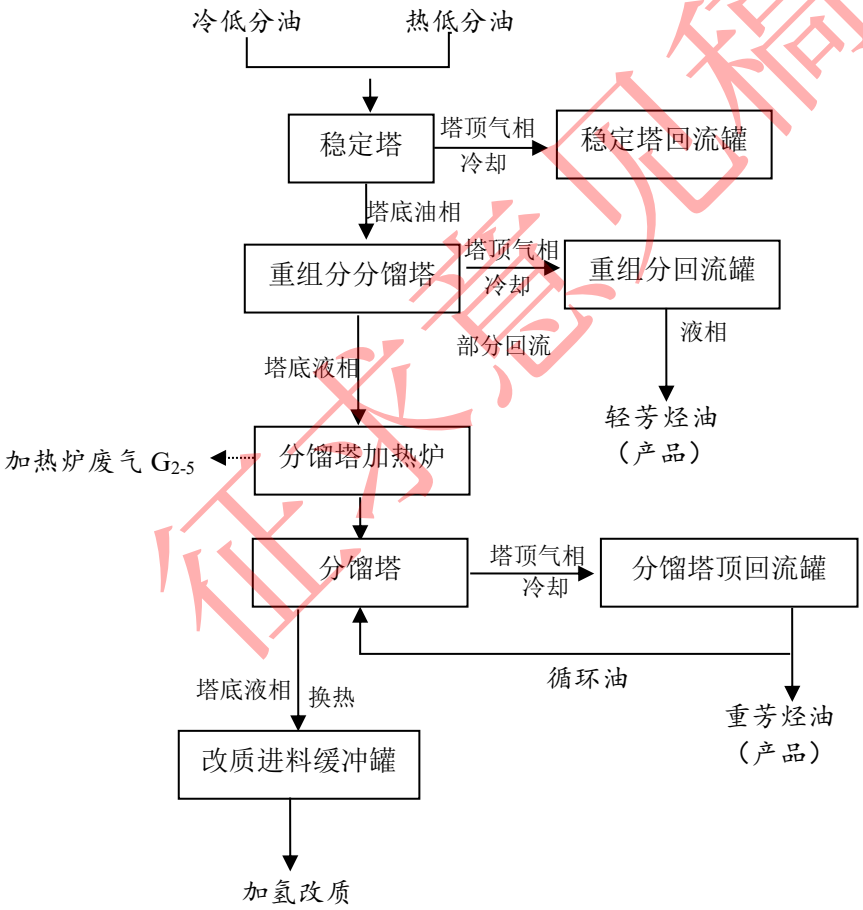


图 3.3-11　　分馏单元工艺流程及产污节点图

（4）改造后煤焦油加氢装置“三废产生”及相应处理情况

征求意见稿

改造后煤焦油加氢装置“三废产生”及相应处理情况见表 3.3-5。

表 3.3-5　　改造后煤焦油加氢装置“三废”产生处理情况汇总

装置名称	类别	产污节点及名称	污染因子	处理措施及排放方式	备注
焦油加氢装置	废气	1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	SO_2、NO_x、烟尘	采用超低氮燃烧器，废气经 39m 高烟囱排放	现有工程
		2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}		采用超低氮燃烧器，废气经 39m 高烟囱排	新建工程
		精制加热炉烟气 G_{2-3}		采用超低氮燃烧器，废气经 32m 高烟囱排放	现有工程
		改质加热炉烟气 G_{2-4}		采用超低氮燃烧器，废气经 25m 高烟囱排放	现有工程
		分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}		采用超低氮燃烧器，废气经 41m 高烟囱排放	现有工程
	废水	离心机含酚废水 W_{2-1}	氨氮、硫化物、挥发酚	含硫含氨废水与罐区清洗废水、不可预见水经酸性水预处理设施处理后，一部分回用于加氢反应注水，一部分与含酚废水进污水处理站处理。	新增脱水塔
		1#脱重单元含酚废水 W_{2-2}			现有工程
		1#脱重单元含酚废水 W_{2-3}			现有工程
		2#脱重单元含酚废水 W_{2-4}			现有工程
		冷低分罐含硫含氨废水 W_{2-5}			现有工程
	固废	离心焦油渣 S_{2-1}、过滤焦油渣 S_{2-2}、1#脱重单元焦油渣 S_{2-3}	/	暂存于厂区危废暂存间，定期交有危险废物处置资质单位处理	现有工程
		1#脱重脱重单元废吸附剂 S_{2-4}	/	暂存于厂区危废暂存间，由有资质处理的厂家回收	新增脱重单元吸附罐
		加氢保护废催化剂 S_{2-5}	/	暂存于厂区危废暂存间，由有资质处理的厂家回收	现有工程
		加氢精制废催化剂 S_{2-6}	/	暂存于厂区危废暂存间，由有资质处理的厂家回收	现有工程
		加氢改质废催化剂 S_{2-7}	/	暂存于厂区危废暂存间，由有资质处理的厂家回收	现有工程
		废瓷球 S_{2-8}	/	暂存于厂区危废暂存间，由有资质处理的厂家回收	现有工程

征求意见稿

装置名称	类别	产污节点及名称	污染因子	处理措施及排放方式	备注
火炬系统	废气	各装置开停工及事故时排放的放空气	H_2S、有机废气	通过火炬间歇式放空	现有工程
罐区	废水	罐区清洗废水	氨氮、COD	经脱酚蒸氨设施处理后，与生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施和中水回用装置处理	现有工程
	废气	储罐呼吸废气	非甲烷总烃、苯系物	安装油气回收系统，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”	现有工程
酸性水汽提	废气	酸性水汽提装置	H_2S、NH_3	分离出的气中 H_2S 经碱吸收产生硫氢化钠溶液作为副产品，NH_3 经脱盐水吸收产生氨水作为副产品	改扩建工程
	废水	塔底净化水	/	最终产生的预处理废水一部分回用加氢反应单元作为反应注水，剩余进入厂区污水处理站进一步处理	改扩建工程
污水处理站	废气	臭气处理装置	非甲烷总烃、苯系物	水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放	现有工程
	废水	污水处理站排水	COD、硫化物	综合处理站处理后进入中水回用装置进一步处理后回用	现有工程
	固废	污泥	/	危废资质经营单位处置	现有工程
办公生活设施	废水	生活污水	氨氮、COD	经综合处理站处理后进入中水回用装置进一步处理后回用	不新增
	固废	生活垃圾	/	生活垃圾场	不新增
物料装卸	废气	物料装卸废气	非甲烷总烃、苯系物	对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统为“二级冷凝+活性炭吸附”工艺，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。	现有工程

征求意见稿

装置名称	类别	产污节点及名称	污染因子	处理措施及排放方式	备注
	固废	活性炭	/	危废资质经营单位处置	现有工程

3.3.2.2 主要生产设备

表 3.3-6　　煤焦油加氢工艺设备表（塔、容器、反应器类）

位号	名称	规格	介质	操作温度℃	操作压力 Mpa(g)	数量	备注
C-1101	脱重塔	Φ3400X53290（切）	煤焦油	180	10kpa	1	改造
V-1105	脱重塔回流罐	Φ2200X5120（切）	轻煤焦油	40	0.1	1	利旧
AR-1101AB	吸附罐I（A/B）	Φ2800×5750(切)	煤焦油,低分气	240	2.5	2	新增
AR-1102	吸附罐 II	Φ2800×5750(切)	煤焦油,低分气	240	2.5	2	新增
AR-1103	吸附罐 III	Φ2800×5630(切)	煤焦油,低分气	320	2.5	2	新增
AR-1104	吸附罐 IV	Φ2800×5630(切)	煤焦油,低分气	320	2.5	2	新增
AR-1105	吸附罐 V	Φ3200×7200	煤焦油,低分气	320	2.5	2	新增
V-1120	热分离器	Φ1600×2800(切)	煤焦油,低分气	220	2	1	新增
V-1121	冷分离器	Φ1000×2800(切)	煤焦油,低分气	220	2	1	新增
T-101	脱水塔	Φ1600×9200(切)	煤焦油	120	30kpa	1	新增
T-1110	溶剂回收塔	Φ1200×10000	溶剂	80	0.1	1	新增
V-1122	溶剂回收塔回流罐	Φ1200×3000(切)	溶剂	40	0.1	1	新增
C-1201	稳定塔	Φ800/1200X25460	轻芳烃，重芳烃，H_2S	顶 62/底 250	顶 0.37/底 0.4	1	利旧
C-1202	吸收塔	Φ400/1000X21812	轻芳烃，重芳烃，H_2S	顶 45/底 70	3.53	1	利旧
C-1203	脱丁烷塔	Φ800X30337	轻芳烃，重芳烃，H_2S	顶 60/底 250	顶 1.5/底 1.53	1	利旧

征求意见稿

位号	名称	规格	介质	操作温度℃	操作压力 Mpa(g)	数量	备注
C-1204	重组分分馏塔	Φ2200/1200X42300	轻芳烃，重芳烃	62/250	0.08/-0.062	1	利旧
V-1101	焦油注水罐	Φ1200/2000	煤焦油	40	常压	1	利旧
V-1102	废水罐	Φ1200/2166	废水	90	常压	1	利旧
V-1104	焦油进料罐	Φ5200/5917	煤焦油	90	常压	1	利旧
V-1105	脱重塔回流罐	Φ2200/5120	煤焦油	50	-0.08	1	利旧
V-1107	反应进料缓冲罐	Φ2200/11310	煤焦油	220/165	0.3/0.6	1	利旧
V-1108	精制热高分罐	Φ1200/16360	轻芳烃，重芳烃，H_2S	260	20.5	1	利旧
V-1110	冷高分罐	Φ1200/13109	轻芳烃，重芳烃，H_2S	60	20.5	1	利旧
V-1111	改质热高分罐	Φ1200/9805	轻芳烃，重芳烃，H_2S	180	20.5	1	利旧
V-1112	改质热低分罐	Φ2200/11312		180	0.6	1	改造
V-1113	冷低分罐	Φ1800/6920	轻芳烃，重芳烃，H_2S	50	0.5	1	利旧
V-1114	蒸汽发生废水罐	Φ800/4133	蒸汽	165	0.1	1	利旧
V-1115	冲洗油罐	Φ1200/2000	柴油	40	常压	1	利旧
V-1116	循环氢压缩机入口分液罐	Φ1400/6420	氢气，H_2S	50	20.5	1	利旧
V-1117	新氢压缩机入口分液罐	Φ1200/4587	H_2	40	2.1	1	利旧
V-1118	液氨罐	Φ2200/5736	液氨	50	2.2	1	利旧
V-1201	稳定塔回流罐	Φ1600/3820	轻芳烃，重芳烃，H_2S	40	0.4	1	利旧
V-1204	碱洗罐	Φ1600/6928	NaOH	60	3.5	1	利旧
V-1205	水洗罐	Φ1600/6928	除盐水	60	3.5	1	利旧
V-1206	脱丁烷塔回流罐	Φ1200/3708	轻芳烃，重芳烃，H_2S	45	1.5	1	利旧
V-1208	重组分分馏塔回流罐	Φ2000/5100	轻芳烃，重芳烃，H_2S	45	-0.08	1	利旧

征求意见稿

位号	名称	规格	介质	操作温度℃	操作压力 Mpa(g)	数量	备注
V-1211	补碱罐	Φ1800/2166	NaOH	40	常压	1	利旧
V-1212	酸性气压缩机入口分液罐	Φ800/3183	氢气，H_2S	40	0.3	1	利旧
R-1101A/B	保护反应器	Φ2000	加氢油气	400	20.67	2	利旧
R-1103	精制反应器 B	Φ2000	加氢油气	450	20.67	1	利旧
R-1105	改质反应器 B	Φ2000	加氢油气	450	20.67	1	利旧
R-1104	改质反应器 A	Φ2000	加氢油气	420	20.67	1	利旧
R-1102	精制反应器 A	Φ2000	加氢油气	420	19.5	1	利旧
R-1106	精制反应器 A	Φ2800	加氢油气	420	19.5	1	利旧
R-310201C	精制反应器	Φ2200	加氢油气	450	16.1	1	新增
V-1150	改质进料缓冲罐	Φ1800	加氢尾油	180	0.6	1	新增

表 3.3-7　　煤焦油加氢工艺设备表（机泵类）

序号	设备名称	设备位号	设备数量	轴功率 KW	额定流量 m^3/h	额定扬程　　m	备注
1	脱水塔进料泵	P-101AB	2	15	15	80	新增
2	脱水塔底泵	P-102AB	2	11	12	80	新增
3	脱水塔顶油水泵	P-103AB	2	4	5	80	新增
4	溶剂循环泵	P-1116AB	2	7	10	80	新增
5	溶剂塔底泵	P-1117AB	2	3	2	80	新增
6	吸附进料泵	P-1115AB	2	35	22	250	新增
7	改质循环油泵	P-1120A/B	2	48	6.3	1900	新增
8	脱重塔釜液泵	P-1102A/B	2	6.9	8.5	65	利旧

征求意见稿

序号	设备名称	设备位号	设备数量	轴功率 KW	额定流量 m^3/h	额定扬程 m	备注
9	酚油泵	P-1104A/B	2	3.5	2.2	60	更换
10	侧线油泵	P-1105A/B	2	15	24	75	更换
11	焦油进料泵	P-1101A/B	2	14	29	80	更换
12	改质热低分油泵	P-1109A/B	2	6	18.36	50	取消
13	冷低分油泵	P-1110A/B	2	7.5	10	60	取消
14	稳定塔回流泵	P-1201A/B	2	3.5	7.8	50	利旧
15	碱洗泵	P-1203A/B	2	1	3	20	利旧
16	水洗泵	P-1204A/B	2	2	4.2	25	利旧
17	脱丁烷塔回流泵	P-1205A/B	2	6.5	7.8	65	利旧
18	重组分分馏塔回流泵	P-1206A/B	2	9.4	21.5	60	利旧
19	2#加氢油泵	P-1207A/B	2	10	22	70	更换
20	2#加氢油泵	P-1207C	2	7.5	10	70	取消
21	分馏塔回流泵	P-1212A/B	2	9.6	25.1	80	更换
22	分馏塔循环泵	P-1213A/B	2	19.1	56	90	改为尾油泵
23	尾油产品泵	P-1214A/B	2	9.9	9.5	110	取消
24	倒净泵	P-1303	2	4.5	12	40	利旧
25	燃料气碱洗泵	P-1304A/B	2	0.8	3.5	20	利旧
26	酸水进料泵	P-1401A/B	2	3.5	12	30	利旧
27	汽提塔进料泵	P-1402A/B	2	21	12	115	利旧
28	氨水循环泵	P-1405A/B	2	2	6	30	利旧
29	硫氢化钠泵	P-1406	2	15	24	63	利旧

征求意见稿

序号	设备名称	设备位号	设备数量	轴功率 KW	额定流量 m^3/h	额定扬程 m	备注
30	酸水汽提塔侧线泵	P-1407A/B	2	2	5.2	25	利旧
31	间断补碱泵	P-1409	2	6.1	27	40	利旧
32	脱盐脱氧水泵	P-1302A/B	2	14	14	150	利旧
33	脱盐水泵	P-3102A/B	2	23.1	10	248	利旧
34	酸性水泵	P-3103A/B	2	3.4	20	30	利旧
35	导热油泵	P-3104	2	8.1	8	70	利旧
36	煤焦油进料泵	P-6101A/B	2	5.1	29	35	更换
37	中间进料泵	P-6102A/B	2	4.3	29	30	6102 与 6103 两开两备
38	煤焦油产品泵	P-6103A/B	2	5	29	35	6102 与 6103 两开两备
39	精制原料进料泵	P-1106A/B	2		24		利旧
40	精制油循环泵	P-1107A/B	2		54		改为裂化进料泵
41	改质进料泵	P-1108A/B	2		21		改为精制循环泵

表 3.3-8　煤焦油加氢工艺设备表（冷换设备类）

序号	容器位号	容器名称	规格 mm		操作条件			备注
			内径	高	最高工作压力 MPa	最高工作温度℃	工作介质　壳/管	
1	E-1121	一级预处理进料-产物换热器	800	6000	2.8/2.8	267/210	煤焦油/煤焦油	新增
2	E-1122AB	二级预处理进料-产物换热器	900	6000	2.8/2.8	320/295	煤焦油/煤焦油	新增
3	E-1123	一级预处理进料-导热油换热器	800	6000	0.6/2.8	240/280	煤焦油/煤焦油	新增
4	E-1124	热低分气冷却器	600	6000	0.4/2	42/220	循环水/热低分气	新增

征求意见稿

序号	容器位号	容器名称	规格 mm		操作条件			备注
			内径	高	最高工作压	最高工作温度℃	工作介质　　壳/管	
5	E-101	脱水塔顶水冷器	600	6000	0.4/30kpa	42/85	循环水/煤焦油	新增
6	E-102	脱水塔进料-脱水塔底油换热器	800	6000	0.6/0.8	120/87	煤焦油/煤焦油	新增
7	E-103	脱水塔进料加热器	1000	6000	0.4/0.6	143/125	蒸汽/煤焦油	新增
8	E-1125	溶剂回收塔顶冷却器	600	6000	0.4/0.1	42/85	循环水/溶剂	新增
9	E-1126	溶剂回收塔塔进料-溶剂回收塔底油换热器	600	6000	0.6/0.8	120/85	溶剂/煤焦油	新增
10	E-1127	精制产物-预处理进料换热器	800	6000	19.5/2.8	350/260	加氢油气/煤焦油	新增
11	E-1101A/B	焦油加热器	400	6844	0.6/0.2	164/90	低压蒸汽/粗煤焦油	利旧
12	E-1102	焦油预热器	400	6853	0.6/0.7	164/120	低压蒸汽/煤焦油	利旧
13	E-1104A	重油换热器	800	7048	0.7/0.7	130/200	煤焦油/煤沥青	利旧
14	E-1104B	重油换热器	800	7048	0.7/0.7	130/200	煤焦油/煤沥青	利旧
15	E-1105	脱重塔冷凝器	1600	8002	负 0.078/0.4	94.5/40	轻质煤焦油/循环水	利旧
16	E-1106A	中间冷却器	400	7055	0.3/0.4	210/40	轻质煤焦油/循环水	利旧
17	E-1106B	中间冷却器	400	7055	0.3/0.4	210/40	轻质煤焦油/循环水	利旧
18	E-1107	酚油冷却器		6999.5	0.4/0.6	40/100	循环水/酚油	取消
19	E-1108A/B	精制进料换热器	800	8641	19.5/19	332/396	加氢油气/加氢油气	利旧，改一台为裂化换热器
20	E-1109	精制蒸汽发生器	1100	6766	2/20.5	187.5/323	脱盐脱氧水/加氢油气	利旧
21	E-1110	精制热高分换热器	500	8655	20.5/20	150/260	循环氢/热高分气	一台 DFU700

征求意见稿

序号	容器位号	容器名称	规格 mm		操作条件			备注
			内径	高	最高工作压	最高工作温度℃	工作介质　　壳/管	
22	E-1112ABC	改质进料换热器	500	8691	20.5/20	368/420	加氢油气/加氢油气	取消一台，利旧一台 E-1108
23	E-1113	改质蒸汽发生器	1300	6908.5	2/20.5	165/316	脱盐脱氧水/加氢油气	利旧
24	E-1114	热低分气冷凝器	114.3	6989	0.4/0.6	40/178	循环水/轻油、酸性油气	更换
25	E-1115	激冷氢水冷器	402	5782	1/20.5	38/60	循环水/激冷氢	利旧
26	E-1116	煤沥青冷却器	800	7153	0.4/0.6	40/310	循环水/煤沥青	利旧
27	E-1117	新氢压缩机旁路冷却器	500	6903	0.4/2.1	35/135	循环水/新氢	利旧
28	E-1118	循环氢压缩机旁路冷却器	600	6369	8/20.5	40/90	循环水/循环氢	利旧
29	E-1119	焦油馏分预热器	700	7112	0.6/0.6	164/150	低压蒸汽/煤焦油馏分	利旧
30	E-1201A	稳定塔进料换热器	400	6759	1.0/0.6	120/140	轻油/2#加氢油	取消
31	E-1201B	稳定塔进料换热器	400	6759	1.0/0.6	120/140	轻油/2#加氢油	取消
32	E-1202	稳定塔冷凝器	700	7318	0.4/0.4	102/35	H2S、C1、C5/循环水	利旧
33	E-1203	稳定塔重沸器	1000	6097	0.6/0.4	270/228	导热油/加氢重质油	利旧
34	E-1204	稳定塔侧线冷却器	309	6748	0.4/0.4	100/35	稳定塔测线油/循环水	利旧
35	E-1206	脱丁烷塔冷凝器	500	7028	1.5/0.4	56.7/35	LPG/循环水	取消
36	E-1207	脱丁烷塔重沸器	400	4049	0.6/1.53	290/270	导热油/1#加氢油 A	取消
37	E-1208	LPG 冷却器	60.3	6967.5	0.4/1.5	35/56.7	循环水/LPG	取消
38	E-1209	重组分分馏塔冷凝器	1200	7568	负 0.08/0.4	61.4/35	1#加氢油 B/循环水	利旧
39	E-1211	重组分分馏塔重沸器	900	7387	0.6/-0.062	270/258	导热油/2#加氢油	利旧
40	E-1212	1#加氢油 A 冷却器	60.3	6962.7	0.4/1.5	35/65	循环水/1#加氢油 A	利旧

征求意见稿

序号	容器位号	容器名称	规格 mm		操作条件			备注
			内径	高	最高工作压	最高工作温度℃	工作介质　　壳/管	
41	E-1213A	脱丁烷塔进料换热器	301	6636	1.53/3.5	194.4/128.8	1#加氢产物油 A/加氢轻质油	取消
42	E-1213B	脱丁烷塔进料换热器	301	6636	1.53/3.5	194.4/128.8	1#加氢产物油 A/加氢轻质油	取消
43	E-1213C	脱丁烷塔进料换热器	301	6636	1.53/3.5	194.4/128.8	1#加氢产物油 A/加氢轻质油	取消
44	E-1214	脱盐水换热器	500	6864	0.6/0.4	110/65	2#加氢油/脱盐水	利旧
45	E-1215	2#加氢油冷却器	500	6864	0.6/0.4	70/40	2#加氢油/循环水	利旧
46	E-1216	尾油冷却器	309	6631	0.6/0.4	172/40	尾油/循环水	利旧
47	E-1221	压缩III段冷凝器	350	6632	3.5/0.4	89.3/35	酸性油气/循环水	利旧
48	E-1150AB	原料油-一线油换热器	1000	600			原料油-一线油	新增
49	E-1151AB	原料油-二线油换热器	1000	600			原料油-一线油	新增
50	E-1108C	分馏进料-反应产物换热器	800	4500			加氢产物-分馏进料	新增

表 3.3-9　煤焦油加氢工艺设备表（压缩机）

序号	装置名称	设备名称	设备位号	参数			压缩介质	功率（KW）	备注
				容积流量(Nm^3/h)改造前	排气压力(Mpa)	进气压力(Mpa)			
3	压缩工段	新氢压缩机	K-1102A	20000	19.5	18	新氢	2500	利旧
4	压缩工段	新氢压缩机	K-1102B	20000	19.5	18	新氢	2500	利旧
5	压缩工段	循环氢氢压缩机	K-1101A	127091	19.5	17	循环氢	1300	利旧
6	压缩工段	循环氢氢压缩机	K-1101B	127091	19.5	17	循环氢	1300	利旧

征求意见稿

7	压缩工段	酸性气压缩机	K-1201A	8.1	2.95	0.15	酸性气	132	利旧，改为预处理低分气压缩机
8	压缩工段	酸性气压缩机	K-1201B	8.1	2.95	0.15	酸性气	132	利旧，改为预处理低分气压缩机

表 3.3-10　　煤焦油加氢工艺设备表（加热炉）

序号	装置名称	设备名称	设备位号	设备炉型	工作温度（进口/出口）℃	设备数量（台）	备注
1	焦油预处理工段	脱重塔加热炉	H-1101	立式圆筒型	155/420	1	利旧
2	反应工段	精制加热炉	H-1102	立式圆筒型	335/370	1	利旧
3	反应工段	改质加热炉	H-1103	立式圆筒型	364/400	1	利旧
4	分馏工段	分馏塔加热炉	H-1201	立式圆筒型	355/374	1	利旧
5	焦油预处理工段	脱重塔加热炉	H-1104	立式圆筒型	165.3（排烟温度）	1	新建

征求意见稿

3.3.2.3 平衡及物料使用情况

（1）工艺物料平衡

根据项目工程分析，改造后本项目煤焦油最大处理规模为 30 万吨/年。煤焦油加氢装置工艺物料平衡表见表 3.3-11、图 3.3-12。

表 3.3-11　　扩能改造后焦油加氢装置工艺物料平衡表

生产工段	投入物料				产出物料			
	类别	名称	数量		类别	名称	数量	
			t/h	t/a			t/h	t/a
原料预处理	原料	中低温煤焦油	37.5	300000	产品	沥青	1.8425	14740
	/	/	/	/	中间产品	加氢原料油	35.547	284378
	/	/	/	/	三废	含酚废水	0.040	322
	/	/	/	/		焦油渣	0.07	560
						不凝气	0.00005	0.4
	合计		**37.5**	**300000**	**合计**		**37.5**	**300000**
加氢反应	原料	加氢原料油	35.547	284378	中间产品	加氢改质油	37.996	303964
		尾油	2.308	18466		冷低分气	1.410	11280
		新氢	1.550	12400		循环氢	0.600	4800
		循环氢	0.600	4800	三废	含硫含氨污水	15.790	126320
	辅料	脱盐水	3.158	25264	/	/	/	/
		工艺回用水	12.632	101056	/	/	/	/
	合计		**55.796**	**446364**	**合计**		**55.796**	**446364**
产品分馏	原料	加氢改质油	37.996	303964	产品	轻芳烃	7.860	62880
		冷低分气	1.410	11280		重芳烃	25.842	206737.5
	辅料	脱盐水	0.050	400	中间产品	尾油	2.683	21466
		33%碱液	0.030	240	副产品	燃料气	1.171	9370
	/	/	/	/	回用物料	5%废碱液	0.035	276
	/	/	/	/		1%含碱废水	0.051	408
	/	/	/	/		含硫含氨废水	1.843	14746.5
	合计		**39.486**	**315884**	**合计**		**39.486**	**315884**

注：年工作时数 8000h。

征求意见稿

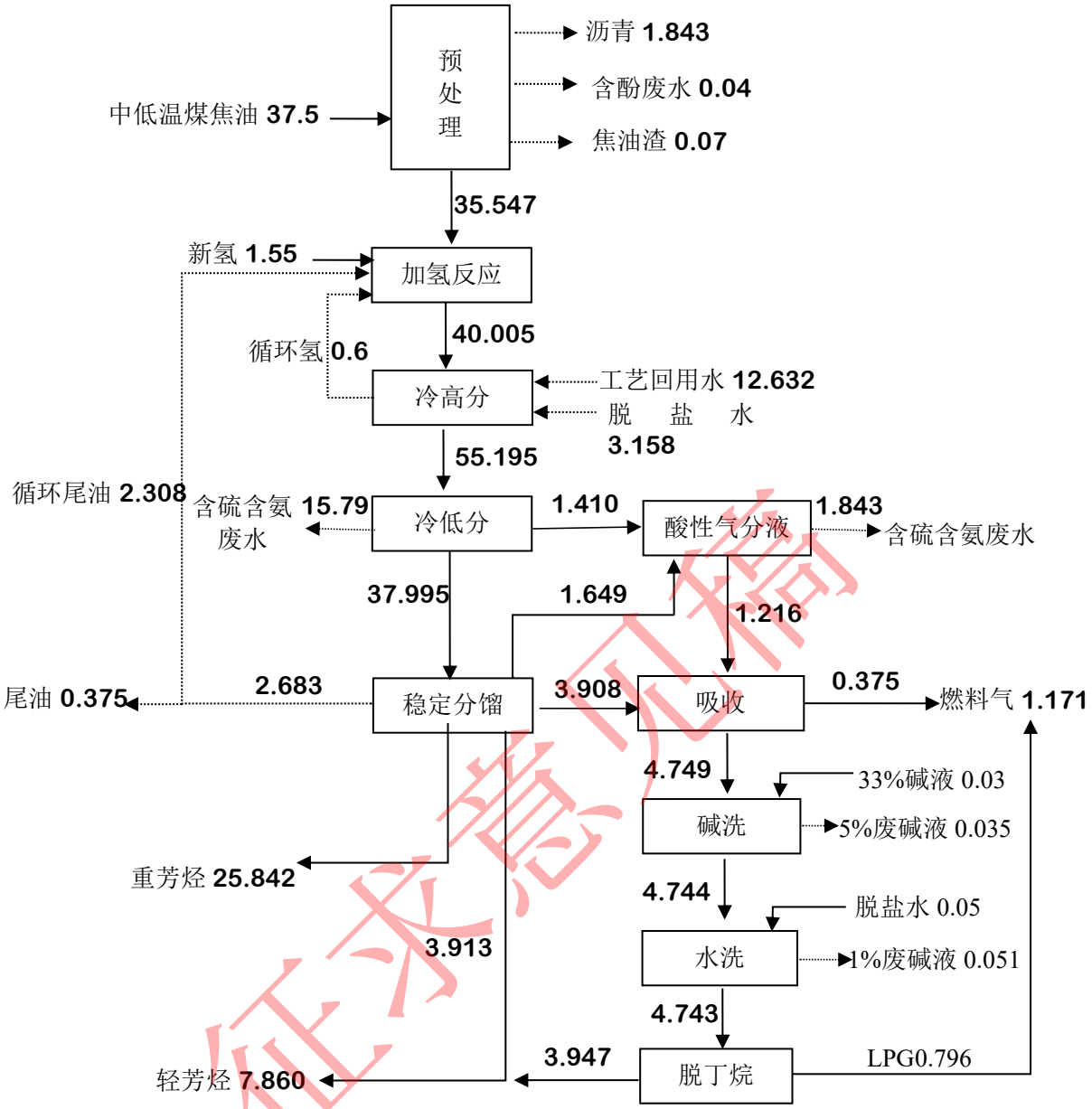


图 3.3-12　　焦油加氢装置生产工艺物料平衡图　　单位：t/h

（2）硫平衡

项目工艺过程硫的来源为原料煤焦油、二甲基二硫醚（DMDS）带入，煤焦油加氢生产中，煤焦油馏分带入的硫主要去向为进入产品中、进入废水中、进入废渣中以及进入燃料气。其中进入废水、进入燃料气中的硫再经净化处理后，经碱液吸收副产硫氢化钠。

项目生产工艺装置硫平衡表见表 3.3-12。

征求意见稿

表 3.3-12　　项目生产工艺装置硫平衡表

投入物料					产出物料					
名称	数量(t/a)	含硫率	硫数量		类别	名称	数量(t/a)	含硫率	数量	
			kg/h	t/a					kg/h	t/a
煤焦油	300000	0.48%	180	1440	产品	轻芳烃	62880	≤0.001%	0.079	0.629
DMDS	1366.764	99.90%	170.675	1365.397		重芳烃	206737.5	≤0.005%	1.292	10.337
/	/	/	/	/		沥青	14744	≤0.407%	7.500	60.000
/	/	/	/	/		加氢尾油	3000	≤0.002%	0.008	0.060
/	/	/	/	/	副产品	36%硫氢化钠	13592	＞20%	339.800	2718.400
/	/	/	/	/		燃料气	9370	＜0.02%	0.234	1.874
/	/	/	/	/	废水	处理达标废水	137072	＜0.01%	1.713	13.707
/	/	/	/	/	废渣	过滤渣	560	≤0.07%	0.049	0.390
合计			**350.675**	**2805.397**	**合计**				**350.675**	**2805.397**

注：年工作时数 8000h；

（3）氮平衡

项目工艺过程氮的来源全部为原料煤焦油带入，煤焦油加氢生产中，煤焦油馏分带入的氮主要去向为进入产品中、进入废水中、进入废渣中以及进入燃料气。其中进入废水、进入燃料气中的氮再经蒸氨回收处理副产氨水。

项目生产工艺装置氮平衡表（以氮计）见表 3.3-13。

表 3.3-13　项目生产工艺装置氮平衡表（以氮计）

投入物料					产出物料					
名称	数量(t/a)	含氮率	氮数量		类别	名称	数量(t/a)	含氮率	数量	
			kg/h	t/a					kg/h	t/a
煤焦油	300000	1.2243%	459.114	3672.912	产品	轻芳烃	62880	≤0.00005%	0.004	0.031
/	/	/	/	/		重芳烃	206737.5	≤0.02%	5.168	41.348
/	/	/	/	/		加氢尾油	15000	≤2.15%	40.313	322.500

征求意见稿

投入物料					产出物料					
名称	数量(t/a)	含氮率	氮数量		类别	名称	数量(t/a)	含氮率	数量	
			kg/h	t/a					kg/h	t/a
/	/	/	/	/	副产品	25%氨水	16496	＞20%	412.400	3299.200
/	/	/	/	/		燃料气	9370	＜0.005%	0.059	0.469
/	/	/	/	/	废水	处理达标废水	137072	＜0.0053%	0.908	7.265
/	/	/	/	/	废渣	过滤渣	560	≤0.375%	0.263	2.100
合计			459.114	3672.912	合计				459.114	3672.912

注：年工作时数 8000h；

3.3.3 酸性水汽提装置

3.3.3.1 工艺流程及产污环节

本单元的主要产品为净化水、硫氢化钠和氨水。

酸性水汽提部分改造后流程如下：

自管 SW-30201 的含硫污水输送至酸水闪气罐（V-1401），后经酸水进料泵（P-1401A/B/C）抽出并输送至聚结器（V-1402），酸性水在聚结器中分离出少量的污油，除油后的酸性水依次进入酸性水储罐（V-1408）、酸水储存罐（V-1403A/B）贮存。酸水储存罐的酸性水经酸性水泵（P-1410A/B）加压分成两路，一路直接进入酸水汽提塔（C-1401）塔中段作吸收冷水，把氨吸收下来，控制酸水汽提塔顶温度≯45℃，另一路依次经过酸性水-气氨换热器（E-1411A/B）、酸性水-净化水换热器（E-1412A/B）、酸性水-凝结水换热器（E-1413A/B）换热至 143℃进入酸水汽提塔（C-1401）。

塔顶汽提出的富含硫化氢的酸性气经过酸水汽提塔顶冷凝器（E-1410）冷却，气相进入硫氢化钠塔，经 NaOH 溶液吸收副产 NaHS 溶液。冷却的液相返回至酸水闪气罐。酸水汽提塔底用蒸汽重沸器提供汽提、分离所需的热量，温度控制在 160℃左右，塔底分离出的含氨水自压到脱氨塔（C-1405）中部。

脱氨塔顶气氨依次经过酸性水-气氨换热器（E-1411A/B）、气氨冷却器

征求意见稿

（E-1414）换热冷却至 70℃进入脱氨塔顶回流罐（V-1411），在回流罐内气液分离后，液体通过脱氨塔顶循环泵（P-1411A/B）升压后送至脱氨塔塔顶，富氨气经富氨气冷却器（E-1415）冷却后进入富氨气分凝器（V-1412），分离出的污水送回至酸性水储罐（V-1408），气氨送至氨精制塔（C-1402）。脱氨塔底也用蒸汽重沸器提供汽提、分离所需的热量，控制塔底温度 146℃左右，塔底分离出净化水，依次经过酸性水-净化水换热器（E-1412A/B）、净化水冷却器（E-1416）换热冷却后，经净化水泵（P-1413A/B）升压分三路，一路送至注水系统，一路送出装置，一路送至酸水汽提塔。

氨气进入氨精制塔（C-1402），经过氨水进一步洗涤后进入氨水塔（C-1403），经脱盐水吸收后产生氨水，塔底氨水经泵部分作为产品送至罐区氨水罐中、部分作为循环返回氨水塔、部分作为氨气的吸收液返回氨精制塔。

本次改造只涉及酸性水汽提部分，氨精制和制硫氢化钠部分没有改动。

酸性水汽提工段工艺流程见图 3.3-13，酸性水汽提工艺产污节点图见图 3.3-14，酸性水汽提工段生产过程中三废产生相应处理情况见表 3.3-14。

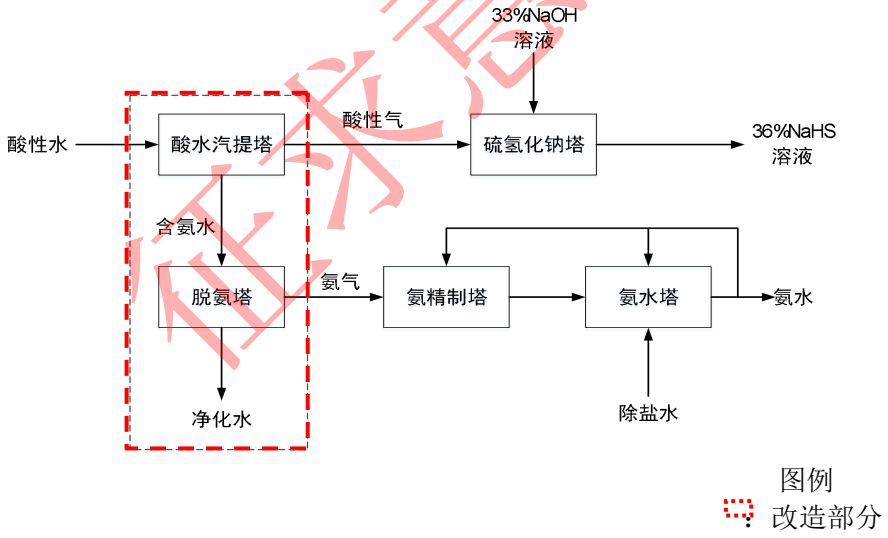


图 3.3-13　　酸性水汽提工艺流程

表 3.3-14　　酸性水汽提装置生产过程中“三废产生”及相应处理情况

项目			产生节点	处理方式
类别	序号	污染物		
废水	/	净化水	脱氨塔底净化水	一部分回用于酸性水汽提塔，一部分回用加氢反应单元作为反应注水，剩余进入厂区污水处理站进一步处理

征求意见稿

废气	/	无组织废气逸散	出料口及设备密封接口处	/
固体废物	/	轻污油	聚结器	进入倒净管至主生产单元

征求意见稿

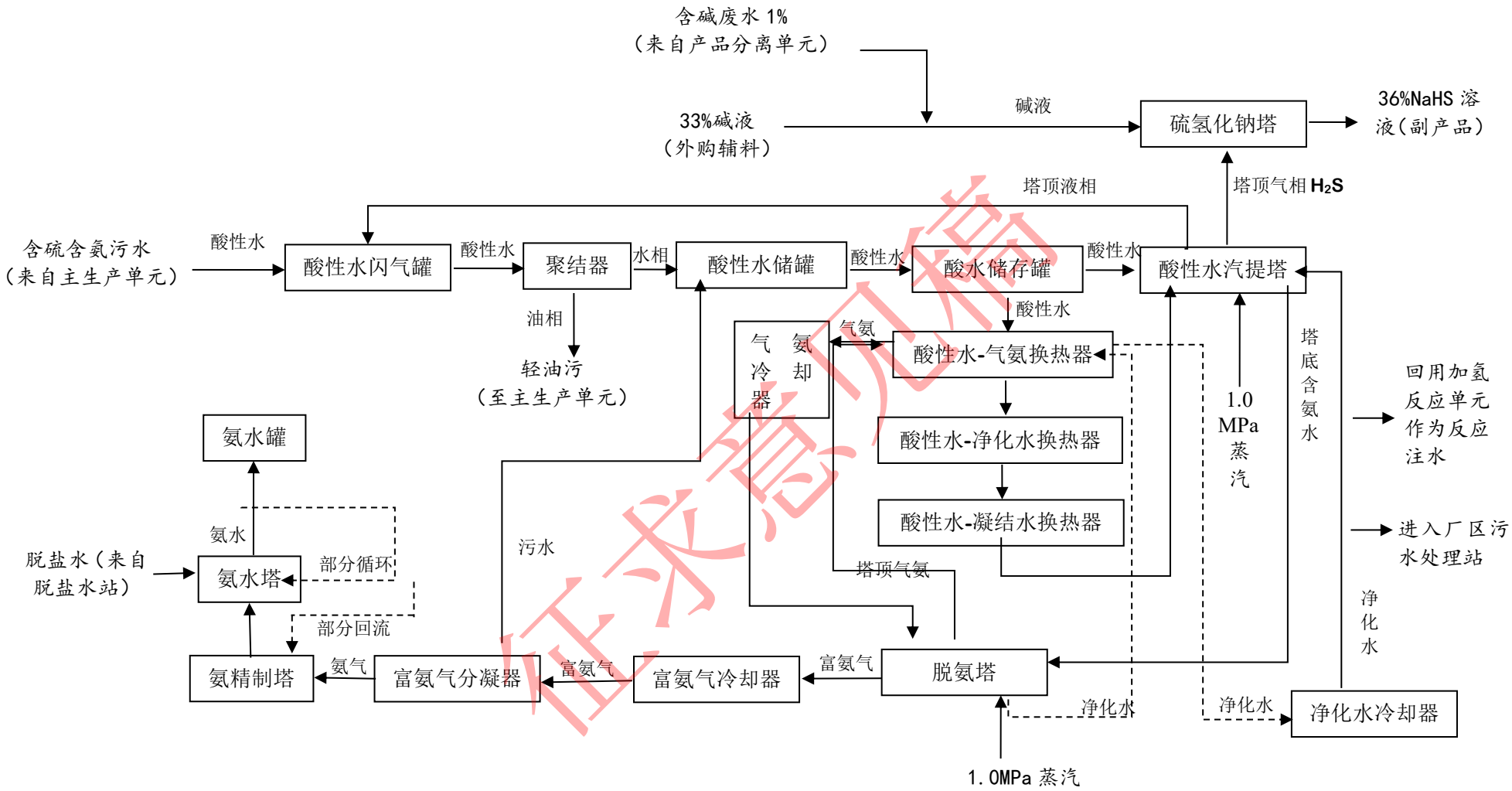


图 3.3-14　　酸性水汽提工艺产污节点图

征求意见稿

3.3.3.2 主要生产设备

改造后酸性水汽提装置主要设备清单见表 3.3-15。

表 3.3-15　　酸性水汽提单元运行设备汇总表

一、塔								
序号	设备名称	规格	介质名称		操作/设计条件		数量	备注
		ID×TL(mm×mm)			温度，℃	压力，MPaG		
1	脱氨塔 C-1405	φ1000×21700(T/T)	氨气，水		146/171	0.33/0.51	1	新增
2	酸水汽提塔 C-1401	Φ200/400/800×32850（T/T）	硫化氢、氨、水		165/185	0.65/0.8	1	改造
3	氨精制塔 C-1402	Φ400/800×8500（T/T）	硫化氢、氨气、水		100/120	0.22/0.3	1	利旧
4	氨水塔 C-1403	Φ400/800×11000（T/T）	氨气、水		100/120	0.2/0.25	1	利旧
5	硫氢化钠塔 C-1404	Φ3400×25600（T/T）	硫氢化钠/硫化氢		100/120	0.5/0.6	1	利旧
二、换热器								
序号	设备名称	规格型号	介质名称		操作进口/出口条件		数量	备注
					温度，℃	压力，MPaG		
1	酸性水/气氨换热器 E-1411A/B	BEU400-2.5/2.5-25-6/25-4I	管程	硫化氢、氨气、水	40.5/110	0.7/0.65	2	新增
		B=300	壳程	氨气	129/105	0.3/0.25		
2	酸性水/净化水换热器 E-1412A/B	BEU400-2.5/2.5-22.5-4.5/25-2I	管程	硫化氢、氨气、水	110/130	0.68/0.63	2	新增
		B=150	壳程	水	146/128	0.33/0.28		
3	酸性水/凝结水换热器 E-1413A/B	BEU325-2.5/2.5-10-6/25-2I	管程	硫化氢、氨气、水	180/138	0.66/0.61	2	新增
		B=150	壳程	凝结水	130/143	0.9/0.85		
4	气氨冷却器 E-1414	BEU500-2.5/2.5-25-3/25-4I	管程	循环水	30/40	0.4/0.2	1	新增
		B=300	壳程	氨气	105/70	0.28/0.23		

征求意见稿

5	富氨气冷却器 E-1415	BEU400-2.5/2.5-18.75-4.5/25-4I	管程	循环水	30/40	0.4/0.2	1	新增
		B=200	壳程	氨气	70/40	0.24/0.19		
6	净化水冷却器 E-1416A/B	BEU600-2.5/2.5-67.5-4.5/25-2I	管程	循环水	30/40	0.4/0.2	2	新增
		B=150	壳程	净化水	128/40	0.31/0.26		
7	脱硫化氢塔底重沸器 E-1417	BJ12U600-2.5/2.5-85-6/25-4I	管程	蒸汽	185/180	1.0/0.95	1	新增
		B=300	壳程	硫化氢、氨气、水	159/164	0.65/0.6		
8	脱氨塔底重沸器 E-1418	BJ12U600-2.5/2.5-85-6/25-4I	管程	蒸汽	185/180	1.0/0.95	1	新增
		B=300	壳程	硫化氢、氨气、水	146/146	0.33/0.28		
9	氨精制冷却器 E-1406	套管	管程	氨水	57.2/40	0.5/0.45	1	利旧
			壳程	循环水	30/35	0.4/0.35		
10	氨水冷却器 E-1407	BEM500-0.44/0.55-37.5-3/25-4I	管程	循环水	30/35	0.4/0.35	1	利旧
		B=100	壳程	氨水	60/40	0.5/0.45		
11	酸性水汽提塔顶冷凝器 E-1410	BEM400-0.7/0.5-22.7-3/25-1I	管程	硫化氢、水	90/40	0.6/0.55	1	利旧
		B=200	壳程	循环水	30/35	0.4/0.35		

三、容器

序号	设备名称	规格	介质名称	操作/设计条件		数量	备注
		ID×TL(mm×mm)		温度，℃	压力，MPaG		
1	酸性水储罐 V-1408	Φ6000×8918（T/T）	硫化氢、氨气、水	52/100	常压/0.002/-0.002	1	新增
2	脱氨塔底凝结水罐 V-1410	Φ600×1000（T/T）	凝结水	180/200	1.1/1.21	1	新增
3	脱氨塔顶回流罐 V-1411	Φ1200×3600（T/T）	水，氨气	70/100	0.24/0.42	1	新增
4	富氨气分凝器 V-1412	Φ1000×3000（T/T）	水，氨气	40/100	0.22/0.4	1	新增
5	污油罐 V-1413	Φ1400×5000（T/T）	烃类油，水	52/100	常压/0.35	1	新增

征求意见稿

6	酸水闪气罐 V-1401	Φ2000×4000（T/T）	烃类油、水、硫化氢、氨气、C1~C4	70/90	0.4/0.44	1	利旧
7	聚结器 V-1402	Φ1600×6000（T/T）	烃类油、水	70/70	0.4/0.5	1	利旧
8	酸水储存罐 V-1403A/B	Φ5200×5200（T/T）	酸性水（硫化氢 2.5%，氨 4.5%）	70/90	0.00147/常压	2	利旧
9	水封罐 V-1404	Φ500×800（T/T）	硫化氢、氨气、水	常温/40	常压/常压	1	利旧
10	蒸汽凝液罐 V-1405	Φ600×1000（T/T）	水	180/200	1.1/1.21	1	利旧
11	配碱罐 V-1406	Φ3800×5400（T/T）	氢氧化钠（33%）	100/120	常压/常压	1	利旧

四、机泵

序号	名称	型号	轴功率 KW	介质名称	流量 m^3/h	操作压力 MPaG 入口	操作压力 MPaG 出口	扬程，m	数量	备注
1	酸水进料泵 P-1401C	离心泵	5.17	硫化氢、氨气、水	18.7	0.03	0.53	50	1	新增
2	酸性水泵 P-1410A/B	离心泵	23.96	硫化氢、氨气、水	18.5	0.1	1.49	140	2	新增
3	脱氨塔顶循环泵 P-1411A/B	离心泵	3.6	硫化氢、氨气、水	3.6	0.24	0.74	60	2	新增
4	污油泵 P-1412A/B	离心泵	15.32	烃类油	2	0.05	0.62	75	2	新增
5	净化水泵 P-1413A/B	离心泵	3.15	水	17.2	0.31	1.31	100	2	新增
6	酸水进料泵 P-1401A/B	离心泵	3.5	水、硫化氢、氨气	12	0.1	0.38	30	2	利旧
7	氨精制循环泵 P-1404A/B	隔膜计量泵	15	氨水	4	0.15	0.4		2	利旧
8	氨水循环泵 P-1405A/B	离心泵	2	氨水	6	0.13	0.4	30	2	利旧
9	硫氢化钠泵 P-1406	离心泵	15	36%硫氢化钠溶液	24	0.1	0.9	63	1	利旧
10	连续补碱泵 P-1408A/B	隔膜计量泵	2.2	33%氢氧化钠溶液	2.5	0	0.48		2	利旧
11	间断补碱泵 P-1409	离心泵	6.1	33%氢氧化钠溶液	27	0	0.4	40	1	利旧

征求意见稿

3.3.3.3 平衡及物料使用情况

①物料平衡

改造后酸性水汽提装置处理酸性水量为 18t/h，物料平衡见表 3.3-16。

表 3.3-16　　酸性水汽提单元总物料平衡表

项目	物料名称	重量 wt%	kg/h	t/d	10^4t/a	备注
入方	酸性水	86.57	18000	432.0	14.4	8000h/a
	33%NaOH 溶液	6.21	1290	31.0	1.0	
	除盐水	7.23	1502	36.0	1.2	
	合计	100.0	20792	499.0	16.6	
出方	净化水	82.40	17134	411.2	13.7	
	NaHS 溶液	7.95	1652	39.6	1.3	
	氨水	9.63	2003	48.1	1.6	
	损失	0.0002	3	0.1	0.003	
	合计	100.0	20792	499.0	16.6	

②硫平衡

表 3.3-17　　酸性水汽提单元硫平衡表

项目	物料名称	重量 wt%	kg/h	t/d	10^4t/a	备注
入方	原料带入	100.0	341.6	8.20	0.27	8000h/a
	合计	100.0	341.6	8.20	0.27	
出方	NaHS 溶液带走	99.50	339.8	8.16	0.27	
	净化水带走	0.50	1.7	0.04	0.00	
	合计	100.0	341.6	8.20	0.27	

③氮平衡

表 3.3-18　　酸性水汽提单元氮平衡表

项目	物料名称	重量 wt%	kg/h	t/d	10^4t/a	备注
入方	原料带入	100.0	413.3	9.92	0.33	8000h/a
	合计	100.0	413.3	9.92	0.33	
出方	氨水带走	99.79	412.4	9.90	0.33	
	净化水带走	0.21	0.9	0.02	0.00	
	合计	100.0	413.3	9.92	0.33	

征求意见稿

3.3.4 公辅工程

3.3.4.1 供热工程污染源

厂区现有在锅炉房设有 2 台 900 万 kcal 燃气导热油炉，并配套 2 台 2t/h 余热锅炉，为生产提供热源，本次改扩建完成后改为备用锅炉。现有 1 台 10t/h 天然气蒸汽锅炉，为生产提供蒸汽，冬季兼顾生活供热，运行时间 120d/a（2880h/a）。蒸汽锅炉烟气共用 16m 烟囱排放，并配套烟气在线监测设备。为保障天然气制氢、加氢分馏装置伴热需求，本次改扩建新增 1 台 14MW 燃气导热油锅炉，燃烧废气主要污染物为颗粒物、SO_2、NOx。

3.3.4.2 供水工程污染源

鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现工程脱盐水系统，设计产水量 2×20m^3/h。生产脱盐水供工程生产工艺装置、蒸发器发生器、燃气锅炉和余热锅炉使用。脱盐水站生产工艺流程：

原水→原水箱→原水泵→（絮凝剂、杀菌剂加药设施）→多介质过滤器→板式换热器→（还原剂、阻垢剂加药装置）→保安过滤器→高压泵→反渗透设施→脱碳器→中间水箱→中间水泵→混床→脱盐水箱→脱盐水泵→用水单元。脱盐水站排污水主要污染物为 COD、SS。

3.3.4.3 排水工程污染源

本次改扩建对废水处理站进行技术改造，利用原含酚废水调节池及脱酚蒸氨设施，对蒸氨塔和萃取塔工段顺序进行对调，新增电解槽工段；生化处理设施利用原来的以复合 SBR 的 IMC 生化方案进行优化设计。含酚废水调节池，由泵提升到二级隔油沉淀池，经加药 PAC/PAM 絮凝反应后自流进入收集池，沉淀物和浮油进入污油池；收集池提升泵提升经陶瓷膜过滤器进一步除油后进入蒸氨系统，反洗水进入污油池，汽提出来的氨气、硫化氢进入火炬系统燃烧；蒸氨出水进入中间水池，中间水池再用泵提升到除油过滤器，同时再除油过滤器前甲酸调节 PH，再次除油后直接进入萃取塔，萃取后的废水自流进入综合调节池，含酚萃取进入反萃系统；后段污水处理工艺利用原来的为以复合 SBR 的 IMC 生化方案为核心的处理工艺。废水集输、处理处置过程中逸散的废气污染物包括两部分：

征求意见稿

以非甲烷总烃为主的 VOCs；为氨、硫化氢为主的恶臭气体。厂区污水处理站各水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。除油器产生的污油经污油池收集后送至煤焦油预处理单元。

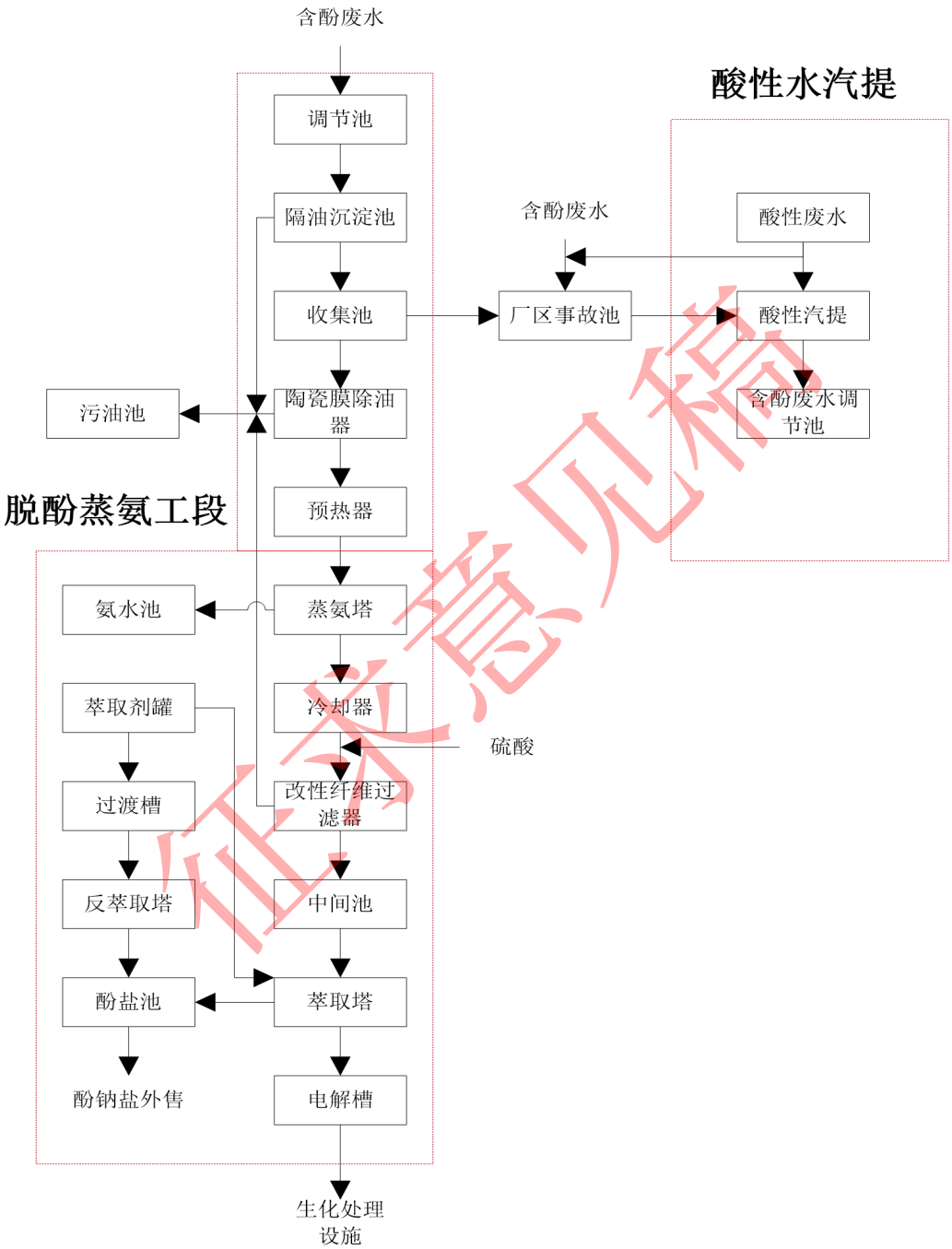
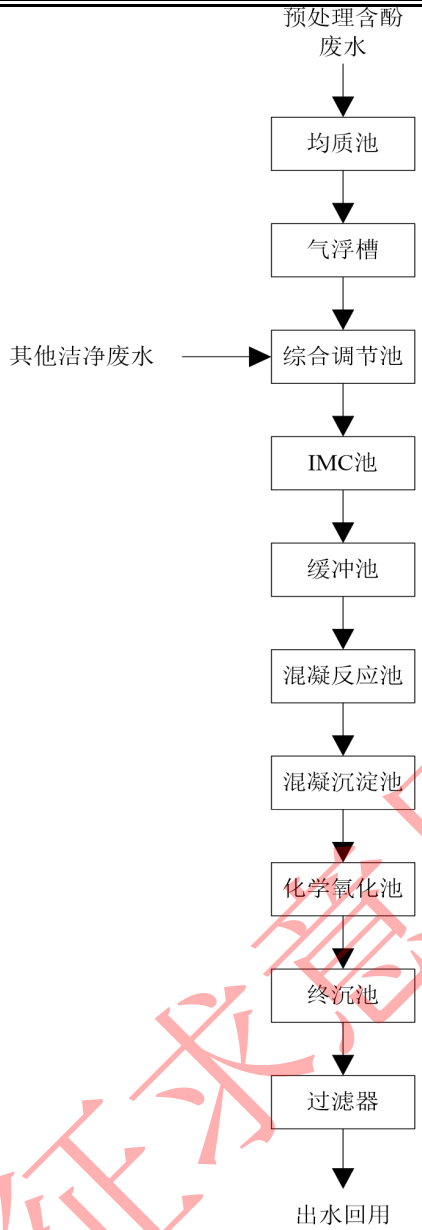


图 3.3-15　　生产废水预处理工艺产污节点图

征求意见稿



征求意见稿

图 3.3-16　　生产废水生化处理工艺产污节点图

3.3.4 全厂相关平衡

3.3.4.1 燃料气平衡

改造后本项目燃料气平衡表见表 3.3-19，项目燃料气平衡图见图 3.3-17。

表 3.3-19　　本项目全厂燃料气平衡表

燃料气产生				燃料气消耗		
产生装置	名称	数量		使用用途	数量	
		Nm³/h	万 Nm³/a		Nm³/h	万 Nm³/a
焦油加氢单元	干气	937.5	750	精制加热炉	250	200
	液化气	1592.5	1274	改质加热炉	100	80
天然气制氢单元	解析气（折算为天然气	3572	2857.6	转化炉	1135	908
				1#脱重单元加热炉	158	126.4
				2#脱重单元加热炉	450	360
				分馏塔加热炉	200	160
				燃气蒸汽锅炉	800	640
				燃气导热油炉	1571	1256.8
				富裕液化气外售	1438	1150.4
总计		6102	4881.6	总计	6102	4881.6

注：年工作时数 8000h，干气密度 0.4kg/m³，液化气密度 0.5kg/m³。

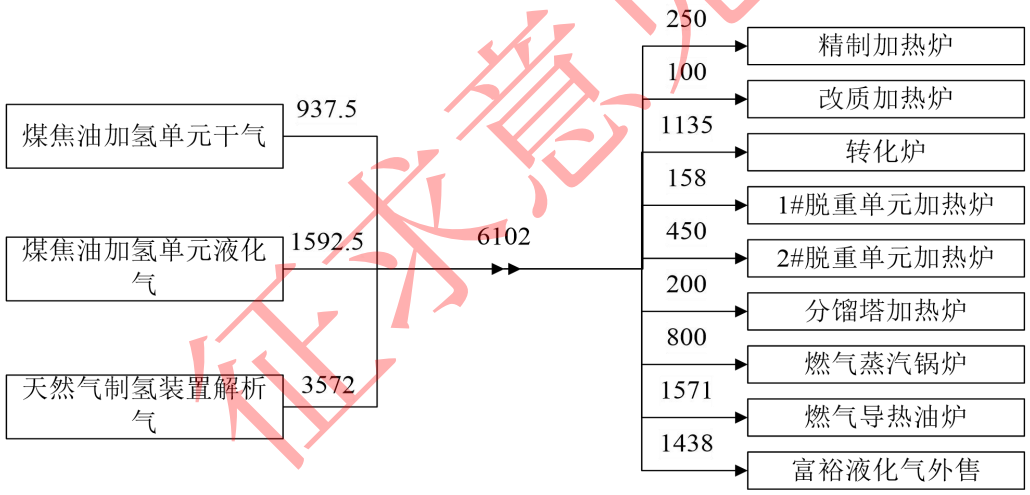


图 3.3-17　　项目全厂燃料气平衡图　　（单位：Nm³/h）

3.3.4.2 水平衡

①给水

全厂用水量 982.6m³/h（786.08 万 m³/a），其中：新鲜水用量 28m³/h（22.4 万 m³/a），循环水用量 954.6m³/h（763.68 万 m³/a）。

②排水

项目废水采用“清污分流”方案：

征求意见稿

含硫含氨污水、装置罐区清洗废水、不可预见废水等进入酸性水处理处理单元预处理后，12.632m^3/h（101056m^3/a）回用作为加氢反应注水，剩余 5.367m^3/h（42936m^3/a）与含酚废水进脱酚蒸氨设施处理后，与生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施处理；

生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

项目全厂水平衡图见图 3.3-18。

征求意见稿

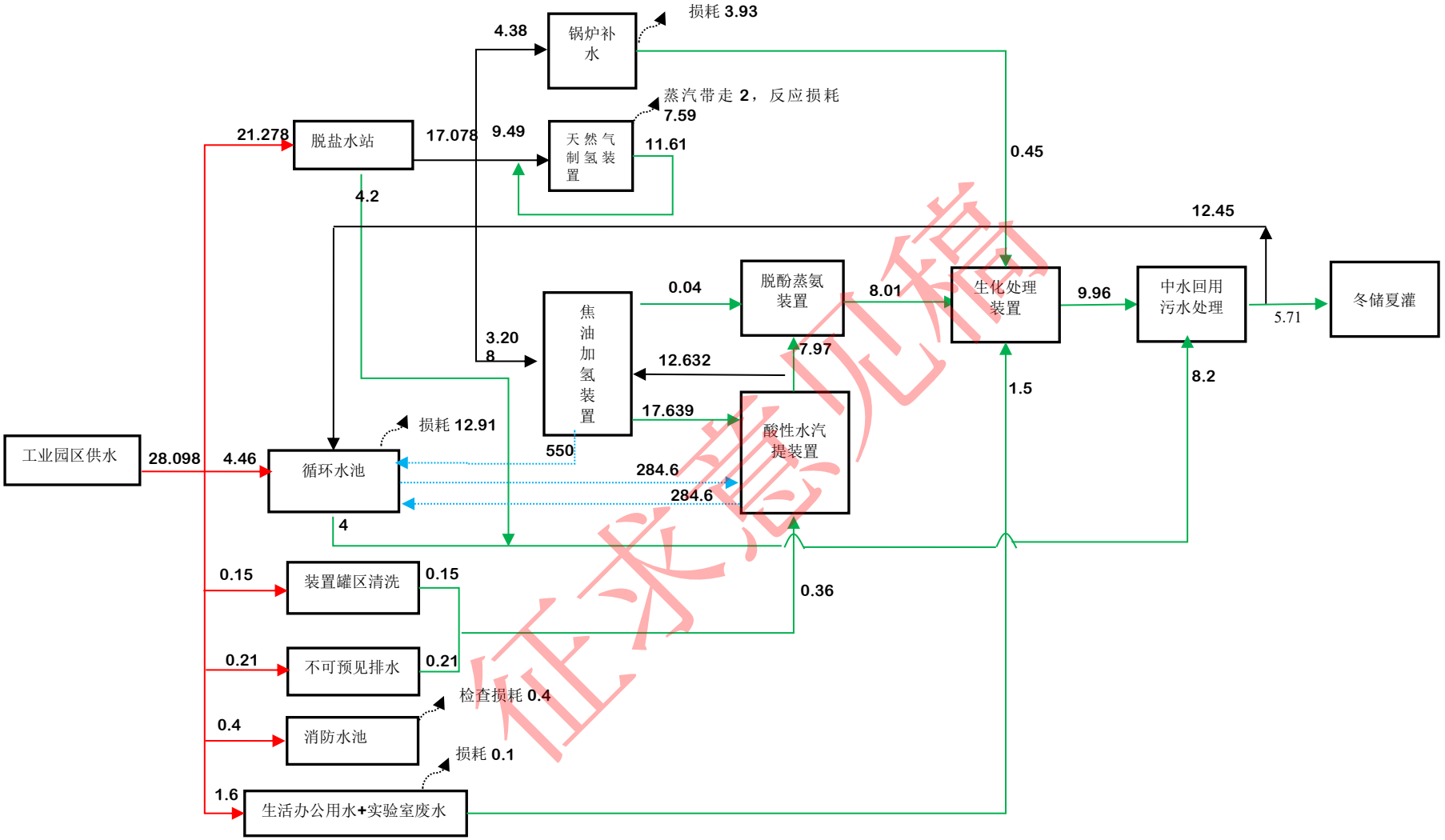


图 3.3-18　　全厂水平衡图　　（单位：t/h）

征求意见稿

3.4 影响因素分析

3.4.1 施工期影响因素分析

施工期的主要环境影响因素有施工噪声、施工扬尘、施工废水、施工固体废物、生态影响等。

（1）施工扬尘

施工期，环境空气影响因素主要为施工扬尘，来源于多项粉尘无组织源：建筑场地的平整清理，土石方的开挖、回填、堆放及运输，物料堆存，建筑材料的装卸、搬运、使用，以及运料车辆的出入等，都易产生扬尘。根据多个建筑施工工地的扬尘情况监测调查，当风速为 2.4m/s 时，工地内 TSP 浓度为上风对照点的 1.5～2.3 倍；影响范围多在下风向 150m 之内，被影响的地区 TSP 浓度平均值约 0.491mg/m^3。施工扬尘主要影响下风向的下风区域，所以施工期间的扬尘污染 源要严格管理，遇四级以上大风天气禁止土方施工，露天堆放的物料要苫盖，施 工场地和车辆过往的道路要经常洒水，进出车辆的车轮要经常冲洗，这样可以把 施工扬尘控制在最低水平。

（2）施工废水

施工期，水污染影响因素为施工废水，主要来自施工拌料、清洗机械和车辆产生的废水以及生活污水。

一般施工活动产生的废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油，生活污水含有 BOD_5、COD 和悬浮物。施工过程中产生的泥浆水应集中经沉淀池沉淀后排入现厂区排水管网，施工生活依托公司现生活设施，其生活污水和清洗机械和车辆产生的废水排入现厂区排水管网。

（3）固体废物

施工期固体废物主要来源于施工活动产生的废弃建筑材料如砂石、石灰、混凝土、废砖、土石方等；施工人员工作和生活在施工现场，其日常生活将产生一定数量的生活垃圾。

土方开打挖与填方量尽量在施工场地内平衡；生活垃圾经收集后定期清运至当地垃圾填埋场进行集中处理。建筑垃圾先分选后对土石方就地填方，金属木块

征求意见稿

等废物回收利用，其它及时清运到当地建筑垃圾消纳场。

（4）施工噪声

施工期，施工区域内局部机械噪声、生产活动产生的设备噪声和车辆运输产生的交通噪声等会对周围声环境产生一定程度影响。本项目主要施工噪声源为挖掘机、装载机、混凝土搅拌机、振捣棒、吊车、电锯等。其噪声级在90dB(A)-110dB(A)之间。

避免同时使用大量高噪声设备施工；合理布局施工现场，避免在同一地点安排大量动力机械设备，以防止局部声级过高；设备选型上应采用低噪声设备。

（5）生态影响

施工占地、水土流失等各项环境影响因素均可能对生态环境产生影响。表层的土壤尽可能地推到合适的地方集中起来；应尽量避免在大风日施工，以最大限度的减少水土流失。

3.4.2 运营期影响因素分析

3.4.2.1 生产装置

根据各装置产污环节，本项目生产装置影响因素分析如下：

（1）天然气制氢单元

本次煤焦油加氢扩能改造项目新建一套天然气制氢装置，生产能力为18000Nm^3/h。年操作时间为 8000 小时。

其影响因素主要为：

①废气

天然气制氢单元中转化炉燃烧废气污染物为 SO_2、NOx、颗粒物，转化炉燃烧废气 G_{1-1} 经 30m 高排气筒排放。

②废水

中温变换工序会产生酸性水 W_{1-1}，酸性水送至酸性水汽提体装置处置。

③噪声

天然气制氢单元噪声源主要为压缩机、空冷器、泵类等设备运行时产生的噪声，其声级值约 85~90dB（A）。

④固体废物

征求意见稿

天然气制氢单元产生的固体废物主要为铁锰系、锌系废催化剂 S_{1-1}；钴钼系废催化剂 S_{1-2}；钼系废催化剂 S_{1-3}；铁系废催化剂 S_{1-4}。危险废物暂存于厂区危废暂存间，由有资质处理的厂家回收。

（2）30 万吨/年煤焦油加氢单元

改造后煤焦油加氢装置影响因素主要为：

①废气

本装置主要废气污染源为 1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}、2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}、精制加热炉烟气 G_{2-3}、改质加热炉烟气 G_{2-4}、分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}。主要污染物为 SO_2、NOx、颗粒物。各加热炉采用超低氮燃烧器，废气经排气筒排放。

②废水

本装置主要废水污染源为预处理单元产生的离心机含酚废水 W_{2-1}、1#脱重单元含酚废水 W_{2-2}、1#脱重单元含酚废水 W_{2-3}、2#脱重单元含酚废水 W_{2-4}、冷低分罐含硫含氨废水 W_{2-5}。含硫含氨废水与罐区清洗废水、不可预见水经酸性水预处理设施处理后，一部分回用于加氢反应注水，一部分与含酚废水进污水处理站处理。

③固废

本装置主要固体废物污染源为离心焦油渣 S_{2-1}、过滤焦油渣 S_{2-2}、1#脱重单元焦油渣 S_{2-3}、1#脱重脱重单元废吸附剂 S_{2-4}、加氢保护废催化剂 S_{2-5}、加氢精制废催化剂 S_{2-6}、加氢改质废催化剂 S_{2-7}、废瓷球 S_{2-8}。暂存于厂区危废暂存间，由有资质处理的厂家回收。

④噪声

本装置噪声主要来自加热炉、泵、空冷器、压缩机等。

3.4.2.2 公用工程及辅助设施

本项目公用及辅助设施依托现厂区，依托工程影响因素如下：

（1）废气

厂区现有在锅炉房设有 2 台 900 万 kcal 燃气导热油炉，本次改扩建新增 1 台 14MW 燃气导热油锅炉。

征求意见稿

本次改扩建公用工程及辅助设施的废气污染分为有组织和无组织排放源。

有组织排放源主要是新增的 1 台 14MW 燃气导热油锅炉燃烧废气 G_{3-1}、污水处理站臭气 G_{3-2} 收集处理。无组织排放的废气主要是由管道、阀门的跑冒滴漏产生，泄露物料产生废气中主要污染物为非甲烷总烃、苯系物。

（2）废水

公用工程及辅助设施的废水污染主要是循环水系统及脱盐水站排放的含盐废水 W_{3-1}、锅炉废水 W_{3-2}、生活污水 W_{3-3}（本次不新增）。生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

（3）固体废物

公用工程及辅助设施的固废主要有污水处理站油泥、废导热油和生活垃圾（不新增）等。污水处理站油泥、废导热油，由危废资质经营单位回收。生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

（4）噪声

公用工程辅助设施噪声源主要来自空压压缩机、风机，机泵，火炬各类放空气等，噪声值为 85~105dB(A)。

3.4.2.3 储运工程

（1）废气

储运工程排放废气主要来自罐区油品储运的大、小呼吸等无组织排放挥发损失和油的装车和卸车无组织排放挥发损失，主要污染物为烃类。油品储罐采用浮顶罐和拱顶罐，罐顶采用氮封，设呼吸阀和安全阀。采用密闭装车和冷凝+吸附法油汽回收。

（2）废水

为保持工厂清洁，需对生产装置区、罐区地面进行清洗，产生车间地面清洗废水，主要污染物为石油类、氨氮。

（3）固体废物

征求意见稿

固体废物主要是油气回收装置产生的废活性炭，由危废资质经营单位回收。

（4）噪声

噪声主要来自电机和机泵，其一般是选择低噪声设备和隔声等控制措施。

3.5 工程污染源源强核算

3.5.1 工程污染源源强

通过对一期现有煤焦油加氢装置进行扩能改造，形成最大预处理规模为 30 万吨/年煤焦油加氢工艺路线。

本次评价按照《污染源源强核算技术指南　石油炼制工业》（HJ982-2018）要求对项目有组织废气和无组织废气源强进行核算，本项目污染物产生情况如下：

3.5.1.1 废气

有组织废气：

根据工艺流程分析可知，运行该工艺路线后，厂区有组织废气污染源主要有：

（1）天然气制氢单元中转化炉燃烧废气 **G_{1-1}**

天然气制氢单元中转化炉燃料为燃料气，燃料气用量为 908 万 Nm^3/a，1135Nm^3/h，年运行时间 8000h，燃烧器采用超低氮燃烧器，燃烧废气排气筒高度 50m。

①烟气量

根据《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），以气体为燃料的加热炉烟气量计算公式给出的本项目转化炉燃烧室燃气烟气量：

$$V = B \times \left[\frac{21}{21-\phi} \times \left(\frac{0.264}{1000} \times Q_d + 0.02 \right) + 0.38 + \frac{0.018}{1000} \times Q_d \right]$$

式中：V—标准状态下，燃料燃烧产生的湿烟气量，单位 m^3/h；

B—燃料消耗量，单位 m^3/h，本项目转化炉天然气消耗量为 1135m^3/h。

Q_d--燃料低位发热量，本项目燃料气热值为 34986kJ/m（根据天然气化验数据平均值折算）；

ø—燃烧烟气中的过剩氧含量，本项目取 3%；

征求意见稿

计算得出，本项目转化器燃烧室烟气量为 13387.2m³/h。

②SO_2 排放量

参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ 982-2018），二氧化硫产生量采用物料衡算法进行计算。本项目天然气中总硫含量为 5mg/m³ 计，采用硫平衡法计算转化器燃料燃烧产生的废气中二氧化硫的量如下：

$$D=2\times B\times Ws/100$$

D—核算时段内二氧化硫的产生量，t；

B—核算时段内燃料的消耗量，m^3；转化炉天然气年消耗量为 7029.74t；

Ws—燃料中的硫含量，mg/m^3；天然气为 5；

计算得出，转化炉二氧化硫的产生量和排放量为 0.70t/a（0.087kg/h）。

③烟尘排放量

颗粒物采用类比法确定源强，根据类比现有工程加热炉，现有工程加热炉烟尘排放浓度最大为 9.8mg/Nm³。

④NOx 排放量

氮氧化物采用类比法确定源强，根据类比现有工程加热炉，现有工程加热炉氮氧化物排放浓度最大为 77mg/Nm³。

本项目转化器燃料中不含氮，氮氧化物主要为热力型。各转化器燃烧室均配套低氮燃

本项目天然气制氢装置转化炉废气采用 1 根 50m 高排气筒排放，废气污染物的排放具体见表 3.5-1。

表 3.5-1　　本项目燃烧废气产生及排放情况一览表

污染源	烟气量（m^3/h）	污染物	产生情况			排放情况		
			产生浓度（mg/m^3）	产生速率（kg/h）	产生量（t/a）	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	排放量（t/a）
转化炉燃烧废气	13387.2	颗粒物	9.8	0.13	1.04	9.8	0.13	1.04
		SO_2	6.5	0.087	0.7	6.5	0.087	0.7
		NOx	77	1.03	8.24	77	1.03	8.24

（2）焦油加氢加热炉烟气

焦油加氢装置共使用 5 台加热炉，采用系统燃料气作为燃料，加热炉燃烧器采用超低氮燃烧器，烟气主要污染物为 SO_2、NO_x、烟尘。

征求意见稿

①烟气量

根据《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），以气体为燃料的加热炉烟气量计算本项目加热炉燃气烟气量：

本次改造前后加热炉用燃料气变化情况见下表。

表 3.5-2　　改造前后燃料气/天然气变化一览表

序号	设备位号	设备名称	改造前		改造后	
			燃料气		燃料气	
			万 Nm^3/a	Nm^3/hr	万 Nm^3/a	Nm^3/hr
1	H-1101	1#脱重单元加热炉	130	158	126.4	158
2	H-1102	精制加热炉	157	189	200	250
3	H-1103	改质加热炉	49	58	80	100
4	H-1201	分馏塔加热炉	100	120	160	200
5	H-1104	2#脱重单元加热炉	0	0	360	450
合计			436	525	930	1158

1#脱重加热炉废气量 1863.6Nm^3/h、2#脱重加热炉废气量 5307.7Nm^3/h、精制加热炉废气量 2948.7Nm^3/h、改质加热炉废气量 1179.5Nm^3/h、分馏塔加热炉废气量 2359Nm^3/h。

②SO_2 排放量

1#脱重加热炉燃料气年消耗量为 978.6t、2#脱重加热炉燃料气年消耗量为 2787.1t、精制加热炉燃料气年消耗量为 1548.4t、改质加热炉燃料气年消耗量为 619.4t、分馏塔加热炉燃料气年消耗量为 1238.7t。

参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ 982-2018），二氧化硫产生量采用物料衡算法进行计算。本项目燃料气中总硫含量为 5mg/m^3 计，采用硫平衡法计算转化器燃料燃烧产生的废气中二氧化硫的量如下：

1#脱重加热炉二氧化硫排放量 0.1t/a（0.013kg/h）、2#脱重加热炉二氧化硫排放量 0.28t/a（0.035kg/h）、精制加热炉二氧化硫排放量 0.15t/a（0.019kg/h）、改质加热炉二氧化硫排放量 0.06t/a（0.008kg/h）、分馏塔加热炉二氧化硫排放量 0.12t/a（0.015kg/h）。

③烟尘排放量

颗粒物采用类比法确定源强，根据类比现有工程加热炉，现有工程加热炉烟

征求意见稿

尘排放浓度最大为 9.8mg/Nm^3。

④NOx 排放量

氮氧化物采用类比法确定源强，根据类比现有工程加热炉，现有工程加热炉氮氧化物排放浓度最大为 77mg/Nm^3。

各加热炉废气污染源源强核算结果见表 3.5-7。

（4）燃气导热油锅炉废气 G_{3-1}

本次改扩建新增 1 台 14MW 燃气导热油锅炉，采用燃料气为燃料，配套低氮燃烧器，天然气用量为 1571Nm^3/h（1256.8 万 Nm^3/a）燃烧废气主要污染物为颗粒物、SO_2、NOx。

根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中工业废气量排放系数，见表 3.5-3。根据本项目现有燃气导热油锅炉中 NOx 的实测数据，选择产污系数 6.97（低氮燃烧-国际一般），NOx 排放控制要求一般介于 100mg/m^3~200mg/m^3；本项目燃料天然气含硫量为 5mg/m^3；实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放浓度类比现有工程燃气导热油锅炉颗粒物实测数据（最大浓度 7.1mg/m^3）进行核算。

表 3.5-3　工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	去除效率
蒸汽/热水/其它	天然气 1	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	/	/
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S4		0
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87（低氮燃烧-国内一般）[3]		0
						6.97（低氮燃烧-国内一般）[3]		
						3.03 低氮燃烧-国际一般）[3]		

注：1、炼厂干气参考天然气的系数；

2、转炉煤气多与高炉煤气混烧，此处为转炉煤气与高炉煤气混烧排放的一般水平；

3、低氮燃烧-国际领先技术的天然气锅炉设计NOx 排放控制要求一般小于 60mg/m^3（@3.5%O_2）；低氮燃

征求意见稿

烧-国内领先技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般介于 60mg/m³（@3.5%O_2）~100mg/m³（@3.5%O_2）；低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般介于100mg/m³(@3.5%O_2)~200mg/m³(@3.5%O_2)。

4、产污系数表中气体燃料的二氧化硫的产污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指气体燃料中的硫含量，单位为毫克/立方米。例如燃料中含硫量（S）为 200 毫克/立方米，则S=200。

本次改扩建新建燃气导热油锅炉烟气排放量为 16928m³/h，排放 $SO_2$0.5t/a（0.06kg/h）、NO_X8.76t/a（1.1kg/h）、烟尘 0.09t/a（0.011kg/h），浓度分别为：烟尘：7.1mg/m³，SO_2：3.54mg/m³，NO_X：65mg/m³。

（5）物料装卸过程废气

厂区已建汽车装卸车场一座，装卸车场设有装卸车泵房 1 座；汽车卸车栈台 7 个，栈台上共设置鹤管 7 台；设有汽车装车栈台 5 个，栈台上共设置鹤管 10 台；设有 LPG 底部装车鹤管 1 台。装卸车泵房设有 8 台机泵。

本项目依托厂区现状汽车装卸车场，汽车装卸车场对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”，油气回收效率大于 99%，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。

本次评价根据《挥发性有机物排污收费试点办法》中计算公式，计算非甲烷总烃挥发量，油气回收效率为 99%。

$$E_{装卸}=\frac{L_L\times Q}{1000}\times\left(1-\eta_{总}\right)$$

式中：

L_L—装载损失排放因子，kg/ m³；

$\eta_{总}$—总控制效率，%，本项目装载系统已设处理系统，取值为 0.99；

$$其中：\ L_L=C_0\times S$$

式中：

S—饱和因子，代表排出的挥发性有机物接近饱和的程度，本项目取值为 0.6；

C_0—装载罐车气、液相处于平衡状态，将挥发性物料视为理想气体下的密度，千克/立方米；

Q—物料年周转量，m³/年。

$$C_0=\frac{P_T M}{RT}$$

征求意见稿

T—实际装载温度，开氏度；

P_T—温度 T 时装载物料的真实蒸气压，千帕；

M—油气的分子量，克/摩尔。

R－理想气体常数，8.314 焦耳/（摩尔·开氏度）

本项目产品及原料装卸过程物质损失量见表 3.5-4，本项目共设置一处装卸站，VOCs 排放情况见表 3.5-5。

表 3.5-4　　本项目产品及原料装卸过程损失量一览表

所属装置	物质	装载方式	产生量 t/a	排放量 t/a
煤焦油	煤焦油	底部/液下装载	13.52	0.1352
煤焦油加氢装置	轻芳烃	底部/液下装载	1.98	0.0198
	重芳烃	底部/液下装载	6.91	0.0691
	尾油	底部/液下装载	0.19	0.0019

表 3.5-5　　本项目装卸过程 VOCs 排放量一览表

装卸站	污染物	产生量 t/a	产生速率 kg/h	排放量 t/a	排放速率 kg/h
装卸 1（煤焦油）	VOCs	13.52	1.69	0.1352	0.0169
装卸 2（加氢及脱氢）	VOCs	9.08	1.135	0.0908	0.0114

本项目汽车装卸车场设有 1 套 500Nm^3/h 冷凝吸附法油气回收设施油气回收设施，项目改造完成后，烃类装卸过程损失约 0.226t/a，非甲烷总烃的排放浓度为 56.5mg/m^3。

环评要求厂区罐区设置氮封装置，以控制罐区无组织废气的排放。氮封装置由快速泄放阀及微压调节阀两大部分组成。快速泄放阀由压力控制器及单座切断阀组成。储罐内压力升高至没定压力时，快速泄放阀迅速开启，将罐内多余压力泄放。微压调节阀在储罐内压力降低时，开启阀门，向罐内充注氮气。采取氮封后，由储罐呼吸阀排出的气体为氮气，不会是有机气体蒸汽，可以有效杜绝小呼吸无组织废气。

（6）废水收集、处理处置过程废气

本项目依托厂区现有污水处理站。废水集输、处理处置过程中逸散的废气污染物包括两部分：以非甲烷总烃为主的 VOCs；为氨、硫化氢为主的恶臭气体。

厂区污水处理站各水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液

征求意见稿

喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。

本项目改扩建完成后，进入生化处理设施的水量为 9.96t/h，现有装置规模为 15t/h，本项目进入中水回用污水处理系统的水量为 15.557t/h，现有规模为 16t/h。根据厂区现有工程竣工环境保护验收监测报告中监测结果，本次环评采用生化处理设施及中水回用污水处理设施最大处理规模下污染源强排放情况，经过对监测结果折算，本项目改建后厂区污水处理过程最大废气量为 23900m^3/h，非甲烷总烃排放量为 0.112t/a，排放速率 0.014kg/h，排放浓度 0.59mg/m^3；H_2S 排放量为 1.02t/a，排放速率 0.127kg/h，排放浓度 5.31mg/m^3；NH_3 排放量为 12.64t/a，排放速率 1.58kg/h，排放浓度 66.11mg/m^3。其中非甲烷总烃可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 3 大气污染物排放限值，污染物氨、硫化氢能够《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中恶臭污染物厂界、二级新扩改建标准要求，但污染物氨、硫化氢采用估算模型 AERSCREEN 估算其最大地面空气质量浓度占标率过高，且碱液喷淋吸收法对氨污染物处理效果不佳，因此本次环评要求在“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”后加装活性炭吸附装置。活性炭吸附装置处理效率按 80%估算，则非甲烷总烃排放量为 0.0224t/a，排放速率 0.0028kg/h，排放浓度 0.12mg/m^3；H_2S 排放量为 0.2t/a，排放速率 0.025kg/h，排放浓度 1.06mg/m^3；NH_3 排放量为 2.53t/a，排放速率 0.316kg/h，排放浓度 13.22mg/m^3。

工艺无组织废气：

厂区无组织废气污染源为装置区生产设备泄漏。无组织废气污染物主要为非甲烷总烃排放。

装置区生产设备泄漏：

本次改扩建对煤焦油加氢单元进行改造，新建天然气制氢单元。装置机泵、阀门等生产设备的 VOCs 泄露，煤焦油加氢单元及天然气制氢单元阀门数量、设备数量以本项目可行性研究报告为准，计算结果见表 3.5-6。

表 3.5-6　　改造后煤焦油加氢装置生产设备泄露 VOCs 一览表

征求意见稿

设备类型	排放系数（kg/h.源）	数量（个）	TOC 平均质量分数（%）	泄露系数	VOCs 排放量	
					kg/h	t/a
阀门	0.064	535	100%	0.003	0.10	0.8
压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073	40	100%	0.003	0.009	0.072
泵	0.074	41	100%	0.003	0.009	0.072
法兰	0.085	675	100%	0.003	0.17	1.36
其他	0.073	500	100%	0.003	0.11	0.88
小计	/	/	/	/	0.398	3.184

由上表可知煤焦油加氢装置改造后非甲烷总烃 0.398kg/h，泄漏总量 3.184t/a。

项目废气污染物产生及排放情况见表 3.5-7

征求意见稿

表 3.5-7　　改造后全厂废气污染物产生及排放情况

类别	废气名称	排气量 Nm^3/h	污染物名称	污染物产生情况			治理措施	处理效率	排放参数				污染物排放情况		
				产生浓度 mg/Nm^3	产生速率 kg/h	产生量 t/a			时数	高度 m	内径 mm	温度℃	排放浓度 mg/Nm^3	排放速率 kg/h	排放量 t/a
有组织	转化炉燃烧废气 G_{1-1}	13387.2	烟尘	9.8	0.13	1.04	以天然气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，50m 高烟囱排放	-	连续、8000h	50	1000	400	9.8	0.13	1.04
			SO_2	6.5	0.087	0.7							6.5	0.087	0.7
			NOx	77	1.03	8.24							77	1.03	8.24
	1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	1863.6	烟尘	9.8	0.18	0.144	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，39m 高烟囱排放	-	连续、8000h	39	1000	153	9.8	0.18	0.144
			SO_2	6.98	0.013	0.1							6.98	0.013	0.1
			NOx	77	0.14	1.12							77	0.14	1.12
	2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}	5307.7	烟尘	9.8	0.052	0.42	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，39m 高烟囱排放	-	连续、8000h	39	1000	339	9.8	0.052	0.42
			SO_2	6.6	0.035	0.28							6.6	0.035	0.28
			NOx	77	0.41	3.28							77	0.41	3.28
	精制加热炉烟气 G_{2-3}	2948.7	烟尘	9.8	0.03	0.24	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，32m 高烟囱排放	-	连续、8000h	32	700	260	9.8	0.03	0.24
			SO_2	6.44	0.019	0.15							6.44	0.019	0.15
			NOx	77	0.23	1.84							77	0.23	1.84
	改质加热炉烟气 G_{2-4}	1179.5	烟尘	9.8	0.012	0.096	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，25m 高烟囱排放	-	连续、8000h	25	700	363	9.8	0.012	0.096
			SO_2	6.78	0.008	0.06							6.78	0.008	0.06
			NO_x	77	0.09	0.72							77	0.09	0.72
	分馏塔加热炉烟气	2359	烟尘	9.8	0.023	0.184	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，41m 高烟囱排放	-	2880h	41	900	167	9.8	0.023	0.184
			SO_2	6.36	0.015	0.12		-					6.36	0.015	0.12

征求意见稿

类别	废气名称	排气量 Nm^3/h	污染物名称	污染物产生情况			治理措施	处理效率	排放参数				污染物排放情况		
				产生浓度 mg/Nm^3	产生速率 kg/h	产生量 t/a			时数	高度 m	内径 mm	温度℃	排放浓度 mg/Nm^3	排放速率 kg/h	排放量 t/a
	G_{2-5}		NO_x	77	0.18	1.44	卤排放	-					77	0.18	1.44
	燃气导热油炉烟气 G_{3-1}	16928	烟尘	7.1	0.011	0.09	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，47m 高烟卤排放	-	连续，8000h	47	1000	135	7.1	0.011	0.09
			SO_2	3.54	0.06	0.5		-					3.54	0.06	0.5
			NO_x	65	1.1	8.76		-					65	1.1	8.76
	物料装卸废气	500	NMHC	5650	2.825	22.6	“二级冷凝回收＋活性炭吸附”，20m 排气筒排放	＞99%	连续、8000h	20	150	常温	56.5	0.0283	0.226
	废水处理处置过程废气	23900	NMHC	/	/	/	由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施+活性炭吸附”处理后，经 30 米排气筒排放	/	连续、8000h	30	600	常温	0.12	0.0028	0.0224
			H_2S	/	/	/		/					1.06	0.025	0.2
			NH_3	/	/	/		/					13.22	0.316	2.53
无组织	装置区生产设备泄漏		NMHC	0.398kg/h、3.184t/a			面源，无组织，连续；生产装置面积：155m×70m，高度 40m								
			NMHC	2.6t/a			面源，无组织，连续；产品罐区 2×106m×70m，高度 15.5m								
非正常工况			烟尘	≤15	0.37kg/h		发生频率为每年 2 次，每次排放时间为半小时；由 85m 高架火炬系统燃烧排放，最大排气量为 24410m^3/h。								
			SO_2	≤10	0.24kg/h										
			NO_x	≤100	2.44kg/h										

征求意见稿

3.5.1.2 废水

项目生产过程中产生的废水有含酚废水、含硫含氨废水；公辅设施产生的废水有循环冷却排污水、脱盐水站排污水、装置罐区清洗废水、办公生活污水和不可预见废水等。

①含酚废水（W_{2-1}~W_{2-4}）

焦油原料预处理工序会将原料煤焦油中的水份分离出来，根据原料成分分析，原料煤焦油中含水 0.17%，这部分废水产生量为 0.04m^3/h（320m^3/a）。含酚废水中污染物主要为硫化物、氰化物、石油类等，本项目含酚废水产生浓度为 COD≤2400mg/L、BOD_5≤800mg/L、NH_3-N≤3150mg/L、石油类≤40mg/L、挥发酚≤1450mg/L、总氰化合物≤85mg/L、硫化物≤250mg/L。

②含硫含氨废水（W_{2-5}）

含硫含氨污水产生于冷低分罐闪蒸，产生量为 17.639m^3/h（141112m^3/a），其中约 12.632m^3/h（101056m^3/a）回用于煤焦油加氢装置，其余 5.007m^3/h（40056m^3/a）。含硫含氨污水中污染物主要为 H_2S、NH_3、部分烃类以及石油类等。

本项目工艺与石油加氢精制工艺类似，评价查阅《石油化工环境保护手册》加氢精制废水产生情况，确定本项目含硫含氨污水水质为 COD≤5200mg/L、BOD_5≤1850mg/L、NH_3-N≤2360mg/L、石油类≤210mg/L、硫化物≤8000mg/L、总氰化合物≤0.5mg/L、挥发酚≤45mg/L。

③循环冷却排污水（W_{3-1}）

本项目依托厂区现有循环水站，本项目改造后全厂循环水量为 954.6m^3/h（763.68 万 m^3/a），采用间接冷却，冷却水温差为 10℃，循环冷却污水的产生量按照循环水量的 0.4%计算，排水量为 4m^3/h（32000m^3/a），其水质为 COD≤35mg/L、SS≤100mg/L。

④脱盐水站排污水（W_{3-2}）

本项目依托厂区现有脱盐水站，改造后脱盐水消耗量为 12.608m^3/h，脱盐水站脱盐水制备系统产生的排污水量为 4.2m^3/h，约 33600m^3/a，其水质为 COD≤35mg/L、SS≤150mg/L。

征求意见稿

⑤装置罐区清洗废水（W_{3-3}）

为保持工厂清洁，需对生产装置区、罐区地面进行清洗，产生车间地面清洗废水。本次改造不新增装置罐区清洗废水，排污水量为 0.15m^3/h，约 1200m^3/a。

⑥办公生活污水（W_{3-4}）

本次改造不新增劳动定员，故不新增生活污水产生量，排污水量为 1.5m^3/h，约 13140m^3/a。

⑦不可预见废水（W_{3-5}）

不可预见废水产生水量 0.21m^3/h（1680m^3/a），不可预见废水水质参考含油废水水质，废水污染物浓度为 COD≤2400mg/L、BOD_5≤800mg/L、NH_3-N≤3150mg/L、石油类≤40mg/L、挥发酚≤1450mg/L、总氰化合物≤85mg/L、硫化物≤250mg/L。

综合以上分析，改造后本项目废水污染物产生及排放情况见表 3.5-8。

表 3.5-8　废水污染物产生情况一览表　单位：mg/L

编号	名称	水量		废水污染物浓度							
		m^3/h	m^3/a	COD	挥发酚	石油类	BOD_5	硫化物	NH_3-N	SS	总氰化合物
W_{2-1}~W_{2-4}	含酚污水	0.04	320	≤2400	≤1450	≤40	≤800	≤250	≤3150	-	≤85
W_{2-5}	含硫含氨污水	5.007	40056	≤5200	≤45	≤210	≤1850	≤8000	≤2360	-	≤0.5
W_{3-1}	循环冷却排污水	4	32000	≤150	-	-	-	-	-	≤100	-
W_{3-2}	脱盐水站排污水	4.2	33600	≤100	-	-	-	-	-	≤150	-
W_{3-3}	装置罐区清洗废水	0.15	1200	≤200	≤12	≤8	-	-	≤20	≤200	-
W_{3-4}	办公生活废水	1.5	13140	≤300	-	-	≤160	-	≤30	≤300	-
W_{3-5}	不可预见废水	0.21	1680	≤2400	≤1450	≤40	≤800	≤250	≤3150	-	≤85
合计计		15.11	121996	-	-	-	-	-	-	-	-

注：年工作时数 8000h；

3.5.1.3 固体废物

（1）副产物利用途径

项目生产过程中产生的副产物包括：燃料气、36%硫氢化钠溶液及 25%氨水。

征求意见稿

燃料气利用途径是回用工艺作为燃料气；36%硫氢化钠溶液是外售“新疆金盛汇化工有限公司”作为生产硫化碱原料；25%氨水利用途径是外售“新疆恒昌铸造有限公司”作为燃煤烟气脱硫剂。

（2）固体废物

项目生产过程产生的固体废弃物包括：天然气制氢废催化剂、废焦油渣、预处理废吸附剂、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂、灰渣、废导热油、污水站油泥、生活垃圾、油气回收废活性炭等。

项目生产过程产生的固体废弃物包括危险废物和一般废物两种，分述如下：

危险废物：包括天然气制氢废催化剂、预处理废吸附剂、废焦油渣、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂，以及废导热油、污水处理站油泥、油气回收及废水处理站废气处置产生的废活性炭等。危险废物产生量 589.64t/a，其中：工艺废催化剂产生量 262.64t/a，由危废资质经营单位回收；其他危废产生量 327t/a，外委危废处置单位处置。

一般废物：本项目不新增劳动定员，厂区现状生活垃圾产生量约 88t/a，生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

本项目改造完成后全厂固体废弃物产生及排放情况见表 3.5-9。

表 3.5-9　改造完成后固体废物污染物产生情况一览表　t/a

产生节点	固废名称	产生数量	属性类别	排放参数	处置方式
制氢单元脱硫工段	铁锰系、锌系废催化剂 S_{1-1}	29.27	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	委托有资质单位处理
制氢单元脱硫工段	钴钼系废催化剂 S_{1-2}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	4 年 1 次	
制氢单元转化工段	镍系废催化剂 S_{1-3}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	
制氢单元脱硫工段	钴钼系废催化剂 S_{1-4}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	
制氢单元中变工段	铁系废催化剂 S_{1-4}	17	危险废物 HW50(251-016-50)	4 年 1 次	
预处理单元	预处理废吸附剂	173t/3a	HW49 900-041-49 其他废物-非特定行业	3 年 1 次	

征求意见稿

预处理单元	加氢保护废催化剂	32t/a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	1 年 1 次	
煤焦油加氢单元	加氢精制废催化剂	100t/3a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	加氢改质废催化剂	80t/3a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	废瓷球	104t/3~5a	HW49 900-041-49 其他废物-非特定行业	3-5 年 1 次	
煤焦油加氢单元	精制废吸附剂	56.7t/3a	一般固废	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	废焦油渣	300t/a	HW11 251-013-11 精（蒸）馏残渣-精炼石油产品制造	间断	危废资质经营单位处置
污水处理站	油泥	1t/a	HW08 251-003-08 废矿物油与含矿物油废物-精炼石油产品制造	间断	
油气回收	废活性炭	3t/a	HW49 772-006-49 其他废物-环境治理	间断	
导热油炉	废导热油	230t/10a	HW08 900-249-08 废矿物油与含矿物油废物	10 年 1 次	
人员生活	生活垃圾	88t/a	一般固废	间断	生活垃圾场
合计产生量		677.64t/a	-	-	-

3.5.1.4 噪声

本项目改造完成后，新增噪声源及源强见表 3.5-10。

表 3.5-10　　本项目新增噪声源及源强　单位：dB（A）

装置单元	噪声源	数量	减噪前单台声压级	减噪后单台声压级	室内/室外
天然气制氢单元	机泵	9	90	75	室内
煤焦油加氢	机泵	14	90	70	室内
酸性水汽提	机泵	9	90	70	室内

本项目新增噪声设备主要为机泵，其噪声声源值在 90dB(A)左右。项目采取将高噪声设备置于隔声控制室、基础减震等措施以降低项目运行噪声对周围环境

征求意见稿

影响。采取措施后，设备噪声可降低 20dB(A)左右。

3.5.2 非正常工况污染源分析

3.5.2.1 废气

为能及时处理生产装置非正常工况下排放气体，厂区已建设有配套缓冲罐、紧急泄压系统及火炬系统。另考虑到物料装卸站环保设施发生故障产生的非正常工况。

为避免环保设施发生故障，除采用先进成熟的工艺技术和设备外，生产中还应加强管理，严格操作规程，提高工人素质，精心操作，防患于未然，将非正常排放控制到最小。一旦发生非正常排放，立即停止生产，及时进行检修。

本项目非正常排放及事故工况下污染物排放参数见表 3.5-11。

表 3.5-11　　非正常生产排放及事故工况下污染物的排放参数

污染源	非正常/事故工况	烟气量 (m^3/h)	污染物	浓度 (mg/m^3)	源强 (kg/h)	源高 （m）	持续时间
火炬系统	生产装置故障	24410	烟尘	≤15	0.37	85	30min
			SO_2	≤10	0.24		
			NO_x	≤100	2.44		
物料装卸废气	“二级冷凝回收＋活性炭吸附”设施失效，处理效率降低至 50%	500	NMHC	2825	1.41	20	30min

3.5.2.2 废水

石油化工企业生产过程中排水的水质、水量都可能受各种因素影响而发生波动，装置开停车、平时的检维修和大检修时也会有较大量的污水排出。

本项目在设计中充分考虑了非正常工况污水对污水处理设施可能造成的影响，采取了相应措施，保证污水处理设施稳定运行。

①装置区检修、事故时含油污水排入装置内的含油污水管道，经提升泵加压后密闭送往污事故池。事故池的设计考虑了非正常工况的排水。

②罐区的含油污水排入罐区内围堰，含油污水经含油污水提升泵加压后，排入全厂压力含油污水管道，送往事故池。

非正常工况下，污水沿地面汇入排水边沟，经排水沟又自流到厂区事故池，

征求意见稿

再经过提升设施排往污水处理场。

③本项目废水全部排入厂区配套建设的污水处理站进行处理，达标后回用，该污水处理站充分考虑了非正常工况排水对污水处理站的冲击。

上述措施保证了本项目污水可以得到有效的治理，确保达标排放。

3.5.3 项目排放情况汇总

本项目扩能改造完成后全厂污染物排放情况汇总见表 3.5-12。

表 3.5-12　　本项目扩能改造完成后全厂污染物排放情况汇总（单位：t/a）

序号	类别		产生量	削减量	核定排放量	备注
1	废水污染物	废水量	121996m³/a	121996m³/a	0	酸性水经处理后与生活污水进入污水综合处理站，再与清净下水一同进入中水回用处理装置处理后，80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。
		COD	225.4	225.4	0	
		挥发酚	4.72	4.72	0	
		石油类	85.014	85.014	0	
		BOD_5	77.806	77.806	0	
		硫化物	320.948	320.948	0	
		氨氮	101.25	101.25	0	
		SS	12.422	12.422	0	
		总氰化合物	0.19	0.19	0	
2	废气污染物	有组织废气量	546989.6 万 Nm³/a	0	546989.6 万 Nm³/a	-
		烟尘	1.174	0	1.174	燃料采用燃料气
		SO_2	1.21	0	1.21	
		NO_x	25.4	0	25.4	
		非甲烷总烃	22.6	16.57	6.03	
		H_2S	/	/	0.2	“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化+活性炭
		NH_3	/	/	2.53	
固体废弃物	危险废物	工艺废催化剂、废瓷球	221.67	221.67	0	生产厂家回收
		其他危废	327	327	0	危废处置单位处置
	一般废物	废吸附剂	29.9	29.9	0	生产厂家回收
		生活垃圾	88	88	0	生活垃圾处理场填埋

征求意见稿

3.5.4“三本帐”核算

根据工程分析，对厂区的主要污染物“三本帐”作出统计分析，见表 3.5-11。

表 3.5-11　　全厂主要污染物排放“三本帐”统计　　单位：t/a

环境要素		污染物	现有工程排放量	改扩建工程排放量	“以新带老”削减量	本项目完成后全厂总排放量	增减量变化
废气		烟尘	1.38	1.174	0.206	1.174	-0.206
		SO_2	1.20	1.21	0.01	1.21	-0.01
		NO_x	15.20	25.4	0	25.4	+10.2
		甲醇	0.219	0	0	0	-0.219
		非甲烷总烃	0.1048	6.03	0	6.03	+5.9252
		H_2S	0.896	0.2	0	0.2	-0.696
		NH_3	13.6	2.53	0	2.53	-11.07
废水		COD	0	0	0	0	0
		挥发酚	0	0	0	0	0
		石油类	0	0	0	0	0
		BOD_5	0	0	0	0	0
		硫化物	0	0	0	0	0
		氨氮	0	0	0	0	0
		SS	0	0	0	0	0
		总氰化合物	0	0	0	0	0
固体废弃物	危险废物	工艺废催化剂、废瓷球	82	221.67	0	221.67	+139.67
		其他危废	176.5	327	0	327	+150.5
	一般废物	废吸附剂	15.1	29.9	0	29.9	+14.8
		生活垃圾	88	0	0	88	0

征求意见稿

3.6 依托工程可行性分析

3.6.1 园区基础设施依托可行性分析

项目所在吐鲁番鄯善石化工业园区上游目前已建成水库二座：柯柯亚水库 1985 年建成并投入运行，总库容 $0.1\times10^8m^3$；坎儿其水库 2000 年建成并投入运行，距工产业园区约 13km，总库容为 $0.118\times10^8m^3$，该水库建设主要是保证园区的用水，另有灌溉及滞洪等作用，本项目用水由工业园给水管网统一供应，不采

用地下水。鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现外接园区管网 DN150 和 DN100，现供水能力 116m³/h。本项目建成后，厂区新鲜用水量约为 24m³/h，余量 92m³/h，能够满足本项目的需要。

3.6.2 污水处理站依托可行性分析

本次改扩建项目不新增劳动定员，不新增生活污水，生活污水排放至鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区现有的生活污水管网，然后送至位于厂区污水处理站进行处理。

本项目改扩建完成后，进入酸性水预处理设施的水量最大为 18t/h，本项目原酸性水汽提处理能力为 8t/h，经本次改造后，设计处理能力增大到 18t/h，可满足本项目需要；进入脱酚蒸氨设施的水量为 5.407t/h，现有装置规模为 10t/h，可满足本项目需要；进入生化处理设施的水量为 7.357t/h，现有装置规模为 15t/h，可满足本项目需要；本项目进入中水回用污水处理系统的水量为 15.557t/h，现有规模为 16t/h，满足本项目需要。

3.7 清洁生产水平分析

根据本工程的生产特点，本清洁生产分析从原料和能源，工艺技术，设备，过程控制、生产管理、废物控制措施几方面，分析污染产生的原因，寻找节能降耗，减污增效的清洁生产机会，并提出清洁生产的替代方案。

3.7.1 原辅材料及能源清洁性分析

原辅材料的清洁生产指标主要取决于原辅材料的毒性、生态影响、可再生性以及可回收利用四个方面。本次工程主要原料为煤焦油等，项目原辅材料均从其它企业采购，不会因为原辅材料的获取过程而对生态环境产生影响，同时本项目采用的天然气为清洁的能源，因此本项目所用原辅材料符合清洁生产要求，综合上述分析，本次工程原辅材料及能源属于清洁的。

3.7.2 工艺技术清洁性分析

本项目属于煤焦油深加工工艺，延伸了产业链条，属于国家鼓励发展的行业，目前国内煤焦油加工普遍采用的是煤焦油常、减压精馏（又称初馏）、中油常压

征求意见稿

精馏（又称细精馏）；本工程煤焦油加工则采用加氢工艺，加氢为改善产品品质，降低产品含硫率的当今较为先进的工艺，具有如下特点：

（1）反应部分采用炉前混氢、冷高分流程。

（2）反应进料加热炉采用纯辐射型圆筒炉。

（3）催化剂采用分级装填技术，有效降低反应器的压降，降低床层温差，提高催化剂效率。

（4）高压换热器采用混合原料，提高换热效率，减少换热面积。

（5）采用新型加氢反应器分布器技术，更均匀的分散物流，使催化剂床层的径向温差更小。

（6）高分液位控制采用高低液位开关方式，安全可靠，准确性高。

（7）催化剂再生采用器外再生方式。

（8）分馏部分采用“分馏+稳定”流程，分馏塔按设加热炉方式操作。

煤焦油加氢为目前国内新的专利技术，其工艺与传统的减压精馏工艺相比较为先进，项目选用工艺符合清洁生产要求。

3.7.3 设备清洁性分析

本项目加氢反应器主体材质选用 2.25Cr-1Mo-0.25V，与 2.25Cr-1Mo 相比，新材质在抗氢腐蚀、抗损伤、抗氢剥离、抗回火脆性和强度等方面都有较大提高，项目选用设备符合清洁生产要求。

3.7.4 过程控制清洁性分析

根据项目生产单元工艺过程的特点、规模及目前国内外仪表生产及应用状况，该装置所设计的仪表自动控制系统将达到国内外同类型装置的先进水平，以实现集中控制、强化管理、平稳操作、安全生产，提高产品产量和质量，降低能耗，从而使工厂实现“安全、稳定、长周期、满负荷、优质量”生产操作，提高经济效益，增强企业在市场上的竞争力。本项目采取的过程控制措施如下：

①本项目煤焦油加氢单元采用 DCS 进行集中监视、控制和操作。DCS 融合了计算机技术、通讯技术和图形显示技术，以微处理器为核心，对生产过程进 行集中操作管理和分散控制，具有精确度高、可靠性好和维护工作量少等特点，可

征求意见稿

为实现先进控制和优化控制创造良好的环境。

②根据工艺特点和要求，设置性能可靠、技术先进的紧急停车及安全联锁系统（ESD&SIS，以下简称 ESD）及事故预报警、报警信号，以确保生产操作人员、装置设备的安全。

3.7.5 产品清洁性分析

本项目采用了先进技术，运用加氢精制法加工煤焦油，脱除了硫、氮等有害化合物，得到质量很好的燃料油产品，属于清洁的产品。

3.7.6 废物综合利用清洁性分析

本工程生产过程产生的废物主要有废水、废气和固废等。根据废物的性质尽可能采用综合利用措施，本工程可以采取的废物综合利用措施如下：

废水采取“清污分流”方式，含油污水、含硫含氨废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水经酸性水预处理设施和脱酚蒸氨设施处理后，与生活污水、锅炉废水一并排至 15m^3/h 生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入 16m^3/h 中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

本项目生产过程中固体废物包括一般固体废物和危险废物，其中天然气制氢废催化剂、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂、废瓷球、天然气制氢废吸附剂、精制废吸附剂由有资质的催化剂回收单位回收后进行再生处理，重新作为催化剂使用。没有回收利用价值的废焦油渣、油泥、废活性炭、废导热油均委托有资质的单位进行处理。本项目的固体废物均得到妥善处置和综合利用，不会对周边环境产生不良影响。

3.7.7 小结

综上所述，本项目采用先进的煤焦油加氢生产工艺，配置有较完善的环保设施，对酸性水进行综合利用，可有效减少污染，减少资源浪费，清洁生产水平属于国内先进水平。

征求意见稿

4 环境现状调查与评价

4.1 区域自然环境概况

4.1.1 地理位置

鄯善县位于新疆维吾尔自治区天山东段博格达山南麓的吐鲁番盆地东部，西距吐鲁番 90km，距乌鲁木齐 280km，其地理位置为：北纬 41°12′～43°33′、东经 89°30′～91°54′，北与木垒县、奇台县为邻，东经七克台镇连接哈密市七角井乡，西部吐峪沟苏贝希村与吐鲁番市胜金乡接壤，南部经南湖戈壁至觉罗塔格与若羌县、尉犁县为界。全县辖 5 乡 5 镇 1 场，总面积 39800km^2。

新疆鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）规划范围西至吐哈西路，东至化金路，北至天山路（鄯木公路联络线），南至兰新铁路二线，南北长约 14km，东西长约 20km，总面积约为 131.56km^2。到 2030 年，规划建设用地总面积约 64.72km^2。

本项目位于鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）石化产业园南段鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区内，南距兰新铁路和霍连高速分别为 3.5km、4.5km，东北距美汇特石化项目 500m，占地面积约 10ha，1000m 卫生防护距离内，无居民住宅、学校、医院等环境敏感建筑。项目地理坐标为 E90°27′17.55″，N43°02′47.5″。项目地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

鄯善县深处欧亚大陆中心，内藏群山环抱之中。盆地中央偏北三分之一的地方为火焰山，将全县分成山南、山北两个不同的自然气候区。从北至南依次为：天山、山前冲击平原、火焰山、沟口冲击平原、觉罗塔克山总体上形成一个从东北向西南倾斜的狭长平原。

鄯善工业园区位于火焰山以北，属天山系古老的山麓倾斜淤积平原，园区地形开阔，海拔 600~800m 之间，坡降 29‰左右，东西坡降约为 3‰左右。

项目厂址区地貌类型简单，地势较平坦，西南高东北低，坡度变化较小。

征求意见稿

4.1.3 地质条件

鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）地表为第四系堆积层覆盖，出露地层主要有新生界沉积岩。地质年代为新生代第四纪淤积平原，以第四系上更新-全新统冲积、洪积及湖积的松散地层为主。地质条件为密集型的砂砾戈壁。南部火焰山丘陵地带分布有侏罗系、白垩系及第三纪地层，面积不大，岩性为杂色砂岩、砾岩、泥岩、砂质泥岩、泥岩与砂岩互层、泥岩与砾岩互层等，侏罗系下统为含煤层。在该区域内，第四系对地下水的形成分布至关重要，第四系沉积物由北向南，由山前向盆地中心分布，在成因上呈现洪积-冲洪积；在岩性上为卵砾石-砂砾石-各种砂层类土层，地貌形态表现为山前倾斜砾质平原。在广大的砾质平原区，地层单一，结构松散，厚度较大，最大堆积厚度可达 600－700m。主要分布地层有：

（1）上更新统冲洪积层：分布于广大戈壁平原，是区域内面积最广的地层，岩性主要为灰黑色、灰褐色砂土和砾石混杂，砾石成分为砂岩、凝灰岩、闪长岩、花岗岩、泥岩等。砾石呈次棱角状，分选差。

（2）全新统冲洪积层：呈东西向分布在冲洪积扇前缘的绿洲地段，岩性为黄褐色、棕黄色及浅黄色亚砂土、亚粘土。下部为亚砂土及亚粘土和砂砾石互层。

（3）全新统冲积层：分布在北部坎儿其河河床中，在本区出露面积很小。岩性由卵石、砾石及砂土组成，砾径粗大，磨圆度及分选性较好。砾石成分以砂岩、变质岩、凝灰岩为主。

镇区地质构造为：北部基岩区褶皱发育，南部火焰山系由侏罗系、白垩组成北东东-南西西向的长轴背斜、向斜。构造应力场为北向压应力，且北部压应力大于南部。因此断层面产状多向北倾，断层性质为逆断层。由于区内第四系发育，分布广，所以大多数断层为隐伏断层，区域性断层走向为东-西向。地震烈度按 8 度设防。

项目所在地由山地的戈壁砾石组成，土质强烈积盐，星辰具有厚层盐壳的残余盐土为主的土壤类型。地质年代为新生代第四纪淤积平原。地质条件为密集型的沙砾戈壁。

项目所在区地震烈度Ⅷ度设防。

征求意见稿

4.1.4 气候气象

鄯善县地处亚洲腹部，属于暖温带大陆性干旱气候区。由于本区远离海洋，地貌复杂，形成了独特的气候。主要气候特征是：四季分明，冬寒夏炎，降雨稀少，蒸发强烈，气候干燥，光照充足，无霜期长，昼夜温差大，大风和风沙是当地较为严重的灾害天气。

多年平均风速 2.21m/s，3~8 月为大风季节，春季多为持续性大风，夏季多为阵性大风。主导风向为东北风。

据气象部门多年统计资料，鄯善县基本气象资料如下：

多年平均气温	12.8℃
1 月份平均气温	－8.5℃
7 月份平均气温	28.9℃
极端最高气温	44.8℃
极端最低气温	－28.7℃
年降雨量	26.2mm
年蒸发量	2625.3mm
年日照时数为	3060.2h
年最大积雪厚度	180 mm
年最高相对湿度	61%
年均相对湿度	43%
年主导风向东北风频率	12%
年静风频率	41%
历年风速 8 级以上大风次数	23 次
最大风速	20m/s
多年平均风速	2.2m/s
极端最大风速	34m/s
历年最多大风日数为	60 天
历年年平均沙尘暴日数	4.6 天
10℃以上积温	4525.5℃

征求意见稿

年平均无霜期	195 天
年平均雷暴天数	5.8 天
最大冻土深度	1.17m

4.1.5 水文及水文地质

（1）地表水

坎儿其水渠在园区以东 2.7km，由北向南流过。该水渠属小型季节性河流，坎儿其水渠流域面积为 599km^2，河流主要靠山区的降水和冰雪消融补给。这样的补给来源，确定了该河流具有流量小，洪枯悬殊，水量不稳的特点。

目前坎儿其水渠出口已经建成坎儿其水库，该水库建设的主要目的：一是保证园区的用水，二是灌溉及滞洪等作用，该水库距园区约 13km。目前坎儿其水库总库容 1180×10^{4}m^3，调节库容 920×10^{4}m^3，该水库主要向下游灌区供水 1320×10^{4}m^3，向石油和铁路系统各供水 300×10^{4}m^3，向园区供水 150×10^{4}m^3。

2013 年 6 月，鄯善县工业园区管委会委托中国水利水电研究院编制园区水资源论证规划，依据鄯善县“四库联网工程”规划，预计该工程 2015 年初完成后可向园区供水 3000×10^{4}m^3/a，目前园区用水量为 1480×10^{4}m^3/a，尚余 1520×10^{4}m^3/a。

（2）地下水

鄯善县位于天山褶皱带东段的山间断陷盆地内，北纬天山博格达山脉接触，南为火焰山隆起。鄯善石化工业园区即处于博格达山前洪积扇中上部。园区下游地下水埋藏较深，其平均埋深为 30m 左右。地下水的形成、补给、径流与排泄在本区反映为：北部山区降水洪流及冰雪消融是地下水主要补给源，而平原区大气降水对地下水的形成和补给无重要意义。地下水补给项中，包括柯柯亚河、坎尔其河在山前戈壁砾石带形成渗漏补给、河床潜流和侧向补给，以及暴雨洪流补给，其中柯柯亚河、坎尔其河对区内地下水补给占主导地位。地下水的排泄方式主要为人工开采、泉水排泄、潜水蒸发及侧向排泄。由于受丘陵断块隆起影响，地下水由北东向南西方向运动，流速缓慢。

受地形地貌地质构造的影响，区域地下水主要富存于盆地第四系中，区域内地下水主要为第四系松散岩类孔隙水。第三系碎屑岩类透水性和储水性均差，构

征求意见稿

成区域的相对隔水层。第四系松散岩类孔隙水主要分布在山前倾斜平原，是区内主要的地下水类型。含水层层主要由上更新统洪积(Q3p1)和全新统冲洪积(Q3ap1)卵砾石、砂砾石及砂层构成，结构较单一，局部地段夹有 0.5～5m 厚得粘土透镜体，盆地沉积中的在鄯善火车站带，第四系厚度可达 700m，向南厚度逐渐降低，受红山嘴及火焰山隆起的影响第四系厚度变薄一般在 30～60m，在红山嘴隆起以北第四系沉积厚度较大。地下水水位埋藏深度在 50～230m，为巨大的地下水储库，在红山嘴隆起以南至火焰山隆起以北，两隆之间，第四系一般在 80～150m，饱水带厚度在 40～80m。盆地内地下水主要接受大气降水、暴雨洪流流入、渗、河谷潜流侧向补给、河渠入渗补给及田间灌溉入渗补给，地下水总体由北向南径流，主要排泄方式为地下水开采、坎尔井开采、泉水溢出、植物蒸腾及潜水蒸发。

园区所在区域地下水的形成、补给、迳流与排泄情况为：北部山区降水洪流及冰雪消融是地表产流的最主要水源，也是盆地内地下水主要补给源，这对区内地下水的形成、分布具有重要的意义，而平原区大气降水对地下水的形成，补给无关紧要。由于受西北部大地构造格局的影响，区域地下水受坎尔其河影响较大，主要处于坎尔其河流域的水系统单元内。据钻探资料分析，区域内地层结构由厚度不等，粒径较大的松散砂砾石层组成，且有砂、亚砂、亚粘土互层沉积，具有强烈的透水性，为地下水的迳流和储存创造了条件。受自然地理环境影响，该区域地下水补给源主要为砾质平原与山区接触带附近，地下水的补给主要为山区季节性地表水和临时洪流的入渗补给，河床地下潜流的迳流补给及山区地下水的侧向补给，大气降水对当地地下水基本上没有补给作用。但总的补给水源则来源于山区降水和融雪水，这是形成地下水的主要来源。平水期地表水在砾质平原内渗失殆尽，地表水对地下水的入渗补给作用强烈，洪水期在砾质平原区大量入渗补给地下水，水量丰富。地下水基本由北向南迳流通过，向南埋深逐渐变浅。镇区所在区域位于博格达山冲洪积扇中部，地下水埋藏较深，约为 100m 以上，为 HCO_3-•SO_4^{2-}-Ca•Na 型水。地下水含水层主要为单一的卵砾石含水层，夹杂有少量的砂砾石和粘土层，渗透性较好。勘探资料，潜水含水层结构松散，透水性强，迳流、交替条件良好，含水层厚度大，一般在 50m 以上，贮藏条件较好，渗透系数为 5-56m/d，单井涌水量 1350m^3/d。

征求意见稿

4.1.6 区域生态情况

鄯善县全县土壤有 6 个土类，12 个亚类，8 个土属，23 个土种，37 个变种。在干燥气候、内陆河流、荒漠之别以及人工灌溉的条件下，平原地区主要是山前冲积—洪积物上发育和形成的棕色荒漠土与局部盐土。在这两种自然土壤上又形成了灌耕土、灌淤土、潮土和风沙土。

鄯善石化工业园区地处山前冲积扇缘地带，生态环境状况总体交叉，自然生态环境比较脆弱，表土层主要以砾质戈壁为主，含有石灰、石膏和易溶性盐类。土壤中普遍有盐盘的存在，属石膏盐盘棕漠土。根据外部形态表征观察，盐盘可分为砾石盐盘、粘质土盐盘、砂砾盐盘三个类型。

（2）植被

鄯善县总的植被特征是：植物种类稀少，绝大多数为荒漠植被，盖度极低，相当面积区域甚至寸草不生，人工植被依赖灌溉生存，山前倾斜平原多为砾石戈壁，只是在局部冲沟有荒漠植被分布。

鄯善县植被稀少，野生动物很少。在天山一带的鸟类有雪鸡、呱喇鸡、野鸽等。兽类有豹、熊、大头羊、野兔、野猪、黄羊、狼等。在觉罗塔克山一带也有野骆驼活动。山区有党参、贝母、麻黄、甘草等要用植物，平原常见有骆驼刺、芦苇、苦豆子、老鼠瓜、胖姑娘、盐蒿等。植物生态十分特殊，根深，也退化，叶茎外包有蜡质，能适应沙漠气候。

山区森林稀少，仅柯柯亚上游个别阴坡—稍尔乌塔山一带有成片天然林，荒漠植被主要在迪坎乡、达浪坎乡、吐峪沟乡、七克台镇及北部山区前沿冲击扇。山区主要树种有针叶云杉、毛柳、桦树、苦杨、花楸等。平原地区主要树种为新疆杨、钻天杨、榆树、沙枣等。荒漠植被以骆驼刺、红柳为主，并伴生有芦苇、白刺、胖姑娘等。

（3）林业

目前鄯善县有林地面积 46968.75hm^2。其中有林地 3087.16hm^2，疏林地 81hm^2，灌木林地 31785.2hm^2，未成林地 254.3hm^2，宜林地 5046.5hm^2，苗圃地 15.3hm^2，沙生灌丛 6726.3hm^2。全县森林覆盖率 1.18%，绿洲覆盖率 4.8%。

项目区所在火车站镇林业用地面积 19.01hm^2，占全县重点公益林的 0.05%，

征求意见稿

占火车站镇公益林的 100%。

4.2 鄯善高新技术产业开发区（鄯善工业园区）概况

《新疆鄯善化工产业园区规划环境影响报告书》已于 2007 年 4 月新疆维吾尔自治区环境影响报告保护厅批复同意，批复文件为新疆维吾尔自治区环境影响报告保护关于“新疆鄯善化工产业园区规划环境影响报告书”的审查意见（新环监函[2007]145 号）。

2016 年 7 月，鄯善工业园区管理委员会对园区规划进行了修编，《新疆鄯善高新技术产业园区（鄯善工业园区）总体规划（2015-2030）环境影响报告书》经新疆维吾尔自治区环境影响报告保护厅批复同意。批复文件为新疆维吾尔自治区环境影响报告保护关于“新疆鄯善高新技术产业园区（鄯善工业园区）总体规划（2015-2030）环境影响报告书”的审查意见（新环函[2016]1006 号）。

4.2.1 规划范围

园区规划范围西至吐哈西路，东至化金路，北至天山路（鄯木公路联络线），南至兰新铁路二线，南北长约 14km，东西长约 20km，总面积约为 131.56km^2。到 2030 年，规划建设用地总面积约 64.72km^2。园区规划范围见图 4.2-1。

4.2.2 产业发展规划

4.2.2.1 主导产业选择

选择石油天然气化工、有色金属制造业和装备制造业为主导产业。

4.2.2.2 产业发展引导

（1）石油天然气化工

①以环保、节水、低碳为前提，以市场化为主导，以沥青、燃料油、溶剂油及微晶蜡等为主，适度发展石油化工产业；②依托优势要素，积极发展天然气下游产业，延伸产业链，向精细化、深加工方向发展；以现状天然气化工产品为基础，以甲醇和顺酐为原料发展精细化工，提高产品附加值。

（2）无机盐化工

促进上下游一体化发展，提高无机盐化工产品的深加工能力和附加值，积极

征求意见稿

构建无机盐化工与煤炭工业的循环产业体系。

（3）有色金属加工业

在电解铝产业现状基础上，尽量向上、下游延伸产业链，结合多种有色金属生产，重点加强对铝合金材料、航空及高铁材料的研发制造，实现从冶炼到加工制成品的产业体系。

（4）装备制造业

借“后发优势”，走“本地化”道路，以满足地方需求为起步，大力发展“石油机械加工、矿山装备制造、环保设备”等制造业，鼓励发展“黑色及有色金属炼轧成套设备、现代农业机械设备”。

（5）现代服务业。

重点发展以现代铁路物流、职教培训、研发中试、信息咨询以及商务商贸为主的生产性服务业，支撑东疆能源中枢地位和先进制造业的发展。配套相应的生活服务及休闲娱乐设施，满足生活服务需求。

4.2.3 空间布局规划

4.2.3.1 空间结构

规划园区形成“一体两翼、3+1 产业园”的空间结构。

“一体”是指以火车站现状镇区为基础，依托高铁站点形成的综合产业园，是园区服务核心和生活基地，承载新型制造业，打造“援疆产业园区”，鼓励引入科教研发、中试职能，是园区高产业附加值的综合性产业园。

“两翼”是指综合产业园的东、西两翼。西翼发展石油天然气化工产业和商贸物流产业。东翼发展有色金属生产及精深加工产业。

“3+1”产业园指三大产业园和一个物流园，即综合产业园、石化产业园、有色金属产业园和综合物流园。

①综合产业园：以新型制造业、科教研发、职业培训以及配套生活服务为主要职能的综合性产业园，占地总面积约为 29.0km^2。

②石化产业园：以石油天然气下游精细化工为主要职能的产业园，占地总面积约为 5.5km^2。

③有色金属产业园：集有色金属生产、精深加工、物流集散运输功能于一体

征求意见稿

的产业园，占地总面积约为 11.9km^2。

④综合物流园：具备公路联运条件的物流贸易基地，服务于鄯善县及周边区域，占地总面积约为 17.8km^2。

园区空间结构规划见图 4.2-2。

4.2.3.2 功能分区

（1）综合产业园分为生活配套服务组团、精细化工组团以及两个新型制造业组团，共 4 个组团。

（2）石化产业园依托采油区，以现有化工企业为基础，打造精细化工组团。

（3）有色金属产业园划分为有色金属产业组团，金属精深加工组团、中铝物流组团共 3 个组团。

（4）综合物流园划分为煤炭物流组团、综合物流组团、石油储备组团共 3 个组团。

项目所在园区位置以及园区功能布局见图 4.4-3。

4.3 园区基础条件依托情况

项目所在园区基础设施条件较好，服务设施配套齐全，有良好的服务功能，已实现基础设施的“七通一平”工作。开发区规划区域已完成全部相关规划编制工作，并已完成规划环评审批。本项目与工业区依托关系见表 4.3-1。

表 4.3-1　本项目与工业园区依托关系一览表

基础设施	规划情况	依托关系
道路	园区生活区、工业区主要道路网格、配套基础设施已基本形成	已建成多年
给水	水源为柯柯亚水库、坎儿其水库，经火车站镇水厂向园区供水，供水管网覆盖园区	已建成
排水	排水管网覆盖园区，至企业东侧 3.5km 鄯善县第二供排水公司火车站镇污水处理厂	已建成多年
环卫设施	距企业 4.2km 生活区南侧荒地	已建成多年
供电	园区电网	已建成多年
规划及规划环评	完成规划编制工作，完成规划环评审批工作	已审批

项目所在吐鲁番鄯善石化工业园区上游目前已建成水库二座：柯柯亚水库 1985 年建成并投入运行，总库容 0.1×10^{8}m^3；坎儿其水库 2000 年建成并投入运

征求意见稿

行，距工产业园区约 13km，总库容为 $0.118\times10^8m^3$，该水库建设主要是保证园区的用水，另有灌溉及滞洪等作用，本项目用水由工业园给水管网统一供应，不采用地下水。

目前园区正在筹备园区工业污水处理厂的建设，目前园区企业产生的污水一部分自行进行处理后进行绿化，一部分送至中石油鄯善县火车站镇污水处理厂和丘东污水处理厂经处理后用作油田回注水，并有一部分经园区排水管网排至鄯善县第二供排水公司火车站镇污水处理厂。由于园区目前暂无污水处理设施，且由于距中石油鄯善县火车站镇污水处理厂和丘东污水处理厂较远无法依托上述两座污水处理厂，因此本项目废水经处理后厂区利用。

4.4 区域污染源调查

根据园区现场实际调查，并结合相关资料，对园区已入驻排污企业单位产生污染物类型进行统计。园区范围内现有主要排污企业污染源情况见表 4.4-1、4.4-2、4.4-3。

表 4.4-1　　园区重点企业废气污染物排放情况一览表

序号	企业名称	排放情况	二氧化硫	氮氧化物	颗粒物
			排放量（t/a）	排放量（t/a）	排放量（t/a）
1	吐哈油田分公司丘东第二天然气处理厂		6.24	33.66	2.83
2	吐哈油田分公司甲醇厂		5.98	318.76	33.06
3	吐哈油田分公司巴喀原稳厂		-	1.9	0.36
4	新疆广汇液化天然气厂		0.5	183	17.04
5	吐哈石油勘探开发指挥部 $350\times10^4m^3/d$ 乙烷回收工程		15.42	83.23	6.98
6	吐哈石油勘探开发指挥部石油天然气化工厂 2 万吨/年顺酐装置溶剂吸收和尾气循环改造工程		0.80	17.92	26
7	鄯善万里环保燃料油有限公司油田废弃物综合利用项目		0.269	-	0.048
8	中石油西部管道鄯善输油站原油综合热处理回收改造项目		1.16	32.5	1.38
9	新疆蓝天镁业股份有限公司年产高纯氢氧化镁 1000 吨、高纯氧化镁 1000 吨项目		3.83	11.0	5.0
10	鄯善县久隆源技术开发公司年综合利用各种		1.5	-	0.3

征求意见稿

	油田废弃物 2 万 t			
11	新疆美汇特石化产品有限公司	412.03	589.3	-

表 4.4-2　　园区重点企业废水污染物排放情况一览表

序号	污染源单位名称	废水排放量（10^4t）	污染物	排放量(t/a)
1	吐哈油田分公司丘东第二天然气处理厂	0.12	COD	0.932
			SS	1.07
			石油类	0.079
2	吐哈油田分公司甲醇厂	10.9	COD	0.11
3	吐哈油田分公司巴喀原稳厂	10.2	COD	33.43
			石油类	0.14
4	新疆广汇液化天然气厂	0.19	COD	0.23
5	吐哈石油勘探开发指挥部石油天然气化工厂 2 万吨/年顺酐装置溶剂吸收和尾气循环改造工程	5.5	COD	12.43
			SS	11.55
			石油类	0.09
6	吐哈石油勘探开发指挥部 350×$10^4$$m^3$/d 乙烷回收工程	1.04	COD	1.56
			SS	1.31
			石油类	0.085
			NH_3-N	0.052
7	鄯善万里环保燃料油有限公司油田废弃物综合利用项目	0.029	COD	0.086
8	中石油西部管道鄯善输油站原油综合热处理回收改造项目	70	COD	0.119
			SS	0.080
			NH_3-N	0.018
9	新疆蓝天镁业股份有限公司年产高纯氢氧化镁 1000 吨、高纯氧化镁 1000 吨项目	5.26	COD	4.92
			NH_3-N	0.16
			石油类	0.8

表 4.4-3　　园区重点企业固体废物排放与处置情况一览表

序号	企业名称	固废产生量（t/a）	主要类别	处置方式
1	吐哈油田分公司丘东第二天然气处理厂	18	SiO_2	运送吐哈油田固废填埋场进行覆土填埋
2	吐哈油田分公司甲醇厂	68.3	生活垃圾、废脱硫剂、废催化剂	生活垃圾送火车站镇生活垃圾处理场，废脱硫剂、废催化剂由厂家回收
3	吐哈油田分公司巴喀原稳	168.08	污泥、生活垃圾、废	污泥送南山废渣场填埋，

征求意见稿

	厂		脱硫剂、废催化剂	生活垃圾送火车站镇生活垃圾处理场，废脱硫剂、废催化剂由厂家回收
4	新疆广汇液化天然气厂	42	废干燥剂、生活垃圾	废干燥剂铺路或填埋生活垃圾送火车站镇 生活垃圾处理场
5	鄯善万里环保燃料油有限公司油田废弃物综合利用项目	88.09	污泥、生活垃圾	污泥送南山废渣场填埋，生活垃圾送火车站镇生活垃圾处理场
6	鄯善万里环保燃料油有限公司甲醇汽油项目	101.68	污泥、生活垃圾	污泥送南山废渣场填埋，生活垃圾送火车站镇生活垃圾处理场
7	吐哈石油勘探开发指挥部石油天然气化工厂 2 万吨/年顺酐装置溶剂吸收和尾气循环改造工程	6.7	钒（V）；磷（P）；钼（Mo）的氧化物	供货厂家回收利用
8	兰新线鄯善站新建中直能源铁路煤炭装车专用线建设项目	44.82	生活垃圾、炉渣、污泥	生活垃圾、污泥送生活垃圾填埋场处理，炉渣用于车站道路维护
9	新疆蓝天镁业股份有限公司年产高纯氢氧化镁 1000 吨、高纯氧化镁 1000 吨项目	22112	酸浸渣、炉渣、沉铁渣、轻烧粉、生活垃圾	酸浸渣、沉铁渣、轻烧粉由厂家回收，炉渣生活垃圾送垃圾处理厂
10	鄯善县久隆源技术开发公司年综合利用各种油田废弃物 2 万 t	62.5	生活垃圾、炉渣	送垃圾填埋场

征求意见稿

4.5 环境质量现状调查与评价

本次环境质量现状调查与评价采用现场监测和引用监测数据相结合的方式。其中环境空气质量基本污染物数据引用环境空气质量模型技术支持服务系统 2019 年的监测数据。大气特征污染物、地下水环境、噪声采取现场监测的方式进行，土壤质量现状调查采用现场监测和引用监测数据相结合的方式。

本项目新鲜用水由园区供水管网供给，生产废水最终一部分回用于生产，剩余用于绿化，与地表水系无直接水力联系。本次评价仅进行地下水环境现状调查与评价。

4.5.1 环境空气质量现状调查与评价

（1）数据来源

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价选择中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统中吐鲁番地区 2019 年的监测数据，作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源。

大气特征污染物非甲烷总烃、苯并（α）芘、氨、硫化氢环境质量现状采用现场监测的方法。

（2）评价标准

基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。

（3）评价方法

基本污染物按照《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ 663-2013）中各评价项目的年评价指标进行判定。年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均或 8h 平均质量浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值要求的即为达标。对于超标的污染物，计算其超标倍数和超标率。

补充监测的特征污染物采用占标率法进行环境空气现状评价。

（4）基本污染物质量现状监测及评价

1）项目所在区域达标判定

本次空气质量达标区判定数据来源于环境空气质量模型技术支持服务系统的统计数据，区域的空气质量现状评价见表 4.5-1。

表 4.5-1　　2019 年吐鲁番地区空气质量现状评价表

评价因子	年评价指标	现状浓度 μg/m³	评价标准 μg/m³	占标率/%	达标情况
SO_2	年平均	9	60	15	达标
NO_2	年平均	34	40	85	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	3200	4000	80	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	130	160	81.3	达标

征求意见稿

PM_{10}	年平均	122	70	174.3	不达标
$PM_{2.5}$	年平均	46	35	131.4	不达标

项目所在区域 SO_2、NO_2 年平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；O_3 最大 8 小时第 90 百分位数日平均浓度及 CO 第 95 百分位数日平均浓度均满足《环境空气质量标准》GB3095-2012）的二级标准要求，PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年平均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，超标原因主要是扬尘天气导致，故本项目所在区域为非达标区。

（5）特征污染物现状监测及评价

1）监测点的布设及监测项目

特征污染物大气环境质量现状调查在厂区下风向共设置了 1 个监测点，监测点位置见表 4.5-2 及图 4.5-1。

表 4.5-2　　特征污染物大气环境现状监测点位一览表

序号	监测点位	坐标	方位	距离	监测项目
1#	项目区下风向	E 90°28′8.39"，N 43°3′6.45"	西南侧	厂界外 1km	非甲烷总烃、苯并（α）芘、氨、硫化氢、甲醇

2）监测时间、频率及检测单位

特征污染物非甲烷总烃、苯并（α）芘、氨、硫化氢现状监测由新疆新环监测检测研究院（有限公司）监测，检测时间为 2020 年 11 月 2 日至 11 月 8 日。特征污染物甲醇由乌鲁木齐谱尼测试科技有限公司监测，检测时间为 2021 年 2 月 23 日至 3 月 1 日。

非甲烷总烃、苯并（α）芘、氨、硫化氢、甲醇小时浓度监测 4 次/天，连续监测 7 天。

3）监测结果及评价

评价区域环境空气监测点特征污染物监测结果及评价表 4.5-3。

表 4.5-3　　环境空气质量现状监测与评价结果

监测因子	监测点位	监测结果统计		浓度	最大占标率（%）
非甲烷总烃	项目区下风向	1 小时平均	2020 年 11 月 2 日	0.56~0.59mg/m³	29.5
			2020 年 11 月 3 日	0.56~0.63mg/m³	31.5
			2020 年 11 月 4 日	0.58~0.63mg/m³	31.5
			2020 年 11 月 5 日	0.59~0.65mg/m³	32.5

			2020 年 11 月 6 日	0.62~0.64mg/m³	32
			2020 年 11 月 7 日	0.61~0.64mg/m³	32
			2020 年 11 月 8 日	0.57~0.66mg/m³	33
苯并（α）芘	项目区下风向	24 小时平均	2020 年 11 月 2 日	＜0.14ng/m³	0
			2020 年 11 月 3 日	＜0.14ng/m³	0
			2020 年 11 月 4 日	＜0.14ng/m³	0
			2020 年 11 月 5 日	＜0.14ng/m³	0
			2020 年 11 月 6 日	＜0.14ng/m³	0
			2020 年 11 月 7 日	＜0.14ng/m³	0
			2020 年 11 月 8 日	＜0.14ng/m³	0
氨	项目区下风向	1 小时平均	2020 年 11 月 2 日	0.09~0.10mg/m³	50
			2020 年 11 月 3 日	0.10mg/m³	50
			2020 年 11 月 4 日	0.09~0.10mg/m³	50
			2020 年 11 月 5 日	0.08~0.11mg/m³	55
			2020 年 11 月 6 日	0.09~0.10mg/m³	50
			2020 年 11 月 7 日	0.09~0.10mg/m³	50
			2020 年 11 月 8 日	0.09~0.10mg/m³	50
硫化氢	项目区下风向	1 小时平均	2020 年 11 月 2 日	0.006~0.008mg/m³	80
			2020 年 11 月 3 日	0.005~0.006mg/m³	60
			2020 年 11 月 4 日	＜0.005~0.006mg/m³	60
			2020 年 11 月 5 日	0.005~0.007mg/m³	70
			2020 年 11 月 6 日	0.005~0.007mg/m³	70
			2020 年 11 月 7 日	＜0.005~0.005mg/m³	50
			2020 年 11 月 8 日	＜0.005~0.006mg/m³	60
甲醇	项目区下风向	1 小时平均	2021 年 2 月 23 日	未检出	0
			2021 年 2 月 24 日	未检出	0
			2021 年 2 月 25 日	未检出	0
			2021 年 2 月 26 日	未检出	0
			2021 年 2 月 27 日	未检出	0
			2021 年 2 月 28 日	未检出	0
			2021 年 3 月 1 日	未检出	0

由上表可以看出，评价区域内大气环境现状测点的非甲烷总烃的小时平均浓度均能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）的详解中推荐的 2mg/m³ 的要求；硫化氢、氨、甲醇 1 小时平均浓度均能《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准要求；苯并（α）芘 24 小时平均浓度满足《环

征求意见稿

境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

4.5.2 地下水环境现状调查与评价

（1）监测布点及监测时间

监测点布设：美汇特厂址附近的坎儿井、火车站镇的地下水井、七克台镇地下水井、美汇特厂址西面水井及美汇特厂址南面地下水井，共 5 个监测井。地下水监测布点见图 4.5-2。

监测时间：2020 年 11 月 5 日。

检测单位：新疆新环监测检测研究院(有限公司)。

（2）监测项目、采样及方法

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，考虑项目潜在污染特征因子，地下水现状监测项目选取以下 27 项：pH 值、氨氮、硝酸盐（以氮计）、亚硝酸盐（以氮计）、挥发酚、总硬度、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、氰化物、氟化物、石油类、汞、砷、铅、镉、六价铬、铜、锌、钾、钙、钠、镁、苯、甲苯、对/间二甲苯、邻二甲苯。

采样及分析方法按《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）有关规定和要求执行。

（3）评价方法

采用标准指数法，公式如下：

$$P_i = Ci/C_{si}$$

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

Csi——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

pH 的评价方法略有不同，其公式为：

pH≤7.0 时，S_{pH}=（7.0-pH）/（7.0-pH_{sd}）；

pH≥7.0 时，S_{pH}=（pH-7.0）/（pH_{su}-7.0）；

式中：S_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH_{sd}——标准中的 pH 值的下限值（6.5）；

pH_{su}——标准中 pH 值的上限值（8.5）。

征求意见稿

（5）评价标准

本次地下水评价选用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准。

（6）评价结果

地下水监测点水质的监测结果及评价结果见表 4.3-11。

评价可知，本区域地下水中硝酸盐、总硬度、硫酸盐、氯化物等指标出现超标，质量不能达到《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准要求。区内地形平坦，地下水径流缓慢；地下水长距离补给，使得地下水中携带了大量的矿物成分；这些水文地质条件均是导致地下水水质超标的直接原因。

征求意见稿

表 4.5-4　区域地下水水质监测及评价结果　（单位：mg/L,pH 除外）

序号	项目	标准	坎儿井		火车站镇地下水井		七克台镇地下水井		美汇特厂址西面水井		美汇特厂址南面水井	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH 值	6.5~8.5	7.51	0.31	7.42	0.84	7.59	0.39	7.54	0.36	7.47	0.31
2	氨氮	≤0.50	＜0.025	＜0.05	＜0.025	＜0.05	＜0.025	＜0.05	＜0.025	＜0.05	＜0.025	＜0.05
3	硝酸盐（以氮计）	≤20.0	22.9	**1.15**	25.8	**1.29**	25.9	**1.30**	25.1	**1.26**	20.1	**1.01**
4	亚硝酸盐（以氮计）	≤1.00	0.017	0.02	0.016	0.02	0.019	0.02	0.015	0.02	0.017	0.02
5	挥发酚	≤0.002	＜0.0003	＜0.15	＜0.0003	＜0.15	＜0.0003	＜0.15	＜0.0003	＜0.15	＜0.0003	＜0.15
6	总硬度	≤450	1031	**2.29**	999	**2.22**	968	**2.15**	991	**2.20**	960	**2.13**
7	高锰酸盐指数	≤3.0	1.0	0.33	1.5	0.50	2.2	0.73	1.5	0.50	2.0	0.67
8	硫酸盐	≤250	1.10×10^3	**4.40**	1.20×10^3	**4.80**	1.21×10^3	**4.84**	1.19×10^3	**4.76**	1.01×10^3	**4.04**
9	氯化物	≤250	415	**1.66**	439	**1.76**	443	**1.77**	435	**1.74**	388	**1.55**
10	氰化物	≤0.05	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08
11	氟化物	≤1.0	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.13	0.13
12	石油类	—	＜0.01	—	＜0.01	—	＜0.01	—	＜0.01	—	＜0.01	—
13	汞	≤0.001	＜0.00004	＜0.04	＜0.00004	＜0.04	＜0.00004	＜0.04	＜0.00004	＜0.04	＜0.00004	＜0.04
14	砷	≤0.01	＜0.0003	＜0.03	＜0.0003	＜0.03	＜0.0003	＜0.03	＜0.0003	＜0.03	＜0.0003	＜0.03
15	铅	≤0.01	＜0.01	＜1.00	＜0.01	＜1.00	＜0.01	＜1.00	＜0.01	＜1.00	＜0.01	＜1.00

征求意见稿

序号	项目	标准	坎儿井		火车站镇地下水井		七克台镇地下水井		美汇特厂址西面水井		美汇特厂址南面水井	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
16	镉	≤0.005	＜0.001	＜0.20	＜0.001	＜0.20	＜0.001	＜0.20	＜0.001	＜0.20	＜0.001	＜0.20
17	六价铬	≤0.05	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08
18	铜	≤1.00	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
19	锌	≤1.00	＜0.05	＜0.05	0.05	0.05	0.08	0.08	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
20	钾	—	12.0	—	12.0	—	12.9	—	11.8	—	11.8	—
21	钙	—	219	—	217	—	224	—	208	—	225	—
22	钠	≤200	118	0.59	125	0.63	125	0.63	125	0.63	125	0.63
23	镁	—	60.3	—	60.1	—	60.4	—	59.1	—	59.5	—
24	苯	≤10.0	＜0.4	＜0.04	＜0.4	＜0.04	＜0.4	＜0.04	＜0.4	＜0.04	＜0.4	＜0.04
25	甲苯	≤700	＜0.3	＜0.0004	＜0.3	＜0.0004	＜0.3	＜0.0004	＜0.3	＜0.0004	＜0.3	＜0.0004
26	对/间二甲苯	≤0.5	＜0.5	＜1	＜0.5	＜1	＜0.5	＜1	＜0.5	＜1	＜0.5	＜1
27	邻二甲苯		＜0.2		＜0.2		＜0.2		＜0.2		＜0.2	

征求意见稿

征求意见稿

4.5.3 声环境质量现状评价

4.5.3.1 声环境现状调查

（1）监测点位布设

本项目声环境现状监测分别在厂区的东、西、南、北四个方向的厂界处各设置 1 个监测点，共 4 个监测点，由新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行监测。

（2）监测因子

监测因子为等效连续 A 声级。

（3）监测时间及频率

噪声监测时间为 2020 年 11 月 2~3 日，分昼间和夜间两个时段监测。

（4）监测方法

环境噪声监测按《工业企业厂界环境噪声排放标准》有关规定进行，昼间、夜间各监测一次。

4.5.3.2 声环境质量现状评价

声环境监测结果见表 4.5-5。

表 4.5-5　　噪声现状监测及评价结果统计表　　单位：dB(A)

编号测点	昼间	夜间
	L_{Aeq}	L_{Aeq}
1#（厂区北侧）	46.4	44.8
2#（厂区西侧）	51.2	48.4
3#（厂区南侧）	48.6	46.3
4#（厂区东侧）	46.5	44.9
标准限值	厂界噪声昼间≤65dB（A），夜间≤55dB（A）	

项目所在园区为工业区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准的要求（即昼间 65dB（A），夜间 55dB（A））。

由表 4.5-5 可看出，项目所在区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准。

4.5.4 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位与监测项目

征求意见稿

为了解项目占地范围及周边的土壤环境质量现状，厂界内外共设 6 个土壤监测点，其中占地范围内 3 个柱状样点委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行现场监测，其他 3 个表层样点引用《新疆美汇特石化产品有限公司 12 万吨/年重交沥青改性建设项目及公用辅助工程》监测数据。土壤质量现状监测布点，见表 4.5-6 和图 4.5-1。

表 4.5-6　　土壤质量现状监测布点一览表

编号	监测点名称	点位	监测因子	
1#	占地范围内 1#表层样	E90°27′26.90″，N43°2′59.37″	表层土 0-0.2m 取样，GB36600-2018 中的砷、汞、镍、铜、铬、镉、铅，共 7 项	
2#	占地范围内 2#柱状样	E90°27'26.09"，N43°03'0.03	0~0.5m	柱状样，GB36600-2018 中石油烃
3#			0.5~1.5m	
4#			1.5~3.5m	
5#	占地范围内 3#柱状样	E90°27'24.48"，N43°02'51.15"	0~0.5m	
6#			0.5~1.5m	
7#			1.5~3.5m	
8#	占地范围内 4#柱状样	E90°27'23.95"，N43°02'42.36"	0~0.5m	
9#			0.5~1.5m	
10#			1.5~3.5m	
11#	占地范围外 5#	E91°27'31.90"，N43°03'04.53"	表层土 0-0.2m 取样，GB36600-2018 中的砷、汞、镍、铜、铬、镉、铅，共 7 项	
12#	占地范围外 6#	E90°27'23.25"，N43°03'13.64"	表层土 0-0.2m 取样，GB36600-2018 中的 45 项	

（2）监测时间

柱状样分析日期为 2020 年 11 月 20 日；表层样分析日期为 2020 年 9 月 5 日~9 月 17。

（3）采样和分析方法

按要求采集表层土样及柱状土样。其中表层样在 0-0.2m 取样，柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m 分别取样。采样和分析方法按《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）的有关规范执行。

（4）评价方法与标准

土壤环境质量现状采用标准指数法评价，计算公式如下：

征求意见稿

$$Pi=Ci/Si$$

式中，Pi—土壤中污染物 i 的污染指数；

Ci—土壤中污染物 i 的实测含量（mg/kg）；

Si—土壤污染物的评价标准（mg/kg）。

土壤各元素评价标准采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值为评价标准。

土壤酸化与碱化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 的表 D.2。评价方法采用监测值与标准值直接比较的方法。

（5）土壤理化特性调查

项目土壤理化特性调查结果见表 4.5-7。

表 4.5-7　　监测结果统计一览表　　单位：mg/kg，pH 除外

序号	项目	筛选值	监测结果					
			1#（0~0.2m）		2#（0~0.5m）		3#（0.5~1.5m）	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
1	镉	65	0.32	0.005	0.28	0.004	0.29	0.004
2	镍	900	17	0.019	17	0.019	19	0.021
3	铜	18000	37	0.002	37	0.002	37	0.002
4	汞	38	0.098	0.003	0.087	0.002	0.092	0.002
5	砷	60	15.6	0.260	20.1	0.335	20.5	0.342
6	铅	800	10.6	0.013	11.2	0.014	11.3	0.014
7	六价铬	5.7	＜2	*	＜2	*	＜2	*
8	锌	*	*	*	121	*	122	*
9	氯甲烷	37	＜1.0	*	*	*	*	*
10	氯乙烯	0.43	＜1.0	*	*	*	*	*
11	1，1-二氯乙烯	66	＜1.0	*	*	*	*	*
12	二氯甲烷	616	＜1.5	*	*	*	*	*
13	反-1,2-二氯乙烯	54	＜1.4	*	*	*	*	*
14	1,1-二氯乙烷	66	＜1.2	*	*	*	*	*
15	顺-1,2-二氯乙烯	596	＜1.3	*	*	*	*	*
16	三氯甲烷（氯仿）	0.9	＜1.1	*	*	*	*	*

征求意见稿

序号	项目	筛选值	监测结果					
			1#（0~0.2m）		2#（0~0.5m）		3#（0.5~1.5m）	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
17	1,1,1-三氯乙烷	840	＜1.3	*	*	*	*	*
18	四氯化碳	2.8	＜1.3	*	*	*	*	*
19	苯	4	＜1.9	*	*	*	*	*
20	1,2-二氯乙烷	5	＜1.3	*	*	*	*	*
21	三氯乙烯	2.8	＜1.2	*	*	*	*	*
22	甲苯	1200	＜1.3	*	*	*	*	*
23	四氯乙烯	53	＜1.4	*	*	*	*	*
24	1,2-二氯丙烷	5	＜1.1	*	*	*	*	*
25	1,1,2-三氯乙烷	2.8	＜1.2	*	*	*	*	*
26	氯苯	270	＜1.2	*	*	*	*	*
27	1,1,1,2-四氯乙烷	10	＜1.2	*	*	*	*	*
28	乙苯	28	＜1.2	*	*	*	*	*
29	间二甲苯+对二甲苯	570	＜1.2	*	*	*	*	*
30	邻二甲苯	640	＜1.2	*	*	*	*	*
31	苯乙烯	1290	＜1.1	*	*	*	*	*
32	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	＜1.2	*	*	*	*	*
33	1,2,3-三氯丙烷	0.5	＜1.2	*	*	*	*	*
34	1,4-二氯苯	20	＜1.5	*	*	*	*	*
35	1,2-二氯苯	560	＜1.5	*	*	*	*	*
36	苯胺	260	＜0.1	*	*	*	*	*
37	2-氯酚	2256	＜0.06	*	*	*	*	*
38	硝基苯	76	＜0.09	*	*	*	*	*
39	萘	70	＜0.1	*	*	*	*	*
40	苯并[a]蒽	15	＜0.1	*	*	*	*	*
41	䓛	1293	＜0.1	*	*	*	*	*
42	苯并[b]荧蒽	15	＜0.2	*	*	*	*	*
43	苯并[k]荧蒽	151	＜0.1	*	*	*	*	*
44	苯并[a]芘	1.5	＜0.1	*	*	*	*	*

征求意见稿

序号	项目	筛选值	监测结果					
			1#（0~0.2m）		2#（0~0.5m）		3#（0.5~1.5m）	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
45	茚并[1、2、3-cd]芘	15	＜0.1	*	*	*	*	*
46	二苯并[a，h]蒽	1.5	＜0.1	*	*	*	*	*
47	pH	-	8.36	-	*	*	*	*
序号	项目	筛选值	监测结果					
			4#（1.5~3.0m）		5#（0~0.5m）		6#（0.5~1.5m）	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
1	镉	65	0.28	0.004	0.25	0.004	0.23	0.004
2	镍	900	20	0.022	20	0.022	16	0.018
3	铜	18000	33	0.002	33	0.002	35	0.002
4	汞	38	0.094	0.002	0.065	0.002	0.109	0.003
5	砷	60	14.6	0.243	13.5	0.225	12.5	0.208
6	铅	800	18.9	0.024	17.3	0.022	18.9	0.024
7	六价铬	5.7	＜2	*	＜2	*	＜2	*
8	锌	*	81	*	81	*	82	*
序号	项目	筛选值	监测结果					
			7#（1.5~3.0m）		8#（0~0.5m）		9#（0.5~1.5m）	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
1	镉	65	0.21	0.003	0.25	0.004	0.43	0.007
2	镍	900	16	0.018	17	0.019	16	0.018
3	铜	18000	34	0.002	23	0.001	23	0.001
4	汞	38	0.079	0.002	0.077	0.002	0.06	0.002
5	砷	60	13.9	0.232	11.1	0.185	11.5	0.192
6	铅	800	12.8	0.016	12.8	0.016	12	0.015
7	六价铬	5.7	＜2	*	＜2	*	＜2	*
8	锌	*	74	*	74	*	74	*
序号	项目	筛选值	监测结果					
			10#（1.5~3.0m）		11#（0~0.2m）		12#（0~0.2m）	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
1	镉	65	0.25	0.004	0.25	0.004	0.26	0.004
2	镍	900	16	0.018	17	0.019	16	0.018
3	铜	18000	23	0.001	17	0.001	17	0.001

征求意见稿

序号	项目	筛选值	监测结果					
			1#（0~0.2m）		2#（0~0.5m）		3#（0.5~1.5m）	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
4	汞	38	0.062	0.002	0.057	0.002	0.06	0.002
5	砷	60	11.8	0.197	11.8	0.197	11.6	0.193
6	铅	800	11.3	0.014	11.9	0.015	11.1	0.014
7	六价铬	5.7	＜2	*	＜2	*	＜2	*
8	锌	*	74	*	74	*	74	*

注：“*”表示无该指标/无该指标指数。

（6）检测与评价结果

项目所在厂区及周边土壤质量现状监测与评价结果，见表 4.5-7。

各监测点位的基本指标均未超出《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控质量标准》（GB36600-2018）表 1 中的第二类用地土壤污染风险筛选值。

4.5.5 区域生态环境现状调查与评价

4.5.5.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，厂址位于天山山地温性草原、森林生态区，北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气开发生态功能区。

4.5.5.2 生态环境现状调查与评价

项目厂址所在园区内土壤类型较简单，仅有棕漠土一种类型土壤。

根据《新疆植被及其利用》（中国科学研新疆综合考察队和中国科学院植物研究所主编，1978 年，科学出版社）植被区域划分结果，本改扩建项目厂址所在区域为新疆荒漠区—东疆—南疆荒漠亚区－东准葛尔-东疆荒漠省－东疆荒漠亚省－吐鲁番州，其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。项目厂址所在园区自然植被极其稀疏，自然地表基本为裸地，无植被覆盖，洪水冲沟旁可见极少量霸王、无叶假木贼、蒿及合头草等。

根据新疆动物地理区划，项目厂址所在园区属于古北界－中亚亚界－蒙新区－西部荒漠亚区－东疆小区，分布于该区的动物以北方型耐寒种类和中亚型耐旱种类为主。人类集中生活的绿洲区动物种类相对较丰富，分布有绿蟾蜍、大耳蝠、小家鼠、戴胜、红尾伯劳等绿洲动物，数量也比较多。项目厂址所在园区内野生

征求意见稿

动物极少分布，仅分布有少量的荒漠动物。项目区由于人类的开发，区域缺乏大型哺乳动物，没有地区特有和珍稀类动物。

征求意见稿

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本项目施工期主要对厂区现有一期工程进行改造，主要改造内容为原料油脱水塔单元、脱重单元改造、加氢单元及酸性水汽提单元改造。项目预计施工期为 6 个月。

改造工程施工期间，主要污染因子有各种建筑施工机械在运转中产生的噪声、建筑施工引起的扬尘、建筑施工废水以及施工固废，这些都会对周围环境产生一定的影响。

5.1.1 施工期环境空气影响分析

在整个施工期，产生扬尘的作业有土地平整、打桩、开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸和搅拌等过程，如遇干旱无雨季节，加上大风，施工扬尘将更严重。

据有关调查显示，施工工地的扬尘主要由运输车辆的行驶产生，约占扬尘总量的 60%，并与道路路面及车辆行驶速度有关，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 50m 以内，如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，可使扬尘减少 70%左右，表 5.1-1 为施工场地洒水抑尘的试验结果，结果表明实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20～40m 范围。另外，为控制车辆装载货物行驶对施工场地外的影响，可在车辆开离施工场地时在车身相应部位洒水清除污泥与灰尘，以减少粉尘对外界的影响。

表 5.1-1　　施工场地洒水抑尘试验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/Nm^3）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

施工扬尘的另一种情况是建材的露天堆放和搅拌作业，这类扬尘的主要特点是受作业时风速度影响，因此，禁止在大风天进行此类作业及减少建材的露天堆放是抑制这类扬尘的有效手段。

征求意见稿

此外，在建筑材料运输、装卸、使用等过程中做好文明施工、文明管理，尽量避免或减少扬尘的产生，防止区域环境空气中粉尘污染。

5.1.2 施工期水环境影响分析

该项目在施工期间排放的废水主要来自于建筑施工人员的生活污水、施工废水和新浇注水泥面冲水等。

施工期间产生的生活污水主要为施工人员在施工时用餐、盥洗废水等，该污水的主要污染因子为 CODcr、SS 和油类。按施工人员生活污水主要污染物浓度分别约为 COD：300mg/L，SS：200mg/L，油类：50mg/L。环评要求施工人员生活依托厂区现有生活区。

项目施工废水主要为泥浆废水，主要污染因子为 SS。新浇注水泥面冲水量与天气状况关系较大，其排放量难以估计，该废水中主要污染因子为 SS 和油，因此施工场地产生的施工废水应通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水，沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

施工期噪声具有阶段性、临时性和不固定性。不同的施工设备产生的机械噪声声级列于表 5.1-2。

表 5.1-2　　主要施工机械设备的噪声声级　　单位：dB(A)

施工阶段	主要噪声源	噪声级[dB（A）]	声源性质
土方阶段	推土机	90～100	间隙性
	挖掘机	100～120	间隙性
	装载机	90～110	间隙性
	各种车辆	70～95	间隙性
基础施工阶段	各种打桩机	95～105	间隙性
结构阶段	振捣棒	85～100	间隙性
	电锯	100～110	间隙性
装修阶段	吊车	90～100	间隙性
	升降机	90～100	间隙性

注：测点距离 15m

在多台机械设备同时作业时，各台设备产生的噪声会互相叠加。根据类比调查，叠加后的噪声增值约 3～8dB(A)，一般不会超过 10dB(A)。在这类施工机械

征求意见稿

中，噪声最高的为冲击式打桩机，达到 112dB(A)。另外，混凝土振捣器、静压式打桩机和钻孔式灌注桩机也较高，在 80dB(A)以上。

主要施工设备噪声随距离衰减情况见表 5.1-3。

表 5.1-3　　施工机械噪声衰减距离　　单位 m

阶段	噪声源	55dB	60dB	65dB	70dB	75dB	85dB
土石方	装载机	350	215	130	70	40	-
	挖掘机	190	120	75	40	22	-
打桩	冲击式打桩机	1950	1450	1000	700	440	165
结构	混凝土振捣器	200	110	66	37	21	-
	混凝土搅拌机	190	120	75	42	25	-
	木工圆机	170	125	85	56	30	-
装修	升降机	80	44	25	14	10	-

表 5.1-2 与表 5.1-3 结果对比，在一般情况下（不使用冲击式打桩机），施工噪声在施工场界不会超标。昼间本项目施工期场界噪声在距施工机械约 50m 左右达标，夜间则需距施工机械 300m 左右达标。本项目 2500m 范围内无声环境保护目标，故施工期对周围声环境的影响较小。

5.1.4 施工期固废环境影响分析

建筑施工过程中将产生一定量的建筑废弃物，同时在施工期间需要挖土、运输弃土，运输各种土筑材料，如砂石、水泥、砖瓦、木料等。工程完成后，会残留部分废弃的建筑材料，若处置不当，遇暴雨降水等会被冲刷流失到水环境中造成水体污染。建设单位应要求施工单位规范运输，不能随路洒落，不能随意倾倒堆放建筑垃圾，施工结束后，应及时清运多余或废弃的建筑材料或建筑垃圾。

此外，施工人员生活垃圾要及时收集，定期交由当地环卫部门统一处理。

5.1.5 施工期污染防治措施

5.1.5.1 施工期大气污染防治措施

（1）扬尘防治措施

针对施工期扬尘污染问题，对工程提出以下要求，以使扬尘对周围环境的影响减到最小：

①建设施工时，应在施工区界设围墙或遮挡物；

征求意见稿

②地基挖掘产生的临时弃土应及时处理；

③运输车辆不要超载，进入施工场地应低速行驶，或限速行驶，减少产尘量；

④每天定时对施工现场扬尘区及道路洒水；

⑤当风速大于 8m/s 时，应停止土方施工；

⑥施工场地应硬化，场地的厚度和强度应满足施工和行车需要。现场场地和道路要平坦畅通，并设置相应的环境保护措施和环境标志。

（2）废气防治措施

①散发有害气体、粉尘的施工过程，要采用密闭的生产设备和生产工艺，并安装通风、吸尘和净化、回收设施。劳动环境的有害气体和粉尘含量，必须符合国家工业卫生标准的规定。

②加强对施工车辆的检修和维护，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆。尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，尽可能选用优质燃油，减少机械和车辆的有害废气排放。

总的来看，项目施工期采取上述措施后，大气污染物的排放将大大减少，对当地大气环境质量的影响将是局地的、暂时的，不会造成大的影响。

5.1.5.2 施工期噪声防治措施

建设单位在施工过程中应采取以下措施来减少噪声影响：

（1）大型噪声设备应避免在夜间使用；

（2）建设单位在与施工单位签合同时，应要求其使用的主要机械设备为低噪声机械设备，并在施工中应设专人对其进行养护维修，严格按操作规范使用各类机械；

（3）在施工的结构阶段各装修阶段，对建筑物外部采用围挡，减轻施工噪声对外环境的影响；

（4）施工场所车辆进出路线应尽量远离居民区，施工场所车辆通过居民点时应减速、禁鸣；

（5）建设管理部门应加强对施工工地的噪声管理，施工企业也应对施工噪声定期进行自查，避免施工噪声扰民。

征求意见稿

5.1.5.3 施工期废水防治措施

（1）施工期生产用水污染防治措施

施工生产废水主要特点是悬浮物含量高。主要采取以下保护措施：

①混凝土浇筑废水、土石方工程及雨天引起的水土流失、雨污水等悬浮物浓度高的废水，水量大，含砂量大，其中 SS 经沉淀后可以大部分去除。在施工工地周围设置排水明沟，场地径流经收集沉淀后回收利用；

②机械车辆维修冲洗废水中主要含泥沙及油污，其主要污染控制指标为 SS、石油类，需要沉淀并经除油装置除去其中的石油类后达标排放。

③砂石料生产废水主要为洗料废水，经收集沉淀后可回收利用。

（2）施工期生活用水污染防治措施

施工人员生活污水经厂区生活污水排水网管排入园区生活污水处理站。

5.1.5.4 施工期固体废物防治措施

工程地基挖掘产生的弃土除主要用于回填地基外，其余部分和建筑垃圾及时外运，送往住建部门制定的建筑垃圾填埋场填埋，因此施工期的固体废物不会因长期堆存或外弃而对周围环境产生不良影响。

生活垃圾以有机污染物为主，少量的生产废物以无机污染物为主。

施工现场应设垃圾回收箱，将产生的生活垃圾和施工垃圾分类收集，定期交由当地环卫部门统一处理。

5.2 运营期大气环境影响分析

5.2.1 污染气象特征分析

5.2.1.1 资料来源

项目常规地面气象观测数据来源于距厂址直线距离约为 16km 的鄯善县常规地面气象观测站（A51581）。鄯善县气象站位于鄯善县城北郊，地理坐标为 E90.2，N42.88，气象站海拔约 750.0m，气象观测站距离项目区约 28km。由于本工程与气象站受同一气候系统的影响和控制，鄯善县气象站的多年常规气象资料可以反映拟建工程区域的气候基本特征。本次环评收集整理了鄯善县气象站近 20 年常规气象资料及气温、气压、相对湿度、风向风速、蒸发量、降水量等主要气象要

征求意见稿

素资料。

5.2.1.2 气候特征

鄯善县地处中纬度的亚洲腹部。由于远离海洋，群山环绕，地貌复杂，属于典型温带极干旱气候区。即气候干热、降雨稀少、四季分明、春季升温迅速、秋季降温迅速、风沙较多，每年都有八级以上大风，危害较重，夏热（7 月平均气温 37.8℃，曾出现过 44.8℃高温），冬季最低气温出现过-28.4℃，春旱干燥，年平均降水量为 25.4mm，降水量较少。

5.2.1.3 地面气象要素

（1）风向、风频

评价区域月、季、年风频统计结果见表 5.2-1。风频玫瑰见图 5.2-1。

表 5.2-1　　月、季、年风频统计结果

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
一月	2.28	2.02	4.97	8.87	17.07	7.39	3.49	2.28	2.15	9.27	9.14	5.11	4.03	6.05	3.76	2.15	9.95
二月	2.83	2.38	6.85	13.99	16.82	9.08	3.42	1.49	2.83	5.51	10.57	6.10	3.57	3.87	2.23	1.34	7.14
三月	1.48	2.55	8.06	16.67	21.77	9.54	4.30	2.69	2.15	5.38	7.66	2.96	2.55	2.96	2.28	1.75	5.24
四月	2.50	3.19	9.58	16.94	18.47	6.25	4.31	4.03	3.47	5.14	7.22	4.44	3.33	2.08	1.39	2.22	5.42
五月	3.36	4.17	9.01	15.46	15.32	5.51	4.30	1.75	3.76	6.18	8.60	6.45	4.57	2.55	2.69	2.02	4.30
六月	2.92	2.36	4.44	10.28	16.39	6.25	3.33	2.78	4.72	3.75	12.78	9.17	8.47	3.61	2.08	3.06	3.61
七月	3.23	4.30	6.99	9.81	18.55	8.74	3.36	2.55	3.09	4.84	10.22	8.47	5.51	3.76	2.28	1.48	2.82
八月	3.36	4.44	8.33	12.63	20.83	7.53	2.96	3.23	2.28	4.57	9.81	6.05	5.24	3.49	1.88	1.48	1.88
九月	1.25	3.75	10.00	17.08	21.81	9.86	3.61	3.06	2.36	4.72	6.11	3.89	2.36	2.50	2.22	2.08	3.33
十月	4.57	5.11	10.08	16.40	19.76	10.22	5.24	2.69	3.36	4.70	4.30	2.96	1.61	1.21	1.34	1.34	5.11

征求意见稿

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
十一月	3.11	2.40	7.36	14.00	25.32	9.76	2.12	1.70	2.55	3.82	7.21	4.10	3.25	2.26	2.40	2.40	6.22
十二月	2.96	1.21	4.97	9.01	24.60	9.27	3.09	1.21	1.21	7.53	8.06	4.84	4.57	4.03	3.09	1.75	8.60
全年	2.82	3.17	7.56	13.41	19.73	8.28	3.64	2.46	2.82	5.46	8.46	5.37	4.09	3.20	2.31	1.92	5.29
春季	2.45	3.31	8.88	16.35	18.52	7.11	4.30	2.81	3.13	5.57	7.84	4.62	3.49	2.54	2.13	1.99	4.98
夏季	3.17	3.71	6.61	10.91	18.61	7.52	3.22	2.85	3.35	4.39	10.91	7.88	6.39	3.62	2.08	1.99	2.76
秋季	2.99	3.78	9.17	15.85	22.25	9.95	3.68	2.49	2.76	4.42	5.85	3.64	2.40	1.98	1.98	1.93	4.88
冬季	2.69	1.85	5.56	10.51	19.58	8.56	3.33	1.67	2.04	7.50	9.21	5.32	4.07	4.68	3.06	1.76	8.61

评价区域春季主导风向为东风（E），风频 18.52%。次主导风向为东北偏东风（ENE），风频 16.35%。静风频率 4.98%。夏季主导风向为东风（E），风频 18.61%。次主导风向为东北偏东风（ENE）和西南风（SW），风频 10.91%。静风频率 2.76%。秋季主导风向为东风（E），风频 22.25%。次主导风向为东北偏东风（ENE），风频 15.85%。静风频率 4.88%。冬季主导风向为东风（E），风频 18.52%。次主导风向为东北偏东风（ENE），风频 16.35%。静风频率 8.61%。年主导风向为东风（E），风频 19.58%。次主导风向为东北偏东风（ENE），风频 10.51%。静风频率 5.29%。

征求意见稿

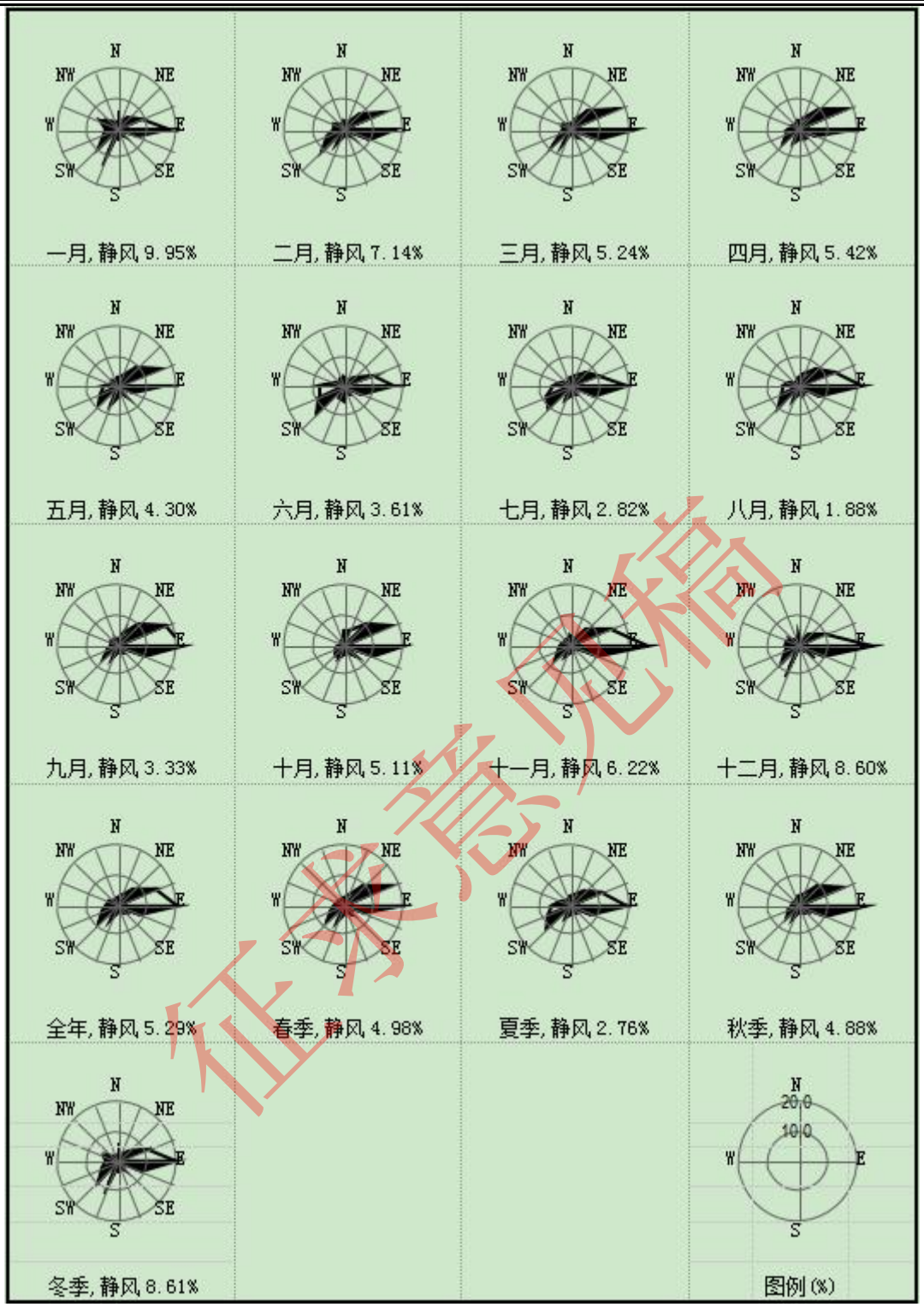


图 5.2-1　　月、季、年均风频玫瑰图

（2）风速

鄯善县 2019 年全年及各月风向平均风速见表 5.2-2、图 5.2-2。

表 5.2-2　　2019 鄯善县年、季各月风向平均风速统计表（m/s）

风速 月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
一月	0.55	0.75	1.19	1.11	1.37	1.18	0.82	0.78	0.98	1.25	1.17	0.96	0.73	0.65	0.70	0.48	0.95
二月	0.74	0.76	1.31	1.20	1.61	1.30	1.33	1.23	1.06	1.49	1.57	1.15	0.89	0.78	0.75	0.94	1.19
三月	0.97	0.79	1.11	1.54	1.58	1.31	1.18	1.32	1.52	1.53	1.70	1.45	1.02	0.98	0.96	0.78	1.31
四月	1.77	1.59	1.24	1.68	1.57	1.55	1.37	1.45	1.60	1.91	2.27	1.93	1.81	1.55	2.09	1.84	1.57
五月	2.56	1.91	1.63	1.57	1.41	1.22	1.24	1.34	1.62	1.77	2.72	1.99	1.93	2.32	2.26	2.19	1.70
六月	1.65	1.12	1.44	1.28	1.47	1.28	1.33	1.33	1.52	1.71	1.97	1.67	2.10	1.84	2.37	1.45	1.55
七月	1.53	1.53	1.04	1.08	1.27	1.30	1.12	1.38	1.28	1.64	1.99	1.80	2.24	1.53	2.94	1.32	1.46
八月	1.70	1.12	1.12	1.08	1.54	1.23	1.12	1.06	1.16	1.72	1.73	1.63	1.31	1.38	0.96	1.35	1.35
九月	1.11	0.93	1.03	1.07	1.46	1.30	1.34	1.41	1.25	1.44	1.52	1.04	1.72	1.09	2.13	0.99	1.24
十月	0.70	0.62	0.96	1.13	1.39	1.18	1.26	1.00	1.23	1.41	1.59	1.27	0.92	0.82	0.90	0.90	1.09
十一月	0.63	0.67	1.20	1.43	1.56	1.24	1.29	0.92	1.10	1.06	1.24	0.99	0.81	0.82	0.78	0.51	1.16
十二月	0.67	0.60	1.01	1.20	1.59	1.13	0.91	0.57	0.80	1.21	1.33	0.78	0.65	0.69	0.65	0.65	1.05
全年	1.24	1.10	1.18	1.30	1.49	1.26	1.20	1.19	1.32	1.49	1.76	1.46	1.46	1.16	1.40	1.14	1.30
春季	1.97	1.52	1.33	1.60	1.53	1.35	1.27	1.38	1.59	1.73	2.25	1.85	1.67	1.59	1.76	1.65	1.53
夏季	1.63	1.28	1.16	1.14	1.43	1.27	1.19	1.24	1.36	1.69	1.90	1.71	1.92	1.58	2.15	1.40	1.45
秋季	0.73	0.73	1.05	1.19	1.47	1.24	1.29	1.15	1.20	1.32	1.42	1.09	1.13	0.93	1.31	0.78	1.16
冬季	0.66	0.72	1.18	1.17	1.53	1.20	1.01	0.85	0.98	1.29	1.36	0.97	0.74	0.70	0.69	0.65	1.06

评价区域年均风速 1.30m/s。5 月平均风速最大，为 1.70m/s。1 月平均风速最小，为 0.95m/s。年均风速月变化统计结果见表 5.2-3。

表 5.2-3　　鄯善县年平均风速月变化统计结果

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平 均
风速 (m/s)	0.95	1.19	1.31	1.57	1.70	1.55	1.46	1.35	1.24	1.09	1.16	1.05	1.30

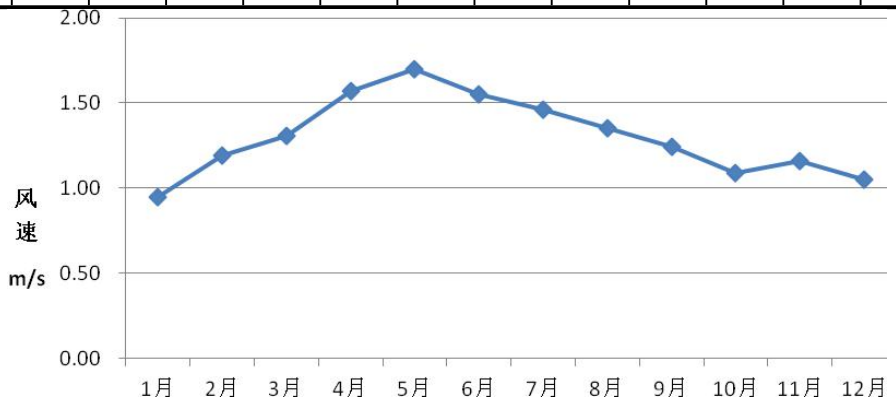


图 5.2-2　　鄯善县年平均风速月变化曲线图

征求意见稿

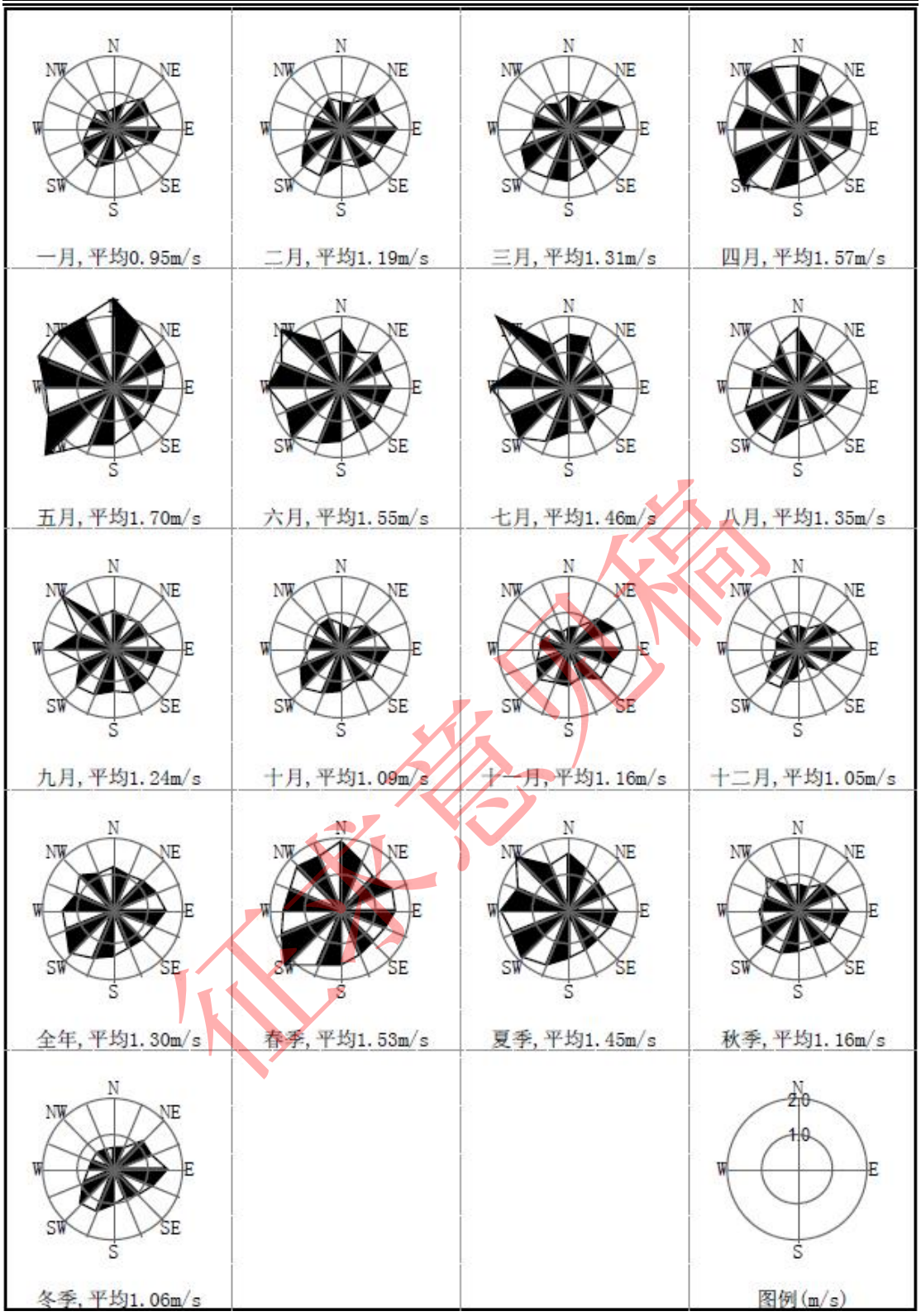


图 5.2-3　　鄯善县风速玫瑰图

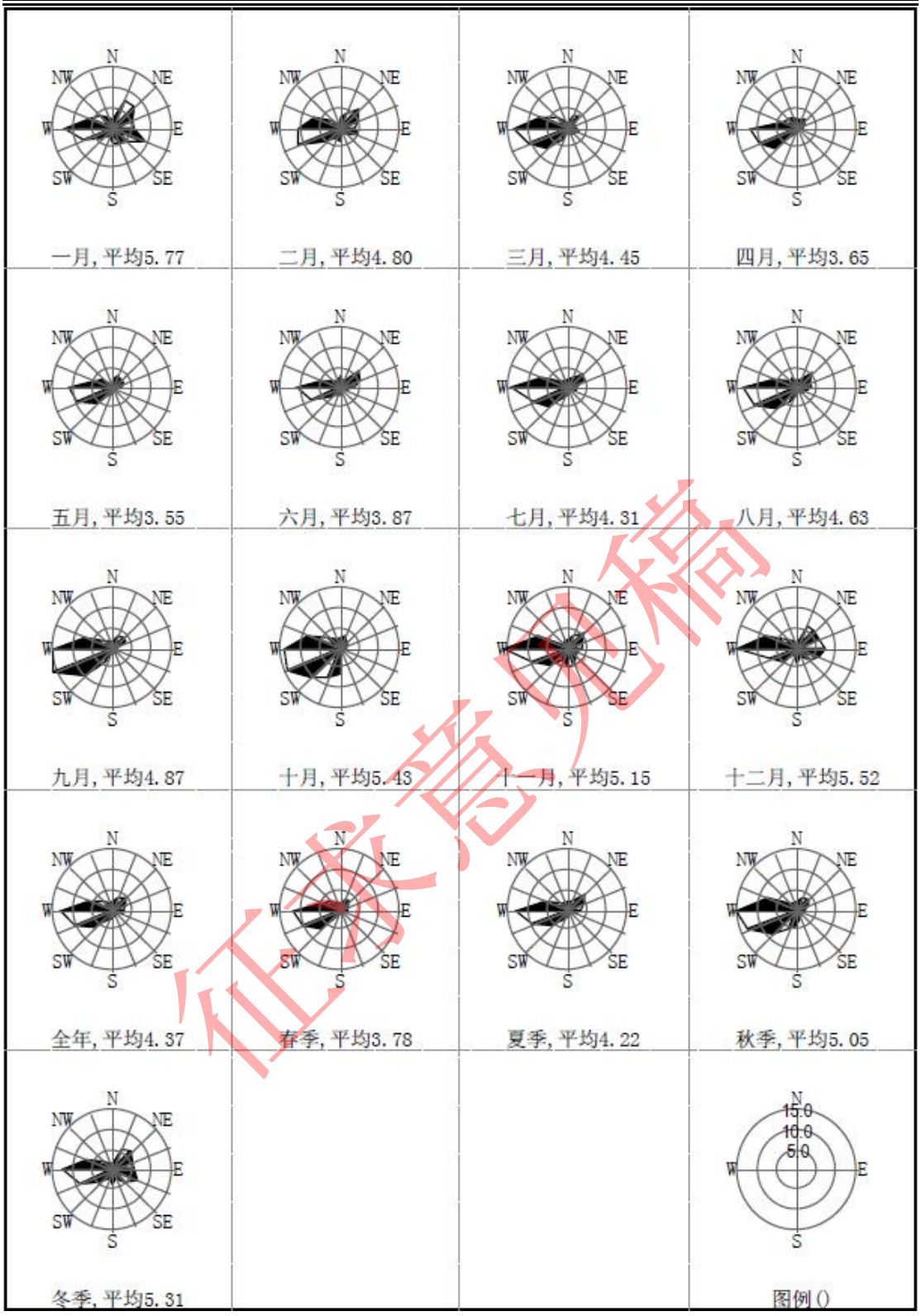
（3）污染系数

污染系数是用某风向的频率与该风向平均风速的比来表示的，值越大，则其下风向受污染的概率也越大。该区域污染系数统计结果见表 5.2-4、图 5.2-4。

表 5.2-4　　鄯善县 2019 年污染系数统计表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
1 月	4.15	2.69	4.18	7.99	12.46	6.26	4.26	2.92	2.19	7.42	7.81	5.32	5.52	9.31	5.37	4.48	5.77
2 月	3.82	3.13	5.23	11.66	10.45	6.98	2.57	1.21	2.67	3.70	6.73	5.30	4.01	4.96	2.97	1.43	4.80
3 月	1.53	3.23	7.26	10.82	13.78	7.28	3.64	2.04	1.41	3.52	4.51	2.04	2.50	3.02	2.38	2.24	4.45
4 月	1.41	2.01	7.73	10.08	11.76	4.03	3.15	2.78	2.17	2.69	3.18	2.30	1.84	1.34	0.67	1.21	3.65
5 月	1.31	2.18	5.53	9.85	10.87	4.52	3.47	1.31	2.32	3.49	3.16	3.24	2.37	1.10	1.19	0.92	3.55
6 月	1.77	2.11	3.08	8.03	11.15	4.88	2.50	2.09	3.11	2.19	6.49	5.49	4.03	1.96	0.88	2.11	3.87
7 月	2.11	2.81	6.72	9.08	14.61	6.72	3.00	1.85	2.41	2.95	5.14	4.71	2.46	2.46	0.78	1.12	4.31
8 月	1.98	3.96	7.44	11.69	13.53	6.12	2.64	3.05	1.97	2.66	5.67	3.71	4.00	2.53	1.96	1.10	4.63
9 月	1.13	4.03	9.71	15.96	14.94	7.58	2.69	2.17	1.89	3.28	4.02	3.74	1.37	2.29	1.04	2.10	4.87
10 月	6.53	8.24	10.50	14.51	14.22	8.66	4.16	2.69	2.73	3.33	2.70	2.33	1.75	1.48	1.49	1.49	5.43
11 月	4.94	3.58	6.13	9.79	16.23	7.87	1.64	1.85	2.32	3.60	5.81	4.14	4.01	2.76	3.08	4.71	5.15
12 月	4.42	2.02	4.92	7.51	15.47	8.20	3.40	2.12	1.51	6.22	6.06	6.21	7.03	5.84	4.75	2.69	5.52
全年	2.27	2.88	6.41	10.32	13.24	6.57	3.03	2.07	2.14	3.66	4.81	3.68	2.80	2.76	1.65	1.68	4.37
春季	1.24	2.18	6.68	10.22	12.10	5.27	3.39	2.04	1.97	3.22	3.48	2.50	2.09	1.60	1.21	1.21	3.78
夏季	1.94	2.90	5.70	9.57	13.01	5.92	2.71	2.30	2.46	2.60	5.74	4.61	3.33	2.29	0.97	1.42	4.22
秋季	4.10	5.18	8.73	13.32	15.14	8.02	2.85	2.17	2.30	3.35	4.12	3.34	2.12	2.13	1.51	2.47	5.05
冬季	4.08	2.57	4.71	8.98	12.80	7.13	3.30	1.96	2.08	5.81	6.77	5.48	5.50	6.69	4.43	2.71	5.31

征求意见稿



征求意见稿

图 5.2-4　　2019 年鄯善县污染系数玫瑰图

可知，评价区全年各风向污染系数以东（E）方位最大，为 13.24，其下风向西（W）向受污染程度最大；次之，为 10.32，其下风西南偏西（WSW）向也容易受到污染。污染系数最小风向方位是西北（NW）向，为 1.65，其下风东南

（SE）向为污染最轻的方向。在污染系数最大的方向下风向没敏感点分布。

（4）气温

评价区域年平均温度 12.56℃。7 月温度最高，月平均温度 29.59℃，12 月温度最低，月平均温度-8.22℃。评价区域年平均温度月变化统计结果见表 5.2-5。

表 5.2-5　　鄯善县年平均温度月变化统计结果

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
温度(℃)	-8.1	-2.7	8.4	16.2	21.9	27.0	29.5	28.5	21.2	12.9	2.7	-8.2	12.5

5.2.2 大气污染源排放量核算

5.2.2.1 有组织排放量核算

本项目有组织大气污染物排放量核算情况如下：

表 5.2-6　　本项目大气污染物排放量核算一览表

序号	废气名称	污染物名称	核算排放浓度（mg/m³）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
主要排放口					
P1	转化炉燃烧废气 G_{1-1}	烟尘	9.8	0.13	1.04
		SO_2	6.5	0.087	0.7
		NOx	77	1.03	8.24
P2	1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	烟尘	9.8	0.18	0.144
		SO_2	6.98	0.013	0.1
		NOx	77	0.14	1.12
P3	2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}	烟尘	9.8	0.052	0.42
		SO_2	6.6	0.035	0.28
		NOx	77	0.41	3.28
P4	精制加热炉烟气 G_{2-3}	烟尘	9.8	0.03	0.24
		SO_2	6.44	0.019	0.15
		NO_x	77	0.23	1.84
P5	改质加热炉烟气 G_{2-4}	烟尘	9.8	0.012	0.096
		SO_2	6.78	0.008	0.06
		NO_x	77	0.09	0.72
P6	分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}	烟尘	9.8	0.023	0.184
		SO_2	6.36	0.015	0.12
		NO_x	77	0.18	1.44
P7	燃气导热油炉	烟尘	7.1	0.011	0.09

征求意见稿

	烟气 G_{3-1}	SO_2	3.54	0.06	0.5
		NO_x	65	1.1	8.76
P8	物料装卸废气	NMHC	56.5	0.0283	0.226
P9	废水处理处置过程废气	NMHC	0.12	0.0028	0.0224
		H_2S	1.06	0.025	0.2
		NH_3	13.22	0.316	2.53
有组织排放总计		烟尘			1.174
		SO_2			1.21
		NOx			25.4
		H_2S			0.2
		NH_3			2.53
		NMHC			0.25

5.2.2.2 无组织排放量核算

本项目无组织大气污染物排放量核算情况如下：

表 5.2-7　　本项目大气污染物无组织排放量核算一览表

排放口编号	产污环节	污染物	主要防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
P10	装置区生产设备泄漏	NMHC	加强设备密闭性	《石油炼制工业污染物排放标准》GB31570-2015	4.0	3.184
P11	储罐呼吸废气	NMHC	加强设备密闭性	《石油炼制工业污染物排放标准》GB31570-2015	4.0	2.6
无组织排放总计						
无组织排放总计		NMHC	5.784			

5.2.2.3 大气污染物年排放量核算表

本项目大气污染物年排放量核算情况如下：

表 5.2-8　　本项目大气污染物排放量核算一览表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	PM_{10}	1.174
2	SO_2	1.21
3	NO_x	25.4
4	NMHC	6.03

征求意见稿

序号	污染物	年排放量（t/a）
5	H_2S	0.2
6	NH_3	2.53

5.2.2.4 非正常工况排放量核算

本项目大气污染物非正常工况排放量核算情况如下：

表 5.2-9　　污染源非正常排放量核算表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度（mg/m³）	非正常排放速率（kg/h）	单次持续时间（h）	应对措施
1	高架火炬系统	生产装置故障	颗粒物	≤15	0.37	0.5	燃烧排放
			SO_2	≤10	0.24		
			NOx	≤100	2.44		
2	物料装卸系统	环保设施故障	NMHC	2825	1.41	0.5	立即检修

5.2.3 大气污染源调查与分析

本次大气环境影响评价等级为一级，大气污染源调查范围为本项目有组织及无组织排放源，包括正常排放和非正常排放。

5.2.3.1 正常工况排放参数

表 5.2-10　　本项目正常工况排放参数表

类别	废气名称	排气量 Nm³/h	污染物名称	排放参数			污染物排放情况	
				高度 m	内径 mm	温度℃	排放浓度 mg/Nm³	排放速率
有组织	转化炉燃烧废气 G_{1-1}	13387.2	烟尘	50	1000	400	9.8	0.13kg/h
			SO_2				6.5	0.087kg/h
			NOx				77	1.03kg/h
	1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	1863.6	烟尘	39	1000	153	9.8	0.18kg/h
			SO_2				6.98	0.013kg/h
			NOx				77	0.14kg/h
	2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}	5307.7	烟尘	39	100	339	9.8	0.052kg/h
			SO_2				6.6	0.035kg/h
			NOx				77	0.41kg/h
	精制加热炉	2948.7	烟尘	32	700	260	9.8	0.03kg/h

征求意见稿

	烟气 G_{2-3}		SO_2				6.44	0.019kg/h
			NOx				77	0.23kg/h
	改质加热炉烟气 G_{2-4}	1179.5	烟尘	25	700	363	9.8	0.012kg/h
			SO_2				6.78	0.008kg/h
			NO_x				77	0.09kg/h
	分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}	2359	烟尘	41	900	167	9.8	0.023kg/h
			SO_2				6.36	0.015kg/h
			NO_x				77	0.18kg/h
	燃气导热油炉烟气 G_{3-1}	16928	烟尘	47	1000	135	7.1	0.011kg/h
			SO_2				3.54	0.06kg/h
			NO_x				65	1.1kg/h
	G4 物料装卸废气	500	NMHC	20	150	常温	56.5	0.0283kg/h
	G5 废水处理站废气处理装置	23900	NMHC	30	600	常温	0.12	0.0028kg/h
			H_2S				1.06	0.025kg/h
			NH_3				13.22	0.316kg/h
无组织	G6 装置区生产设备泄漏	NMHC		生产装置 155m×70m，高度 40m			3.184t/a	
		NMHC		产品罐区 2×106m×70m，高度 15.5m			2.6t/a	

5.2.3.2 非正常工况排放参数

表 5.2-11　本项目非正常工况排放参数表

编号	点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气出口温度	烟气流量	评价因子源强（kg/hr）			
						SO_2	NO_X	颗粒物	NMHC
	单位	H(m)	D(m)	T（℃）	V(m^3/h)	Q_{SO2}	Q_{NO2}	Q_{PM10}	Q_{NMHC}
1	高架火炬系统	85	1.5	80	24410	0.24	2.44	0.37	-
2	物料装卸系统	20	0.15	20	500	-	-	-	1.41

5.2.3.3 区域拟建、在建污染源

据调查，项目所在区域无拟建、在建排放与本项目同类污染物的污染源。

征求意见稿

5.2.4 大气环境影响预测与评价

5.2.4.1 预测因子及预测模式

正常工况下的预测因子：PM_{10}、NO_2、SO_2、非甲烷总烃、硫化氢、氨等 7 个因子，非正常情况下的预测因子为：PM_{10}、NO_2、SO_2、非甲烷总烃等 5 个因子。

预测模式：本项目按照《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，进行一级预测评价，采用 EIAProA2018 软件中的 AERMOD 模式进行预测。

5.2.4.2 预测点设置

（1）预测范围

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，预测范围与评价范围一致，为以项目场址为中心区域，边长为 5km 的矩形。

（2）预测网格及计算点

根据估算模式推荐最大评价范围为以项目场址为中心区域，边长为 5km 的矩形，本次预测评价计算点步长为 100m。计算点包括区域最大地面浓度点和网格点浓度。

5.2.4.3 气象数据

本项目位于鄯善县化工园区内，本次评价的观测气象数据信息见表 5.2-12。

表 5.2-12　　项目观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标	相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
鄯善县	A51581	基本站	N42.88，E90.2	28000	750	2019	风向、风速、总云、低云、干球 温度

5.2.4.4 预测内容

本次评价以 2019 年为评价基准年，主要预测内容如下：

（1）全年逐时条件下，评价区域网格点主要污染物的短期浓度和长期浓度贡献值，评价其最大浓度占标率。

征求意见稿

（2）项目正常排放条件下，预测评价叠加环境空气质量现状浓度后，网格点主要污染物的保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度的达标情况；

（3）评价仅有短期浓度标准的污染物浓度叠加最大值后的达标情况；

（4）非正常工况下，预测环境空气保护目标和网格点主要污染物的 1h 最大浓度贡献值，评价其最大浓度占标率。

（5）根据生态环境部发布的《关于将巴音郭楞蒙古自治州、吐鲁番市、哈密市纳入执行<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策范围的复函》（环办环评函【2020】341 号）及《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函【2019】590 号）：“对于基准年城市环境质量 $PM_{2.5}/PM_{10}$ 年均值比值小于 0.5 的不达标城市，一级评价项目同时满足以下条件：地方已发布“环境空气质量限期达标规划”或打赢蓝天保卫战三年行动计划，或近五年颗粒物（PM_{10}、$PM_{2.5}$）年均浓度呈下降趋势；新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率≤100%；新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值最大浓度占标率≤30%（其中一类区≤10%），可认为大气环境影响可接受”。

吐鲁番市 2018 年 12 月 3 日发布了《吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》（吐政发〔2018〕111 号），因此本次评价不对区域环境质量的整体变化情况进行评价。

5.2.4.5 预测结果

（1）各污染物最大贡献落地浓度汇总

根据鄯善县气象站 2019 年每天 24 小时的气象数据进行逐时计算，对评价区域范围内进行落地浓度预测。各污染物最大落地浓度贡献值、发生的时间及占标率统计见表 5.2-13。

表5.2-13　　各污染物最大贡献浓度预测结果表

污染物	点名称	点坐标(x,y)	地面高程(m)	浓度类型	浓度增量 (μg/m³)	出现时间 (YYMMDDHH)	评价标准 (μg/m³)	占标率%	是否超标
PM_{10}	网格	-400,0	645.6	日平均	0.25159	180530	150	0.17	达标
		-400,0	645.6	全时段	0.09668	平均值	70	0.14	达标

征求意见稿

SO_2	网格	-11,001,900	706.8	1 小时	11.56965	18121521	500	2.31	达标
		-400,0	645.6	日平均	1.66858	180403	150	1.11	达标
		-400,0	645.6	全时段	0.39605	平均值	60	0.66	达标
NO_2	网格	-8,002,100	711.8	1 小时	26.83367	18021324	200	13.42	达标
		-400,0	645.6	日平均	2.95941	180403	80	3.7	达标
		-400,0	645.6	全时段	0.96253	平均值	40	2.41	达标
非甲烷总烃	网格	-100,500	656.1	1 小时	89.11222	18022003	2000	4.46	达标
硫化氢	网格	1,001,400	680.4	1 小时	0.75093	18062903	10	7.51	达标
氨	网格	1,001,400	680.4	1 小时	9.49181	18062903	200	4.75	达标

从表 5.2-13 可以看出：所有污染物在所有计算网格点的最大 1 小时落地浓度占标率均＜15%，符合导则“新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值的最大浓度占标率≤100%”的可行性要求。所有污染物最大日均浓度占标率均＜5%、年均浓度占标率均＜3%，说明本项目对区域污染物浓度的长期贡献值较小，符合导则“新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率≤30%”的可行性要求，说明本项目运营后环境影响可以接受。

（2）叠加背景值后日保证率浓度结果分析

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）评价要求，本次大气环境影响预测与评价考虑最大地面浓度点和现状背景值的逐日叠加后的达标情况进行分析，叠加后污染物最大落地浓度预测结果见表 5.2-14，各污染物最大地面浓度等值线分布见图 5.2-5~图 5.2-14。

征求意见稿

表 5.2-14　　本项目各污染物最大地面浓度叠加背景值预测结果

污染物	点名称	点坐标 (x,y)	地面高程 (m)	浓度类型	浓度增量 (mg/m^3)	出现时间 (YYMMDDHH)	背景浓度 (mg/m^3)	叠加背景后的浓度(mg/m^3)	评价标准 (mg/m^3)	占标率%	是否超标
PM_{10}	网格	7,002,400	702.2	日平均第一大值	0.000187	180101	0.696	0.696187	0.15	464.12	超标
		-400,0	645.6	日平均第 95%保证率值	0.000115	180513	0.381	0.381115	0.15	254.08	超标
		-400,0	645.6	全时段	0.000097	平均值	0.156279	0.156376	0.07	223.39	超标
SO_2	网格	9,002,400	701.8	日平均第一大值	0.000701	180120	0.06192	0.062621	0.15	41.75	达标
		6,001,900	691.8	日平均第 98%保证率值	0.000808	180115	0.02988	0.030688	0.15	20.46	达标
		-400,0	645.6	全时段	0.000396	平均值	0.010357	0.010753	0.06	17.92	达标
NO_2	网格	-400,100	648.8	日平均第一大值	0.000711	181214	0.077	0.077711	0.08	97.14	达标
		-500,0	646.3	日平均第 98%保证率值	0.001206	181210	0.071	0.072206	0.08	90.26	达标
		-400,0	645.6	全时段	0.000963	平均值	0.033145	0.034108	0.04	85.27	达标
非甲烷总烃	网格	-100,500	656.1	1 小时	0.089112	18022003	0.66	0.749112	2	37.46	达标
硫化氢	网格	1,001,400	680.4	1 小时	0.000751	18062903	0.008	0.008751	0.01	87.51	达标
氨	网格	1,001,400	680.4	1 小时	0.009492	18062903	0.11	0.119492	0.2	59.75	达标

征求意见稿

征求意见稿

图 5.2-5　　PM_{10} 区域日保证率地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

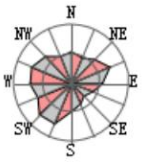
图 5.2-6　　PM_{10} 区域最大全时段地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

图 5.2-7　　NO_2 区域日保证率地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

图 5.2-8　　NO_2 区域最大全时段地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

图 5.2-9　　SO_2 区域日保证率地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

图 5.2-10　　SO_2 区域最大全时段地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

图 5.2-11　　非甲烷总烃区域小时地面浓度叠加现状浓度后等值线

）

图 5.2-12　　硫化氢区域小时地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

图 5.2-13　　硫化氢区域小时地面浓度叠加现状浓度后等值线图（mg/m^3）

由表 5.2-14 可知，本项目落地浓度与现状监测值逐日叠加后，硫化氢、氨、非甲烷总烃小时浓度均未出现超标现象；基本污染物中 SO_2、NO_2 日保证率浓度（98%保证率、第八大值）及全时段浓度达标，PM_{10} 年均浓度、PM_{10} 日保证率浓度（95%保证率、第十九大值）出现超标现象，超标原因为背景值超标；本项目排放污染物 PM_{10} 最大日均贡献值及年均贡献值占标率均＜1%。

③非正常工况小时浓度预测结果与分析

本项目非正常工况下最大小时落地浓度预测结果见表5.2-15。

表5.2-15　　非正常工况污染物小时落地浓度预测结果一览表

污染物	点名称	点坐标(x,y)	地面高程 m	浓度类型	浓度增量 mg/m^3	评价标准 mg/m^3	占标率%	是否超标
PM_{10}	网格	-25,002,500	742.3	1 小时	0.00195	0.45	0.43	达标
SO_2	网格	-25,002,500	742.3	1 小时	0.001265	0.5	0.25	达标
NO_2	网格	-25,002,500	742.3	1 小时	0.012862	0.2	6.43	达标
非甲烷总烃	网格	-300,600	664.3	1 小时	0.322396	2	16.12	达标

征求意见稿

由表5.2-15可以看出，非正常状况下，本项目排放的PM_{10}、SO_2、NO_2、非甲烷总烃污染物均能达标。当出现非正常工况时，应立即停止设备运转并及时检查故障，缩短非正常工况的排放时间，减少污染物排放。

为杜绝非正常工况废气排放，建设单位应采取以下措施确保废气达标排放：

（1）平时注意各设施的维护保养，及时发现处理设备的隐患，确保系统正常运行；

（2）建立健全的环保机构，配置必要的监测仪器，对管理人员和技术人员进行岗位培训，对废气处理实行全过程跟踪控制。

5.2.4.6 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准。

本项目经估算各污染物没有超出环境质量标准浓度限值，因此不设大气防护距离。

5.2.4.7 大气环境影响评价结论

根据生态环境部发布的《关于将巴音郭楞蒙古自治州、吐鲁番市、哈密市纳入执行<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策范围的复函》（环办环评函【2020】341 号）及《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函【2019】590 号）：“对于基准年城市环境质量 $PM_{2.5}/PM_{10}$ 年均值比值小于 0.5 的不达标城市，一级评价项目同时满足以下条件：地方已发布“环境空气质量限期达标规划”或打赢蓝天保卫战三年行动计划，或近五年颗粒物（PM_{10}、$PM_{2.5}$）年均浓度呈下降趋势；新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率≤100%；新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值最大浓度占标率≤30%（其中一类区≤10%），可认为大气环境影响可接受”。本项目所有污染物在所有计算网格点的最大 1 小时落地浓度占标率均＜20%，符合导则“新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值的最大浓度占标率≤100%”的可行性要求。所有污染物最大日均浓度占标率均＜1%、年均浓度占标率均＜1%，说明

征求意见稿

本项目对区域污染物浓度的长期贡献值较小，符合导则“新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率≤30%”的可行性要求。

本项目所有污染物在所有计算网格点的最大 1 小时落地浓度占标率均＜15%，符合导则“新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值的最大浓度占标率≤100%”的可行性要求。所有污染物最大日均浓度占标率均＜5%、年均浓度占标率均＜3%，说明本项目对区域污染物浓度的长期贡献值较小，符合导则“新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率≤30%”的可行性要求，说明本项目运营后环境影响可以接受。。

5.2.4.8 大气环境影响自查表

表 5.2-16　　大气环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级√</td><td colspan="3">二级□</td><td>三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50km□</td><td colspan="3">边长=5～50km□</td><td>边长=5km√</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>SO_2+NOx 排放量</td><td colspan="3">≥2000t/a□</td><td colspan="2">500～2000t/a□</td><td colspan="2"><500t/a√</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="4">基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3）
其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢、氨）</td><td colspan="4">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$√</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="3">国家标准√</td><td colspan="2">地方标准□</td><td colspan="2">附录 D√</td><td>其他标准□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>评价功能区</td><td colspan="3">一类区□</td><td colspan="3">二类区√</td><td colspan="2">一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="8">（2019）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="3">长期例行监测数据□</td><td colspan="3">主管部门发布的数据√</td><td colspan="2">现状补充检测√</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="5">达标区□</td><td colspan="4">不达标区√</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源√
本项目非正常排放源√
现有污染源□</td><td colspan="2">拟替代的污染源□</td><td colspan="2">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD√</td><td>ADMS□</td><td>AUSTAL 2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥50km□</td><td colspan="3">边长 5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km√</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子（PM_{10}、NO_2、甲醛）</td><td colspan="4">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$√</td></tr>
</table>

征求意见稿

工作内容		自查项目			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%√		$C_{本项目}$最大占标率>100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大占标率>10%□	
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%√	$C_{本项目}$最大占标率>30%□	
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（1）h	$C_{非正常}$占标率≤100%√		$C_{非正常}$占标率>100%□
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标√	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（PM_{10}、NO_2、SO_2、非甲烷总烃、硫化氢、氨）	有组织废气监测√ 无组织废气监测√	无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（PM_{10}、NO_2、SO_2、非甲烷总烃、硫化氢、氨）	监测点位数（4）	无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受√　不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（厂界）最远（0）m			
	污染源年排放量	SO_2:（1.21）t/a	NOx:（25.4）t/a	颗粒物:（1.174）t/a	VOCs:（6.03）t/a
注：“”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

征求意见稿

5.3 运营期地表水环境影响分析

5.3.1 正常工况下地表水影响分析

厂区生产废水主要包括含酚废水、含硫含氨废水废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水、锅炉废水、循环水站废水、脱盐站废水等。本项目废水采取“清污分流”方式，酸性水预处理设施处理后，一部分回用于加氢反应注水，

一部分与含油污水、装置罐区清洗废水、不可预见废水含硫含氨废水（酸性水）进脱酚蒸氨设施处理，处理后与生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

因此，本项目正常工况下排水不会对地表水体造成影响。

5.3.2 非正常工况下地表水影响分析

当厂区废水处理设备发生故障或停电时，废水不能及时处理或处理效果差时，就会有高浓度的废水排放。厂区现有 1×4200m^3 风险事故水池和 600m^3 酸性水事故池，非正常工况时，废水首先会流入厂区内事故应急池贮存，待厂区污水处理站正常运行后再逐批次的处理。因此，在非正常工况下，废水也不会流出厂区外，对区域水环境影响很小。

5.3.3 地表水环境影响自查表

本项目地表水环境影响自查表见表 5.3-1。

表 5.3-1　　项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型□		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；　饮用水取水口；　涉水的自然保护区□；　重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；　重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放□；　间接排放√；　其他□		水温□；　径流□；　水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物√；pH 值√；热污染□；富营养化□；　其他□		水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级□；　二级□；　三级 A□；　三级 B√		一级□；　二级□；　三级□
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建√；在建√；拟建□；其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□

征求意见稿

	受影响水体水环境质量	调查时期	数据来源	
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□； 夏季□； 秋季□； 冬季□	生态环境主管部门□；补充监测□； 其他□	
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□		
	水文情势调查	调查时期	数据来源	
		丰水期□； 平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□； 夏季□； 秋季□；冬季□	水行政主管部门□；补充监测□；其他□	
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□； 夏季□； 秋季□；冬季□	（ ）	监测断面或点位个数 （ ）个
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km； 湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km2		
	评价因子	（ ）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□； II类□； III类□； IV类□ V类□ 近岸海域：第一类□； 第二类□； 第三类□； 第四类□ 规划年评价标准（ ）		
	评价时期	丰水期□； 平水期□； 枯水期□； 冰封期□ 春季□； 夏季□； 秋季□； 冬季□		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况□： 达标√；不达标□ 水环境保护目标质量状况□： 达标□； 不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□	达标区□ 不达标区□	
影响预测	预测范围	河流：长度（）km； 湖库、河口及近岸海域：面积（）km2		
	预测因子	（ ）		
	预测时期	丰水期□； 平水期□； 枯水期□； 冰封期□		
		春季□； 夏季□； 秋季□； 冬季□		
		设计水文条件□		

征求意见稿

<table>
<tr><td rowspan="2"></td><td>预测情景</td><td colspan="5">建设期□；　　生产运行期□；　　服务期满后□
正常工况□；　　非正常工况□
污染控制和减缓措施方案□
区（流）域环境质量改善目标要求情景□</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解□：　　解析解□；　　其他□
导则推荐模式□：　　其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响评价</td><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标□；　　替代削减源□</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求□
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□
满足水环境保护目标水域水环境质量要求□
水环境控制单元或断面水质达标□
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□
满足区（流）域水环境质量改善目标要求□
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□</td></tr>
<tr><td>污染源排放量核算</td><td>污染物名称</td><td colspan="2">排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td></td><td>（　　-　　）</td><td colspan="2">（　　-　　）</td><td colspan="2">（　　-　　）</td></tr>
<tr><td>替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td></td><td>（　　）</td><td>（　　）</td><td>（　　）</td><td>（　　）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（）m^3/s；　　鱼类繁殖期（）m^3/s；　　其他（）m^3/s
生态水位：一般水期（）m；　　鱼类繁殖期（）m；　　其他（）m</td></tr>
<tr><td rowspan="5">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施√；　　水文减缓设施□；　　生态流量保障设施□；　　区域削减□；
依托其他工程措施√；　　其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动□；自动□；监测□</td><td colspan="2">手动□；自动√；无监测□</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（　　）</td><td colspan="2">（处理设施排口　）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（　　）</td><td colspan="2">（处理设施出口：COD、BOD_5、NH_3-N、</td></tr>
</table>

征求意见稿

				石油类、挥发酚、总氰化合物、硫化物）
	污染物排放清单			
	评价结论	可以接受□；不可以接受□		
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。				

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

5.4.1 区域水文地质环境分析

（1）地下水赋存特征

鄯善县位于吐鲁番盆地的东部，北天山褶皱带东段的山间断陷盆地北缘，其北部是博格达山，南部是觉罗塔克山，由于火焰山构造隆起，将盆地分为南北两部分，形成了鄯善县境内的“三山夹两盆”的地貌格局。连木泌镇、县城、东巴扎乡、辟展乡、七克台镇、火车站镇及吐峪沟乡的苏贝希村处于北盆地，南盆地有鲁克泌镇、吐峪沟乡、达浪坎乡和迪坎乡。

南北盆地内沉积了第四纪松散沉积物，为地下水储存和运行场所。受地形和搬运距离控制，盆地边缘形成分布面积广、堆积厚度大、由单一砂卵石组成的地层，地表形成洪积扇群的戈壁砾石带；盆地中央则形成以细颗粒地层为主，由亚砂、亚黏土和中粗砂组成的多层结构，为地下水的补给、径流和储存创造了良好的条件。由于盆地内第四纪松散堆积物由单一结构的砂卵石层转变为双层、多层结构，地下水则由单一的潜水过度到承压水直至自流水，地层的富水性也由强到弱，承压水和自流水的埋藏深度也逐渐增大。

北盆地靠近山区处地形坡度大，向南越靠近火焰山则地形坡度越小；南盆地地形向西倾斜，地势平缓，起伏较小。在北部山区河流的搬运作用下，盆地中形成了广阔的冲洪积扇，312 国道以北地层主要为沙砾石层，以南地层为沙砾石层及黏土层所形成的互层。南盆地在迪坎乡的托特坎村以北分布有沙砾石地层，以南沉积颗粒较细，为沙和亚沙土。盆地内的地下水从北盆地流向南盆地。另外，在南盆地地下水是从东西两侧向中部流动。因为构成火焰山的岩石主要为泥质岩类，制约了地下水的流动，使地下水得以贮存在北盆地内产生了天然地下水库。

盆地水文地质划分和含水层单元见表 5.4-1。

征求意见稿

表 5.4-1　　水文地质划分和含水层单元表

地质时代	地下地质层序	水文地质划分		含水层单元		备注
		南盆地	北盆地	南盆地	北盆地	
第四纪	A 层	A 含水层 A 弱透水层	北盆地含水层	弱透水层不承压/承压含水层	不承压含水层	南盆地为 1~3 含水层
	B 层	B 弱透水层（B 含水层）		弱透水层（承压含水层）		南盆地为 1~3 含水层
	C 层	C 含水层 C 弱透水层		弱透水层承压含水层		南盆地为 1~3 含水层
前第四纪	第三系/第三纪	水文地质基底		弱透水性基底		部分第三系为砂砾相

图 5.4-1　　鄯善县水文地质柱状图

（2）地下水类型

鄯善县地下水类型分为松散岩类孔隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水两大类。

①松散岩类孔隙水

广布于整个盆地，自山前向盆地中心，由单一的潜水含水岩组系统逐渐过渡为双层结构的赋存有潜水和承压水、自流水的含水岩组系统。第四系厚度据钻探和物探证实有十米到几百米甚至上千米。由于不同的地貌位置和受补给、径流、排泄条件与岩性的制约，各含水岩组系统的富水性和水化学系统均有差异。

a.山前冲洪积平原潜水、承压水

山前冲洪积平原为主要的地下水分布区，山前平原潜水含水岩组主要分布于鄯善县的北半部，含水层主要为上更新统冲洪积巨厚砂卵砾石层，据物探证实，鄯善县城—连木沁以北柯可亚电站附近第四系沉积物的厚度为 100-700m，七克台以北为 50-600m。胜金台至七克台一带北部潜水含水层主要为上新统沉积砂卵砾石层，潜水位埋深由北向南逐渐变浅。

鄯善县七克台以南中新生代隆起北侧，形成一条东西向分布的承压水区，潜水和承压水均为中等富水。

b.沙漠区地下水

鄯善县南库木塔格沙漠，其间有众多大小不一的风蚀洼地。一些面积较大的

征求意见稿

风蚀洼地比较深，常赋存有埋深不大，水质微咸的潜水或浅层承压水，含水层为中细砂和亚砂土，水量中等或贫乏。

②碎屑岩类裂隙孔隙水

第三系和中生界岩层，主要分布于北部山麓，岩性为泥岩、泥质砂岩、泥质砾岩等，一般为相对隔水或透水性极差的岩层，局部地带含水。

（3）地下水的补给、径流与排泄条件

1）地下水的补给

鄯善县平原区地下水的补给可分为天然补给和地表水体转化补给以及地下水回归入渗补给等。北盆地山前侧向流入和平原区降水入渗补给构成了本区地下水的天然补给量。由于坎儿其河、柯柯亚河上游均已修建水库，山前侧向补给较以前有所减少。平原区的降水量少，对地下水的补给有限。而对地下水的补给作用较大的主要是通过地表水入渗而产生的地下水转化补给量，即渠道引水及田间灌溉入渗对地下水的补给。 另外，由于发利用地下水进行农业灌溉所产生的渗漏补给，对本区的地下水也有一定的补给作用。

2）地下水的径流

本区地下水的径流方向与地形坡降基本相同，由北向南水力坡度逐渐减小，地下水总的流向为由北向南径流。北盆地地下水由北向南径流，水力坡度逐渐减小，受火焰山第三系隆起的影响，在扇缘地带形成承正水。南盆地地下水径流方向与地形坡度方向基本相同，即由迪坎乡、鲁克沁镇、吐略沟乡等靠近山丘区及沙漠区的以东以北地区，向低洼的西南方向径流，且水力坡度逐渐减小。从地下水的径流条件来看,盆地东侧和靠山前地带相对较好，向西逐渐变差。总体来看，南盆地由东、北向西、南，地下水的径流速度由快变慢。

3）地下水的排泄

地下水的排泄由自然排泄和人工排泄两部分组成。

A．自然排泄

鄯善县地下水的自然排泄主要有潜水蒸发、泉水出露和侧向流出。地下水的潜水蒸发主要分布在七克台、南湖靠近火焰山和小东湖以南，呈东西向条状分布。由于受火焰山的隆起阻水影响，在火焰山的山前地带，南湖、台孜、下巴格、小东湖、连木泌的沟口、苏贝希的沟口均有泉水出露，成为天然排泄水量的一部分。

征求意见稿

地下水的侧向排泄分两种形式，其一是在鄯善县城小东湖附近，通过下巴格、台孜、湖构造缺口，以沟谷潜流的形式排出区外；其二是在都善县南盆地西部的吐峪沟乡、达浪坎乡一带，地下水以侧向排泄的方式排出区外。 北、南两个盆地的地下水通过连木泌沟、吐峪沟和柏树沟三条沟产生水力联系。对南盆地来说，北盆地的三条沟谷的侧向流出量即为南盆地的侧向补给量。由于沟内第四纪沉积层厚度不大，所以三条沟谷的潜流量也较小。

B．人工排泄

地下水的人工排泄占本区排泄的主导地位，排泄方式主要为坎儿井、机电井开采两方式。机电井的开采主要集中在南盆地以及北盆地 312 国道附近的地下水浅埋区，但在部善县火车站一带及七克台镇南湖村一带，也有吐哈油田的集中采区。坎儿井的开采主要集中在迪坎乡、鲁克礼镇和吐略沟乡的下游，在七克台镇一带也有大量开采。

区域地下水水文地质剖面图见图 5.4-2。

图 5.4-2　　鄯善县地水文地质剖面图

（4）地下水动态变化

鄯善县属水资源极度干旱区，随着社会经济的快速发展，对水资源开发与日俱增，鄯善县地下水处于超采状态。目前，区内地下水位为表现为持续下降态势。

（5）地下水化学特征

鄯善县地下水水化学系统的形成和分布，主要受自然地理、地质构造、地貌演替和人为因素的影响，水化学性质和成分复杂。区内地下水化学类型、地下水矿化度分布虽地下水运动距离（从山前至流域尾闾）表现出水化学类型有碳酸盐向硫酸盐最终向氯化盐演变，地下水矿化度逐渐升高，趋向盐化递变过程。

5.4.2 调查评价区水文地质条件

（1）地下水类型及含水层地层特征

地处北盆地的鄯善县城至七克台乡基本以 312 国道为界线，北部为潜水分布区，含水层由砂砾石组成，312 国道以南至火焰山附近一带，为承压水分布区，呈东西向条带状分布，宽度约 6km 左右。

征求意见稿

本改扩建项目位于新疆吐鲁番市鄯善县火车站镇，地处 312 国道以南，从水文地质单元来看，项目区位于鄯善县北盆地内，项目所在地地下水类型以第四系松散岩类孔隙潜水为主，为单一潜水区。调查评价区内广布山前平原潜水含水岩组，含水层主要为上更新统冲洪积巨厚砂卵砾石层，第四系冲洪积层厚 50-600m，沉积颗粒较粗大，卵砾石裸露，空隙发育，砂砾石层透水性强，径流、交替条件良好。

图 5.4-3　　鄯善县地下水文地质图

（2）包气带地层分布状况

厂区勘察深度范围内场地土的主要构成为：

素填土、圆砾，现自上而下描述如下：

①素填土：黄褐色，厚度为 0.10～0.50m，稍湿，松散~稍密，以圆砾为主，含少量砂土，土质不均，结构松散，偶见植物根系。

②圆砾：灰褐色，埋深 0.10～0.50m，稍密~密实，干~稍湿，最大可见厚度为 11.9m。本层骨架颗粒部分连续接触，磨圆度较好，多呈圆状，颗粒分选性好，颗粒成份以硬质岩为主，一般粒径 2～20mm，颗粒级配良好。骨架颗粒呈交错排列，大部分接触，充填物以砾砂和细砂为主。

（3）地下水补径排特征

调查评价区位于鄯善北盆地平原区，由于上游水库的建成和平原区降水量少，北盆地山前侧向流入和平原区降水入渗对地下水的补给有限，项目区主要的地下水补给方式为渠道引水及田间灌溉入渗等地表水入渗。调查评价区内地下水整体由北向南径流，潜水位埋深由北向南逐渐变浅，水力坡度逐渐减小。由于砂砾石含水层透水性强，地下水渗透系数大，向下地下水径流速度逐渐变缓。因东部地势高而西部相应地势较低，北盆地东部地下水在七克台绿洲区以北便偏向西面，朝向巴格农场、三十里大墩、鄯善县城一带径流。

调查评价区地下水排泄方式包括人工开采和自然排泄（主要有潜水蒸发、泉水出露和侧向流出），其中人工开采占主导地位，排泄方式主要为坎儿井、机电井开采两方式。机电井的开采主要集中在 312 国道附近的地下水浅埋区，坎儿井的开采主要集中在迪坎乡、鲁克礼镇和吐略沟乡的下游，在七克台镇一带也有大

征求意见稿

量开采。

（4）地下水化学特征

从总体上看，鄯善北盆地地下水化学类型自上游向下游，由 HCO_3 型水向 SO_4 和 C1 型水逐渐变化。北盆地山前径流条件好，河流出山口后，迅速转化为地下水，因地下水水力坡度大，水位埋藏深，补给水源较充足，地下径流强烈，形成 HCO_3 型水，至火焰山前区域，地下水化学类型递变为 SO_4 型；在七克台镇和黄家坎儿井以东的地区，因补给条件较差，地下水化学类型为 C1 型水，水质较差。北盆地地下水矿化度自上游向下游由小到大，一般小于 3.0g/L。项目调查评价区位鄯善北盆地山前冲洪积平原区，地下水水化学类型以 HCO_3 型水为主。

5.4.3 地下水环境保护目标

经调查，本改扩建项目调查评价范围内无地下水源地、地下水饮用水井和坎儿井分布。故本改扩建项目地下水环境保护目标主要为调查评价范围内的潜水含水层。

5.4.4 排水工程方案分析

5.4.4.1 全厂废水处置排放

本次改扩建项目不新增劳动定员，故不新增生活污水。

厂区生产废水主要包括含酚废水、含硫含氨废水废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水、锅炉废水、循环水站废水、脱盐站废水等。本项目废水采取“清污分流”方式，含硫含氨废水与装置罐区清洗废水、不可预见废水经酸性水预处理设施处理后，一部分回用于加氢反应注水，一部分与含酚废水进脱酚蒸氨设施处理，处理后与生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

5.4.4.2 排水影响分析

目前厂区一期工程已建成，防渗措施已建成，其中生产装置区、罐区、事故池、危废暂存场、污水处理站、装卸站等已按照重点防治区要求完成防渗措施，

征求意见稿

固体产品仓储区及公辅设施已按照一般防治区要求完成防渗措施。厂址区道路、办公生活区、公共发展用地、检维修厂房管阀件库、堆场和预留空地已按照简单防治区要求完成防渗措施，在正常情况下污染物穿越防渗层的可能性很小。

本项目煤焦油加氢装置为内部改造，不新增占地，故厂区如果在按设计要求采取防渗措施和水处理措施后，项目在正常运行状况下，对地下水环境影响较小。

但从客观上分析，装置区生产运行过程中难免存在着设备的无组织泄漏，甚至存在着由于自然灾害（主要是洪水危害）及人为因素引起的事故性排放的可能性，这些废水可通过渗漏作用对厂址区域地下水产生污染，是对区域地下水产生污染的主要污染源。根据调查，无组织泄漏潜在区通常主要集中在管网接口等处。

评价要求项目在设计防渗措施的基础上，在运营期间加强管理，防止废水废液的跑冒滴漏，及时发现问题，及时维修，避免固废堆放不当，就可以避免建设项目对地下水的污染影响。

5.4.5 地下水污染预测情景设定

5.4.5.1 地下水环境影响因素与污染途径分析

根据本项目特点，本项目生产装置和油品储存场所，大多均已建设。基于项目特点，本次评价考虑油品储存对地下水环境的影响。对厂内各类油品储存所在地面，均考虑设置相应的防渗措施，正常生产中杜绝对地下水的污染，但是一旦出现防渗措施故障或事故排放情形，有可能对地下水造成污染。污染原部位向地下水的污染有两种情形，一是废液或污水的漫流进而渗入地下，二是由埋地部位以隐蔽污染源方式向下入渗。

5.4.5.2 包气带防护能力与地下含水层敏感性分析

包气带是地下水含水层的天然保护层，是地表污染物质进入含水层的垂直过渡带。包气带防护性能指包气带的土壤、岩石、水、气系统抵御污染物污染地下水的能力。污染物质进入包气带便于周围介质发生物理化学、生物化学等作用，其作用时间越长越充分，包气带净化能力越强。包气带岩土对污染物质吸附能力大小与岩石颗粒大小及表面积有关，通常粘性土大于砂性土。本项目项目区包气带地层细颗粒为素填土、圆砾，由冲积、风积共同作用形成，层厚在 0.1~11.9m 之间，在厂区地层连续广泛分布。这些揭示地层的情况反映出对水等流体有较强

征求意见稿

的过滤、截留和吸附能力，对地面污染物在水媒介作用下向地下水的迁移有很好的抑制作用，此前同地区有多项同类实验研究数据，均反映出此类包气带地层有较强的防护能力，对地下水的保护有益。

5.4.5.3 事故状态下的地下水环境影响

1）预测时段

污水对地下水的影响是在泄漏等非正常情况下发生的，加之地下水隔水性能的差异性、含水层和土壤层分布的各向异性等原因，对地下水的预测只能建立在人为的假设基础之上，预测不同情况下的污染变化。预测时间按本项目运行期间的相关时间段进行，分别预测 100d，1000d 对地下水环境的影响。

2）预测范围

本项目废水采取“清污分流”方式，废水排至生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池。废水储存池和排水管网属于位于半地下的生产单元，若发生渗漏，一般不易察觉，存在对地下水水质造成污染的可能。车间及其余一般地段只是存在跑冒滴漏等不连续的无组织废水，且地面经过严格防渗，不会出现降水携带入渗地下、污染地下水问题，加之跑冒滴漏容易发现并及时处理，所以无须进行预测。

选取本项目生产废水排水管道与储存池的接口处作为事故泄漏点，考虑在最不利的情况下污水持续泄漏的情况进行预测。

3）预测因子

本次模拟预测，根据污染风险分析的情景设计，在选定优先控制污染物的基础上，分别对地下水污染物在不同时段的运移距离、超标范围进行模拟预测，污染情景的源强数据通过工程分析类比调查予以确定。

事故状况主要指装置区或罐区硬化面出现破损，管线、储罐或废水收集处理池底部因腐蚀等其它原因出现漏洞等情景。根据石油化工企业的实际情况分析，如果装置区或罐区等可视场所发生硬化面破损，即使有物料或污水等泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由物料或污水漫流渗漏，任其渗入地下水。因此，只有在储罐、污水管线、污水处理池等这些半地下非可视部位发生面积渗漏

征求意见稿

时，才可能有少量物料通过泄漏点，逐步渗入土壤并可能进入地下水。考虑本项目物料及废水特性、装置设施的装备情况以及区域水文地质条件，本次评价事故状况泄漏点设定为原料油储罐罐底破损渗漏和污水处理站生化池开裂渗漏。

原料油储罐罐底渗漏量采用美国石油协会标准计算公式进行计算，并类比同类项目。原料油储罐的基本情况见表 3.2-16。

1）原料油储罐罐底破损渗漏量

A.渗透系数计算

某种液体渗透系数公式按（1）计算：

Kh，原料油＝Kh，水（ρ1/ρ2）（μ水/μ油）--------（1）Kh，原料油为原料油在某种土壤中的渗透系数；Kh，水为水在某种土壤中的渗透系数，本区渗透系数为 0.029cm/s。ρ1 原料油密度，取值为 870kg/m^3

ρ2 水密度，取值 1000kg/m^3

所以：

Kh，原料油＝0.029×（0.87/1）×（$1.01\times10^{-3}/4.15\times10^{-2}$）

＝6×10^{-4}m/s

（说明：20℃时，水的动力粘度μ水为 1.01×10^{-3}/Pa.s，原料油的动力粘度为 0.0415Pa.s)

B 渗漏量计算罐底渗漏速率计算公式如下：

$$\text{当}Kn > C34d_n^2\text{时}, W_n = C_{33}\times\pi\times(dn/2)^2\times n_{rh,n}\sqrt{2\times g\times h_{liq}}$$

$$\text{当}K_n \le C_{34}d_n^2\text{时}, W_n = C_{35}\times C_{qo}\times d_n^{0.2}\times h_{liq}^{0.9}\times k_n^{0.74}\times n_{rh,n}$$

其中：

Dn-----泄漏孔直径，取值 3.175mm

nrh,n-----储罐直径为 45m，查表取漏孔个数为 2 个。

Hliq-----储罐液位高度，取值为 0.0762m。Kn:原料油渗透系数。

Cqo-----与罐底土壤接触度有关的一个常数，取 0.21。

$C34dn^2$=1.84

Kh，原料油＝6×10^{-4}＜$C34dn^2$

因此，采用如下公式计算：

征求意见稿

$$Wn=C35\times Cqo\times dn^{0.2}\times hliq^{0.9}\times kn^{0.74}\times nrh,n$$

$Wn=0.0259\times0.21\times(3.175\times10^{-3})^{0.2}\times0.0762^{0.9}\times(6\times10^{-4})^{0.74}\times2=1.4\times10^{-6}m^3/s$

则原料油渗漏速率为：

$Q=1.4\times10^{-6}\times870\times86400=105.32kg/d$，石油类 $8.7\times10^5mg/L$。

2）污水处理站生化池开裂渗漏

设定污水处理站生化池地基不均匀沉降导致池底开裂，裂缝长 5m，宽 1.5cm，地基土渗透系数取值 025m/d，则污水池渗漏速率为：

$Q=25\times5\times0.015=1.875m^3/d$，污水中主要污染物为：石油类 210mg/L，COD5200mg/L。

④评价标准及水文地质参数

拟采用污染物检出下限及其水质标准限值见表 5.4-2。

表 5.4-2　　拟采用污染物检出下限及其水质标准限值　　单位：mg/L

预测因子	检出下限值	标准限值	标准值来源
石油类	0.01	0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)
COD	0.1	3	《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)

4）预测方法

本项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则－地下水环境》（HJ610-2016）的规定，根据建设项目特征、水文地质条件及资料掌握情况，选择采用数值法或解析法进行影响预测，预测污染物运移趋势和对地下水环境保护目标的影响。

本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

5.4.6 生产废水对地下水环境的影响

5.4.6.1 污染预测模型的建立

此次模拟计算，污染物泄漏点主要考虑污水处理站生化池。

考虑到厂区内地下水受到影响的为岩性粉细砂的孔隙潜水，水位埋深不大，当项目运转出现事故时，含有污染质的废水极可能沿着大孔隙以捷径式入渗的方式快速进入含水层从而随地下水流进行迁移，为此本次模拟计算过程忽略污染物在包气带的运移过程（最不利的情况），这样使计算结果更为保守，符合工程设

征求意见稿

计的思想。

由厂区附近孔隙水等水位线可知，在项目区的地下水主要是从北向南方向呈一维流动，加之厂区以及附近区域并没有集中型供水水源地，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可概化为瞬时注入示踪剂（平面瞬时点源）的一维稳定流动二维水动力弥散问题，当取平行地下水流动的方向为 x 轴正方向，垂直地下水流向为 y 方向时，则求取污染浓度分布模型如下：

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi n\sqrt{D_L D_T}t}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x，y，t)—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向 x 方向的弥散系数，m^2/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

5.4.6.2 模型参数的获取

利用所选取的污染物迁移模型，能否达到对污染物迁移过程的合理预测，关键就在于模型参数的选取和确定是否正确合理。

由模型可知，模型需要的参数有：外泄污染物质量 m；有效孔隙度 n；水流的实际平均速度 u；污染物在含水层中的纵向弥散系数 DL；这些参数主要由类比区最新的勘察成果资料以及现有的试验资料来确定：

含水层的厚度 M：根据本次搜集的地勘资料和以往水文地质资料，可知厂区含水层平均总厚度约为 30m；

长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量 Mm：

假如排水管接口处因腐蚀破裂造成泄露事故，当泄露量超过 30%时，计量装

征求意见稿

置能发现，因此泄漏量按照废水量的 30%计算。由于本区地下水位较深，包气带厚度较大，且包气带为粉细砂并加有黏土，渗透系数较小，即便出现池底破裂，泄露量不会太大，在发现至 30 天时间内处理完毕，渗漏水按照渗透的方式经过包气带向下运移，把渗漏的量当成不被包气带吸附和降解而全部进入含水层计算，不考虑渗透本身造成的时间滞后，预测对地下水的影响：

浅层含水层的平均有效孔隙度 n：厂址区含水层岩性以砂砾石为主，根据经验参数确定效孔隙度 n 取值为 0.25；

水流实际平均流速 u：根据项目厂区含水层岩性等相关资料，含水层渗透系数约为 5~50m/d，本次评价取均值 25m/d。同时由厂区附近区域等水位线可知，厂区地下水径流方向与区域径流方向一致，主要是由北向南方向呈一维流动。因当地水文资料贫乏，无法获得有效的地下水水力坡度，为说明事故情况下对周边地下水的影响，参考地形坡降确定水力坡度 I=0.4%，因此地下水的渗透流速

V=KI=25m/d×0.004=0.1m/d，

平均实际流速 u=V/n=0.4m/d。

纵向 x 方向的弥散系数 DL：

参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，通常弥散度随着溶质运移距离的增加而加大，这种现象称之为水动力弥散尺度效应。其具体表现为：野外弥散试验所求出的弥散度远远大于在实验室所测出的值；即使是同一含水层，溶质运移距离越大，所计算出的弥散度也越大。将世界范围内所收集到的百余个水质模型中所使用的纵向弥散度αL 绘在双对数坐标纸上，从图上可以看出纵向弥散度αL 从整体上随着尺度的增加而增大。基准尺度 Ls 是指研究区大小的度量，一般用溶质运移到观测孔的最大距离表示，或用计算区的近似最大内径长度代替。

故本次参考以往研究成果，取弥散度参数值取 10m。

图 5.4-4　lgαL—lgLs 关系图

模型计算中纵向弥散度选用 10m。由此计算项目区含水层中的纵向弥散系数

$D_L = \alpha_L \times u$ =10×0.4m/d = 4(m^2/d)；

征求意见稿

横向 y 方向的弥散系数 DT：根据经验一般$\frac{\alpha_T}{\alpha_L}=0.1$，因此，$\alpha_T=0.1\times\alpha_L=0.1m$，则 $D_T=0.04(m^2/d)$。

项目水文地质参数取值，见表 5.4-3。

表 5.4-3　　项目水文地质参数取值一览表

参数名称	含水层渗透系数 (K1)	地下水流速 (u)	有效孔隙度 (ne)	弥散系数 (D_L)	弥散系数 (D_T)
	m/d	m/d	m/d	m^2/d	m^2/d
数值	25	0.4	0.25	4	0.04

5.4.6.3 预测结果与分析

a、原料油储罐罐底破损渗漏地下水污染预测

将确定的参数代入模型，可求出含水层不同位置，任何时刻的污染因子浓度分布情况。当污染物运移 100 天，石油类在含水层的超标距离为 92m，影响距离为下游 113m；当预测天数为 1000 天时，石油类运移至距假定渗漏点下游约 496m 处地下水水质超标，影响距离为下游 578m；当预测天数为 20 年（7300d）后，位于下游 3293m，此时石油类无超标现象。罐底渗漏石油类运移浓度分布图见图 5.4-5～5.4-7，对含水层的影响范围见表 5.4-4。

表 5.4-4　　非正常工况下，石油类对含水层的影响范围

预测期	最大影响距离（m）	最大超标距离（m）
100 天	113	92
1000 天	587	496
20 年	3293	0

图 5.4-5　　100d，石油类运移浓度分布图

图 5.4-6　　1000d，石油类运移浓度分布图

图 5.4-7　　7300d，石油类运移浓度分布图

征求意见稿

b、污水处理站池底破损渗漏地下水污染预测

①石油类预测

将确定的参数代入模型，可求出含水层不同位置，任何时刻的污染因子浓度分布情况。当污染物运移 100 天，石油类在含水层的超标距离为 88m，影响距离为下游 109m；当预测天数为 1000 天时，石油类运移至距假定渗漏点下游约 468m 处地下水水质超标，影响距离为下游 674m；当预测天数为 20 年（7300d）后，位于下游 3245m，此时石油类无超标现象。污水处理站废水渗漏石油类运移浓度分布图见图 5.4-8～5.4-10，对含水层的影响范围见表 5.4-5。

表 5.4-5　　非正常工况下，石油类对含水层的影响范围

预测期	最大影响距离（m）	最大超标距离（m）
100 天	109	88
1000 天	674	468
20 年	3245	0

图 5.4-8　　100d，石油类运移浓度分布图图 5.4-9　　1000d，石油类运移浓度分布图

图 5.4-10　　7300d，石油类运移浓度分布图

②COD 预测

将确定的参数代入模型，可求出含水层不同位置，任何时刻的污染因子浓度分布情况。当污染物运移 100 天，COD 在含水层的超标距离为 70m，影响距离为下游 119m；当预测天数为 1000 天时，COD 影响距离为下游 612m，此时石 COD 无超标现象。污水处理站废水渗漏 COD 运移浓度分布图见图 5.4-11～5.4-12，对含水层的影响范围见表 5.4-6。

表 5.4-6　　非正常工况下，石油类对含水层的影响范围

预测期	最大影响距离（m）	最大超标距离（m）
100 天	119	70
1000 天	612	0

征求意见稿

图 5.4-11　　100d，COD 运移浓度分布图

图 5.4-12　　1000d，COD 运移浓度分布图

5.4.7 结论

本项目在施工期、运营期正常状况和服务期满后对地下水环境影响较小。运营期事故状态下，污染物泄漏对地下水影响较大，特别是原料油储罐底破损泄漏泄露污染程度较为严重。预测遭受污染的水体在运移过程中，通过地下水体的稀释，经过一定的时间，地下水中 COD、石油类等污染因子的浓度可达到《地下水质量标准》中III类水标准。以上事故状况发生的概率较小，在实施了严格的监测计划、降渗措施和应急措施后，可有效降低影响范围，将其影响程度降至环境可接受范围。

5.5 声环境影响评价

5.5.1 噪声源及源强

本项目新增噪声设备主要为机泵，其噪声声源值在 90dB（A）左右。项目采取将高噪声设备置于隔声控制室、基础减震等措施以降低项目运行噪声对周围环境影响。采取措施后，设备噪声可降低 20dB（A）左右。

5.5.2 预测模式

（1）预测条件假设

1）所有产噪设备均在正常工况条件下运行；

2）室内噪声源考虑声源所在厂房围护结构的隔声作用；

3）为便于预测计算，将各车间噪声源概化叠加作为源强；

4）考虑声源至预测点的距离衰减，忽略传播中建筑物的阻挡、地面反射以及空气吸收、雨、雪、温度等影响。

（2）预测模式

1）室外声源

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20\lg(r/r_0) - \Delta L$$

征求意见稿

式中：$L_p(r)$—噪声源在预测点的声压级，dB(A)；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r_0—参考位置距声源中心的位置，m；

r—声源中心至预测点的距离，m；

ΔL—各种因素引起的声衰减量（如声屏障，遮挡物，空气吸收，地面吸收等引起的声衰减），dB(A)。

2）室内声源

A.计算车间室内声源靠近围护结构处产生的声压级：

$$L_{P1} = L_W + 10\lg(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R})$$

式中：Q—指向性因子；

Lw—室内声源声功率级，dB；

R—房间常数；

r_1—声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

B.计算所有室内声源在围护结构处产生的叠加声压级：

$$L_{P1}(T) = 10\lg(\sum_{j=1}^{N} 10^{0.1L_{Plj}})$$

式中：$L_{p1}(T)$—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

$L_{p1j}(T)$—室内 j 声源声压级，dB；

N—室内声源总数。

C.计算靠近室外维护结构处的声压级：

$$L_{P2}(T) = L_{P1}(T) - (TL + 6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

TL—围护结构的隔声量，dB；

D.将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算中心位置位于透声面积处的等效声源的声功率级：

$$L_W = L_{P2}(T) + 10\lg s$$

E.按室外声源预测方法计算预测点处的声压级。

$$L_p(r) = L_w - 20\lg r - 8 - \Delta L$$

征求意见稿

F.如预测点在靠近声源处，但不能满足声源条件时，需按线声源或面声源模式计算。

3）总声压级

$$Leq(T)=10\lg(\frac{1}{T})[\sum_{i=1}^{M}t_{out,i}10^{0.1L_{out,i}}+\sum_{j=1}^{N}t_{in,j}10^{0.1L_{in,j}}]$$

式中：T 为计算等效声级的时间；

M 为室外声源个数；N 为室内声源个数；

$t_{out,i}$ 为 T 时间内第 i 个室外声源的工作时间；

$t_{in,j}$ 为 T 时间内第 j 个室内声源的工作时间。

t_{out} 和 t_{in} 均按 T 时间内实际工作时间计算。

5.5.3 预测内容

定量预测项目运行时各主要声源对东、西、南、北厂界的噪声贡献值，计算贡献值与现状监测值叠加后的各厂界昼间及夜间噪声值，并按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求评价。

5.5.4 预测结果

将贡献值与环境背景值进行叠加后，厂界噪声预测值见表 5.5-1。

表 5.5-1　厂界噪声影响预测结果　　单位：dB(A)

预测厂界	昼间			夜间		
	现状值	贡献值	叠加值	现状值	贡献值	叠加值
东厂界	46.5	41.1	47.6	44.9	41.1	46.4
西厂界	51.2	46.5	52.5	48.4	46.5	50.6
南厂界	48.6	37.6	48.9	46.3	37.6	46.8
北厂界	46.4	51.2	52.4	44.8	51.2	52.1

由表 5.5-1 可知，该项目在生产运行过程中各噪声源噪声值经过屏蔽、距离衰减后，各噪声叠加值后厂界影响值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准要求（昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)）。建设项目所在地区人烟稀少，2.5km 范围内无居民居住，不会出现噪声扰民的现象。

征求意见稿

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 固体废物源项分析

（1）副产物利用途径

项目生产过程中产生的副产物包括：燃料气、36%硫氢化钠溶液及 25%氨水。

燃料气利用途径是回用工艺作为燃料气；36%硫氢化钠溶液是外售“新疆金盛汇化工有限公司”作为生产硫化碱原料；25%氨水利用途径是外售“新疆恒昌铸造有限公司”作为燃煤烟气脱硫剂。

（2）固体废物

项目生产过程产生的固体废弃物包括：天然气制氢废催化剂、废焦油渣、预处理废吸附剂、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂、灰渣、废导热油、污水站油泥、生活垃圾、油气回收废活性炭等。

项目生产过程产生的固体废弃物包括危险废物和一般废物两种，分述如下：

危险废物：包括天然气制氢废催化剂、预处理废吸附剂、废焦油渣、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂，以及废导热油、污水处理站油泥、油气回收产生的废活性炭等。危险废物产生量 398.7t/a，其中：工艺废催化剂产生量 187t/a，由危废资质经营单位回收；其他危废产生量 211.7/a，外委危废处置单位处置。

一般废物：本项目不新增劳动定员，厂区现状生活垃圾产生量约 88t/a，生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

本项目改造完成后全厂固体废弃物产生及排放情况见表 5.6-1。

表 5.6-1　　固体废物污染物产生情况一览表

产生节点	固废名称	产生数量	属性类别	排放参数	处置方式
制氢单元脱硫工段	铁锰系、锌系废催化剂 S_{1-1}	29.27	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	委托有资质单位处理
制氢单元脱硫工段	钴钼系废催化剂 S_{1-2}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	4 年 1 次	

征求意见稿

制氢单元转化工段	镍系废催化剂 S_{1-3}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	
制氢单元脱硫工段	钴钼系废催化剂 S_{1-4}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	
制氢单元中变工段	铁系废催化剂 S_{1-4}	17	危险废物 HW50(251-016-50)	4 年 1 次	
预处理单元	预处理废吸附剂	173t/3a	HW49 900-041-49 其他废物-非特定行业	3 年 1 次	
预处理单元	加氢保护废催化剂	32t/a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	1 年 1 次	
煤焦油加氢单元	加氢精制废催化剂	100t/3a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	加氢改质废催化剂	80t/3a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	废瓷球	104t/3~5a	HW49 900-041-49 其他废物-非特定行业	3-5 年 1 次	
煤焦油加氢单元	精制废吸附剂	56.7t/3a	一般固废	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	废焦油渣	300t/a	HW11 251-013-11 精（蒸）馏残渣-精炼石油产品制造	间断	危废资质经营单位处置
污水处理站	油泥	1t/a	HW08 251-003-08 废矿物油与含矿物油废物-精炼石油产品制造	间断	
油气回收	废活性炭	3t/a	HW49 772-006-49 其他废物-环境治理	间断	
导热油炉	废导热油	230t/10a	HW08 900-249-08 废矿物油与含矿物油废物	10 年 1 次	
人员生活	生活垃圾	88t/a	一般固废	间断	生活垃圾场
合计产生量		677.64t/a	-	-	-

征求意见稿

5.6.2 处理处置措施分析

本项目各装置生产中产生的天然气制氢废催化剂、预处理废吸附剂、废焦油渣、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂，以及废导热油、

污水处理站油泥、油气回收产生的废活性炭等，均属于危险废物范围，在厂内暂存期间按照危废管理要求进行管理并进行合理合规处置。

生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

综上所述，本项目产生固废可得到有效处置，不会产生二次污染，固体废物外排量为零。

5.6.3 固体废物的分类收集、贮存过程中对环境的影响

本项目实施期间产生的废物大部分属于危险废物，本项目产生的危险废物均应分类收集和贮存，贮存在符合《危险废物贮存污染控制标准》要求的危险废物暂存场所。危险废物与一般固体废物及生活垃圾必须分类收集和贮存，有效地防止危险废物、一般废物的交叉污染，从而减少固体废物对周围环境造成的污染。

本项目按照《危险废物贮存污染控制标准》规范建设危险废物暂存场，主要用来临时贮存待外协处置的各类固废，危废暂存间占地面积为 348m^2，地面建有导流沟、收集池等，位于厂区南侧。危废按照类别分别堆放并进行明确的标记，固体废物在场内堆存期间均使用桶装或袋装性质封存。

固废在厂内暂存期间可得到有效处置，不会产生二次污染。

5.6.4 废物收集、运输过程对环境的影响

本项目危险废物收集、运输过程将对环境造成一定的影响。

（1）气味影响

危险废物和一般工业固废、生活垃圾在运输的过程中，可能对环境造成一定的气味影响，因此，危险废物和一般固废、生活垃圾在运输过程中需采用密封式运输车辆，车辆内设置渗滤液收集装置，在采取上述措施后，运输过程中基本可以控制运输车辆的气味泄露问题。

（2）废水影响

在车辆密封良好的情况下，运输过程中可有效控制运输车的渗滤液泄漏，对车辆所经过的道路两旁土壤及水质影响不大。但若运输车辆出现沿路洒漏，则可能会由雨水冲刷路面而对附近水体造成污染。因此，建设单位和废物运输单位要

严格按照要求进行包装和运输过程管理，确保运输过程中不发生洒漏。

5.6.5 环境影响途径

固体废物作为一类环境污染物质，若处理处置不当，会造成垃圾遍地，污水横流，对环境和人体健康存在潜在的危害。本项目运行期间产生的固体废物在厂区暂存过程中若贮存不善可能会因为下雨而随雨水流入附近水域或渗入地下污染地下水，堆放、厂内外运输过程中会产生一定的扬尘污染空气，因此必须做好防渗、防漏、防风、防雨、防晒过程，运输过程中车辆做好掩盖、喷淋保湿的工作。

建设项目必须强化废物产生、收集、贮运各环节的管理，杜绝固废在厂区内的散失、渗漏，做好固体废物在厂区内的收集和储存相关防护工作，收集后进行有效处置。同时建立完善的规章制度，以降低固体废物散落对周围环境的影响。为防止本项目固废在厂内临时贮存过程中产生的二次污染。危险废物的贮存按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求，将不同类型固体废物进行分类收集和堆存，并对不同污染情况的污染物分别处理处置，在储运过程中对危险固体废物采用密闭罐装，防止废物外泄。在采取适当妥善的方式，并加强固体废物分类收集管理情况下，固体废物不会对环境产生影响。

5.7 环境风险分析

5.7.1 概述

5.7.1.1 评价目的

环境风险评价作为建设项目环评的一个重要组成部分，对于减少人员生命财产的损失和保护生态环境具有重要的意义，该项目进行环境风险评价和管理的主要目的是：

（1）从环境风险评价的角度，论证本项目选址的环评可行性；

（2）根据项目工程特点，分析识别各种可能发生的事故及其发生的概率；

（3）分析预测有毒有害物质泄露到环境中所导致的后果，以及应采取的缓解措施；

（4）完善安全设计，降低事故发生的可能性，减少人员生命、财产的损失

征求意见稿

和对环境的影响，以合理的成本实现安全生产；

（5）制定事故应急响应计划。

制定安全管理计划，进行完整的环境风险评价将为企业实施职业安全卫生管理体系打下良好的基础。

5.7.1.2 评价原则

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建议要求，为建设项目环境风险防控提出科学依据。

5.7.2 环境风险潜势判定

本项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界值的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），并对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

5.7.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目涉及的主要危险化学品和重大危险源判定见表 5.7-1。

表 5.7-1　　本项目危险物质数量与临界量比值

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	中低温煤焦油	/	2×4250	2500	3.4
2	液化气（LPG）	/	3×60	7.5	24
3	石脑油	/	2×1250	2500	1
4	柴油	/	2×3600	2500	2.88
5	氨水	1336-21-6	2×250	10	50
6	硫氢化钠	16721-80-5	2×170	2.5	136
项目 Q 值∑					217.28

5.7.2.2 行业及生产工艺（M）

本项目行业及生产工艺判定见表 5.7-2。

表 5.7-2　　行业及生产工艺判定（M）

征求意见稿

本项目涉及工艺	套数	分值	合计
加氢工艺	1 套	10	10
M≤10，M3			

5.7.2.3 危险物质及工艺系统危险性（P）

建设项目的危险物质及工艺系统危险性等级（P）的判断见下表，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 5.7-3　　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≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

本项目 Q≥100，M3，危险物质及工艺系统危险性确定为 P2。

5.7.2.4 风险潜势

本项目风险潜势判定见表 5.7-4 和表 5.7-5。

表 5.7-4　　建设项目环境风险潜势划分表

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）
环境高度敏感区（E1）	IV^+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV^+ 为极高环境风险				

表 5.7-5　　各要素风险潜势判定结果

环境要素	危险物质及工艺系统危险性（P）	环境敏感程度（E）	环境敏感程度判定依据	风险潜势判断结果
大气环境	P2	E3	本项目的事故情形涉及危险物质泄漏，危险物质向环境转移的途径为大气扩散对大气环境的影响。本项目边界周围 5km 范围内总人口小于 1 万人。	III
地表水环境		E3	本项目发生事故时，危险物质泄漏量较小，完全可通过建设单位的水体污染防控体系	III

征求意见稿

			进行收集、处理，且本项目距离水体较远，基本不会对水体产生影响，也不涉及地表水环境风险受体/敏感保护目标。	
地下水环境		E2	本项目不位于水源地的保护区及准保护区内，也不属于水源地的补给径流区，地下水敏感程度为不敏感。	III

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 过往事故资料收集

（1）过往事故资料收集

根据化学工业部科学技术情报研究所编辑的《全国化工事故案例集》，统计了全国近年的有关化工装置生产事故资料。事故案例 13440 例，事故类型包括物体打击、火灾、物理爆炸、化学爆炸、中毒和窒息、其它伤害等 17 类。事故原因有防护装置缺陷、违反操作规程、设计缺陷、保险装置缺陷等 19 种。在统计的 13440 例事故中，火灾 261 例（1.94%），爆炸 1056 例（6.86%），中毒和窒息 6165 例（45.87%），设备缺陷 1076 例（8.00%），个人防护缺陷 651 例（4.84%），防护装置缺乏 784 例（5.83%），防护装置缺陷 138 例（1.03%），保险装置缺陷 57 例（0.42%）。从事故发生原因来看，违反操作规程是发生事故的最主要原因。近年来部分事故案例收集如下：

1）济钢焦化发生一次煤气爆炸，造成 6 人死亡，后果严重。

2）国际焦化 3.21 事故：放散塔顶部管道爆炸，爆炸致使管道、设备破碎、铁件由高空坠落，未造成人员伤亡；与此同时，1 号焦炉的八个炉膛高温超标，导致氨水管道被烧毁，氨水外泄，同时，其余炉膛门均有不同程度烧损。

3）2001 年 6 月 14 日，山西省太原某焦化厂发生了一起皮带机伤害事故，导致 1 名操作工死亡。

4）2004 年春节期间，二塘福利铁业有限公司焦化厂由于职工操作不当，致使冷却水池循环水溢出，渗入地下污染了距生产车间约 30m 地井水。铁路部门将井水被污染一事告知焦化厂后，焦化厂立即采取积极措施，在附近铺设混凝土防渗，中间地带已铺设混凝土，目前井水清澈，经调查人员现场品尝，口感正常无异味。如水质仍不达标，将由焦化厂另觅水源饮用。

征求意见稿

5）2011 年 7 月广西贵港钢铁集团有限公司煤气锅炉因空气与煤气比例失衡全部熄火，电厂组织切断了进电厂煤气，导致煤气总管净煤气压力超过正常压力，“防爆水封”被完全冲开，煤气大量泄漏，导致轧钢厂附近作业人员及居民煤气中毒。

6）2009 年 5 月 9 日凌晨，铜梁县虎峰镇久远防水材料有限公司发生煤焦油泄露，大约有 50 吨煤焦油流入小安溪支流久远河，400 多米河段受到污染。

从事故发生原因来看，大多是由于人为原因导致的（操作不当）。受影响的范围也各不相同，影响较大的是爆炸事故，可能造成人员伤亡，泄露事故一般造成中毒，明显的造成伤亡。随着爆炸、泄露事故的发生，各种有毒、有害物质进入自然环境中，造成大气、水、土壤的污染。

5.7.3.2 物质危险性识别

本项目主要危险物质包括中低温煤焦油、石脑油、柴油、天然气、氨水、硫氢化钠泄漏，其主要特性见表 5.7-6~表 5.7-8。

表 5.7-6　　硫化氢的理化性质

标识	中文名：硫化氢	英文名：hydrogensulfide
	分子式：H_2S	分子量：34
	危规号：21005　UN 编号：1016	CAS 号：630-08-0
理化性质	外观与形状：无色有恶臭气体	溶解性：溶于水、乙醇。
	熔点(℃)：-84.5	沸点(℃)：-60.4
	相对密度：(水=1)	相对密度：(空气=1)1.19
	饱和蒸汽压(kPa)2026.5(-24.5℃)	禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(Mpa)：9.01	临界温度(℃)：100.4
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：260	闪点(℃)：无意义
	爆炸下限(%)：4.0	爆炸上限(%)：46.0
	最小点火能(MJ)：0.077	最大爆炸压力(MPa)：0.490
	LC50：618mg/m^3	LD50：
	燃烧热：3524 kcal/kg	燃烧(分解)产物：硫氧化物
	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。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	

征求意见稿

	灭火方法：消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能切断气源,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、抗溶性泡沫、干粉。
健康危害	侵入途径：吸入
	健康危害：本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。
	急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m^3 以上)然时可在数种内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃殇。
	长期低浓度接触，引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=10mg/m^3
急救	眼睛接触：提起眼险,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。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，，严格限制出入。切断火源，建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。从上风向进入现场，尽可能切断泄漏源。合理通风，加强扩散。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，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔相连的通风橱内。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。漏气溶器要妥善处理、修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓内温度不宜超过 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。

表 5.7-7　　氨水理化性质

标识	中文名：液氨（氨气）		英文名：Ammonia
	分子式：NH_3		分子量：17.03
	危规号：23003	UN 编号：1005	CAS 号：7664-41-7
理化性质	外观与形状：无色有刺激性恶臭气体，在适当压力下可液化成液氨		溶解性：易溶于水、乙醇、乙醚
	熔点(℃)：-77.7		沸点(℃)：-33.5
	相对密度：(水=1)0.82(-79℃)		相对密度：(空气=1) 0.6
	饱和蒸汽压(kPa)506.62(4.7℃)		禁忌物：　卤素、酰基氯、酸类、氯仿、强氧化剂
	临界压力(Mpa)：11.40		临界温度(℃)：132.4
	稳定性：稳定		
危险特	危险性类别：　第 2..3 类有毒气体		燃烧性：可燃
	引燃温度(℃)：651		闪点(℃)：无意义
	爆炸下限(%)：14.5		爆炸上限(%)：27.4

征求意见稿

性	最小点火能(MJ)：1000	最大爆炸压力(KPa)：4.85
	燃烧热(kJ/kg)：18700	燃烧(分解)产物：氮氧化物、水
	与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、热即会发生燃烧爆炸。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。若遇高热，容器内压增大，又开裂和爆炸危险。遇热放出氨和氮及氮氧化物的有毒烟雾。	
	灭火方法：消防人员必须穿戴全身防火防毒服。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。喷气冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂： 雾状水、抗溶性泡沫、二氧化碳、砂土。	
健康危害	侵入途径：吸入，此外可以通过皮肤吸收	
	健康危害： 对粘膜和皮肤有碱性刺激及腐蚀作用，可造成组织溶解性坏死。高浓度时可引起反射性呼吸停止和心脏停搏。	
	工作场所最高允许浓度：中 国 MAC（mg/m^3）：30；前苏联 MAC（mg/m^3）：20	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着,用流动清水冲洗至少 30 分钟 眼睛接触：立即用流动清水或凉开水冲洗至少 10 分钟。 吸 入：吸入者应迅速脱离现场,至空气新鲜处。维持呼吸功能。卧床静息。及时观察血气分析及胸部 X 线片变化。给对症、支持治疗。 食 入： 给饮牛奶，有腐蚀症状时忌洗胃。	
泄漏处理	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。用湿草席等盖在泄漏处或漏出来的氨液上，然后从远处用水管冲洗。气体大量喷出时，在远处用喷射雾状水吸收。液体附着物要用大量水冲洗或用含盐酸的水中和。废气要用水吸收后盐酸中和，也可用大量水稀释排入下水道。中和剂，除盐酸外硫酸和其它酸也可以。	
储运注意措施	谨防容器受损；本品适宜室外或单独存放，室内存放应置于凉爽、通风处；避易燃物，与其他化学品分离，尤其是氧化气体，次氯酸物、碘和酸；严禁烟火。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。分装和搬运作业要注意个人防护。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留	

表 5.7-8 煤焦油理化性质

标识	中文名：煤焦油		英文名：Delayed coke light oil
	分子式：混合物		分子量：混合物
	危规号：32192	UN 编号：1136	CAS 号：65996-93-2
理化性质	外观与形状：常温常压下其产品呈黑色粘稠液状		溶解性：不溶于水,溶于乙醇、乙醚
	熔点(℃)：<80		沸点(℃)：380
	相对密度：1.048t/m^3		禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：相对稳定		聚合危害：不聚合
危	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		燃烧性：易燃

征求意见稿

险特性	引燃温度(℃)：	闪点(℃)：80~90
	爆炸下限(%)：15	爆炸上限(%)：40
	最小点火能(MJ)	最大爆炸压力(MPa)：
	燃烧热(kcal/kg)：7500	燃烧(分解)产物：水,CO,CO_2
	灭火方法：切断油源。若不能切断油源,喷水冷却容器,可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：在生理学上是有害气体，仅在较高浓度、长时间接触的情况下，会对人产生一定的危害性。	
	工作场所最高允许浓度：未制定	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道畅通。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设活性炭吸附。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	远离火种、热源。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）、氧化剂等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。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，注意验收日期。搬运时轻装轻卸，防止因碰撞而导致容器破损。	

5.7.3.3 工程潜在危险性识别

（1）生产过程潜在危险性识别

①生产过程的高度连续性

生产过程主要为预处理单元、加氢单元及分馏单元三部分，首先中低温煤焦油原料经脱水塔脱除水分后，与稀释柴油、溶剂和絮凝剂一起进入混合器进行充分混合后，经过加氢、分馏制出石脑油、柴油和尾油，石脑油和柴油，整个生产过程大部分在气态下进行，工艺气体不可能大量储存，而是源源不断地输送至下一工序进行加工处理，这就决定了生产的连续性。如果其中一个工序或一台设备发生故障，都会造成局部或全部停车，甚至会发生重大恶性事故。因此，生产过程中每一台设备、每一个岗位或工序运行状况的好坏、操作控制合理与否，都会对全厂稳定、安全生产起到至关重要的作用。

②生产系统复杂

征求意见稿

生产过程包括煤焦油加氢裂化、馏分油脱氢工序。为了满足生产需要，还设有一系列辅助生产工序及设施，如供汽、供水、供电等系统，仪表及自控、信号连锁、生产调度等等，从而构成一个庞大、复杂的生产系统。这些系统虽然各自独立，但都密切相关，相互制约。

③工艺流程长、工艺过程复杂

由于生产的连续性特点，各类设备之间靠工艺管道相连通，组成系统生产线。各种工艺管道、蒸汽管道、上下水管道、动力电缆等贯穿全厂地下、地上、空中，相互交织，错综复杂，并形成网络。由原料到产品，需经过多道工序的化学反应和处理，从而构成了工序流程长、工艺过程复杂的特点。

④工艺参数严格、操作控制技术要求高

装置生产中工艺参数有高温、高压、低温、负压、高流速等特点，为确保生产过程的安全、连续和稳定，对温度、压力、流速、气体成分和投料量等工艺指标的确定都非常严格。操作人员需根据生产变化情况，及时频繁地对工艺参数予以调节和进行岗位之间的联系，不允许工艺条件有大的波动，更不允许超温、超压、超负荷运行。

⑤生产过程中存在着多种化学危险物质

生产过程中所处理的气体有 H_2S、液化气、天然气等易燃、可燃性气体及液体，甚至生产过程中排出的废气、废水等，也大多是有害、有腐蚀性的物质。

生产过程中的某些介质具有较强的腐蚀性，能使设备、管道、阀门等壁厚减薄，强度降低，氢气和氮气则能使钢材发生氢脆、发生渗氮，导致设备管道机械强度降低。这些都对安全生产带来了隐患。

（2）生产过程危险、有害因素分析

①火灾、爆炸危险性

生产过程及产品的储运过程中存在多种易燃易爆物质，如 H_2、CO 等。若管理不善，使用不合理时容易发生火灾或爆炸事故。工艺气体发生着火时火势凶猛而且不易扑灭，危害性很大；无论发生物理爆炸还是化学爆炸，都可能导致众多伤亡和物质上的严重损失。生产过程中客观存在的发生火灾和爆炸的因素有如下几个方面：

原材料、辅助材料、中间产品的易燃易爆性：原料及辅料天然气、煤焦油，

征求意见稿

天然气、H_2S 等都具有燃烧爆炸性，其中有些物质燃点低，爆炸下限低，点燃能量低。如果操作、使用不当，或空气混入系统中，就有可能发生燃烧或爆炸。

高温操作带来的危险性：在工艺过程中存在高温条件，操作温度高时引起工艺气体燃烧爆炸的重要因素。高温的表面容易引起与之接触的可燃物着火；高温下的可燃气体混合物，一旦空气混入并达到爆炸极限时，极易发生爆炸；温度达到或超过其自燃点的可燃气体，一旦泄漏即能引起燃烧或爆炸；高温能加速运转设备润滑油的挥发和分解，在管道中形成积炭、结焦，导致积炭燃烧甚至爆炸；高温还能使可燃气体的爆炸极限扩大，增大爆炸的危险性。

生产过程中的明火、高温物质、电火花、静电火花等带来的危险性：工艺装置中的明火设备如热解炉、检修中电、气焊作业、烟囱的飞火、进厂车辆排气管喷火等均属明火源，都可能引起可燃气体、易燃蒸气燃烧或爆炸；非防爆型的电气设备，因接触不良或绝缘老化产生电弧、电火花或电气设备表面温度过高，都能引起可燃气体燃烧或爆炸；氢气等导电性差的物质，在设备、管道内高速流动或发生泄漏外喷时，产生的静电荷积累到一定程度就可能发生放电，产生火花，引起燃烧或爆炸；运转设备长时间缺润滑油，由于摩擦而发热起火，金属物件落入机内与机体撞击起火，也是燃烧爆炸的起因。

②中毒、窒息事故

生产过程中，工人接触、使用的有毒有害物质的机会和种类较多，如 H_2S、NH_3、苯并(a)芘等。在设备密封不好或因腐蚀造成设备、管道泄漏，设备检修、操作失误等情况下，有毒有害物质便迅速外泄并污染作业环境，如防护不当或处理不及时，则很容易发生中毒事故，对人体产生不同程度的危害。有些气态毒物无色无臭，泄漏后不易被觉察，往往会造成更大的危害。

生产过程有害因素分布情况详见表 5.7-10。

表 5.7-10　生产过程中危险有害因素分布情况

装置	火灾爆炸	压力容器爆破	中毒窒息
煤气脱硫脱碳装置	+	+	+
煤焦油加氢裂化装置	+	+	+
馏分油脱氢	+	+	+
罐区	+	+	+

征求意见稿

5.7.3.4 生产过程潜在事故类型的识别

（1）着火爆炸

本项目生产过程中用到的原材料、中间产品都是火灾危险性等级较高的物质（如液化气等），整个工艺系统比较复杂，生产中温度、压力较高，各种设备、装置、机泵、管线以及各种安全阀、压力表、液位计、传感器等安全附件很多。正常生产情况下，各系统是安全的。一旦设备出现故障、控制失灵、误操作、压力容器和管道设计及选材不合格，设备、管道发生泄漏等，都很可能使系统的运行安全受到威胁，甚至发生燃烧爆炸事故。

（2）有毒有害气体泄漏

生产过程中用到的原料、中间产物以及产品（如 H_2S、NH_3、苯并(a)芘），对人有程度不同的毒害作用。因生产过程是在密闭设备中进行，控制中心集中控制，人员接触时间较短，对操作人员的影响不大。但一旦发生物料泄漏事故，对周围的人员有中毒、甚至死亡等可能性。

5.7.3.5 物料贮运过程危险性分析

氨水在生产和储存过程中的主要危险为储罐系统的管道、阀门等损坏或仪表失灵导致的泄漏。也可能由人为操作失误，如加注速度过快，阀门开关错误等原因导致火灾爆炸事故。并且泄漏的煤气还会造成罐区及下风向邻近区域的人员中毒，甚至死亡。氨水如果泄漏会造成中毒以及人员伤亡事件。

5.7.4 风险识别结果

根据以上识别内容，本项目风险识别结果见表 5.7-11。

表 5.7-11　　本项目风险识别结果

危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	进入环境物质	可能受影响的环境敏感目标
I	煤焦油加氢裂化装置	煤焦油、液化气	泄漏、火灾爆炸	CO	环境空气、地下水、地表水
	馏分油脱氢装置	煤基氢化油、	泄漏、火灾爆炸	CO	环境空气、地下水、地表水
II	焦油罐区	煤焦油、NH_3	泄漏、中毒、火灾爆炸	CO、NH_3	环境空气
III	煤焦油加氢	煤基氢化油、液	泄漏、中毒、	煤基氢化油、	环境空气、地

征求意见稿

	及脱氢罐区	化气、液氨	火灾爆炸	CO、液氨	下水、地表水

5.7.5 风险事故情形分析

5.7.5.1 最大事故发生概率的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），确定事故情形中最大可信事故设定发生概率为 $K=1\times10^{-6}/a$。

5.7.5.2 风险事故情形设定

在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性事故类型，设定为风险事故情形。事故假定原则是分别对不同的物质进入不同环境的途径（环境空气、地表水、地下水）进行设定。风险事故情形设定内容包括环境风险类型、风险源、危险单元、危险物质和影响途径。

由于事故触发因素具有不确定性，因此事故情形的设定并不能包含全部可能的环境风险，但通过具有代表性的事故情形分析可为风险管理提供科学依据。

基于对环境造成风险影响的历史事故类型，结合本项目危险物质的种类及其生产区、储存区的分布情况，确定本项目风险事故情形。

根据风险识别结果，将厂区共划分为 2 个单元，分别为 I 单元：煤焦油原料罐区单元、II 单元：煤焦油加氢及脱氢罐区单元。逐个分析每个单元风险物质存在量及风险事故影响情况，以同种物质选择影响最大事故情形、同一风险单元或同种风险物质考虑多种风险情形为判定原则，确定本项目风险事故情形。

（1）煤焦油储罐区

储罐发生风险事故的可能性有两种，一种是储罐破裂发生泄漏事故，一种是罐区火灾事故。根据储存物质的特性确定罐区风险事故为煤焦油储罐发生火灾爆炸事故，次生产生 CO 气体进入环境空气。

（2）煤焦油加氢及脱氢罐区

储罐发生风险事故的可能性有两种，一种是储罐破裂发生泄漏事故，一种是罐区火灾事故。根据储存物质的特性及储存量，确定该罐区风险事故为甲苯储罐发生泄漏事故，甲苯进入环境空气，液氨储罐发生泄漏事故，氨进入环境空气。

征求意见稿

5.7.6 源项分析

5.7.6.1 事故源强确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E 中的方法，对危险化学品的泄漏量进行估算。

（1）液体泄漏速率

液体泄漏速率 Q_L 用勃柏努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常用 0.6-0.64；

A——裂口面积，m^2；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g——重力加速度；

h——裂口之上液位高度，m；本项目取 2m。

（2）气体泄漏速率

当气体在音速范围（临界流）：

$$\frac{P_0}{P} \le \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k+1}}$$

当气体流速在亚音速范围（次临界流）：

$$\frac{P_0}{P} > \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k+1}}$$

式中：P——容器内介质压力，Pa；

P0——环境压力，Pa；

K——气体的绝热指数（热容比），即定压热容 C_P 与定容热容 C_V 之比。

假定气体的特性是理想气体，气体泄漏速度 Q_G 按下式计算：

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M\kappa}{RT_G}\left(\frac{2}{\kappa+1}\right)^{\frac{\kappa+1}{\kappa-1}}}$$

征求意见稿

式中：Q_G——气体泄漏速度，kg/s；

P——容器压力，Pa；

Cd——气体泄漏系数；

当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90；

A——裂口面积，m^2；

M——分子量；

R——气体常数，J/（mol·k）；

T_G——气体温度，K；

Y——流出系数，对于临界流 Y=1.0 对于次临界流按下式计算：

$$Y=\left[\frac{P_0}{P}\right]^{\frac{1}{K}}\times\left\{1-\left[\frac{P_0}{P}\right]^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}\right\}^{\frac{1}{2}}\times\left\{\left[\frac{2}{\kappa-1}\right]\times\left[\frac{\kappa+1}{2}\right]^{\frac{\kappa+1}{\kappa-1}}\right\}^{\frac{1}{2}}$$

（3）假定液相和气相是均匀的，且互相平衡，两相流泄漏计算按下式：

$$Q_{LG}=C_d A\sqrt{2\rho_m(\rho-\rho_C)}$$

式中：Q_{LG}——两相流泄漏速度，kg/s；

C_d——两相流泄漏系数，可取 0.8；

A——裂口面积，m^2；

P——操作压力或容器压力，Pa；

P_C——临界压力，Pa，可取 P_C=0.55P；

ρ_m——两相混合物的平均密度，kg/m^3，由下式计算：

$$\rho_m=\frac{1}{\frac{F_V}{\rho_1}+\frac{1-F_V}{\rho_2}}$$

式中：ρ_1——液体蒸发的蒸汽密度，kg/m^3；

ρ_2——液体密度，kg/m^3；

F_V——蒸发的液体占液体总量的比例，有下式计算：

$$F_V=\frac{C_P(T_{LG}-T_C)}{H}$$

式中：C_P——两相混合物的定压比热，J/（kg·K）；

征求意见稿

T_{LG}——两相混合物的温度，K；

T_C——液体在临界压力下的沸点，K；

H ——液体的气化热，J/kg。

当 F_V＞1 时，表明液体将全部蒸发成气体，这时应按气体泄漏计算；如果 FV 很小，则可近似地按液体泄漏公式计算。

（4）蒸发量计算

液体泄漏地面，按 10min 计，在储罐的周围有围堰，在地面形成液池，液池内液体的蒸发分为闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发三种，不断向周围空气散发蒸气，蒸发量用下列公式计算，其中闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发公式采用环境风险评价技术导则附录中给定的公式。

①闪蒸量的估算

过热液体闪蒸量可按下式估算

$$Q_1=F\cdot WT/t_1$$

式中：Q_1——闪蒸量，kg/s；

W_T——液体泄漏总量，kg；

t_1——闪蒸蒸发时间，s；

F_V——蒸发的液体占液体总量的比例；按下式计算

$$F_V = C_P \frac{T_L - T_b}{H}$$

式中：Cp——液体的定压比热，J/（kg·K）；

TL——泄漏前液体的温度，K；

Tb——液体在常压下的沸点，K；

H——液体的气化热，J/kg。

由上式计算的 F_V 一般都在 0～1 之间，这种情况下一部分液体将作为极小的分散液滴保留在蒸汽云中。随着与具有环境温度的空气混合，部分液滴将蒸发。如果来自空气的热量不足以蒸发所有液滴，部分液体将降落地面形成液池。

对于液体是否被带走目前尚没有可接受的模型。有关实验表明，如果 F_V 值大于 0.2，则液池不太可能形成。当 F_V 小于 0.2 时，可以假定带走流体与 F_V 成线性关系。F_V=0，没有流体被带走；F_V=0.1，有 50%液体被带走。

征求意见稿

因此，考虑到液滴被带走的量，闪蒸带走的液体量按下式计算：

A、当 Fvap≤0.2 时，D=5×Fvap×Q_L

地面液池内液体量：Ds＝（1-5×Fvap）×Q_L

B、当 Fvap≥0.2 时，液体被全部带走，地面无液池形成。

②热量蒸发估算

当液体闪蒸不完全，有一部分液体在地面形成液池（或者，冷冻液体泄漏至地面），并吸收地面热量而气化称为热量蒸发。热量蒸发的蒸发速度 Q_2 按下式计算：

$$Q_2 = \frac{\lambda S \times (T_o - T_b)}{H\sqrt{\pi \alpha t}}$$

式中：Q_2——热量蒸发速度，kg/s；

T0——环境温度，k；

Tb——沸点温度；k；

S——液池面积，m^2；

H——液体气化热，J/kg；

λ——表面热导系数（见表 5.7-12），W/m·k；

α——表面热扩散系数（见表 5.7-12），m^2/s；

t——蒸发时间，S。

表 5.7-12　　地面的热传递性质

地面情况	λ（w/m·k）	α（m^2/s）
水泥	1.1	1.29×10^{-7}
土地（含水 8%）	0.9	4.3×10^{-7}
干阔土地	0.3	2.3×10^{-7}
湿地	0.6	3.3×10^{-7}
砂砾地	2.5	11.0×10^{-7}

③质量蒸发估算

当热量蒸发结束，转由液池表面气流运动使液体蒸发，称之为质量蒸发。

质量蒸发速度 Q_3 按下式计算：

征求意见稿

$$Q_3 = \alpha \times \rho \times M/(R \times T_0) \times u^{(2-n)/(2+n)} \times r^{(4+n)/(2+n)}$$

式中：Q_3——质量蒸发速度，kg/s；

a,n——大气稳定度系数，见表 7.3-4；

p——液体表面蒸气压，Pa；

R——气体常数；J/mol·k；

T_0——环境温度，k；

u——风速，m/s；

r——液池半径，m。

表 5.7-13　　液池蒸发模式参数

稳定度条件	n	α
不稳定（A，B）	0.2	3.846×10^{-3}
中性（D）	0.25	4.685×10^{-3}
稳定（E，F）	0.3	5.285×10^{-3}

液池最大直径取决于泄漏点附近的地域构型、泄漏的连续性或瞬时性。有围堰时，以围堰最大等效半径为液池半径；无围堰时，设定液体瞬间扩散到最小厚度时，推算液池等效半径。

④液体蒸发总量的计算

$$W_P = Q_1 t_1 + Q_2 t_2 + Q_3 t_3$$

式中：W_p——液体蒸发总量，kg；

Q_1——闪蒸蒸发液体量，kg；

Q_2——热量蒸发速率，kg/s；

t_1——闪蒸蒸发时间，s；

t_2——热量蒸发时间，s；

Q_3——质量蒸发速率，kg/s；

t_3——从液体泄漏到液体全部处理完毕的时间，s。

5.7.6.2 最大可信事故源强估算结果

煤焦油储罐发生火灾爆炸

本项目单个煤焦油储罐容积为 5000m^3，直径 25m，假定 1 个煤焦油储罐泄漏并发生火灾爆炸，假设 10%煤焦油参与爆炸，总量 615t。根据火灾伴生/次生

征求意见稿

污染物中 CO 的产生量估算方法，本项目煤焦油不完全燃烧产生的 CO 产生量为 60900kg，假设事故持续 10min，则 CO 的产生速率为 101.5kg/s。

火灾伴生/次生中一氧化碳产生量的计算见公式：

$$Gco=2330qCQ$$

式中：

Gco———氧化碳的产生量（kg/s）；

C——物质中碳的质量百分比含量，本次取 85%；

q——化学不完全燃烧值，%。本次取 5%；

Q——参与燃烧的物质量，t/s。

5.7.7 风险预测与评价

5.7.7.1 大气环境风险

（1）预测模型

本次评价采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）推荐的理查德森数计算方法判断气体性质。

经计算，本项目 CO 烟团密度小于空气密度，扩散采用 AFTXO 模式；

本项目大气环境风险预测为二级，因此选取最不利气象条件进行分析预测，预测模型主要参数表见表 5.7-15，大气毒性终点浓度值选取取参见《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 H，CO 大气毒性终点浓度值见表 5.7-16。

表 5.7-15　　本项目预测模型主要参数表

参数类型	选项		参数
基本情况	煤焦油储罐	事故源经度/（°）	90.45955
		事故源纬度/（°）	43.05041
		事故源类型	泄漏、火灾爆炸
气象参数	气象条件类型		最不利气象
	风速（m/s）		2.21
	环境温度/℃		12.8
	相对湿度/%		43
	气象条件概率		2018 年 NE 风向概率为 21.2%
	稳定度		F
其他参数	地表粗糙度/m		1

征求意见稿

	是否考虑地形	是
	地形数据精度/m	90

表 5.7-16　　物质大气毒性终点浓度值

序号	物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1/（mg/m³）	毒性终点浓度-2/（mg/m3）
1	H_2S	7783-06-4	70	38
2	CO	630-08-0	380	95

5.7.7.2 预测结果

（1）煤焦油储罐发生火灾爆炸事故

根据源强估算，最不利气象条件下预测结果如表 5.7-16。

表 5.7-16　　最不利气象条件煤焦油储罐发生火灾爆炸事故源项及事故后果基本信息表

<table>
<tr><td colspan="8">风险事故情形分析</td></tr>
<tr><td colspan="2">代表性风险事故情形描述</td><td colspan="6">煤焦油储罐火灾爆炸产生此生污染物 CO</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险类型</td><td colspan="6">火灾爆炸</td></tr>
<tr><td colspan="2">泄漏设备类型</td><td>煤焦油储罐</td><td>操作温度/℃</td><td>40</td><td>操作压力/MPa</td><td colspan="2">101.32KPa</td></tr>
<tr><td colspan="2">泄漏危险物质</td><td>CO</td><td>最大存在量/kg</td><td>60900</td><td>泄漏孔径/mm</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td colspan="2">排放速率/（kg/s）</td><td>101.5</td><td>火灾持续时间/min</td><td>30</td><td>排放量/kg</td><td colspan="2">60900</td></tr>
<tr><td colspan="2">泄漏高度/m</td><td>/</td><td>泄漏液体蒸发量/kg</td><td>/</td><td>泄漏频率</td><td colspan="2">5×10^{-6}/a</td></tr>
<tr><td colspan="8">事故后果预测</td></tr>
<tr><td rowspan="6">大气</td><td>危险物质</td><td colspan="6">大气环境影响</td></tr>
<tr><td rowspan="5">CO</td><td colspan="2">指标</td><td>浓度值/（mg/m³）</td><td>最远影响距离/m</td><td colspan="2">达到时间/min</td></tr>
<tr><td colspan="2">大气毒性终点浓度-1</td><td>380</td><td>350</td><td colspan="2">3.58</td></tr>
<tr><td colspan="2">大气毒性终点浓度-2</td><td>95</td><td>920</td><td colspan="2">9.11</td></tr>
<tr><td colspan="2">敏感目标名称</td><td>超标时间/min</td><td>超标持续时间/min</td><td colspan="2">最大浓度/（mg/m³）</td></tr>
<tr><td colspan="2">/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td colspan="2">/</td></tr>
</table>

根据《建设项目环境风险评价技术导则》风险值计算内容要求，此处计算有毒有害物质泄漏时的风险值。根据项目总平面布置和敏感点分布情况可见，本项目煤焦油储罐发生火灾爆炸事故影响范围最大，超过毒性终点浓度 1 的最大影响距离为 350m，该范围内无敏感目标。综上分析，本项目风险事故大气环境影响

征求意见稿

范围内无敏感目标，环境风险可防控。

5.7.7.3 地表水环境风险

根据风险事故情形分析，最大可信事故中可能影响地表水环境的主要为储罐泄露，根据设计单位提供资料，根据《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2013）关于事故状态下水体污染的预防与控制技术要求，设置石油化工企业事故状态下水污染预防与控制体系，主要分为三级，防控体系内容如下：

①一级防控系统

本项目在装置污染区域设置围堰，使得泄露物料和事故废水在围堰内被拦截，最终进入处理系统，储罐区设置防火堤，使得泄露物料能够及时回收、处理，且容积不小于罐体液体最大存储量，各围堰为本项目的一级防控系统。

②二级防控系统

二级防控系统主要是装置区、罐区中间事故缓冲罐，在发生生产事故时，装置区、罐区防火堤、围堰有小容积小于罐组内一次事故液量时，通过管线重力排入中间事故缓冲罐，储满后，事故水经全场管网送污水处理系统处理，防止较大生产事故泄露物料和污染消防水造成的环境污染。

③三级防控系统

根据总平面布置图，企业在总厂区南侧设置 1 座事故水池，极端情况下，二级防控应急系统不能满足事故需要时，启动三级事故废水防控系统，全厂事故废水均进入事故水池。事故池作为污水处理系统的事故缓冲池，能防止事故废水冲击污水处理系统，引起污水处理系统的不稳定运行。

（3）事故水池核算

本项目建成后，厂内设计独立的应急收集措施，根据设计资料，全厂区建设消防废水收集池（事故池）收集发生事故时的消防废水，主要包括物料泄漏、消防排水及雨水等。

消防废水收集池（事故池）有效容积应容纳消防排水、雨水和一台最大设备的泄漏物料。根据设计单位提供资料，具体的计算如下：

$$V_{总}=（V_1+V_2-V_3）max+V_4+V_5$$

征求意见稿

注：（V_1＋V_2-V_3）max 是指对收集系统范围内不同罐组或装置分别计算。V_1＋V_2－V_3，取其中最大值。

V_1——收集系统范围内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量。

注：储存相同物料的罐组按一个最大储罐计，装置物料量按存留最大物料量的一台反应器或中间储罐计（本项目涉及的最大储量的设施为 5000m³ 煤焦油储罐、2000m³ 甲醇储罐，按 80%装填率计算，单个储存物料 4000m³、1600m³）。

V_2——发生事故的储罐或装置的消防水量，m³；

$$V_2 = \sum Q_{消} t_{消}$$

$Q_{消}$——发生事故的储罐或装置的同时使用的消防设施给水流量，m³/h；（本项目设计的消防设施水量为 2800m³）

$t_{消}$——消防设施对应的设计消防历时，h；（本项目事故持续时间假定为 2h）

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，m³；（本项目按最不利情况考虑，取 0）

V_4——发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m³；（假定事故发生时无废水排入事故池）

V_5——发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m³；

V_5＝10qF

q——降雨强度，mm；按平均日降雨量；

q=qa/n

qa——年平均降雨量，mm；（根据淖毛湖气象站统计资料，淖毛湖年均降水量为 2.61mm，因此不考虑事故情况下的降雨量）

n——年平均降雨日数；

F——必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，ha；

罐区防火堤内容积可作为事故排水储存有效容积。

通过以上基础数据按罐区事故可计算得本项目的事故池容积约为：

$V_{总}$=（V_1＋V_2－V_3）max＋V_4+V_5

=（4000+2800-0）+0+0

=6800m³

厂区共设置风险事故水池 1 座、消防废水收集池（事故池）1 座、酸性水事

征求意见稿

故池 1 座，有效容积 7600m^3。

由以上核算过程可知，项目现有消防废水收集池（事故池）设计可满足多点火灾情况下废水收集需要，可保证全厂事故情况下消防废水全部收集，不外排。

（4）小结

综上所述，项目及项目所在园区设置有完善的三级防控系统，可保证事故状态下的废水全部收集不外排。即：当事故较小时，泄露物料及可能产生消防事故排水主要通过装置区初期与水池或罐区的围堰收集，当发生较大泄露事故并次生大量消防废水时，消防事故排水则通过管道进入事故池，然后由消防废水提升泵提升后送污水处理站处理。本项目通过装置-厂区-园区三级水环境防控体系，可满足最大可信事故下事故废水收集需要，在采取以上设计及评价单位提出地表水环境风险事故防范措施，健全三级防控体系后，本项目环境风险地表水风险在可接受范围内，可防可控。

5.7.7.4 地下水风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018），最大可信事故指在基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。而重大事故是指导致有毒有害物泄漏的火灾、爆炸和有毒有害物泄漏事故，给公众带来严重危害，对环境造成严重污染。

本项目在施工期、运营期正常状况和服务期满后对地下水环境影响较小。运营期事故状态下，污染物泄漏对地下水影响较大，特别是原料油储罐底破损泄漏泄露污染程度较为严重。预测遭受污染的水体在运移过程中，通过地下水体的稀释，经过一定的时间，地下水中 COD、石油类等污染因子的浓度可达到《地下水质量标准》中III类水标准。以上事故状况发生的概率较小，在实施了严格的监测计划、降渗措施和应急措施后，可有效降低影响范围，将其影响程度降至环境可接受范围。

5.7.8 风险管理

5.7.8.1 环境风险防范措施要求

环境风险评价内容是考虑事故发生后对外界环境造成的危害，因此在工程上采取一系列安全风险防范措施以降低事故发生概率的基础上，还需采取一定的环

征求意见稿

境风险防范措施，以降低事故发生时对外界环境造成的影响。

5.7.8.2 建立环境安全保障体系

装置区和储运区设置毒有害物质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（如有氧式防毒面具、过滤式防毒面具、防火服、眼面防护用具、防护手套面具、耳塞、耳罩等），以便在发生泄漏事故时工人可进入高浓度区域中进行紧急救护及紧急控制操作。

5.7.8.3 防止事故污染物向环境转移措施

（1）重点危险源废气系统应设置收集装置并与火炬相接。出现风险事故造成停车或局部停车时，装置自动连锁系统自动切断进料系统，事故停车造成的装置及连带上、下游装置无法回收的气体以及收集的事故废气全部排入火炬系统焚烧。

（2）设置消防喷淋、泡沫和水幕，并针对有毒物质加入消除和解毒剂，事故产生的一氧化碳、二氧化碳及二氧化硫等通过消防水吸收或被消防泡沫覆盖，减少对大气环境的污染。

（3）对于泄漏的气态或易挥发液态有毒物料，应尽快切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间；对于小量的泄漏可用砂土或其它不燃材料吸附，也可用大量水冲洗；对于泄漏量大的，应构筑围堤或挖坑收容，也可用泡沫覆盖，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。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。

5.7.8.4 防止事故污染物向土壤、地下水环境转移措施

（1）按照各生产、贮运装置及污染处理设施（包括生产设备、管廊或管线，贮存与运输设施，事故应急设施等）通过各种途径可能进入地下水环境的各种有毒有害原辅材料、中间物料、产品的泄漏（含跑、冒、滴、漏）量及其他各类污染物的性质、产生和排放量，在厂区内分区设置完善的防渗措施，具体见地下水措施部分内容。

（2）事故泄露液体应尽快收集，如泄露液体进入未硬化地表，应将可能受污染的包气带土壤收集处理，避免持续污染。

征求意见稿

5.7.8.5 防止事故污染物向水体环境转移措施

本项目一旦发生事故，如火灾事故、泄漏事故或不正常工况等，均会产生事故污水，如果得不到有效防控，将会对周边水体水质造成潜在的事故风险。因此本项目建立了完善的三级防控体系来应对可能发生的水污染事故，确保事故状态下的污水全部处于受控状态，且事故污水在得到有效处理后回用。

（1）一级防控措施

第一级防控系统主要是装置区围堰、罐区防火堤，收集一般事故泄漏的物料，防止污染雨水及轻微事故泄漏造成的环境污染。

工艺生产装置根据污染物性质进行污染区划分，污染区设置不低于 150mm 的围堰和集水沟槽、排水口或排水闸板等导流设施收集污染排水。将初期污染雨水、地面冲洗水、检修可能产生的含油污水和污染消防排水导入事故水池，然后分时段分级送生化处理系统进行处理，回收利用。

防火堤、围堰外设置切换阀，正常情况下，后期雨水经确认没有污染时，经切换阀门排入清净雨水系统；当发生事故时所有泄漏的物料、污染的消防水以及火灾其间可能发生的雨水，经收集到事故水池，然后分时段分级送生化处理系统进行处理，回收利用。

（2）二级防控措施

有污染风险的各装置界区内设置初期雨水池。降雨及较大事故时利用潜在污染雨水系统管道作为事故排污管道，将污染雨水、污染消防排水和泄露物料导入初期雨水池。

（3）三级防控措施

本项目三级防控措施为全厂事故水池。事故水池有效容积 7600m^3，在降雨及较大事故同时发生时，利用全厂雨水管网作为事故排污管道，通过事故污水连通管上的闸门切换，将事故过程中产生的消防废水、泄漏物料及事故过程中可能受污染的雨水等导入全厂消防事故水池。

事故池在非事故状态下不得占用以保证可以随时容纳可能发生的事故产生的废水。企业应计有效防止泄漏物质、消防水、污染雨水等扩散至外环境的收集、导流、拦截、降污等环境风险防范设施。对排入应急事故水池的废水应进行必要

征求意见稿

的监测，能够回用的回用；对不符合回用要求，但符合污水处理站进水要求的废水，应限流进入污水处理站进行处理；对不符合污水处理站进水要求的废水，应采取处理措施或外送处理。

本项目事故水三级防控系统示意见图 5.7-1。

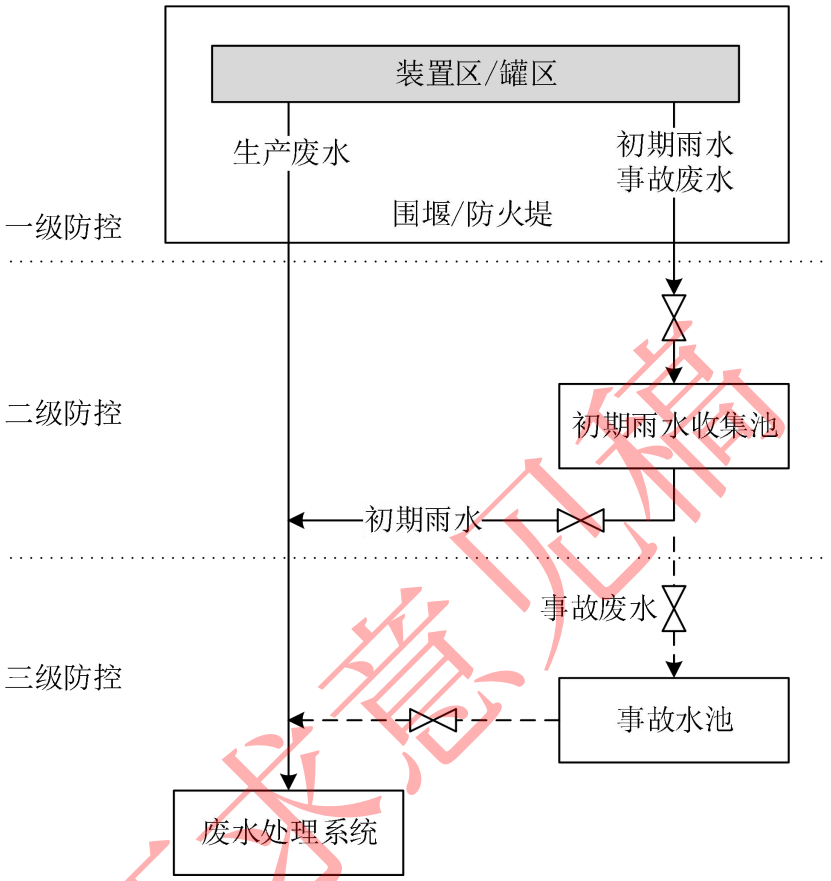


图 5.7-1　本项目水污染三级防控体系示意图

建议全厂消防事故水池设置低液位（建议值为 60%）和高液位（建议值为 80%）预警系统。当全厂事故水池储存到达设定低液位后，应启动全厂预警系统。

5.7.8.6 环境风险管理及应急预案要求

企业应根据《国家突发环境事件应急预案》（国办函[2014]119 号）等相关文件要求，严格环境风险管理，制定完善的事故应急预案。主要要求如下：

（1）建设单位及其所属企业是环境风险防范的责任主体，应建立有效的环境风险防范与应急管理体系并不断完善。

（2）建设项目的环境风险防范设施和应急措施是企业环境风险防范与应急管理体系的组成部分，也是企业制定和完善突发环境事件应急预案的基础。企业

征求意见稿

突发环境事件应急预案的编制、评估、备案和实施等，《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）、《企业突发环境事件风险评估指南（试行）》（环办[2014]34 号）等相关规定执行。

（3）建设项目设计阶段，应参照《化工建设项目环境保护设计规范》（GB50483）等国家标准和规范要求，设计有效防止泄漏物质、消防水、污染雨水等扩散至外环境的收集、导流、拦截、降污等环境风险防范设施。

（4）建设项目应在其设计方案确定后、设计文件批复前，逐项对比防治污染、防止生态破坏以及防范环境风险设施的设计方案与环境影响评价文件及批复要求的相符性。建设单位应将上述环保设施在设计阶段的落实情况报环境影响评价文件审批部门备案，并抄报当地环保部门。

（5）建设单位应委托环境监理单位开展环境监理工作，重点关注项目施工过程中各项防治污染、防止生态破坏以及防范环境风险设施的建设情况，未按要求落实的应及时纠正、补救。

（6）企业应建设并完善日常和应急监测系统，配备大气、水环境特征污染物监控设备，编制日常和应急监测方案，提高监控水平、应急响应速度和应急处理能力；建立完备的环境信息平台，定期向社会公布企业环境信息，接受公众监督。将企业突发环境事件应急预案演练和应急物资管理作为日常工作任务，不断提升环境风险防范应急保障能力。

（7）企业应积极配合当地政府建设和完善项目所在园区环境风险预警体系、环境风险防控工程、环境应急保障体系。企业突发环境事件应急预案应与当地政府和相关部门以及周边企业、园区的应急预案相衔接，加强区域应急物资调配管理，构建区域环境风险联控机制。

基于园区环境风险特点及环境保护主管部门的职责，在加强日常监管的同时，以预防为主，从实施风险源动态管理、完善应急处置机制、规划和建设环境安全管理体系等方面着手，制定风险隐患防范措施。园区风险防范措施具体如下。

（1）编制区域环境风险源查询系统

根据各种不同突发事故制定科学的相应防范措施和应急处置工作程序，最大程度地减少各种危险事故的发生率，并在发生事故时，将损失降低最小，最大限

征求意见稿

度的减少由于各种危险和突发事故造成的人员伤亡、财产损失、环境污染和生态破坏。通过查询系统的编制，风险源排查，建立风险源数据库，实施风险源动态管理，随时更新区域的环境风险信息，及时掌握风险状况，为加强区域环境风险监管提供科学的依据。

区域环境风险源查询系统应涵盖基地内重点风险企业污染物的理化性质、大气扩散模型、区域常年风速风向、污染物处理方式等信息，建立污染源数据库、环境污染事件应急预案、应急联动等查询系统。

（2）以各园区为单元建设区域风险源监控系统

以园区风险环境数据为基础信息，以地理信息、视频监控和在线监测为空间分析手段，建立满足区域环境管理和突发环境污染事故应急反应需要的环境监控系统，该系统应能够迅速有效地获取、显示、传递有关区域的环境信息，及时、准确、全面地反映区域环境实时现状及发展趋势，为全面掌握区域污染物实际排污状况，强化突发环境污染事故应急处理能力，保证污染防治设施和应急设施的正常运行提供客观的科学依据。

（3）建立科学的健康、安全、环境管理体系

加强伊吾工业园内环境风险企业环境风险管理体系的建设，完善环境风险管理制度。基地内各企业应根据 ISO14000、HSE 等管理体系，建立科学、规范的管理体系。

（4）加强企业内部的环境风险管理

加强工业园中企业内部的环境风险防范措施，包括总图布置和建筑安全防范措施、工艺技术及设备安全防范措施、自动控制设计安全防范措施、电气、电讯安全防范措施、储罐安全防范对策措施、运输风险防范措施、水环境风险防范措施、环保风险防范措施、安全管理措施等。

各企业单位应制定防止重大环境污染事故发生的工作计划，消除事故隐患的设施及突发性事故应急处理办法等。编制的环境风险应急预案应具有较强的科学性、可操作性，应急措施得到落实。

建设单位应针对本项目制定环境风险应急预案。本项目应急预案主要内容见表 5.7-18。

表 5.7-18　　本项目环境风险应急预案内容一览表

征求意见稿

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	重大危险源
2	应急组织机构、人员	实施三级应急组织机构，包括企业、产业园区和地方政府。各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施
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	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及跨区域的还应与相关区域环境保护部门和上级环保部门保持联系，及时通报事故处理情况，以获得区域性支援
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查监测，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的数量、使用方法、使用人员
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 制定有关的环境恢复措施 组织专业人员对事故后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
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	对邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

5.7.9 小结

本项目涉及的主要危险化学品为一氧化碳、硫化氢、煤焦油等，环境风险事故主要为煤焦油储罐发生火灾爆炸、储罐破裂泄漏可能造成风险事故，评价显示项目环境风险可控，并在可接受的范围内。

表 5.7-19　　风险评价自查表

工作内容	完成情况

征求意见稿

风险调控	危险物质	名称	硫化氢、煤焦油、液化气、石脑油、柴油、氨水、硫氢化钠			
		存在总量/t	937.28			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数 220 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1	F2	F3√
			环境敏感目标分级	S1	S2	S3√
		地下水	地下水功能敏感性	G1	G2	G3√
			包气带防污性能	D1√	D2	D3
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1	1≤Q＜10	10≤Q＜100	Q＞100√
		M 值	M1	M2	M3√	M4
		P 值	P1	P2√	P3	P4
环境敏感程度		大气	E1	E2	E3√	
		地表水	E1	E2	E3√	
		地下水	E1	E2√	E3	
环境风险潜势		IV^+	IV	III√	II	I
评价等级		一级		二级√	三级	简单分析
风险识别	物质危险性	有毒有害√			易燃易爆√	
	环境风险类型	泄漏√		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放√		
	影响途径	大气√		地表水√	地下水√	
重点风险防范措施		对于泄漏的气态或易挥发液态有毒物料，应尽快切断泄漏源，重点危险源废气系统应设置收集装置并与火炬相接。设置三级防控措施，设置有效容积 7600m^3 事故水池，确保事故水有效处理。同时与园区联动建立完善的环境风险防控三级体系，修订应急预案。				
评级结论与建议		环境风险可控				

征求意见稿

5.8 运营期土壤环境影响分析

5.8.1 预测评价范围

本项目属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表中的“制造业”中“化学原料和化学制品制造”类，确定本项目区域土壤环境影响评价项目类别为I类。厂区占地面积为 10hm^2，本项目占地规模为中型。本项目周边 3km 范围内无土壤环境敏感目标，

因此判定本项目的土壤环境敏感程度为不敏感。确定本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

本项目土壤评价范围为项目区以及项目区外 0.2km 范围内。

5.8.2 土壤环境影响识别

本项目属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表中的“制造业”中“化学原料和化学制品制造”类，确定本项目区域土壤环境影响评价项目类别为I类。项目位于鄯善县化工园区，项目占地范围和周边 200m 范围内土地利用现状为三类工业用地，无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标。运营期土壤环境影响类型和影响途径见表 5.8-1，土壤环境影响识别见表 5.8-2，土壤环境敏感目标见表 5.8-3。

表 5.8-1　　土壤环境影响类型和影响途径一览表

不同时段	污染影响类型及方式			
运营期	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
	-	-	√	-

表 5.8-2　　土壤环境影响源及影响因子识别一览表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
管线、污水处理设施、事故池	管线、污水处理设施、事故池泄露	大气沉降	-	-	-
		地面漫流	-	-	-
		垂直入渗	石油烃	-	事故状态

表 5.8-3　　土壤环境敏感目标一览表

敏感点	与装置区方位	与装置区距离 km	备注
无	-	-	周围无土壤环境敏感目标

5.8.3 土壤环境影响预测与分析

本项目防渗措施依托厂区现有工程的分区防渗，厂区目前现有生产装置区、原料及产品储罐区、污水处理站、事故应急池均已按重点防渗的要求进行了防渗，公辅设施按照一般防渗区要求进行了防渗。本次改造部分生产装置区及管线均为重点防渗区，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）相关

要求进行防渗。正常工况下，厂区防渗性能完好。当厂区污水综合处理站发生故障或检修时，废水不能及时处理或处理效果差时，就会有废水排放。厂区已建成 4200m³ 风险事故水池、600m³ 酸性水事故池，非正常工况时，废水首先会流入厂区内事故池贮存，当恢复正常时再将该事故池中未处理废水返回厂区污水综合处理站进行处理，对土壤环境影响较小。

厂区地面防渗工程可有效阻隔泄漏污染物与土壤之间的传播途径，即使假定防渗层完全失效的情况下，污染物完全下渗至土壤，土壤特殊的多孔状结构也会对污染物起到较好的截留、吸附作用。

污染物在土壤环境中的行为主要有吸附、迁移、降解 3 种。一般将进入土壤介质中石油类污染物的存在状态分为 3 种，即吸附态、气态和溶解态。吸附态石油污染物基本被土壤固体表面吸附，不发生明显迁移，可分为干态吸附和亚干态吸附。土壤对石油类污染物的吸附截留能力强弱与土壤粒径大小、pH、环境温度、有机质含量等因素有关。前三者的增大对吸附能力有抑制作用，而土壤有机质含量越高，吸附能力越强。气态污染物由空气颗粒吸附携带漂移，可迁移至土层表面较远距离。存在于水相中的溶解态由于重力作用垂直迁移、由于毛细管力作用发生平面扩散迁移。迁移能力与环境温度、植物根系分布以及土壤类型有关。本项目事故状态下进入土壤环境的污染物主要以吸附态和溶解态为主。根据中国石油大学桑玉全博士的研究成果（《石油类污染物在土壤中迁移变化规律研究》），不同类型土壤，对污染物的吸附能力存在差异，但总体在 0～30cm 深度范围内，其中对石油类污染物的吸附截留可达 90%以上。总体来看，主要影响土壤表层环境。

本项目无隐蔽工程，装置全部位于地面以上，厂区排水沟为明沟，一旦发生物料、废水泄漏，均可及时发现并进行处理。厂区已全部进行硬化防渗处理，可有效隔绝土壤污染的途径，总体来看，对土壤环境的影响不大。

5.8.4 土壤环境影响预测与分析

表 5.8-4　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□	
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□	土地利用

征求意见稿

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="5">完成情况</th><th>备注</th></tr>
<tr><td rowspan="8">识别</td><td></td><td colspan="5"></td><td>类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">（10）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（□）、方位（□）、距离（□）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="5"></td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">/</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">I类√；II类□；III类□；IV类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感□；较敏感□；不敏感√</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级□；二级☑；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）□；b）□；c）□；d）□</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5"></td><td>同附录C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td colspan="2">占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>1</td><td colspan="2">2</td><td>0~0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td colspan="2">/</td><td>0.5~2m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="5">基本45项、石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="5">基本45项、石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">GB 15618□；GB 36600√；表 D.1√；表 D.2□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="5">各监测点监测结果均能达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="5">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">附录 E☑；附录 F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（/）
影响程度（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="5">达标结论：a）□；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="5">土壤环境质量现状保障□；源头控制□；过程防控□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td colspan="2">监测点数</td><td>监测指标</td><td colspan="2">监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">2</td><td>石油烃</td><td colspan="2">5a/次</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">本项目防渗措施依托厂区现有工程的分区防渗，厂区目前现有生产装置区、原料储罐区、污水处理站、事故应急池均已</td><td></td></tr>
</table>

征求意见稿

工作内容	完成情况	备注
	按重点防渗的要求进行了防渗，公辅设施按照一般防渗区要求进行了防渗。本次新建部分生产装置区及管线均为重点防渗区正常工况下，厂区防渗性能完好，污染物对土壤环境影响较小。	
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。		

征求意见稿

6 环境保护措施及其可行性分析

6.1 废气污染防治措施

6.1.1 有组织废气污染防治措施

6.1.1.1 天然气制氢单元中转化炉燃烧废气

天然气制氢单元中转化炉燃料为燃料气，年运行时间 8000h，燃烧器采用超低氮燃烧器，燃烧废气排气筒高度 50m，燃烧废气中颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

6.1.1.2 焦油加氢单元加热炉烟气

焦油加氢装置共使用 5 台加热炉，采用系统燃料气作为燃料加热炉燃烧器采用超低氮燃烧器，烟气主要污染物为 SO_2、NO_2、烟尘。

根据现有项目 2020 年第三季度自行监测数据中废气污染源监测数据：

脱重加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 39m 高烟囱排放，排放的燃烧烟气中颗粒物最大浓度为 7.9mg/Nm^3，SO_2 最大排放浓度未检出，小于 3mg/Nm^3，NOx 最大浓度为 53mg/Nm^3，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

精制加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 28m 高烟囱排放，排放的燃烧烟气中颗粒物最大浓度为 9.8mg/Nm^3，SO_2 最大排放浓度未检出，小于 6mg/Nm^3，NOx 最大浓度为 63mg/Nm^3，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

改质加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 21m 高烟囱排放，排放的燃烧烟气中颗粒物最大浓度为 4.4mg/Nm^3，SO_2 最大排放浓度为 4mg/Nm^3，NOx 最大浓度为 77mg/Nm^3，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制

征求意见稿

工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

分馏加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 41m 高烟囱排放，排放的燃烧烟气中颗粒物最大浓度为 8.1mg/Nm^3，SO_2 最大排放浓度未检出，小于 4mg/Nm^3，NOx 最大浓度为 41mg/Nm^3，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

6.1.1.3 燃气导热油锅炉燃烧烟气

本次改扩建新增 1 台 14MW 燃气导热油锅炉，采用燃料气为燃料，配套低氮燃烧器，燃气导热油炉废气共用 47m 高烟囱排放。

根据现有项目 2020 年第三季度自行监测数据，厂区现有导热油炉及燃气锅炉废气产生量为 12600Nm^3/h（10080 万 m^3/a），SO_2 产生及排放浓度≤50mg/m^3，烟尘产生及排放浓度≤20mg/m^3，NOx 产生及排放浓度≤200mg/m^3，燃气导热油炉废气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值。

6.1.1.4 物料装卸过程废气

厂区现状设置汽车装卸车场，汽车装卸车场对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”，油气回收效率大于 99%，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。

本项目改造完成后，收集的油气经“二级冷凝+活性炭吸附”设施处理后，非甲烷总烃的排放浓度为 56.5mg/m^3，能够满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 3 大气污染物排放限值（有机废气排放口）。

6.1.1.5 污水处理站废气

本项目依托厂区现有污水处理站。废水集输、处理处置过程中逸散的废气污染物包括两部分：以非甲烷总烃为主的 VOCs；为氨、硫化氢为主的恶臭气体。

厂区污水处理站各水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液

征求意见稿

喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。

根据厂区现有工程竣工环境保护验收监测报告中监测结果，本次环评采用生化处理设施及中水回用污水处理设施最大处理规模下污染源强排放情况，经过对监测结果折算，本项目改建后厂区污水处理过程最大废气量为 23900m^3/h，非甲烷总烃排排放浓度 0.59mg/m^3；H_2S 排放速率 0.127kg/h；NH_3 排放速率 1.58kg/h。但由于污染物氨、硫化氢采用估算模型 AERSCREEN 估算其最大地面空气质量浓度占标率过高，且碱液喷淋吸收法对氨污染物处理效果不佳，因此本次环评要求在“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”后加装活性炭吸附装置。活性炭吸附装置处理效率按 80%估算，则非甲烷总烃排放浓度 0.12mg/m^3；H_2S 排放排放速率 0.025kg/h；NH_3 排放排放速率 0.316kg/h，其中非甲烷总烃可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 3 大气污染物排放限值，污染物氨、硫化氢能够《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中恶臭污染物厂界、二级新扩改建标准要求。

6.1.2 无组织废气污染防治措施

本项目通过采取无组织气体控制技术和设施，降低原料加工、储存过程中烃类气体挥发损失，在降低无组织废气污染的同时，回收有用的烃类物质，提高产品收率，节约资源，使本项目的资源利用达到较高水平，主要的无组织排放气体排放控制措施如下。

6.1.2.1 装置无组织烃类气体排放控制措施

（1）可燃气体回收设施

可燃性气体排放系统为石油化工企业重要的安全与环保设施，用于处理各工艺装置及辅助设施正常开停工、事故和停电停水等紧急状况下排放的可燃性气体，以保护设备及人身安全。为了及时回收利用各泄放点排出的可燃气资源，厂区配套建设有燃料气管网，可将生产过程中各塔顶及容器所排放的含烃气体加以回收，并经脱硫后供全厂各加热炉、蒸汽锅炉等使用，不但可以保证燃料气充足供应，满足生产需求，保障生产的正常进行，而且可减少因火炬燃烧对环境的污染，有效地利用能源，技术成熟可靠、经济合理可行。

（2）火炬

征求意见稿

厂区现有高架火炬系统主要由火炬塔架、火炬燃烧器、分子密封器、流体密封器、分液罐、水封罐、长明灯以及自动点火装置等组成。装置紧急泄放、安全阀泄放、有毒气排放等物料排放气经放空罐分液后，通过管道密闭送至火炬燃烧。

正常生产时无尾气排入火炬，只在事故状态下工艺气或酸性气排入 85m 高火炬燃烧。火炬的处理能力是按厂内各装置停水、停电、停汽、停风等不同情况，考虑在事故情况下，不回收全部进入火炬处理设计，因此可以满足本项目事故时可燃气体的处理要求，其技术经济可行。烃类气体经燃烧后转化为 CO_2 等再排入大气环境，可有效降低对大气环境的影响。

（3）工艺上采取的降低烃类无组织排放措施

厂区目前主要措施有：装置区废水收集装置密闭化，采样使用密闭的自动采样器，易泄漏设备、管线连接采用泄漏率低的密封方式，对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，将定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；采用密闭性高的阀门及管件，以减少烃类物质的无组织挥发等。

（4）全面推行 LDAR 系统，有效降低无组织排放

根据国家环保要求，本项目将在全厂范围内开展泄漏检测与修复(LDAR)工作，同时建立 LDAR 检测维修管理数据库，采取有针对性的减少无组织泄漏排放的措施，使 LDAR 的监测与管理成为一种常态化的日常工作，构建起真正的清洁环保型企业，从而真正有效地降低无组织排放。

6.1.2.2 储运过程无组织气体排放控制措施

（1）储存过程

①储罐建设

厂区内已建成储罐设计均选择了耐腐蚀的材料以及可靠的密封技术，以减少烃类的泄漏及挥发。在储罐的维护保养管理上，采取控制来料温度，尽量采用高液位储存；定期检查罐的密封情况，特别是机械呼吸阀和液压安全阀等，发现漏洞，及时修理；收料时，采用大流量，使物料来不及大量蒸发；发料时，采用小流量，避免呼吸阀吸入空气过快造成发料终了时的回逆呼出；在人工检查时应注意时机，减少蒸发。

②密闭液下浸没式装车

征求意见稿

装卸车采用大鹤管、密闭液下浸没式装车方式，并设置油气回收设施，在避免油气挥发损失的同时，可最大限度的回收油气，节约资源。

③先进的自动化控制系统。

本项目为减少油品在储存过程中的大小呼吸损失，针对不同的油品采用不同的储存方式。在运输过程中，液体产品出厂均采用密闭装车方式，并设置油气回收系统，整个储运过程均采用自动化系统，可较大限度的控制无组织烃类气体的挥发损失，符合环保要求，可有效防止烃类废气的无组织挥发，且经济合理，安全可靠，具有可行性。

（2）运输扬尘控制措施

①厂区目前道路已硬化，运营期间应定期对路面进行清扫及洒水，保持路面清洁和相对湿度；装卸过程中文明操作，要采取密闭性运输，加盖蓬布，轻装轻卸，防止扬尘。

②业主应与运输的承包运输单位与个人签订环境卫生防护协议，严防超载抢运，避免散落。运输汽车离开厂区时，对汽车轮胎经过清洗后方可上路；同时作好汽车定期保养，严防汽车尾气污染。

③对运输道路应派专人定时检查，路面出现损坏时及时修复。

（2）储罐和装卸系统油气

①技术可行性分析

采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”，油气回收效率大于 99%，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。

从上世纪 70 年代开始，世界范围内油气回收技术在不断研究和使用中发展、提高、完善。到目前为止，应用较多的有吸收法、吸附法、冷凝法、直接燃烧法、膜分离法等技术。各种油气回收技术方案比选情况详见表 6.1-1。

表 6.1-1　　油气回收技术方案比选情况表

项目名称	工艺方法	优缺点	目前使用情况	相对投资
吸收	将含烃油气引入吸收塔，吸收剂	处理后的净化气体中烃含	目前已逐	中

征求意见稿

法	与油气逆流接触，油气被吸收，吸收了油气的富吸收剂再经过解吸过程，解吸出来的油气再用油品进行回收。	量较高，油气回收率在 95%左右。	渐被其它方法取代	
直接燃烧法	将油气直接氧化燃烧，燃烧产生的二氧化碳、水和空气作为处理后的净化气体直接排放。	不能回收油品，也没有经济效益，只能作为一种油气排放的处理措施。	较少应用	小
膜分离法	油气加压后送至膜分离器，在有机物选择性膜上，油气比空气具有更高的穿透性，含烃气体被分离成两股，一股富油气的穿透物流和一股贫油气的滞留物流。富油气物流中的油气再被油品吸收下来，贫油气的滞留物流作为净化气体排放。	较新的油气回收技术，其处理能力较小，成本相对较高，只有在排放要求十分严格时才采用。	较少应用	大
吸附法	使油气通过充填吸附剂的吸附器，其中的烃类被吸附剂吸附。吸附过程在常温下进行，吸附达到一定的饱和度后，需进行再生。吸附剂再生可以采用蒸汽再生或减压再生，再生过程中脱附出的油气再用油品进行吸收。目前吸附剂一般选用活性炭。	回收效率高，即使对低浓度含烃气体仍有很强的吸附能力。适用于排放标准要求严格，用其他回收方法难以达到要求的含烃气体处理过程，常作为深度净化或最终控制手段。装置结构简单，易于维修、自动化程度高、工作可靠，特别适用于油品周转较为稳定的汽油油气回收。该法回收效率高，可达 95%以上。	目前油气回收行业的主要流程之一，应用广泛。	大
直接冷凝法	将油气直接冷凝冷却。大部分烃类蒸汽的温度被降到其露点以下时，就可以变成液体而被回收，少量露点很低的油气和不凝的空气通过排放口排入环境空气。空气排放口烃类浓度，只能靠控制冷凝温度来实现。	工艺流程简单，但由于在低温下操作，对于制冷设备及装置选用的制造材料要求比较严格，操作要求、能耗及投资都比较高。该方法适用于回收高浓度油气及连续运行、负荷比较均衡的场合，否则经济效益就会下降。	在一定场合适用	中

根据表 6.1-1 的对比分析，厂区选用“二级冷凝+活性炭吸附”二效复叠工艺技

征求意见稿

术可使油气回收效率达 99%，较好的控制油气挥发损失，有效防止烃类废气的装卸挥发，为较好的油气回收处理方案，可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 有机废气排放口非甲烷总烃去除效率≥95%的要求。根据现有项目 2020 年第三季度自行监测数据，厂界无组织排放废气浓度最大值为：非甲烷总烃 1.66mg/m³，苯并[a]芘 4.33×10^{-6}mg/m³，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015），表 5 企业边界大气污染物浓度限值要求；氨 0.39mg/m³、硫化氢 0.007mg/m³、臭气浓度 12，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）恶臭污染物厂界，二级新扩改建标准要求。

6.1.3.3 恶臭气体控制措施

污水处理站各水池产生恶臭废气，主要污染物为硫化氢、氨、有机气体等。水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。

根据现有项目 2020 年第三季度自行监测数据，厂界无组织排放废气浓度最大值为：氨 0.39mg/m³、硫化氢 0.007mg/m³、臭气浓度 12，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）恶臭污染物厂界，二级新扩改建标准要求。

6.2 废水处理措施可行性论证

6.2.1 废水水质分析

本项目废水产生情况见表 6.2-1。

表 6.2-1　　废水水质水量表

项目	水量		废水污染物浓度							
	m³/h	m³/a	COD	挥发酚	石油类	BOD_5	硫化物	NH_3-N	SS	总氰化合物
含酚污水	0.04	320	≤2400	≤1450	≤40	≤800	≤250	≤3150	-	≤85
含硫含氨污水	5.007	40056	≤5200	≤45	≤210	≤1850	≤8000	≤2360	-	≤0.5
循环冷却排污水	4	32000	≤150	-	-	-	-	-	≤100	-
脱盐水站排污水	4.2	33600	≤100	-	-	-	-	-	≤150	-
装置罐区清洗废水	0.15	1200	≤200	≤12	≤8	-	-	≤20	≤200	-
办公生活废水	1.5	13140	≤300	-	-	≤160	-	≤30	≤300	-
不可预见废水	0.21	1680	≤2400	≤1450	≤40	≤800	≤250	≤3150	-	≤85

征求意见稿

合计	15.11	121996	-	-	-	-	-	-	-	-

6.2.2 废水处理工艺流程

厂区生产废水主要包括含酚废水、含硫含氨废水废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水、锅炉废水、循环水站废水、脱盐站废水等。本项目废水采取“清污分流”方式，含酚废水、含硫含氨废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水经酸性水预处理设施和脱酚蒸氨设施处理后与生活污水一并排至生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3）。

本次改扩建对废水处理站进行技术改造，利用原含酚废水调节池及脱酚蒸氨设施，对蒸氨塔和萃取塔工段顺序进行对调，新增电解槽工段；生化处理设施利用原来的以复合 SBR 的 IMC 生化方案进行优化设计。

含酚废水调节池，由泵提升到二级隔油沉淀池，经加药 PAC/PAM 絮凝反应后自流进入收集池，沉淀物和浮油进入污油池；收集池提升泵提升经陶瓷膜过滤器进一步除油后进入蒸氨系统，反洗水进入污油池，汽提出来的氨气、硫化氢进入火炬系统燃烧；蒸氨出水进入中间水池，中间水池再用泵提升到除油过滤器，同时再除油过滤器前甲酸调节 PH，再次除油后直接进入萃取塔，萃取后的废水自流进入综合调节池，含酚萃取进入反萃系统；后段污水处理工艺利用原来的为以复合 SBR 的 IMC 生化方案为核心的处理工艺。废水集输、处理处置过程中逸散的废气污染物包括两部分：以非甲烷总烃为主的 VOCs；为氨、硫化氢为主的恶臭气体。厂区污水处理站各水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。除油器产生的污油经污油池收集后送至煤焦油预处理单元。

中水回用处理设施采用“BAF+保安过滤+活性炭过滤+超滤+反渗透”工艺，处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

征求意见稿

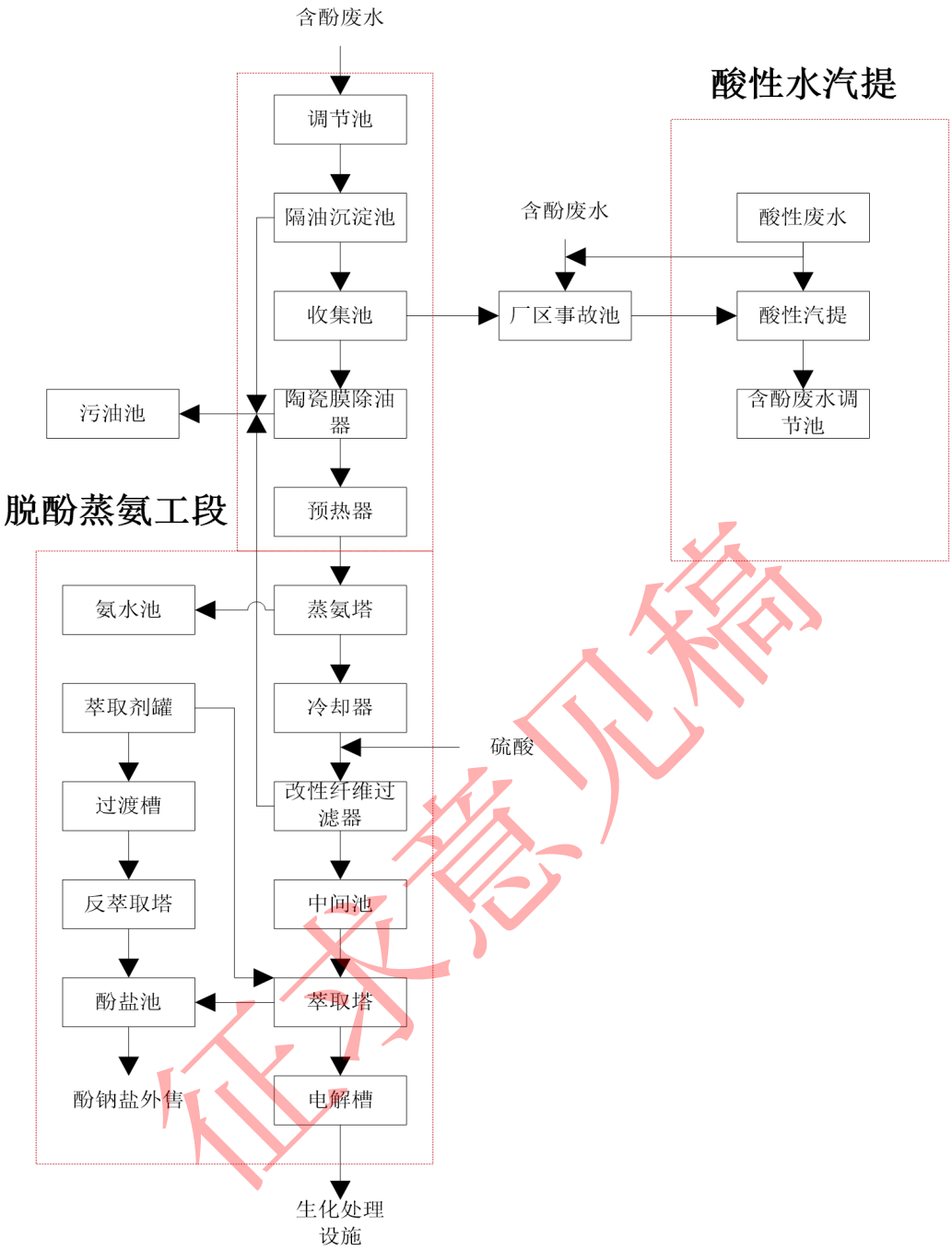
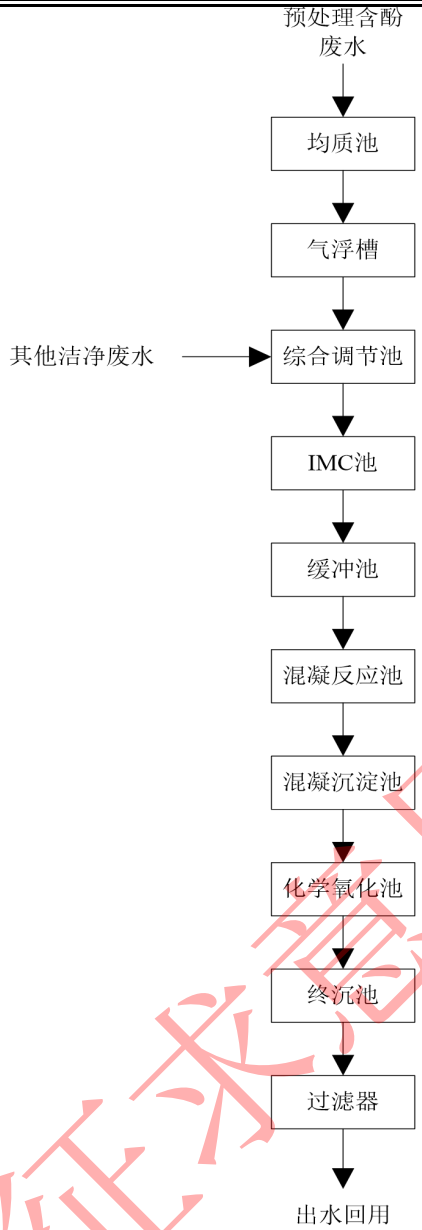


图 6.2-1　　生产废水预处理工艺流程图

征求意见稿



征求意见稿

图 6.2-2　　生化处理工艺工艺流程图

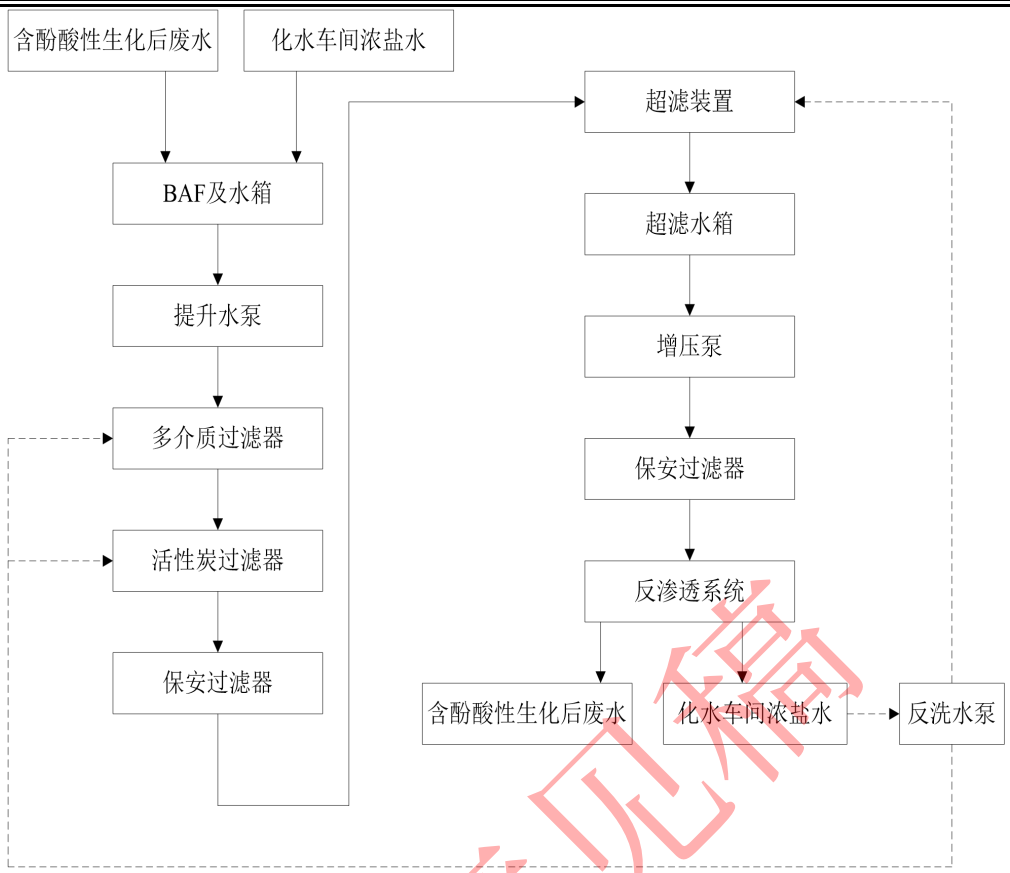


图 6.2-3　　中水回用处理设施工艺流程图

6.2.3 废水处理装置配套设施及规模

改扩建后本项目含硫含氨废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水产生量共 5.407m³/h，通过酸性水预处理设施和脱酚蒸氨设施处理。

厂区酸性水预处理设施规模为 10m³/h，脱酚蒸氨设施规模为 10m³/h。因此可满足含硫含氨废水（酸性水）、装置罐区清洗废水和不可预见废水的处理。

技改后全厂进入生化处理设施的水量为 6.907m³/h，现有生化处理装置规模为 15m³/h，可满足本项目需要；进入中水回用处理系统的水量为 15.107m³/h，现有中水回用处理系统规模为 16t/h，可满足处理需要。

6.2.4 废水处理可行性分析

现有工程废水监测结果见表 6.2-2 至 6.2-5。

征求意见稿

表 6.2-2　厂区污水处理站进口监测结果（单位：mg/L，pH 无量纲）

点位	污水处理站进口★1	监测结果（单位：mg/L，pH 无量纲）									
序号	项目	1-1-1	1-1-2	1-1-3	1-1-4	均值	1-2-1	1-2-2	1-2-3	1-2-4	均值
1	pH 值	9.38	9.43	9.36	9.48	9.36-9.48	9.56	9.63	9.60	9.58	9.56-9.63
2	悬浮物	227	257	283	267	258	283	240	300	280	276
3	化学需氧量	2.70×10^3	2.61×10^3	2.62×10^3	2.62×10^3	2.64×10^3	2.62×10^3	2.65×10^3	2.64×10^3	2.63×10^3	2.64×10^3
4	总磷	0.61	0.56	0.63	0.59	0.60	0.62	0.56	0.54	0.58	0.58
5	总氮	30.9	28.8	29.9	30.8	30.1	30.0	30.7	31.3	31.3	30.8
6	氨氮	99.7	98.3	92.5	90.4	95.2	93.2	90.4	85.4	96.8	91.4
7	五日生化需氧量	975	900	950	950	944	1000	950	950	900	950
8	氰化物	0.629	0.640	0.669	0.709	0.662	0.644	0.680	0.662	0.719	0.676
9	硫化物	0.111	0.111	0.106	0.114	0.110	0.119	0.114	0.121	0.117	0.118
10	挥发酚	25.8	29.5	29.5	28.6	28.4	27.7	28.6	26.8	29.5	28.2
11	石油类	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
12	苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
13	甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
15	乙苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
16	对二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
17	间二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
18	邻二甲苯	＜0.05	0.08	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	0.08	＜0.05	＜0.05	＜0.05

征求意见稿

表 6.2-3　中水处理站进口监测结果

点位	中水处理站进口，★2	监测结果（单位：mg/L，pH 无量纲）									
序号	项目	2-1-1	2-1-2	2-1-3	2-1-4	均值	2-2-1	2-2-2	2-2-3	2-2-4	均值
1	pH 值	7.63	7.60	7.57	7.53	7.53-7.63	7.40	7.35	7.42	7.37	7.35-7.42
2	悬浮物	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4
3	化学需氧量	75	80	77	76	77	78	77	75	76	76
4	总磷	0.28	0.26	0.25	0.27	0.26	0.27	0.24	0.23	0.26	0.25
5	总氮	1.04	1.01	1.10	1.22	1.09	0.99	1.07	1.12	0.96	1.04
6	氨氮	1.34	1.28	1.26	1.19	1.27	1.40	1.25	1.29	1.21	1.29
7	五日生化需氧量	26.2	28.2	27.2	25.2	26.7	29.2	27.2	28.2	26.2	27.7
8	氰化物	0.006	0.005	0.006	0.005	0.006	0.006	0.007	0.006	0.005	0.006
9	硫化物	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜ 0.005
10	挥发酚	0.34	0.36	0.37	0.36	0.36	0.38	0.37	0.36	0.36	0.37
11	石油类	0.08	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
12	苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
13	甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
15	乙苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
16	对二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
17	间二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05
18	邻二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05

征求意见稿

表 6.2-4　　厂区污水处理站（中水站出口）监测结果

点位	中水处理站出口★3	监测结果（单位：mg/L，pH 无量纲）												
序号	项目	2-1-1	2-1-2	2-1-3	2-1-4	均值	2-2-1	2-2-2	2-2-3	2-2-4	均值	最大均值	标准值	是否达标
1	pH 值	7.43	7.51	7.48	7.45	7.43-7.51	7.43	7.38	7.41	7.38	7.38-7.43	7.38-7.51	6.5-8.5	达标
2	悬浮物	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	＜4	-	-
3	COD	25	26	24	30	26	30	34	33	30	32	32	60	达标
4	总磷	0.06	0.05	0.04	0.03	0.04	0.07	0.06	0.05	0.04	0.06	0.06	1.0	达标
5	总氮	0.99	0.95	0.88	0.89	0.93	1.07	0.96	1.11	0.97	1.03	1.03	-	-
6	氨氮	0.049	0.040	0.055	0.052	0.049	0.040	0.052	0.046	0.043	0.045	0.049	10	达标
7	BOD_5	8.2	8.4	8.0	8.8	8.4	8.6	8.4	8.2	8.0	8.3	8.4	10	达标
8	氰化物	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	-	-
9	硫化物	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	-	-
10	挥发酚	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	-	-
11	石油类	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	1.0	达标
12	苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	-	-
13	甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	-	-
15	乙苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	-	-
16	对二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	-	-
17	间二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	-	-
18	邻二甲苯	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	＜0.05	-	-

征求意见稿

表 6.2-5　　废水处理设施去除效率核算表

序号	项目	污水处理站进口（生化处理装置进口）日均值（mg/L）		中水站进口（生化处理装置出口）日均值（mg/L）		污水处理站出口（中水站出口）日均值（mg/L）		生化处理装置去除效率（%）		中水回用装置去除效率（%）		污水处理系统去除效率（%）
		2018.12.9	2018.12.10	2018.12.9	2018.12.10	2018.12.9	2018.12.10	2018.12.9	2018.12.10	2018.12.9	2018.12.10	
1	悬浮物	258	276	＜4	＜4	＜4	＜4	100	100	/	/	100
2	化学需氧量	2.64×10^3	2.64×10^3	77	76	26	32	97.08	97.12	66.23	57.89	98.79-99.02
3	五日生化需氧量	944	950	26.7	27.7	8.4	8.3	97.17	97.08	68.54	70.04	99.11-99.13
4	氨氮	95.2	91.4	1.27	1.29	0.049	0.045	98.67	98.59	96.14	96.51	99.95
5	总氮	30.1	30.8	1.09	1.04	0.93	1.03	96.38	96.62	/	/	96.66-96.91
6	总磷	0.60	0.58	0.26	0.25	0.04	0.06	56.67	56.90	84.62	76.00	89.66-93.33
7	石油类	1.06	1.06	0.06	0.06	＜0.04	＜0.04	94.34	94.34	100	100	100
8	硫化物	0.110	0.118	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	100	100	/	/	100
9	挥发酚	28.4	28.2	0.36	0.37	＜0.01	＜0.01	98.73	98.69	100	100	100

征求意见稿

征求意见稿

根据监测结果可以看出，厂区污水经生化处理+中水回用设施处理后，水污染物最大日均浓度值为：pH 7.38-7.51、化学需氧量 32mg/L、五日生化需氧量 8.4mg/L、氨氮 0.049mg/L、总磷 1.03mg/L、石油类<0.04mg/L，满足《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T 19923-2005）敞开式循环冷却水系统补充水要求。

污水处理站系统污染物去除效率为：悬浮物 100%、化学需氧量 98.79-99.02%、五日生化需氧量 99.11-99.13%、氨氮 99.95%、总氮 96.66-96.91%、总磷 89.66-93.33%、石油类 100%、硫化物 100%、挥发酚 100%；

其中污水处理站生化处理装置污染物去除效率为：悬浮物 100%、化学需氧量 97.08~97.12%、五日生化需氧量 97.08~97.17%、氨氮 98.59~98.67%、总氮 96.38~96.62%、总磷 56.67~56.90%、石油类 94.34%、硫化物 100%、挥发酚 98.69~98.73%；

污水处理站中水回用处理装置污染物去除效率为：化学需氧量 57.89~66.23%、五日生化需氧量 68.54~70.04%、氨氮 96.14~96.51%、总磷 84.62~76.00%、石油类 100%、挥发酚 100%。

6.2.5 地下水保护措施

本工程设计采用先进工艺以及废水回收利用设施，整个生产过程无外排废水，在正常工况下，对地下水环境影响有限。但是在非正常工况并且防渗层出现破裂的情景下，本工程对地下水环境水质存在一定程度的影响。

（1）防渗措施

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水工程防水技术规范》（GB50108-2008）及《石油化工工程防渗技术规范》（GBT50934-2013）的要求，地下水污染防治措施按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生，入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。在建设和正常运行期间，应尽量防止管道、设备以及各工艺车间的废水处理区、车间污水存储及处理区等产生跑冒滴漏情况。

1）防渗原则

①源头控制。主要包括在工艺管道设备，污水储存及处理构筑物采取相应措

征求意见稿

施，将污染物泄露的环境风险事故降到最低程度。管线尽可能地上和架空敷设，减少由于埋地管道泄漏而造成的地下水污染。

②末端控制。主要包括污染区地面的防渗措施和泄漏污染物收集措施。即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并收集滞留在地面的污染物，集中送至车间污水处理装置处理。末端控制采取分区防渗，重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区防渗措施有区别的防渗原则。

2）主动防渗措施

建立完善的泄漏污染物收集、排放和处理系统，及时将泄漏在地面的污染物收集至车间污水处理装置进行处理。

①设备及管道排放出的含有毒有害介质液体设置废液收集系统加以收集。

②物料管线原则上采用地上化敷设，若不能地上敷设时，管沟应做防渗处理。

③检修、拆卸、试车、施工安装时含有有毒、有腐蚀和可燃物的物料时必须采取措施，集中收集，不得任意排放。

3）被动防渗措施

防止地下水污染的被动控制措施即为地面防渗工程，包括两部分内容：一是全厂污染区参照《石油化工防渗工程设计规范》（GB/T50934-2013）要求铺设防渗层，以阻止泄漏到地面的污染物进入地下水中；二是全厂污染区防渗区域内设置渗漏污染物收集系统，将滞留在地面的污染物收集起来，集中送至车间污水处理装置处理。

根据生产装置、辅助设施及公用工程的污染区划分，对于非污染区、一般污染区和重点污染区分别采用不同等级的防渗方案。所采取的具体防渗方案如下：

①污染防治分区方案

根据实际情况，厂区现有工程污染分区见表 6.2-1。

本项目分区防渗情况，见图 6.2-5。

征求意见稿

表 6.2-1　　厂区污染防治分区表

序号	区域名称		分区类别
1	生产装置	车间地面	一般污染防治区
		地下罐	重点污染防治区
2	储运设施	罐区	重点污染防治区
		装卸站	一般污染防治区
3	公用工程	污水处理装置地面	重点污染防治区
		事故水池	重点污染防治区

②厂区现有防渗情况

本工程主要是在现有工程基础上进行技术改造，厂区现有主要工程防渗情况如下：

1）污水处理站各池体

污水池污水沟（自上而下，自外而内）为：混凝土-环氧树脂底漆-腻子-玻璃布-环氧树脂-玻璃布-环氧树脂-养护固化，即为三油五布。设施基础为一布三油。

2）污水管网

雨水及生活污水：聚乙烯双壁波纹管；生产废水管：无缝钢管（防腐处理为喷砂除锈+刷防腐漆+缠绕防腐带+三层玻璃丝布加环氧沥青漆处理）。

3）污水井

污水井（由外而内）为：平整夯实-100mmC30 混凝土垫层-C30 混凝土（在混凝土内掺加一定比例的渗透结晶型防水剂）钢筋整体浇注成型-表面处理 20mm 厚摸灰。

4）罐基础

依据《石油化工企业钢储罐地基与基础设计规范》（SH/T3068-2007）。原料罐区基础（自下而上）：填料层（砂夹石，其中碎石、卵石占全重的 30%~50%，压实系数≥0.96）-垫砂层 300 厚（中粗砂，压实系数≥0.97）-沥青砂绝缘体 100 厚-平铺一层浸沥青的红砖并用沥青胶泥勾缝 20mm-钢罐底板，中心向四周坡度 1.5%，地面以下与土壤接触的混凝土基础表面刷冷底子油两遍、沥青胶泥两遍、漆膜厚度＞300μm。

产品罐区、碱液罐区罐基础（自下而上）：填料层（砂夹石，其中碎石、卵石占全重的 30%~50%，压实系数≥0.96）-垫砂层 300 厚（中粗砂，压实系数≥0.97）

征求意见稿

-沥青砂绝缘体 100 厚-钢罐底板，中心向四周坡度 1.5%，地面以下与土壤接触的混凝土基础表面刷冷底子油两遍、沥青胶泥两遍、漆膜厚度＞300μm。

5）罐区池底围堰

罐区至围堰地面自下而上：地基夯实平整-地面硬化-复合土工膜（二布一膜 250g/1.5mm/250g）-100mm 厚 C25 混凝土。

6）危废库

危废库地面自下而上：地基夯实平整-地面硬化-复合土工膜（二布一膜 250g/1.5mm/250g）-100mm 厚 C25 混凝土。

本项目厂区、污水处理等区域防渗工程按照《石油化工防渗工程设计规范》（GB/T50934-2013）的要求进行，基本满足各项要求；罐区防渗工程按照《石油化工企业钢储罐地基与基础设计规范》（SH/T3068-2007）的要求进行，基本满足各项要求。

（3）发生少量泄漏时环保措施

当发生污染事故时，污染物运移速度较慢，污染范围较小。因此，建议采取如下污染应急治理措施：

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

②查明并切断污染源。

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析。

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施。

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑥依据探明的地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案。

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

综合分析，本项目采取的防止地下水污染的主动控制措施从生产过程入手，

征求意见稿

在工艺、管道、设备和给排水等方面尽可能的采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低污染物质泄漏的可能性和泄漏量，其技术经济可行。

防渗措施符合《石油化工防渗工程设计规范》（GB/T50934-2013）的要求，防止其渗出防渗层，进入地下水中造成污染的目的。

6.3 噪声控制措施可行性论证

噪声污染主要从声源、传播途径和受体防护三个方面进行防治。尽可能选用低噪声设备、设备消声、设备隔振、设备减振等措施从声源上控制噪声。采用隔声、吸声等措施在传播途径上降噪。

本项目主要新增煤焦油加氢装置、天然气制氢装置及油罐区。全部为露天装置，且建设场地为鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区内，远离办公生活区。根据本项目的特点，其噪声防治措施如下：

（1）泵机组和电机处可设隔声罩或局部隔声罩、内衬吸声材料；

（2）电机部分可根据型号配置消声器；

（3）泵的进出口接管做挠性连接或弹性连接；

（5）泵机组做金属弹簧、橡胶减震器等隔振、减振处理；

（6)泵的进出口管尺寸要合适、匹配，避免流速过高产生气蚀而引起强烈 噪声。

（7）设置隔声罩，但要充分考虑通风散热问题；

（8）风机进、出口加设合适型号的消声器；

（9）在满足风机特性参数的前提下选用低噪声风机；

（10）对震动较大的风机机组的基础采用隔振与减振措施，其管路选用弹性软连接。

（11）确保烟气通过风机与排气筒时顺利排出，不反复折叠和产生湍流；除尘风机与排气筒之间设置为软连接。

经预测，本项目完成后，厂界噪声排放值最大为 52.5dB(A)，厂界周围各预测点昼、夜间场界排放噪声均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类声环境功能区厂界环境噪声排放限值：昼间≤65dB（A），夜间≤55dB（A）。因此噪声防治措施可行。

征求意见稿

6.4 固体废弃物污染防治措施可行性论证

6.4.1 固体废物污染处理途径

本项目生产过程产生的固体废弃物包括：天然气制氢废催化剂、废焦油渣、预处理废吸附剂、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂、灰渣、废导热油、污水站油泥、生活垃圾、油气回收废活性炭等。

本项目产生的各种危险废物，在设备停止后，根据现场情况，采用人工与机械操作相结合的方式，将废保护剂、废催化剂等各种危险废物卸下，并装入桶中，送厂区内建设的危废储存场暂存，定期交由有资质的单位进行处置。

生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

6.4.2 工业固体废物厂内暂存要求

6.4.2.1 危废厂内暂存地点

本项目产生的危险废物在暂存期间，应在危废暂存场内储存，满足防雨、防渗、防风、防晒、防流失要求。本项目产生的危险废物，暂存于厂区内已建设的危险废物暂存场。

本项目危险废物暂存场主要用来临时贮存待外协处置的各类固废，危废场位于本公司厂区的南侧，危废按照类别分别堆放并进行明确的标记，并符合《危险废物贮存污染控制标准》，已按照危险废物临时贮存要求进行防渗、防漏、防晒、防风雨处理，渗透系数≤10^{-10}cm/s，固体废物在场内堆存期间均使用桶装或袋装性质封存。

本项目其余各场所均不设危险废物临时存放场所，生产过程中产生的危废经桶装后运往危废临时存放场所统一贮存，可有效防止危废分散贮存所引发的二次污染问题。

6.4.2.2 危险废物收集暂存要求

危险废物在收集时，应清楚废物的类别及主要成份，以方便委托处理单位处理，根据危险废物的性质和形态，可采用不同大小和不同材质的容器进行包装，所有包装容器应足够安全，并经过周密检查，严防在装载、搬移或运输途中出现

征求意见稿

渗漏、溢出、抛洒或挥发等情况。最后按照对危险废物交换和转移管理工作的有关要求，对危险废物进行安全包装，并在包装的明显位置附上危险废物标签。

堆放场所采取全面通风的措施，设有安全照明设施，并设置干粉灭火器，设置室外消火栓。危险废物临时存放时间为 1~2 周，其后由危废处置单位收集后集中处理。危废暂存场由专业人员操作，单独收集和贮运，严格执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》，并制定好危险废物转移运输途中的污染防范及事故应急措施。

6.4.3 固废处置可行性论证

6.4.3.1 危险废物

本项目生产过程产生的固体废弃物包括：天然气制氢废催化剂、废焦油渣、预处理废吸附剂、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂、灰渣、废导热油、污水站油泥、生活垃圾、油气回收废活性炭等。危险废物产生情况见表 6.4-1。

表 6.4-1　　固体废物产生情况一览表

产生节点	固废名称	产生数量	属性类别	排放参数	处置方式
制氢单元脱硫工段	铁锰系、锌系废催化剂 S_{1-1}	29.27	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	委托有资质单位处理
制氢单元脱硫工段	钴钼系废催化剂 S_{1-2}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	4 年 1 次	
制氢单元转化工段	镍系废催化剂 S_{1-3}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	
制氢单元脱硫工段	钴钼系废催化剂 S_{1-4}	9	危险废物 HW50(251-016-50)	1 年 1 次	
制氢单元中变工段	铁系废催化剂 S_{1-4}	17	危险废物 HW50(251-016-50)	4 年 1 次	
预处理单元	预处理废吸附剂	173t/3a	HW49 900-041-49 其他废物-非特定行业	3 年 1 次	
预处理单元	加氢保护废催化剂	32t/a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	1 年 1 次	

征求意见稿

煤焦油加氢单元	加氢精制废催化剂	100t/3a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	加氢改质废催化剂	80t/3a	HW50 251-016-50 废催化剂-精炼石油产品制造	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	废瓷球	104t/3~5a	HW49 900-041-49 其他废物-非特定行业	3-5 年 1 次	
煤焦油加氢单元	精制废吸附剂	56.7t/3a	一般固废	3 年 1 次	
煤焦油加氢单元	废焦油渣	300t/a	HW11 251-013-11 精（蒸）馏残渣-精炼石油产品制造	间断	危废资质经营单位处置
污水处理站	油泥	1t/a	HW08 251-003-08 废矿物油与含矿物油废物-精炼石油产品制造	间断	
油气回收	废活性炭	3t/a	HW49 772-006-49 其他废物-环境治理	间断	
导热油炉	废导热油	230t/10a	HW08 900-249-08 废矿物油与含矿物油废物	10 年 1 次	
人员生活	生活垃圾	88t/a	一般固废	间断	生活垃圾场
合计产生量		677.64t/a	-	-	-

综上，本项目危险废物处置有保障。本项目产生的各种危险废物，在设备停止后，根据现场情况，采用人工与机械操作相结合的方式，将废保护剂、废催化剂等各种危险废物卸下，并装入桶中，送厂区内建设的危废储存场暂存，定期交由有资质的单位进行处置。

6.4.3.1 一般固废

生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

6.4.4 固废全程管理措施

针对本项目产生的危险废物，需要及时收集至本项目建设的固废储存区内，整个固废储存区按照危险废物临时贮存的防渗、防漏、防雨淋要求进行设计，并严格按照危险废物临时贮存、运输的相关要求进行全程管理，对固废运输车辆、

征求意见稿

人员按照以上规定和要求进行管理，并最终委托有资质的单位进行处理。

本项目固体废物具体环境管理中，还需要注意以下方面：

①建设单位应进行危险废物申报登记，严格实施危险废物五联单制度。将危险废物的实际产生、贮存、利用、处置等情况纳入生产记录，建立危险废物管理台账和企业内部产生和收集、贮存、转移等部门危险废物交接制度。

②必须明确企业为固体废物污染防治的责任主体，要求企业建立风险管理及应急救援体系，执行环境监测计划、转移联单管理制度及国家和自治区有关转移管理的相关规定、处置过程安全操作规程、人员培训考核制度、档案管理制度、处置全过程管理制度等。

通过以上措施，可以有效的对本项目产生的固废进行全程管理控制，避免了固废从产生、储存到处置整个过程中可能产生的二次污染。

6.5 土壤污染防治措施

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求，土壤污染防治措施主要包括源头控制措施、过程控制措施以及跟踪监测计划。

6.5.1 源头控制措施

本项目土壤污染源头控制措施主要是减少项目废气、废水、固废等污染物的产生及排放量。本环评报告主要提出如下措施：

（1）企业应加强对废气治理措施的管理和维护，确保各污染物达标排放，有效减少废气污染物通过沉降或降水进入土壤的量。

（2）企业应采用先进的工艺技术，减少生产废水的产生量；若发生泄漏事故时，应马上将泄漏的污水切换收集至事故池，避免污水地面漫流。

（3）企业应采用先进的工艺技术，减少固废的产生量，并提高固废的综合利用率，减少固废的堆存量。

6.5.2 过程控制措施

项目针对土壤污染的途径提出相应的过程控制措施：

征求意见稿

（1）企业应在占地范围内加强绿化措施，以种植具有较强吸附能力的植物为主，加大对废气污染物的吸附，减少最终进入土壤的污染物量，从而减小对土壤的污染。

（2）企业应把泄漏液体尽量控制在小范围内，并及时导入事故池，减少液体在地面的漫流面积及时间，以防止土壤环境污染。

6.5.3 跟踪监测

6.5.3.1 监测点位

根据现场调查，项目位于工业园区内，周围无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院及其他土壤环境敏感目标。因此本次跟踪监测在项目生产区设置两个监测点位。

6.5.3.2 监测指标

监测指标选择建设项目特征因子：石油烃。

6.5.3.3 监测频次

拟建项目土壤环境影响评价工作等级为二级，根据（HJ964-2018）的要求，每 5 年内开展 1 次监测工作。

6.5.3.4 执行标准

项目所在区土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）筛选值第二类用地标准要求。

6.5.4 运输环节污染控制

（1）项目涉及的原料要根据其种类，用符合国家有关标准的专门容器分类收集运输。

（2）贮存、装运原料的容器应根据其特性而设计，不易破损、变形，所用材料需能有效防止渗漏、扩散。

（3）危险废物转移运输应委托有相应危险废物运输资质的单位运输。所有运送车全部采用带有防治滴漏措施封闭式运输车运输确保运输过程中得到较好的保障。

征求意见稿

（4）尽可能避免运输车在敏感点附近滞留，每辆运输车都配备必要的通讯工具，供应急联络用，当运输过程中发生事故，运输人员必须尽快通知有关管理部门进行妥善处理。

（5）加强对运输司机的思想教育和技术培训，避免交通事故的发生。

征求意见稿

7 环境影响经济损益分析

环境经济损益分析是从经济学的角度来分析、预测工程建设项目的环境损益，应体现经济效益、社会效益和环境效益对立统一的辩证关系，环境经济损分析的工作内容是确定环保措施的项目内容，通过统计分析环保措施投入的资金及环保投资占工程总投资的比例，环保设施的运转费用，削减污染物量的情况，综合利用的效益等，说明建设项目环保投资比例的合理性，环保措施的可行性，经济效益以及建设项目生产活动对社会环境的影响等。

7.1 社会效益分析

本项目以中低温煤焦油为原料，经脱水脱渣及减压蒸馏预处理后，重质馏分作为沥青外售；轻质馏分（切尾馏分）经加氢精制-加氢改质两段加氢处理后生产轻、重芳烃产品。工程的建设将对当地的工业发展具有明显的促进作用，带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地的经济发展注入活力，可以解决当地部分居民的就业问题，改善当地居民的生活水平。同时，产品创造经济效益后，将为当地的税收做出很大的贡献，促进当地经济建设发展和繁荣，有利于新疆地区的稳定和民族团结。

扩建项目的实施不但预期有很好的经济效益，还将有良好的社会效益，主要表现在以下几个方面：

（1）扩建项目的建设和实施，有效地促进新疆资源优势向实施济优势的转化。

（2）扩建项目将使地方税收得到大幅度提高，有利于地方财政收入的增加。

（3）扩建项目的建设，可在一定程度上解决富余劳动力就业问题。

拟建项目无论是施工期，还是营运期，都会提供相应的就业机会，可增加当地居民的创收途径。

综上所述，该项目的建设具有较好的社会效益。

7.2 经济效益分析

鄯善万顺发新能源科技有限公司依托当地资源优势，根据自身实力，投资

征求意见稿

8375.5 万元，改造现有工程。根据本项目可行性研究报告中的财务评价结果表明，预测各项财务指标良好。项目从财务角度评价是可行的。说明本项目投产后，经济效益较好，具有较强的抗产量波动能力、抗风险能力和适应市场变化能力。

7.3 环境损益分析

7.3.1 资源能源消耗

本项目的环境损失主要表现为生产过程中将消耗生产原料、水资源和电能。工程达产后取用新水量 192000m^3/a，耗用电能 776 万 kW·h/a。

7.3.2 环境污染负荷

本项目在经济上将带动鄯善县化工园区及其周边地区工业的发展，与此同时，生产过程中将不可避免产生废水、废气、废渣、噪声等污染，带来一定的环境问题，由于采用的生产工艺充分考虑废气、废水的治理及循环利用，因此产污较小，清洁生产水平较高，环境污染负荷相对较小。

7.3.3 环境损益分析

本项目是化工项目，采用了清洁的生产工艺，加大了污染防治力度，根据预测结果，项目建设的环境影响较小，是可以接受的。本项目充分回收和利用了资源，增加了经济效益，体现了清洁生产的原则和循环经济的理念。

7.3.4 环保投资估算

为实现工程运行过程对环境污染的控制，在建设项目中必须投入一定比例的环保资金，用于防止污染的环保设施及与环境保护有关的项目。

项目环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1　　环保投资一览表

环境要素	治理对象	治理措施内容	投资额（万元）	建设性质
废气	干气脱硫	干气经二级碱洗+水洗脱硫，脱硫加氢干气含硫＜20ppm。	/	依托现有

征求意见稿

	酸性气处理	1 座四级硫氢化钠吸收塔，酸性气经 33%烧碱溶液吸收完全，正常生产时无尾气排入火炬，只在事故状态下排入火炬燃烧	/	依托现有
	燃烧废气	低氮燃烧装置	/	依托现有
	污水处理站臭气治理	一套 2 万 m^3/h 碱吸收+UV 高效光解净化装置，本次新增活性炭吸附	20	依托现有
	油气治理	储罐及装卸无组织排放采用“二级冷凝+活性炭吸附”工艺处理后，经 20m 高、内径 0.15m 排气筒排放	/	依托现有
	非正常工况工艺废气	火炬	/	依托现有
废水	生产废水处理	第一段处理工艺：粗除油＋萃取脱酚＋蒸氨，第二段处理工艺：隔油池+二级气浮池+厌氧+IMC（改良型 SBR）+二沉池，处理规模 15 立方米/小时	/	依托现有
	酸性废水	酸性水汽提由单塔汽提改为双塔加压汽提，处理规模扩大到 18t/h。	838.5	本次扩建
	地下水保护	①含酚废水、含油废水输送管道地上敷设，不得埋地敷设；②厂区生产装置、储罐、污水处理站等防渗。	/	依托现有
	事故水处理	4200m^3 风险事故水池、600m^3 酸性水事故池	/	依托现有
噪声	噪声治理	机械减振、隔声	10	新建
固废	固体废物	危废暂存场	/	依托现有
事故及风险防范措施	防火救火器材和消防设施		/	依托现有
	装置区、储罐泄漏应急设施（包括厂区罐区、装置区设 置围堰等）		/	依托现有
	应急处置设施及物资及个人防护用品及急救物品		/	依托现有
合 计			868.5	

本项目投资 8375.5 万元，环保投资 868.5 万元，占比 10.14%。建设单位应确保环保资金落实到位，确保环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

征求意见稿

7.4 小结

综上所述，本项目建成投产后，在给企业带来一定的经济效益，增强企业的市场竞争力、有利于职工就业的同时，本项目通过采取各项有效的污染治理及处理措施，可以大大消减污染物排放到外环境的量，具有明显的社会效益和环境效益，其环保投资比例基本合理，符合环保要求。

征求意见稿

征求意见稿

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理体制

环境管理是环境保护工作的重要内容之一，也是企业管理的主要组成部分。环境管理的核心是把环境保护融于企业经营管理的过程之中，使环境保护成为工业企业的重要决策因素，重视研究本企业的环境对策，采用新技术、新工艺，减少有害废物的排放，对废旧产品进行回收处理及循环利用，变普通产品为“绿色”产品，努力通过环境认证，积极参与社会环境整治，推动员工和公众的环保宣传和引导，树立“绿色企业”的良好形象。

为了贯彻和执行国家和地方环境保护法律、法规、政策与标准，及时掌握和了解污染控制措施的效果，以及项目所在区域环境质量的变化情况，更好地监控环保设施的运行情况，协调与地方生态环境部门和其它有关部门的工作，同时保证企业生产管理和环境管理的正常运作，建立环境管理体系与监测制度是非常必要和重要的。

环境管理体系与监测机构的建立能够帮助企业及早发现问题，使企业在发展生产的同时节约能源、降低原材料的消耗，控制污染物排放量，减轻污染物排放对环境产生的影响，为企业创造更好的经济效益和环境效益，树立良好的社会形象。

8.1.1 环境管理机构及职责

企业管理采取总经理负责制，企业环境保护工作由总经理负责监督落实。企业下设安全环保处及环境监测化验中心，配备专责工程师负责全厂环境保护监督管理工作，各生产装置设置 1 名环境管理人员负责日常环保管理工作。工程部班长负责环保设备的运行管理和生产设备管理工作。安全环保处有专人负责企业安全与环保、节能减排等工作，还包括建设项目环境影响评价和“三同时”竣工验收、环保设施运行、环境监测、环境污染事故处理等工作，并配合当地生态环境主管部门开展本企业的相关环保执法工作等。

（1）主管总经理职责

征求意见稿

①负责贯彻执行国家环境保护法、环境保护方针和政策。

②负责建立完整的环保机构，保证人员的落实。

（2）安全环保部职责

①贯彻上级领导或生态环境部门有关的环保制度和规定。

②建立环保档案，包括环评报告、环保工程验收报告、污染源监测报告、环保设备运行记录以及其它环境统计资料，并定期向当地生态环境主管部门汇报。

③汇总、编报环保年度计划及规划，并监督、检查执行情况。

④制定环保考核制度和有关奖罚规定。

⑤对污染源进行监督管理，贯彻预防为主的方针，发现问题，及时采取措施，并向上级主管部门汇报。

⑥负责组织突发性污染事故的善后处理，追查事故原因，杜绝事故隐患，并参照企业管理规章，提出对事故责任人的处理意见，上报公司。

⑦总结对环境保护的先进经验、先进技术进行推广和应用。

⑧负责环保设备的统一管理，每月考核一次收尘设备、污水处理设施的运行情况，并负责对污水处理设施的大、中修的质量验收。

⑨组织职工进行环保教育，搞好环境宣传及环保技术培训。

（3）相关职责

①在公司领导下，做好生产区、办公区和生活区的绿化、美化工作。

②按“门前三包卫生责任制”，检查、督促各部门做好卫生、绿化工作。

③组织做好垃圾的定点堆放和清运工作，以及道路的清扫工作。

（4）车间环保人员职责

①负责本部门的具体环境保护工作。

②按照安全环保部的统一部署，提出本部门环保治理项目计划，报安全环保部及各职能部门。

③负责本部门环保设施的使用、管理和检查，保证环保设施处于最佳状态。车间主管环保的领导和环保员至少每半个月应对所辖范围内的环保设备工作情况进行一次巡回检查。

④参加厂内环保会议和污染事故调查，并上报本部门出现的污染事故报告。

征求意见稿

8.1.2 环境管理手段和措施

为了使环境管理工作科学化、规范化、合理化，确保各项环保措施落实到位，企业在环境管理方面采取以下措施：

（1）建立 ISO14000 环境管理体系，建议同时进行 QHSE（质量、健康、安全、环保）审核；

（2）制订环境保护岗位目标责任制，将环境管理纳入生产管理体系，环保评估与经济效益评估相结合，建立严格的奖惩机制；

（3）加强环境保护宣传教育工作，进行岗位培训，使全体职工能够意识到环境保护的重要意义，包括与企业生产、生存和发展的关系，全公司应有危机感和责任感，把环保工作落实到实处，落实到每一位员工；

（4）加强环境监测数据的统计工作，建立全厂完善的污染源及物料流失档案，严格控制污染物排放总量，确保污染物排放指标达到设计要求；

（5）强化对环保设施运行监督、管理的职能，建立全厂完善的环保设施运行、维护、维修等技术档案，以及加强对环保设施操作人员的技术培训，确保环境设施处于正常运行情况，污染物排放连续达标；

（6）及时修订应急预案。

8.2 各阶段的环境管理要求

8.2.1 项目审批阶段的环境管理要求

本项目环境影响评价文件要按照生态环境部公布《建设项目环境影响评价分类管理目录》的规定，确定环境影响评价文件的类别，委托相应的机构编制。

企业在建设项目环评文件编制前应积极配合编制单位查勘现场，及时提供环评文件编写所需的各类资料。

在环境影响报告书的编制和生态环境主管部门审批或者重新审核环境影响报告书的过程中，应该按规定公开有关环境影响评价的信息，征求公众意见。

企业有权要求环评文件编制及审批等单位和个人为其保守商业、技术等秘密。

环境影响评价文件，由建设单位报有审批权的生态环境主管部门审批，环境

征求意见稿

影响评价文件未经批准，不得开工建设，自批准之日起超过 5 年方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报原审批部门重新审核。

项目的性质、规模、地点、生产工艺、生产设备等应与环境影响评价报告或环境影响评价审批等文件一致。如发生重大变动的，应当重新履行环评手续。

8.2.2 建设施工阶段的环境守法要求

项目建设中应根据环境影响评价报告中有关施工期污染防治措施的具体要求，进行规范管理，保证守法的规范性。建设单位应会同施工单位做好环保工程设施的施工建设、资金使用情况等资料、文件的整理，建档备查，以季报的形式将环保工程进度情况上报当地生态环境主管部门。

建设单位与施工单位负责落实生态环境主管部门对施工阶段的环保要求以及施工过程中的环保措施；主要是保护施工现场周围的环境，防止对自然环境造成不应有的破坏；防止和减轻废气、污水、粉尘、噪声等对周围生活居住区的污染和危害。

8.2.3 投产前的环境管理

（1）落实环保投资，确保污染治理措施执行“三同时”和各项治理与环保措施达到设计要求；

（2）编制环保设施竣工验收方案报告，进行竣工验收监测，办理竣工验收手续；

（3）向当地生态环境部门进行排污申报登记，正式投产运行。

8.2.4 运行期的环境保护管理

（1）根据国家环保政策、标准及环境监测要求，制定该项目运行期环保管理规章制度、各种污染物排放控制指标；

（2）负责该项目内所有环保设施的日常运行管理，保障各环保设施的正常运行，并对环保设施的改进提出积极的建议；

（3）负责该项目运行期环境监测工作，及时掌握该项目污染状况，整理监测数据，建立污染源档案；

（4）项目运行期的环境管理由安全环保部承担；负责该项目内所有环保设

征求意见稿

施的日常运行管理，保障各环保设施的正常运行，并对环保设施的改进提出积极的建议；

（5）负责对职工进行环保宣传教育工作，以及检查、监督各单位环保制度的执行情况；

（6）建立健全环境档案管理与保密制度、污染防治设施设计技术改进及运行资料、污染源调查技术档案、环境监测及评价资料、项目平面图和给排水管网图等。

8.3 环境管理制度

8.3.1 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1　　本项目污染物排放清单　　单位：t/a

要素	废气名称	污染物名称	产生浓度	产生量 t/a	治理措施	排放浓度	排放量 t/a
废气（有组织）	转化炉燃烧废气 G_{1-1}	烟尘	9.8	1.04	以天然气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，50m 高烟囱排放	9.8	1.04
		SO_2	6.5	0.7		6.5	0.7
		NOx	77	8.24		77	8.24
	1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	烟尘	9.8	0.144	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，39m 高烟囱排放	9.8	0.144
		SO_2	6.98	0.1		6.98	0.1
		NOx	77	1.12		77	1.12
	2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}	烟尘	9.8	0.42	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，39m 高烟囱排放	9.8	0.42
		SO_2	6.6	0.28		6.6	0.28
		NOx	77	3.28		77	3.28
	精制加热炉烟气 G_{2-3}	烟尘	9.8	0.24	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，32m 高烟囱排放	9.8	0.24
		SO_2	6.44	0.15		6.44	0.15
		NO_x	77	1.84		77	1.84
	改质加热炉烟气 G_{2-4}	烟尘	9.8	0.096	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，25m 高烟囱排放	9.8	0.096
		SO_2	6.78	0.06		6.78	0.06
		NO_x	77	0.72		77	0.72

征求意见稿

	分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}	烟尘	9.8	0.184	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，41m 高烟囱排放	9.8	0.184
		SO_2	6.36	0.12		6.36	0.12
		NO_x	77	1.44		77	1.44
	燃气导热油炉烟气 G_{3-1}	烟尘	7.1	0.09	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，47m 高烟囱排放	7.1	0.09
		SO_2	3.54	0.5		3.54	0.5
		NO_x	65	8.76		65	8.76
	物料装卸废气	NMHC	5650	22.6	“二级冷凝回收＋活性炭吸附”，20m 排气筒排放	56.5	0.226
	废水处理处置过程废气	NMHC	/	/	碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施+活性炭吸附，经 30 米排气筒排放	0.12	0.0224
		H_2S	/	/		1.06	0.2
		NH_3	/	/		13.22	2.53
废气（无组织）	装置区生产设备泄漏	NMHC	/	3.18	加强管理	/	3.18
		NMHC	/	2.6		/	2.6
废水	含酚污水		320		进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m³+8900m³），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌	0	
	含硫含氨污水		40056			0	
	循环冷却排污水		32000			0	
	脱盐水站排污水		33600			0	
	装置罐区清洗废水		1200			0	
	办公生活废水		13140			0	
	不可预见废水		1680			0	
固体废物	铁锰系、锌系废催化剂 S_{1-1}		29.27		外委危废处置单位处置	29.27	
	钴钼系废催化剂 S_{1-2}		9			9	
	镍系废催化剂 S_{1-3}		9			9	
	钴钼系废催化剂 S_{1-4}		9			9	
	铁系废催化剂 S_{1-4}		17			17	
	预处理废吸附剂		173t/3a			173t/3a	
	加氢保护废催化剂		32t/a			32t/a	
	加氢精制废催化剂		100t/3a			100t/3a	

征求意见稿

	加氢改质废催化剂	80t/3a		80t/3a
	废瓷球	104t/3~5a		104t/3~5a
	精制废吸附剂	56.7t/3a		56.7t/3a
	废焦油渣	300t/a		300t/a
	油泥	1t/a		1t/a
	废活性炭	3t/a		3t/a
	废导热油	230t/10a		230t/10a
	生活垃圾	88t/a	由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场	88t/a

8.3.2 排污许可证制度

2016 年 11 月，国务院办公厅发布了《控制污染物排放许可制实施方案》，方案指出：“环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企事业单位生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证，其排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据。”

因此，本项目在报批环评报告书后、项目实际运行前，应尽快申领排污许可证，作为本项目合法运行的前提。排污许可证申请及核发按《排污许可证管理暂行规定》及《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）填报执行。

本项目应按照石化工业排污单位排污许可证申请与合法的基本情况及要求进行申报、确定许可排放限值、核算实际排放量、执行自行监测、环境管理台账与排污许可证执行报告等环境管理要求。本项目属于石油炼制工业，应根据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017），加强污染防治可行技术要求、落实自行监测管理要求并严格环境管理台账与排污许可证执行报告编制要求。

（1）厂区排污许可管理执行情况

征求意见稿

鄯善万顺发新能源科技有限公司于 2018 年 12 月 13 日取得排污许可证，证件编号：91650400098615942200 1P。

根据《排污许可证（副本）》环境管理要求，鄯善万顺发新能源科技有限公司排污许可环境管理落实情况见表 8.3-1。

表 8.3-1　　排污许可环境管理要求落实情况

类别	排污许可环境管理要求	实际落实情况	是否符合
自行监测	按照自行监测方案进行月度、季度、年度监测；做好监测数据记录、整理、存档；	目前已与有监测资质的公司签订 2019 年度自行监测意向协议	符合
环境管理台账记录	基本信息：根据不同方法记录生产装置或设施、公用单元和全厂运行情况等；	目前生产记录、设备运行记录较完善，个别档案表格正按要求落实	基本符合
	监测记录信息：自行监测的监测记录以及与监测记录相关的生产和污染治理设施运行状况记录信息；	自行监测记录较完善	基本符合
	监测记录信息：各装置进行设备与管线组件密封点泄漏监测等信息；	各装置设备与管线组件密封点泄漏已核查	基本符合
	其他环境管理信息：按应对期间记录各项运行管理落实情况、雨水外排情况等；记录设备故障，开停工，维修时应记录；	目前设备运行较完善，个别档案表格正按要求落实	基本符合
	污染防治设施运行管理信息：按班次记录各类治理设施运行情况；	目前环保设施运行记录较完善	基本符合
执行（守法）报告	按照要求出具月度执行报告、年度执行报告、季度执行报告；	目前已与有监测资质的公司签订 2020 年度执行报告编制协议	符合
信息公开	按照《企业事业单位环境信息公开办法》和《排污许可管理办法（试行）》执行；	目前，公开基础信心、排污信息、防治污染设施、突发环境时间应急预案、环评报告等	符合

（2）在线监测装置

厂区内有 1 台蒸汽锅炉、2 台导热油炉，共用一个总排口，总排口上装有一套烟气排放连续监测系统（CEMS），设置废气在线装置对外排废气中颗粒物、流速、温度、二氧化硫、氮氧化物进行实时测试。

该套 CEMS 中烟气分析仪主机型号为西安聚能仪器有限公司生产的

TR-9300 型；二氧化硫、氮氧化物及含氧量分析仪型号均为西安聚能仪器有限公司生产的 JNYQ-S-81 型；流速、烟温分析仪型号为西安聚能仪器有限公司生产的 JNYQ-TPF-01 型。未安装湿度分析仪，湿度为手动输入固定值。

CEMS 设备已于 2018 年 12 月 1 日至 12 月 3 日完成 72 小时的调试检测工作；2018 年 11 月 23 日至 11 月 29 日完成 168 小时连续稳定运行。2018 年 12 月 5 日，委托新疆力源信德环境检测技术服务有限公司对其燃气锅炉排放口 CEMS 进行现场比对，并出具烟气在线验收监测报告。

2018 年 12 月 20 日，企业组织召开在线比对验收会，验收结论：鄯善万顺发新能源科技有限公司燃气锅炉排放口 CEMS 设备资料基本齐全，环保管理符合相关要求，CEMS 站房及配套设施已按国家技术规范要求建成。符合在线监测设备比对验收条件。CEMS 数据采集正常，现场监测期间比对监测因子符合标准要求，原则上同意通过验收。

8.3.3 环境信息公开

排污企业应按照《企业事业单位环境信息公开办法》（部令第 31 号）要求，依法通过网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息，企业环境信息公开采取自愿公开与强制公开相结合。

国家鼓励企业事业单位自愿公开有利于保护生态、防治污染、履行社会环境责任的相关信息。企业可通过网站公示信息、编制环保白皮书等方式向公众发布本企业的环境信息。

8.3.4 排污口规范化

本项目应按《排污口规范化整治技术要求（试行）》（国家环保局环监[1996]470 号）、《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）规定的图形，在各气、声排污口（源）挂牌标识，做到各排污口（源）的环保标志明显，便于企业管理和公众监督。

环境保护图形标志具体设置图形，见表 8.3-1。

表 8.3-1　　环境保护图形标志设置图形表

排放口	废水排口	废气排口	固废堆场	噪声源

征求意见稿

图形符号				
背景颜色	绿色			
图形颜色	白色			

8.4 环境监测

8.4.1 环境监测的意义

环境监测（包括污染源监测）是企业环境保护的重要组成部分，也是企业的一项规范化制度。通过环境监测，进行数据整理分析，建立监测档案，可为污染源治理，掌握污染物排放变化规律提供依据，为上级环保部门进行区域环境规划、管理执法提供依据。同时，环境监测也是企业实现污染物总量控制，做到清洁生产的重要保证手段之一。

8.4.2 环境监测工作

（1）基本原则

根据装置运行状况及污染物排放情况，对项目环保设施运行进行监督，并对各类污染物排放进行监测，为确保工程投运后工业“三废”达标排放，以及安全运行提供科学依据。

（2）监测内容

根据项目特点，主要监测内容包括：废气、废水、噪声污染源监测以及环境敏感点监测。

8.4.3 监测项目

（1）施工期监测

本项目施工期环境监控计划分别见表 8.4-1，监测结果每个季度上报吐鲁番地区生态环境局鄯善县分局。

表 8.4-1　　施工期监控计划

类型	监测对象点位	监测项目	监测频率	委托方式

征求意见稿

施工扬尘	施工场地下风向	TSP	每季度一次	委托
施工噪声	施工区外围	等效 A 声级	每季度一次	委托

（2）运营期监测

①环境质量监测

本项目建设后，潜在着对区域环境质量的影响，尤其是事故和非正常工况下，因此应加强对周围环境质量的监测，监测方案见表 8.4-2。

表 8.4-2　　环境质量监测方案

环境要素	监测对象	监测项目	监测频率	监测方式	控制标准
环境空气	厂界	非甲烷总烃、颗粒物、氨、硫化氢、臭气浓度、苯并（a）芘	间断监测，每季度 1 次	自行监测或委托其他单位监测	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）、《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D
地下水	厂址上、下游及生活区地下水	pH 值、氨氮、硝酸盐（以氮计）、亚硝酸盐（以氮计）、硫酸盐、石油类、汞、砷、铅、镉、六价铬、苯、甲苯、对/间二甲苯、邻二甲苯	间断监测，每半年 1 次		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
噪声	厂界	噪声（等效声级）	间断监测，每季度 1 次		《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类区标准
土壤	厂界内	基本 45 项、石油烃	5 年 1 次		《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值标准

②污染源监测

运行期污染源监测包括废水污染源、废气污染源和噪声污染源，根据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ 853-2017)，监测方案见表见表 8.4-3。装置开车、停车检修等非正常工况必须增加监测频率，同时要求对厂界的无组织排放加强监控。

①有组织废气监测项目与频次

征求意见稿

石油炼制工业排污单位有组织废气排放监测项目及最低监测频次见表 8.4-3。

表 8.4-3　　有组织废气排放监测项目与最低监测频次

监测点位	监测项目	监测频次	控制指标
工艺加热炉排气筒	二氧化硫、颗粒物	1 次/月	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）
	氮氧化物	自动监测	
油气回收装置排气筒	非甲烷总烃	1 次/季度	
废水处理有机废气收集处理装置排气筒	非甲烷总烃、硫化氢、氨	1 次/季度	

②无组织废气监测项目与频次

石油炼制工业排污单位无组织废气排放监测项目及最低监测频次见表 8.3-3。

表 8.3-3　　无组织废气排放监测点位、监测项目与最低监测频次

监测点位	监测项目	监测频次	控制指标
企业边界	非甲烷总烃、颗粒物、苯并（α）芘、氨、硫化氢、臭气浓度	1 次/季度	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）
泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、气体/蒸气泄压设备、取样连接系统	挥发性有机物	1 次/年	
法兰及其他连接件、其他密封设备	挥发性有机物	1 次/半年	
厂房外	挥发性有机物	1 次/半年	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）

③废水排放监测

石油炼制工业排污单位废水排放监测点位、项目及最低监测频次见表 8.3-3。

表 8.3-3　　废水排放监测点位、监测项目与最低监测频次

监测点位	监测项目	监测频次	控制指标
延迟焦化装置冷焦水、切焦水废水排放口	苯并（a）芘	1 次/半年	处理后回用，不外排。
酸水水汽提装置废水排放口	总砷	1 次/月	
雨水排放口	化学需氧量、氨氮、COD、硫化物、石油类	1 次/日	

征求意见稿

注：[a]排放期间按日监测。	

③事故应急监测与跟踪监测

项目事故预案中需包括应急监测程序，项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，并跟踪监测污染物的迁移情况，直至事故影响根本消除。

本项目危害大的污染物主要是非甲烷总烃、颗粒物、硫化氢、二氧化硫、氮氧化物等，需准备主要污染物的监测仪器和设备，保证随时能够投入监测工作。

事故状态下应启动应急监测程序，对项目周围主要环境敏感区域进行监测控制，评价给出事故应急重点关注区的监测方案供参考，见表 8.4-4。

表 8.4-4　应急监测方案

事故类型	监测对象	监测项目	监测频率	监测方式
废气泄漏	项目区下风向	非甲烷总烃、颗粒物、SO_2、NO_x、氨、硫化氢、臭气浓度	事故发生 5h 内、10h、24h，其后间隔均为 24h 直至环境功能达标	自备环境监测化验中心监测配合鄯善县应急监测机构
废水处理站事故	污水出水口	COD、BOD、硫化物、氨氮、SS、石油烃	事故发生 5h 内、10h、24h，其后间隔均为 24h 直至废水排放达标	

为使事故应急监测方案及时有效，具体细化方案应与园区及鄯善县应急监测部门共同制订和实施。

8.5 竣工验收管理

8.5.1 竣工验收管理及要求

《“十三五”环境影响评价改革实施方案》指出取消环保竣工验收行政许可。建立环评、“三同时”和排污许可衔接的管理机制。对建设项目环评文件及其批复中污染物排放控制有关要求，在排污许可证中载明。将企业落实“三同时”作为申领排污许可证的前提。鼓励建设单位委托具备相应技术条件的第三方机构开展建设期环境监理。建设项目在投入生产或者使用前，建设单位应当依据环评文件及其审批意见，自行或委托第三方机构编制建设项目环境保护设施竣工验收报告，向社会公开并向生态环境部门备案。

征求意见稿

企业自主验收流程示意，见图 8.5-1。

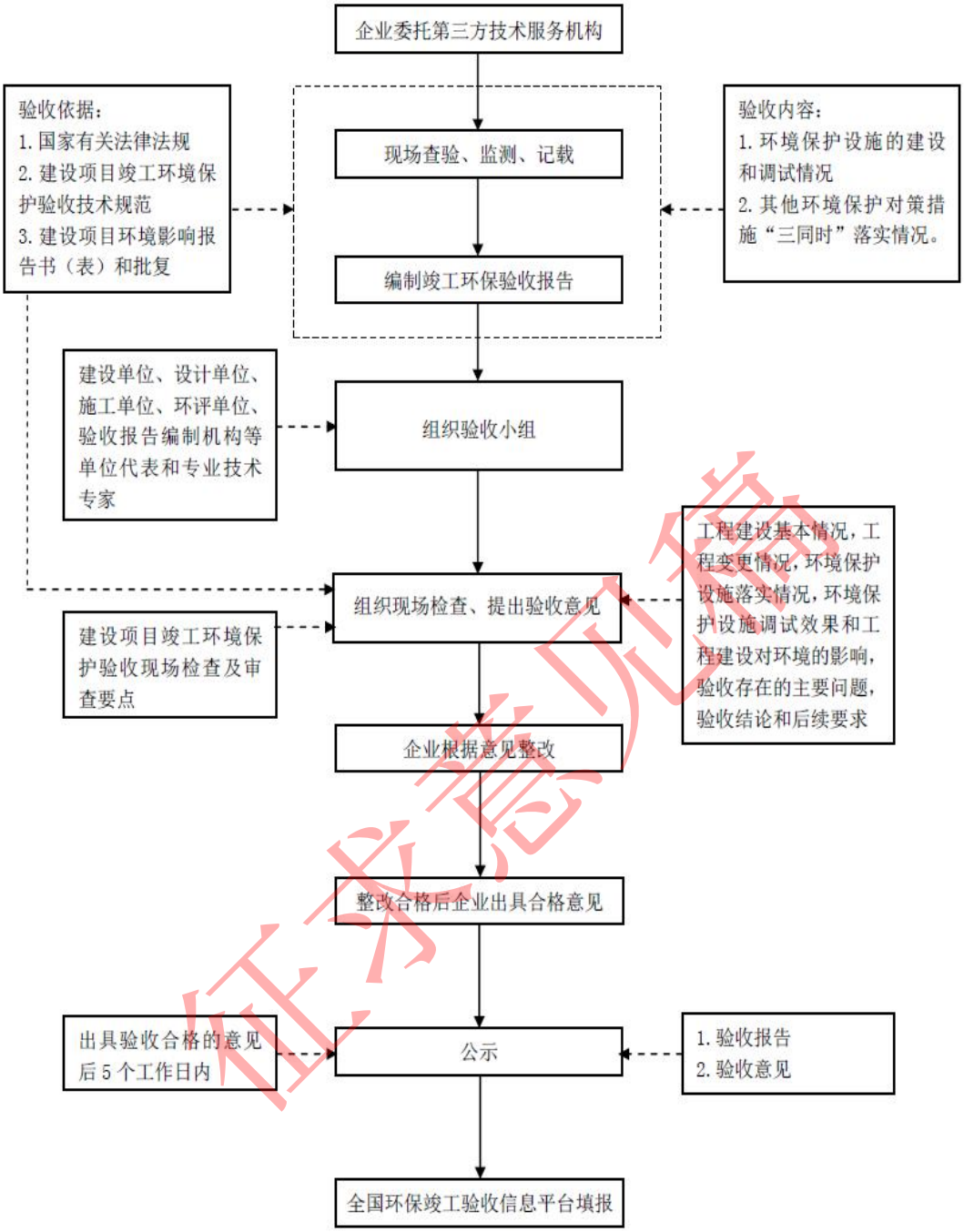


图 8.5-1　　企业自主验收流程示意图

8.5.2 环保设施竣工验收

（1）环境工程设计

按照环评文件及其批复要求，落实工程环境设计，重点做好废气防治、废水处置与噪声治理和危险固体废物的安全处置等项工作，确保三废达标排放；污染

治理设置必须与主体工程实现“三同时”。

（2）验收标准与范围

①按照《国务院关于修改《建设项目环境保护管理条例》的决定》（国令第 682 号）有关规定执行；

②与工程有关的各项环保设施，包括为污染防治和保护环境设施建成或配套建成的工程、设备、装置，以及各项生态保护、绿化设施；

③本报告书及其批复文件和有关设计文件规定应采取的其他各项环保措施。

（3）竣工验收

建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院生态环境行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。

8.5.3 环保竣工验收内容

“三同时”验收针对本项目环保设施进行验收，验收内容见表 8.5-1。

表 8.5-1 “三同时”验收一览表

治理类别	污染源	污染物	治理措施	处理要求
废气	转化炉燃烧废气 G_{1-1}	烟尘、SO_2、NO_x	以天然气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，50m 高烟囱排放	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 5 企业边界大气污染物浓度限值要求、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中恶臭污染物厂界、二级新扩改建标准要求
	1#脱重单元加热炉烟气 G_{2-1}	烟尘、SO_2、NO_x	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，39m 高烟囱排放	
	2#脱重单元加热炉烟气 G_{2-2}	烟尘、SO_2、NO_x	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，39m 高烟囱排放	
	精制加热炉烟气 G_{2-3}	烟尘、SO_2、NO_x	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，32m 高烟囱排放	
	改质加热炉烟气 G_{2-4}	烟尘、SO_2、NO_x	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，25m 高烟囱排放	
	分馏塔加热炉烟气 G_{2-5}	烟尘、SO_2、NO_x	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，41m 高烟囱排放	

征求意见稿

治理类别	污染源	污染物	治理措施	处理要求
	燃气导热油炉烟气 G_{3-1}	烟尘、SO_2、NO_x	以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，47m 高烟囱排放	
	物料装卸废气	NMHC	“二级冷凝回收＋活性炭吸附”，20m 排气筒排放	
	废水处理处置过程废气	NMHC、H_2S、NH_3	由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施+活性炭吸附”处理后，经 30 米排气筒排放	
	装置区生产设备泄漏	NMHC	无组织排放	
废水	含油污水	COD、挥发酚、石油类、BOD_5、硫化物、氨氮、总氰化物	含硫含氨废水进入酸性水汽提塔处理单元预处理后，一部分回用作为加氢反应注水，剩余部分与含酚废水、装置罐区清洗废水、不可预见废水等进入厂区污水综合处理站进一步处理，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后进入中水回用装置。循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置。中水回用装置出水满足《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2005）中“敞开式循环冷却水系统补充水”标准后回用于生产。	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准、《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2005）中“敞开式循环冷却水系统补充水”标准
	含硫含氨污水	COD、挥发酚、石油类、BOD_5、硫化物、氨氮、总氰化物		
	循环冷却排污水	COD、SS		
	脱盐水站排污水	COD、SS		
	装置罐区清洗废水	COD、BOD_5、氨氮、SS		
	办公生活废水	CODBOD$_5$、硫化物、氨氮、SS		
	不可预见废水	COD、挥发酚、石油类、BOD_5、硫化物、氨氮、总氰化物		
固体废物	铁锰系、锌系废催化剂 S_{1-1}		生产厂家回收再生	一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001，2013 年修订），危
	钴钼系废催化剂 S_{1-2}			
	镍系废催化剂 S_{1-3}			
	钴钼系废催化剂 S_{1-4}			
	铁系废催化剂 S_{1-4}			
	预处理废吸附剂			

征求意见稿

治理类别	污染源	污染物	治理措施	处理要求
	加氢保护废催化剂			险废物应执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）
	加氢精制废催化剂			
	加氢改质废催化剂			
	废瓷球			
	精制废吸附剂			
	废焦油渣		危废资质经营单位处置	
	油泥			
	废活性炭			
	废导热油			
	生活垃圾		由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。	
噪声	生产设备，机泵等	噪声	主要采用高噪声设备布置在密闭厂房内，设备减震、消声，厂房内墙吸声以及隔声门、窗等措施	《工业企业厂界噪声标准》（GB12348－2008）3 类
其他	厂区防渗（包括地下管线、水池、储存区和装置区地面等）			满足相关要求
	厂区绿化			满足相关要求
	消防系统、排污口规范化、环境风险防范及应急救援措施等。			满足相关要求

征求意见稿

征求意见稿

9 环境影响评价结论

9.1 项目概况

项目名称：鄯善万顺发新能源科技有限公司 30 万吨/年煤焦油加氢（一期 15 万吨/年）装置扩能改造项目

建设单位：鄯善万顺发新能源科技有限公司

建设性质：改扩建

建设地点：本项目位于鄯善县化工园区鄯善万顺发新能源科技有限公司厂区内，项目中心地理坐标为 E90°27′17.55″，N43°02′47.5″。

项目建设内容及规模：

（1）预处理单元改造，使煤焦油的预处理能力提升到 30 万吨/年。其中：

预处理离心过滤单元：新建 15 万 t/a 煤焦油离心装置一套，建成后形成 30 万 t/a 煤焦油离心规模。新建一套 30 万 t/a 煤焦油过滤装置。

1#预处理吸附脱重单元主要改造内容为：①在原焦油离心脱预处理西侧增加减压脱水塔，②在原脱重单元北侧新建吸附预处理设施。（该改造内容已于 2019 年开始施工，现已改造完成）。

2#预处理减压脱重单元主要改造内容为：①更换原预处理机泵及离心机，②原脱重单元增加减一线及减二线循环流程，侧线循环与进料换热，以提高进加热炉原料温度，降低塔顶气相温度，节约燃料气同时减低循环水消耗；更换原一线抽出泵及二线油抽出泵，新增一线油与原料换热器及二线油与原料换热器，新增一线油空冷器及二线油空冷器；减压塔设备改造，新增集油箱，进料分布器及扩大原抽出口；更换原塔顶抽真空泵。

（2）加氢单元改造（在原装置内进行，一套装置形成两种工艺路线）。①加氢单元 1#工艺路线：对原换热流程进行调整（该改造内容已于 2019 年开始施工，现已改造完成），②加氢单元 2#工艺路线：将原流程“加氢精制油→加氢裂化→分馏”调整为“加氢精制油→分馏，尾油→裂化”。

（3）分馏单元改造。①增加分馏尾油与汽提进料换热器，提高汽提进料温度；②更换重组分分馏塔侧线油泵；③将分馏塔重沸炉改为进料炉，降低能耗；

征求意见稿

④新增尾油罐，满足尾油加氢进料要求。

（4）制氢单元扩建：新建 18000Nm³/h 的天然气制氢装置及相关配套设施。

（5）酸性水汽提单元改造。将原有单塔加压汽提流程改造为双塔加压汽提流程，处理规模由原来的 8t/h 扩大到 18t/h。

（6）废水处理站技术改造。利用原含酚废水调节池及脱酚蒸氨设施，对蒸氨塔和萃取塔工段顺序进行对调，新增电解槽工段；生化处理设施利用原来的以复合 SBR 的 IMC 生化方案进行优化。

本工程扩能改造后年开工时数 8000 小时。

项目投资：项目总投资 8375.5 万元，环保投资 868.5 万元，占比 10.14%，资金全部由企业自筹。

9.2 环境质量现状结论

9.2.1 环境空气质量现状

项目所在区域 SO_2、NO_2 年平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；O_3 最大 8 小时第 90 百分位数日平均浓度及 CO 第 95 百分位数日平均浓度均满足《环境空气质量标准》GB3095-2012）的二级标准要求，PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年平均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，超标原因主要是扬尘天气导致，故本项目所在区域为非达标区。

评价区域内大气环境现状测点的非甲烷总烃的小时平均浓度均能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）的详解中推荐的 2mg/m³ 的要求；硫化氢、氨 1 小时平均浓度均能《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准要求；苯并（α）芘 24 小时平均浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

9.2.2 水环境质量现状

本区域地下水中硝酸盐、总硬度、硫酸盐、氯化物等指标出现超标，质量不能达到《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准要求。区内地形平坦，地下水径流缓慢；地下水长距离补给，使得地下水中携带了大量的矿物成分；这些水文地质条件均是导致地下水水质超标的直接原因。

征求意见稿

9.2.3 声环境质量现状

项目所在园区为工业区，项目所在区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准。

9.2.4 土壤环境质量现状

各监测点位的基本指标均未超出《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控质量标准》（GB36600-2018）表 1 中的第二类用地土壤污染风险筛选值。

9.3 环境影响分析与评价结论

9.3.1 大气环境影响分析与评价结论

本项目排放的有组织废气，来自煤焦油预处理及分馏装置、煤焦油加氢装置各加热炉、导热油炉及公辅设施锅炉燃烧烟气，物料装卸废气、污水处理站废气；无组织排放气主要来自装置的加工设备泄漏及油品储运的挥发损失，其主要污染物为 NMHC、H_2S、氨等。

本项目环境空气影响评价主要结论如下：

（1）经过大气环境影响预测，本项目排放的废气小时浓度贡献值、日均浓度贡献值及年均浓度贡献值均能够满足相应标准的要求，对项目建设区域环境空气质量的贡献值较小；本项目周边 2.5km 范围内无居民区，项目废气排放对周边环境空气质量影响不大，未产生明显的污染影响。

（2）非正常状况下，本项目排放的PM_{10}、SO_2、NO_2、非甲烷总烃污染物均能达标。当出现非正常工况时，应立即停止设备运转并及时检查故障，缩短非正常工况的排放时间，减少污染物排放。

（3）根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，本项目经估算各污染物没有超出环境质量标准浓度限值，因此不设大气防护距离。

9.3.2 地表水环境影响分析与评价结论

厂区生产废水主要包括含酚废水、含硫含氨废水废水（酸性水）、装置罐区清洗废水、不可预见废水、锅炉废水、循环水站废水、脱盐站废水等。本项目废水采取“清污分流”方式，酸性水预处理设施处理后，一部分回用于加氢反应注水，

征求意见稿

一部分与含油污水、装置罐区清洗废水、不可预见废水含硫含氨废水（酸性水）进脱酚蒸氨设施处理，处理后与生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施处理。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池，80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

因此，本项目正常工况下排水不会对地表水体造成影响。

9.3.3 地下水环境影响分析与评价结论

本项目在施工期、运营期正常状况和服务期满后对地下水环境影响较小。运营期事故状态下，污染物泄漏对地下水影响较大，特别是原料油储罐底破损泄漏泄露污染程度较为严重。预测遭受污染的水体在运移过程中，通过地下水体的稀释，经过一定的时间，地下水中 COD、石油类等污染因子的浓度可达到《地下水质量标准》中III类水标准。以上事故状况发生的概率较小，在实施了严格的监测计划、降渗措施和应急措施后，可有效降低影响范围，将其影响程度降至环境可接受范围。

9.3.4 声环境影响分析与评价结论

该项目在生产运行过程中各噪声源噪声值经过屏蔽、距离衰减后，各噪声叠加值后厂界影响值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准要求（昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)）。建设项目所在地区人烟稀少，2.5km 范围内无居民居住，不会出现噪声扰民的现象。

9.3.5 固体废物影响分析与评价结论

本项目各装置生产中产生的天然气制氢废催化剂、预处理废吸附剂、废焦油渣、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂，以及废导热油、污水处理站油泥、油气回收产生的废活性炭等，均属于危险废物范围，在厂内暂存期间按照危废管理要求进行管理并进行合理合规处置。

生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

综上所述，本项目产生固废可得到有效处置，不会产生二次污染，固体废物

征求意见稿

外排量为零。

9.4 项目采取的主要污染防治措施

9.4.1 大气污染防治措施

转化炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 50m 高烟囱排放，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

脱重加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 39m 高烟囱排放，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

精制加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 32m 高烟囱排放，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

改质加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 25m 高烟囱排放，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

分馏加热炉以燃料气为燃料，燃烧器采用超低氮燃烧器，通过 41m 高烟囱排放，颗粒物、SO_2 及 NOx 均符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（工艺加热炉）。

燃气导热油炉采用燃料气为燃料，配套低氮燃烧器，导热油炉燃烧废气通过 47m 高排气筒排放，导热油炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值。

厂区现状设置汽车装卸车场，汽车装卸车场对于液态轻烃装卸车，采用“密闭鹤管装车＋气相平衡”措施；液态重烃装卸车，采取“密闭鹤管装车＋油气回收系统”回收处理。油气回收系统通过风机把装卸车及储罐储存过程产生的油气进行收集，并对收集的油气“二级冷凝+活性炭吸附”，油气回收效率大于 99%，少量尾气通过 20m 高排气筒排放。非甲烷总烃的排放浓度能够满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 3 大气污染物排放限值（有机废气

征求意见稿

排放口）。

厂区污水处理站各水池及各管道采取密闭措施，恶臭气体由风机抽至“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”处理后，经 30 米排气筒排放。本次环评要求在“碱液喷淋吸收法+光解催化氧化处理设施”后加装活性炭吸附装置，非甲烷总烃可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 3 大气污染物排放限值，污染物氨、硫化氢能够《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中恶臭污染物厂界、二级新扩改建标准要求。

通过加强管理，采用密闭性高的阀门及管件，减少生产过程中的无组织废气挥发。

9.4.2 废水污染防治措施

本项目废水采取“清污分流”方式，酸性水预处理设施处理后，一部分回用于加氢反应注水，一部分与含油污水、装置罐区清洗废水、不可预见废水含硫含氨废水（酸性水）进脱酚蒸氨设施处理，处理后与生活污水、锅炉废水一并排至生化处理设施处理，处理后的废水满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后进入中水回用装置。循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置，中水回用装置出水满足《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2005）中“敞开式循环冷却水系统补充水”标准后回用于生产。生化处理装置处理后的废水与循环冷却排污水、脱盐水站排污水等清净下水直接进入中水回用装置进一步处理后排至废水贮存池（2 座，4200m^3+8900m^3），80%回用至循环水站，20%冬储夏灌。

9.4.3 噪声污染防治措施

本项目产生的噪声源主要为各生产装置配备的大功率机泵、压缩机、加热炉及空冷器等，为确保本项目运营后厂界噪声稳定达标，拟采取以下噪声污染防治措施：

（1）设备尽可能选用低噪音设备；加强维护和检修，减少机械振动和摩擦产生的噪声，防止共振；

（2）对较高噪音设备则采取基础减振措施，或加装消音器等；空压机、鼓

征求意见稿

风机等强噪声设备采用隔声墙或采用砖砌结构，车间采用隔声门窗，且在墙面上安装吸声材料，以达到降噪的效果；不能室内操作的，通过隔声罩处理隔声；

（3）加强厂区绿化，充分利用距离衰减和草丛、树木的吸声作用降噪，减小项目运行对外环境的影响。

9.4.4 固体废物防治措施

本项目生产过程产生的固体废弃物包括：天然气制氢废催化剂、废焦油渣、预处理废吸附剂、加氢保护废催化剂、加氢精制废催化剂、加氢改质废催化剂、灰渣、废导热油、污水站油泥、生活垃圾、油气回收废活性炭等。

本项目产生的各种危险废物，在设备停止后，根据现场情况，采用人工与机械操作相结合的方式，将废保护剂、废催化剂等各种危险废物卸下，并装入桶中，送厂区内建设的危废储存场暂存，定期交由有资质的单位进行处置。

生活垃圾在厂区内设垃圾厢定点集中收集，由城市环卫部门负责清运，处置最终去向为鄯善生活垃圾场。

9.5 风险评价结论

本项目涉及的主要危险化学品为一氧化碳、硫化氢、煤焦油等，环境风险事故主要为煤焦油储罐发生火灾爆炸、储罐破裂泄漏可能造成风险事故，评价显示项目环境风险可控，并在可接受的范围内。

9.6 公众参与调查结论

公示期间建设单位及环评单位均未受到任何公众意见及反馈。

9.7 总体结论

综合分析结果表明，本项目符合产业政策；符合当地及园区用地规划及产业规划，厂址选择合理；各项污染物能够达标排放；项目运行后对周围环境影响较轻；环境风险水平在可接受程度内；通过公众参与分析，当地群众支持该项目建设；项目建成后对当地经济起到促进作用，项目建设可以实现“达标排放”、“总量控制”和“风险控制”的目标。项目运营期间应加强环保设施的运行维护和管理，保证各种环保设施的正常运行和污染物长期稳定达标排放。在落实并保证以上条

征求意见稿

件实施的前提下，从环保角度分析，该项目的建设是可行的。

9.8 建议

（1）严格管理，避免生产工艺中的跑、冒、滴、漏现象；

（2）确保各项环保措施的正常运行，防止事故污染；

（3）根据项目情况，及时编制突发环境事件应急预案；

（4）加强绿化，尤其是下风向要大量种植树木，形成隔离带以减轻污染。

（5）加强环境管理，定期委托监测单位监测废气、废水排放量，排放浓度，发现问题及时解决。同时厂内专职环保人员要负责全厂日常环境保护工作，做好自检自查工作。

征求意见稿