

新疆泰亨能源化工有限责任公司
1000 万吨年低阶煤热解综合利用项目
环境影响报告书

(公示稿)

评价单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

建设单位：新疆泰亨能源化工有限责任公司

二〇二四年七月

目 录

1 概述	1
1.1 项目特点	1
1.2 分析判定相关情况	4
1.3 环境影响评价的工作过程	37
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	37
1.5 环境影响评价的主要结论	39
2 总则	40
2.1 编制依据	40
2.2 评价因子与评价标准	45
2.3 评价等级与评价范围	53
2.4 环境保护目标	59
3 建设项目工程分析	61
3.1 项目概况	61
3.2 工程分析	84
3.3 全厂平衡分析	错误! 未定义书签。
3.4 建设期影响因素分析	132
3.5 运营期环境影响因素及污染防治措施	133
3.6 替代削减方案	162
4 环境现状调查与评价	180
4.1 环境概况	180
4.2 环境空气质量现状调查与评价	190
5 建设期环境影响分析	209
5.1 建设期大气环境影响分析	293
5.2 建设期水环境影响分析	294
5.3 建设期声环境影响分析	295
5.4 建设期固体废物影响分析	296
5.5 建设期生态环境影响分析	296

6 运营期环境影响分期 错误! 未定义书签。

6.1 运营期大气环境影响预测与评价 错误! 未定义书签。

6.2 运营期地表水环境影响分析 230

6.3 运营期地下水环境影响预测 235

6.4 声环境影响预测与评价 247

6.5 运营期固体废物影响评价 254

6.6 运营期生态影响评价 259

6.7 运营期土壤环境影响预测与评价 错误! 未定义书签。

6.8 碳排放影响评价 281

7 环境风险评价 298

7.1 环境风险评价目的 298

7.2 风险调查 298

7.3 环境风险潜势初判 301

7.4 环境风险评价级别及评价范围 308

7.5 风险识别 309

7.6 重大危险源辨识 错误! 未定义书签。

7.7 环境风险类型及危害分析 317

7.8 风险事故情形分析 321

7.9 风险事故源项分析 323

7.10 风险预测与评价 329

7.11 环境风险管理 337

7.12 评价结论与建议 355

8 环境保护措施及其可行性论证 359

8.1 施工期环境保护措施 359

8.2 运营期污染防治措施 362

8.3 环保措施汇总及投资估算 402

9 清洁生产 错误! 未定义书签。

9.1 清洁生产分析 错误! 未定义书签。

10 环境管理与监测计划 405

10.1 环境管理 405

10.2 环境监测 411

10.3 环境管理与监测经费预算及筹措 417

11 环境影响经济损益分析 420

11.1 经济及社会效益分析 错误! 未定义书签。

11.2 环保投资 错误! 未定义书签。

11.3 项目费用指标 错误! 未定义书签。

11.4 项目经济效益 错误! 未定义书签。

11.5 环境影响损益的静态分析 错误! 未定义书签。

11.6 结论 错误! 未定义书签。

12 评价结论 423

12.1 项目概况 423

12.2 环境质量现状 423

12.3 污染物排放情况 424

12.4 主要环境影响 425

12.5 总量控制 428

12.6 环境保护措施 428

12.7 公众参与 430

12.8 环境影响损益分析结论 430

12.9 环境管理与监测计划 430

12.10 环境影响可行性结论 430

附件：

1 概述

1.1 项目特点

1.1.1 项目提出的背景

新疆煤炭资源丰富，在天山南北荫及东天山一带，煤藏厚、分布广，大多是整装待开发煤田，储量大，埋藏浅，开采条件好。从储量分布上看，资源相对集中，北疆优于南疆，主要在准噶尔、吐哈-巴里坤、西天山、塔里木北缘等 4 个含煤区。目前，煤炭探明储量和生产主要集中在乌鲁木齐市、昌吉回族自治区、塔城地区、伊犁州、哈密地区、吐鲁番地区、阿克苏地区等地。新疆煤类较齐全，总体以低煤化度的低灰、低硫、低磷的长焰煤、不黏煤和弱黏煤为主，约占 80%，灰分低于 15%的煤约占预测资源总量的 47%，硫分低于 1%的约占 80%。其中炼焦煤包括气煤、1/3 焦煤、气肥煤、肥煤、1/2 中黏煤、焦煤、瘦煤和贫瘦煤资源相对较少，约占资源储量的 19%，而且炼焦煤中气煤居多，约占全疆炼焦煤资源总量的 50%以上。

吐哈地区是新疆重要的煤化工产业集聚区。根据自治区十四五规划，在立足资源优势、加大外送煤炭的同时，新疆以“煤”为基，积极探索勾勒煤化工发展新版图，初步构建了以准东、吐哈、伊犁等为主的煤化工产业发展集聚区和以煤制天然气、煤制烯烃、煤炭分级分质利用等为主的现代煤化工产业发展格局。

吐鲁番市工业强市重点发展路径是推动煤炭煤电煤化工产业扬优突破，打造全疆现代化能源与化工产业基地。吐鲁番市对 2024 年政府工作报告对于发展思路指出：深入贯彻自治区党委十届历次全会和市委二届五次全会部署，按照市委“1535”工作思路，紧扣全面推进中国式现代化吐鲁番新实践“一条主线”，实施农业稳市、工业强市、文旅兴市、生态立市、改革活市“五大战略”，扎实推进全疆经济高质量发展示范区、文化润疆先行区和铸牢中华民族共同体意识示范区“三区建设”，实现经济实力、城乡品质、民生福祉、治理效能、作风能力“五个跃升”，奋力谱写繁荣富裕、和美幸福的现代化吐鲁番建设的新篇章。加快黑山、克布尔碱、沙尔湖、艾丁湖等重点矿区规划及环评等前置手续办理，力促长草东煤矿、二道沟煤矿、库木塔格四号露天矿等储备煤矿纳入国家“十四五”煤炭规划中期调整项目清单、取得核准批复，狠抓库木塔格一号露天矿等 8 处已核准未开工煤矿建设，推动塔尔朗沟煤矿、托克逊县民心矿业等在建项目复工建设，黑山露天矿、圣雄黑山煤矿等重点煤矿达产满产，

确保煤炭产量达到 3000 万吨以上。谋划建设一批千万吨级煤炭分质分级利用、粉煤热解和煤气化多联产等项目，推动煤化工产业转型升级。

基于此，新疆泰亨公司为了响应国家双碳政策和国家推动新疆经济社会高质量发展的实施方案实施，拟在新疆鄯善县鄯善工业园区投资建设“1000 万 t/a 煤炭分质分级综合利用示范项目”。

1.1.2 建设项目的特点

1.1.2.1 工程特点

本项目以煤为原料，采用采用回转窑低温干馏制洁净煤工艺，实现煤炭热解分级分质洁净能源多联产。项目建成后将有效促进区域煤炭产业结构优化升级，为煤炭深加工利用开拓市场。

1.1.2.2 原料特点

项目以托克逊县产出的具有低硫、低磷、低灰份、发热量高的煤为原料，充分利用项目靠近原料主产区的区位优势，有效降低原料成本，增强产品的市场竞争力。

1.1.2.3 工艺技术特点

本项目以低阶粉煤为原料，高效转化，生产煤焦油、LNG、LPG 等高附加值的产品，将低阶粉煤转化为新型无烟煤，实现了煤炭资源的梯级利用，做到了“吃干榨净、变废为宝”，实现了煤炭的高效利用。

项目采用外热式低温粉煤回转连续热解工艺，对物料粒度适应范围广，且能够适应粒度小于 30mm 的低阶粉煤，无需成型，且低温条件下热解可有效降低煤气中 NH_3 等污染因子浓度；炉型使用回转炉，可实现连续生产，大大提高生产能力；干馏热源采用外燃内热式，可有效避免干馏过程中的碳的烧损；热解炉冷却段用干燥段烟气间接冷却，减少水资源消耗。

1.1.2.4 产品特点

提质煤是指原料块煤经低温干馏后生成的产品，主要应用于生产电石、钛合金、硅铁、碳化硅等产品的生产，是可替代洁净煤的碳素材料。提质煤在 SO_2 排放量、 NO_2 排放量、烟尘排放、强致癌物等方面有明显的降低。

煤焦油一般作为加工精制的原料以制取各种化工产品，也可直接利用，如作为工业型煤、型焦和煤质活性炭用的粘结剂的配料组分，还可用作燃料油、高炉喷吹燃料

以及木材防腐油和烧炭黑的原料。

液化天然气是对开采出来的天然气、煤层气等首先进行预处理，脱出原料中的机械杂质、硫化氢、氮气、二氧化碳、水分、汞、芳香烃类等，然后再将干净的天然气进行压缩加压、热交换，冷却到-162℃成 LNG 产品，相对于管输气质，压缩天然气碳含量更低，燃烧热值更高，用于汽车燃料时对发动机的保护程度更高，因而广受市场认可。

1.1.2.5 建设条件

新疆泰亨能源化工有限责任公司拟利用园区 73.87hm² 预留发展用地进行建设，同时，拟建项目实施过程中能够充分利用园区现有的完备的水源、电源、生活设施等，为项目建设提供良好的基础设施保障。

本项目建设内容为新建 1000 万吨/年块煤分质干馏装置、年产提质煤 519.52 万吨、煤焦油 48.88 万吨、LNG 36.1 万吨、LPG 23.4 万吨。

1.1.2.6 环境特点

1、地表水环境

厂址所在区域无地表水体。

2、地下水环境

吐鲁番盆地是由侏罗系火山碎屑岩和华力西期花岗岩组成盆地基底，其上部为第三系碎屑岩地层，表层均覆盖第四系河湖相沉积物。项目厂址位于盆地南部觉罗塔格山以北的凹陷内，属于贫水区。

地下水类型为第三系裂缝层间水，水位埋深为大于 200m，地下水总体由西向东径流。地下水满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。

3、大气环境

厂址所在区域的环境空气质量属于二类功能区，执行二级标准。

4、土壤环境

本项目位于鄯善绿色能源化工产业示范区，影响范围内无耕地和村庄分布，区域内土壤类型较简单，土壤类型以棕漠土为主。本区域分布的棕漠土多为砾质棕漠土，这种土壤是由该地区特殊的荒漠气候特点下形成的土壤，它的成土母质为洪积冲积物，发育的表土层厚度很小。

5、声环境

本项目所在声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 3 类标准地区，评价范围内无声环境敏感目标。

6、生态敏感性

厂址处于鄯善绿色能源化工产业示范区，占地属于建设用地，占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等。厂址不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于一般区域。

1.2 分析判定相关情况

1.2.1 产业政策符合性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类第三项之第四条煤炭清洁高效利用技术；本项目积极响应《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》和《现代煤化工产业创新发展布局方案》（发改产业〔2017〕553 号）等国家产业政策要求。

本项目与《新疆维吾尔自治区煤化工产业“十四五”发展规划》密切衔接，响应自治区的要求，以煤为原料，实现煤炭资源高效清洁利用，提高煤炭资源利用的附加值，促进企业可持续发展，提升煤炭行业的综合实力，同时也符合现代煤化工一体化、大型化、基地化的发展特征和产业组织规律，为建设新型煤化工产业基地开创了一条新路。

本项目符合鄯善绿色能源化工产业示范区的主导产业（煤化工）规划要求。

1.2.2 相关规划的符合性

1.2.2.1 新疆维吾尔自治区主体功能区规划的符合性

鄯善县在《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》确定的国家级农产品主产区，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，农产品主产区县市的城区或城关镇及其境内的重要工业园区归属于国家级重点开发区域。

相符性分析：本项目位于鄯善绿色能源化工产业示范区内，因此，项目属于国家级重点开发区域，符合新疆维吾尔自治区主体功能区规划的要求。厂址在新疆主体功能区划中的位置见图 1.2-1。

1.2.2.2 生态功能区划的符合性

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属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。该区主要生态服务功能为油气资源、荒漠化控制，主要生态环境问题有油气污染、风沙危害、土壤风蚀，主要生态敏感因子、敏感程度为土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，区域主要生态保护目标为保护地下水、保护荒漠植被和砾幕。

相符性分析：企业在建设过程中，严格保护土壤环境质量，控制地表破坏范围，尽量保护周围的土壤和砾幕层，严格按照施工规划尽可能少占地。严禁在大风和降雨天气下施工，特别是在管沟开挖阶段。施工单位要做好相应的施工组织与管理工作，合理布设施工场地，减少土地占用，尽量缩短工期，并及时处理开挖弃土，对建设中所产生的弃料应尽可能地加以利用；根据区域情况，利用乡土植被种群实现人工绿化覆盖恢复自然，减少水土流失量。

在采取工程措施以及植物恢复措施、最大化减少对生态的影响的前提下，项目建设与《新疆生态功能区划》中的要求相符。厂址在《新疆生态功能区划》中的位置见图 1.2-2。

1.2.2.3 《鄯善县国土空间总体规划》（2021-2035）符合性分析

《鄯善县国土空间总体规划》（2021-2035）阶段成果提出：培育新动能，打造资源型城市产业可持续发展样板的产业发展体系。构建“4+3+2”产业体系，实现产业基础高级化、产业链现代化、价值链高端化；重点发展硅基新材料（煤电硅材、碳化硅）、石材及新型建材（石材建材产业、镁基蓄热材料研发）、钢铁及装备制造（冶炼、铸造生产装置技术水平）和石油化工（石油天然气化工产业），重点培育煤炭煤化工（矿产开发、煤化工产业）、新能源（油气风光储综合能源、电解水制氢）和农林畜农产品加工（新特农产品加工和研发、精深加工），旅游康养（生态健康、中医药养生、沙疗康养）和葡萄酒产业（葡萄酒知名品牌，酒庄产业群）的品牌提升。

相符性分析：园区所在鄯善县人民政府做出承诺，对现有国土空间规划进行调整，承诺新疆鄯善绿色能源化工产业示范区将区块范围全部位于鄯善县“三区三线”划定成果的城镇开发边界集中建设区内。建议尽快落实用地指标，为园区提供充足的土地资

源支撑。在此前提下，项目的建设符合《鄯善县国土空间总体规划》（2021-2035）要求。厂址在《鄯善县国土空间总体规划》中的位置见图 1.2-3。

1.2.2.4 《新疆鄯善工业园区产业发展规划（2022-2035）》的符合性

《新疆鄯善工业园区产业发展规划（2022-2035）》（以下简称“产业规划”）产业定位为：重点发展石油天然气化工、硅基新材料、煤炭煤化工三大核心主导产业集群，促进“两高”产业绿色发展和战略性新兴产业集群集聚，将新疆鄯善工业园区打造成为吐鲁番市重要的经济增长极、高质量发展的自治区级低碳园区和“三化”融合的国家新型工业化产业示范基地。

主导产业方向为：根据自治区“十四五”期间重点发展十大产业及吐鲁番市 1065 产业升级计划，结合园区产业发展基础、优势及特点，准确定位，明确将石油天然气化工、硅基新材料、煤炭煤化工作为三大主导产业，石材及新型建材、钢铁及装备制造作为两大特色产业，新能源、现代物流作为两大优势产业。

相符性分析：本项目为煤分级提质，属于规划提出的重点发展煤炭煤化工主导的产业集群，与产业规划是符合的。

1.2.2.5 《新疆鄯善县绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）》的符合性

为加快推进鄯善绿色能源化工产业示范区建设，促进龙头项目落地，鄯善工业园区管理委员会组织编制《新疆鄯善县绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）》，2022 年 8 月，鄯善县人民政府以（鄯政复〔2022〕116 号）《关于同意设立鄯善绿色能源化工产业示范区的批复》批准成立示范区。

鄯善绿色能源化工产业示范区位于吐鲁番市鄯善县，西临库木塔格沙漠，坐落于南湖戈壁滩，示范区总占地面积为 14.9km²。规划范围北至纬一路、南至纬三路，西至经一路、东至经三路。

鄯善绿色能源化工产业示范区重点发展低阶煤分质分级利用、煤制乙醇、煤制天然气等煤炭煤化工产业，积极延伸现代煤化工产业链条，力争形成“煤炭分质利用—热解气或先进气化制乙醇—乙醇制烯烃—烯烃下游”产业链，在全县打造煤炭清洁利用和深加工产业集群。重点承载现代煤化工产业方向的一体化项目建设，示范区的产业定位是：以能耗、碳排放双控和环境保护为约束条件，重点发展煤炭分质利用、煤制化学品和煤制能源三大板块，促进高端化工产业集群集聚，打造能源化工产业绿色低碳

发展示范区。示范区用地布局整体呈现“一园三板块”的产业发展格局。一园：新疆鄯善绿色能源化工产业示范区。三板块：煤炭分质利用板块、煤制化学品板块和煤制能源板块。目前《新疆鄯善县绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）环境影响报告书》已通过专家审查，并报吐鲁番市生态环境局审批。本项目为煤的分级提质，主要产品为提质煤及 LNG，厂址位于示范区煤炭分质利用板块，符合示范区产业布局及规划要求。厂址在新疆鄯善县绿色能源化工产业示范区中的位置见图 1.2-4 及图 1.2-5。

1.2.2.6 规划环评及审查意见的符合性

1、总体规划入区项目准入条件分析

本项目与规划环评准入条件分析见表 1.2-1～1.2-2。

表 1.2-1 入区项目引进原则分析表

序号	引进原则	项目情况
1	严格履行审批手续和环境影响评价制度。对于不符合示范区国土空间规划要求、环境准入要求、产业政策的项目严禁作为本规划包含的项目入驻示范区。	本项目建设符合鄯善县国土空间规划要求，符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》要求，符合产业结构调整指导目录（2024 版）要求
2	对于入驻企业来说，应通过不断地改进设计、采用先进的工艺技术与装备、使用清洁的能源和原料、改善管理、提高综合利用等措施，提高资源利用效率，减少生产、服务，以及产品使用过程中污染物的产生量，从而减轻对人类健康和环境的危害。	该项目符合国家产业政策和清洁生产的要求，采用先进生产工艺和设备、自动化程度高、具有可靠先进的污染防治技术的项目
3	建立、健全管理机构，完善管理制度，加强监管，确保企业的生产和排污在可控范围内。	该企业具有先进的、科学的环境管理水平

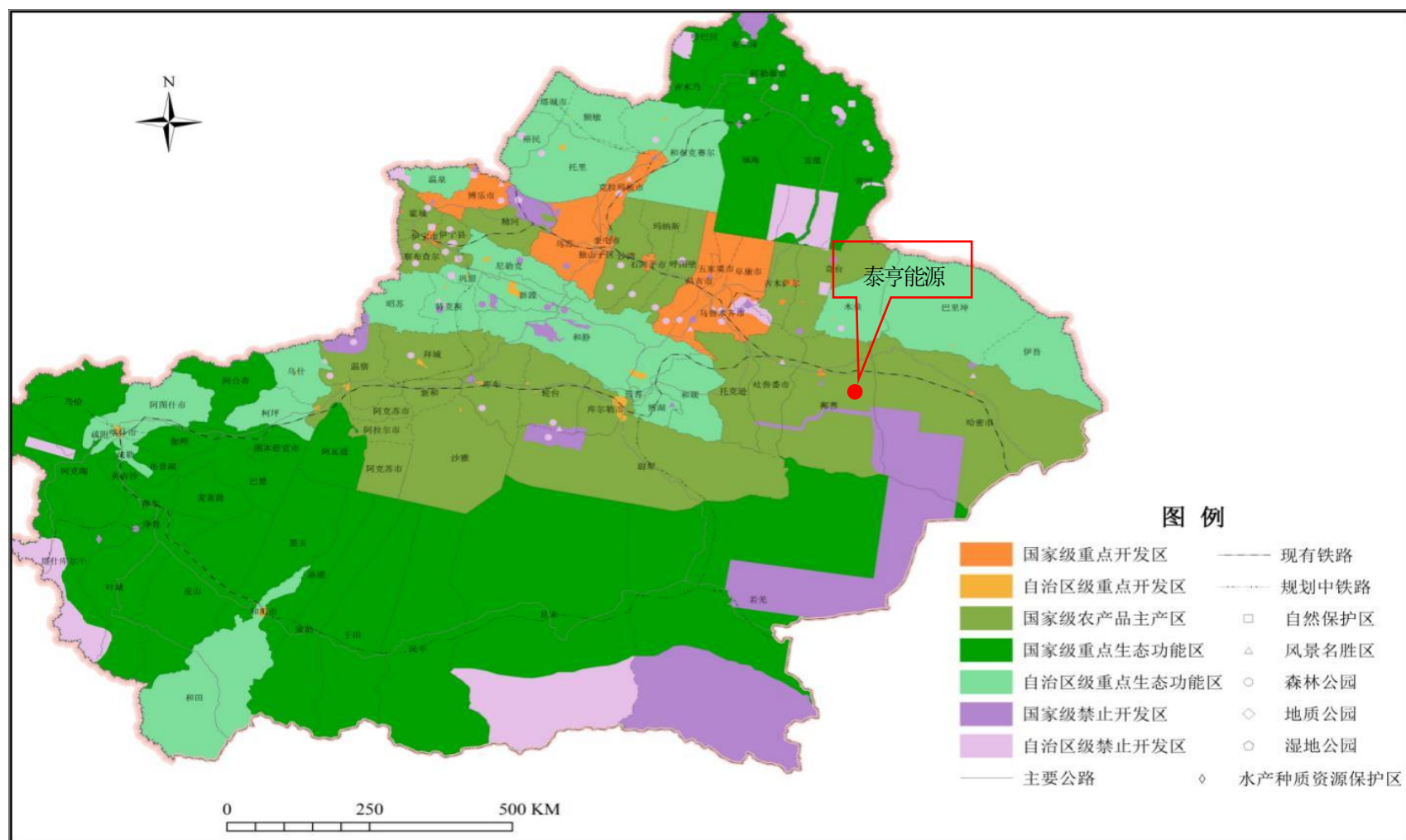
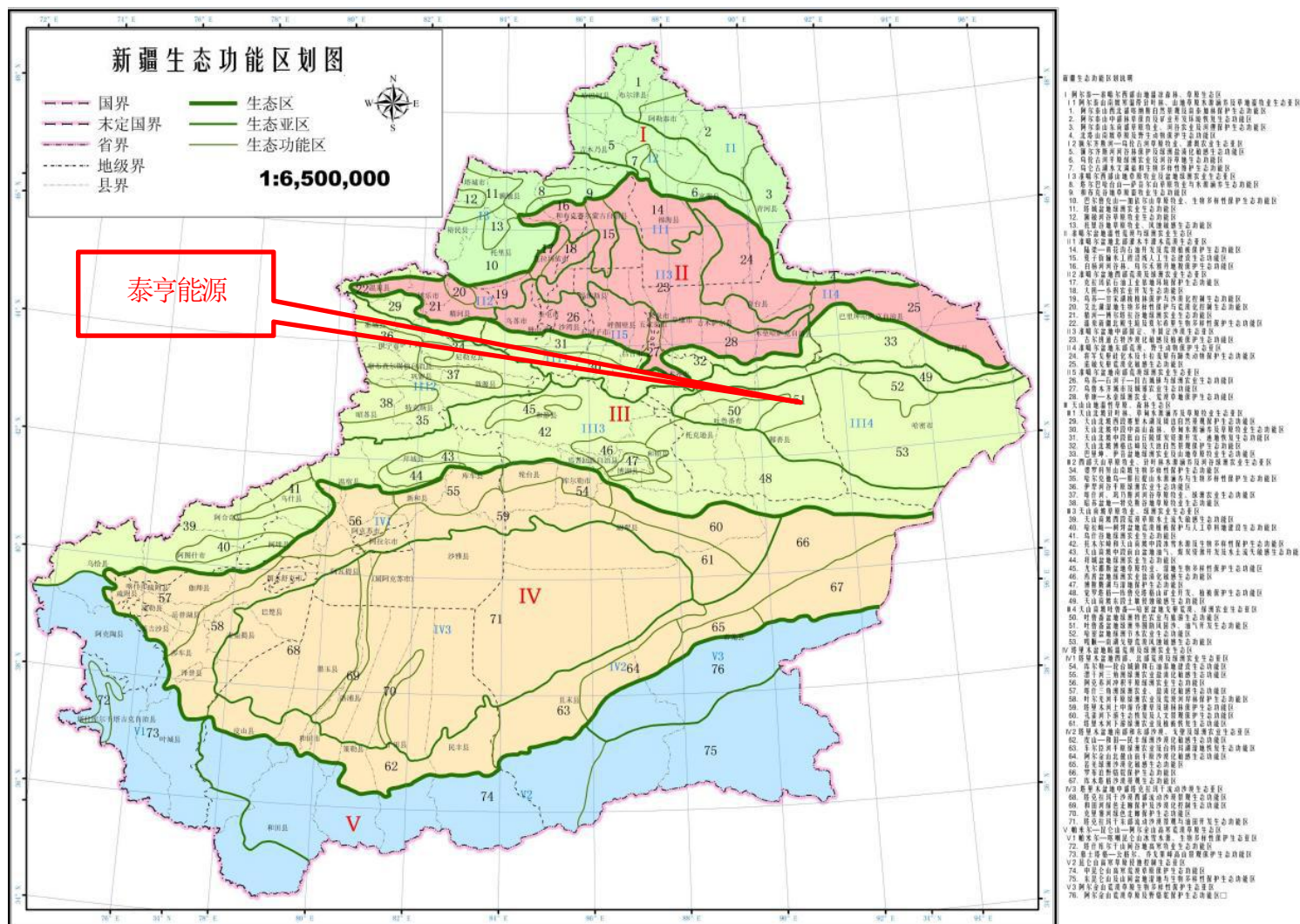


图 1.2-1 新疆主体功能区划图



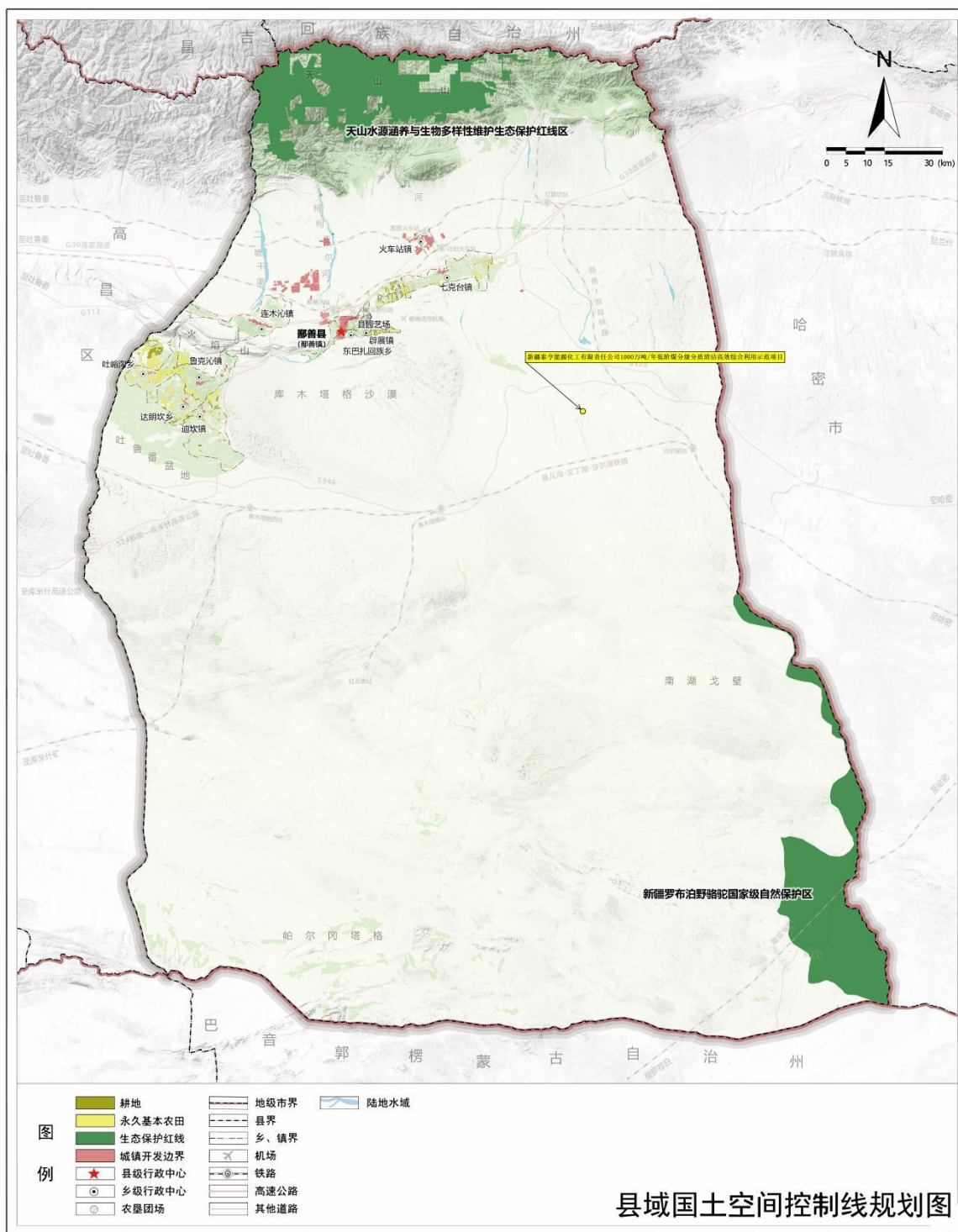


图 1.2-3 厂址在鄯善县国土空间控制线规划中相对位置图

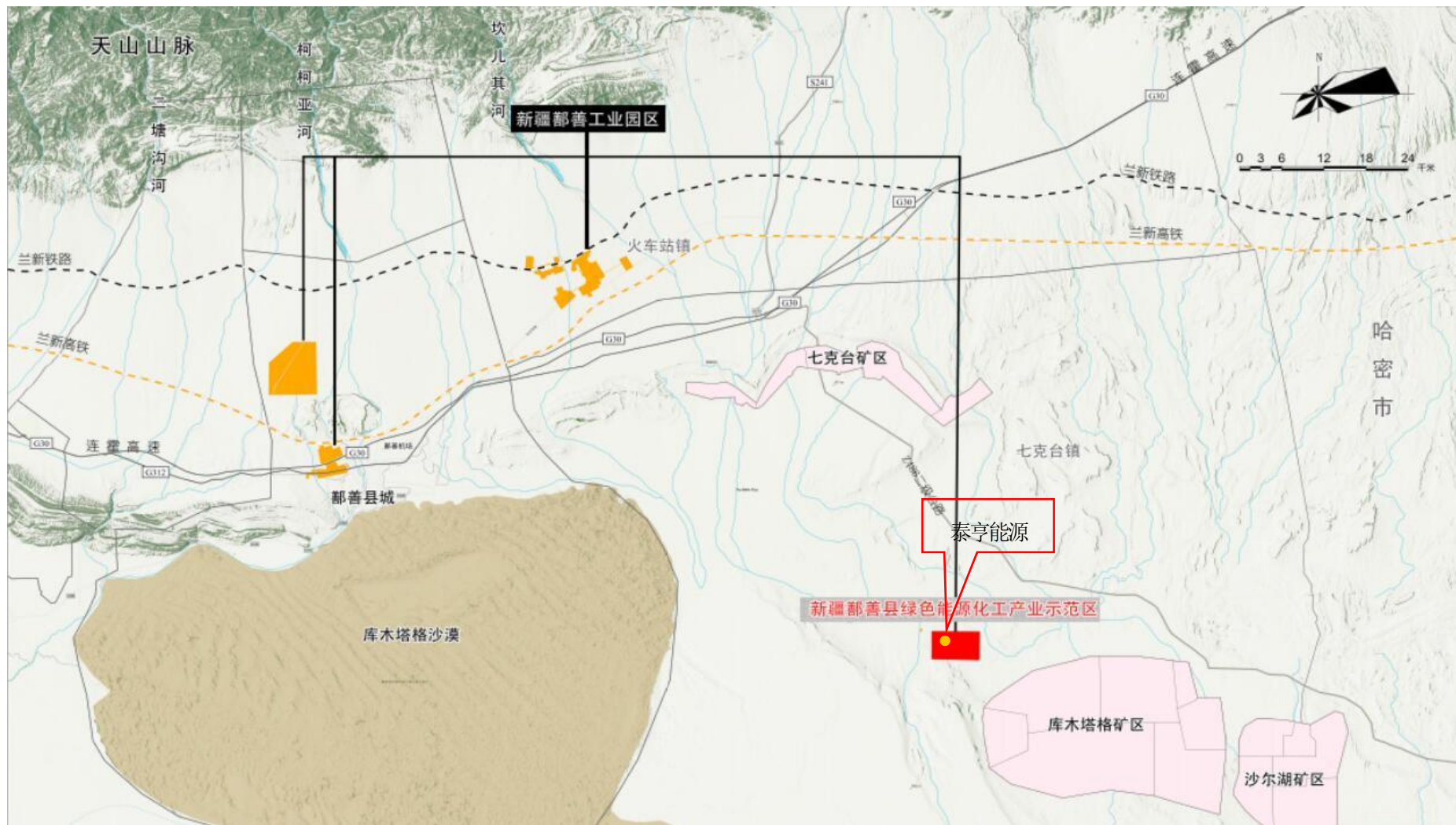


图 1.2-4 新疆鄯善县绿色能源化工产业示范区区域位置图

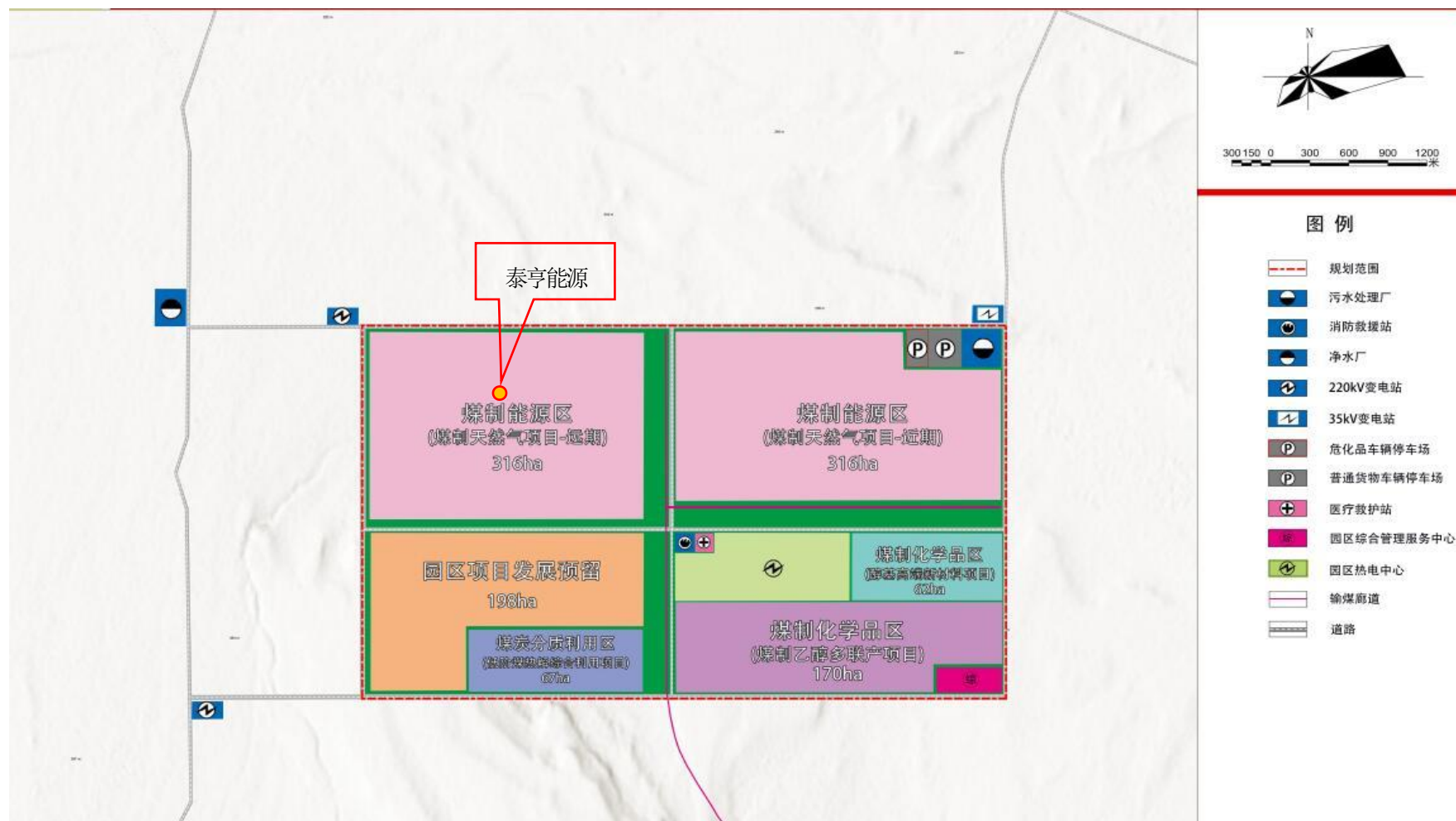


图 1.2-5 新疆鄯善县绿色能源化工产业示范区功能分区图

表 1.2-2 禁止进区项目清单分析表

清单类型	管控要求	项目情况
空间布局约束	1.严格落实规划环评及其批复文件制定的环境准入条件。2.下列项目禁止或限制入园：（1）不符合经济开发区产业定位的行业；（2）废水含难降解的有机污染物、“三致”污染物项目；（3）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的限制类、淘汰类；（4）《市场准入负面清单（2020 年版）》中列出的禁止准入类项目；（5）《环境保护综合名录（2017 年版）》、《环境保护综合名录（2020 年新增部分）（征求意见稿）》中“高污染、高风险”产品加工项目；（6）超过区域污染物排放总量的项目。3.对于出台（或试行）清洁生产标准的行业，入区企业要达到清洁生产企业水平；对于没有清洁生产标准的行业，入区企业清洁生产水平要达到本行业国内先进水平。4.禁止新建每小时 65 蒸吨以下锅炉。5.化工行业选址与空间布局需符合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（2017 年修订）》及国家、行业相关要求。	本项目为煤分级提质，与示范区规划相符
污染物排放管控	1.严格落实规划环评及其批复文件制定的环保措施。2.每小时 65 蒸吨及以上的燃煤锅炉实施节能超低排放改造。3.锅炉污染物排放应达到《锅炉大气污染物排放标准（GB13271-2014）》的相关要求。持续推进工业污染源全面达标排放。涉气企业二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）全面执行大气污染物特别排放限值。4.重点推进化工等重点行业挥发性有机物污染防治。5.化工行业污染防治需符合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（2017 年修订）》及国家、行业相关要求。6.强化重点行业及燃煤锅炉无组织排放监管，重点对物料（含废渣）运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施重点监管，确保达标排放。7.加大不达标工业炉窑淘汰力度，开展工业炉窑深度治理。取缔燃煤热风炉，淘汰燃煤加热、烘干炉（窑）；淘汰炉膛直径 3 米以下燃料类煤气发生炉；禁止掺烧高硫石油焦。8.园区内工业废水必须经预处理达到集中处理要求，方可进入污水集中处理设施。9.园区污水处理率 100%。	项目新建 3 台 280t/h 燃煤锅炉为厂内装置供汽，各项环保措施均可保证污染物达标排放，各类工艺废水经处理后全部回用，不外排。
环境风险防控	1.严格落实规划环评及其批复文件制定的环境风险防范措施。2.严格执行相关行业企业布局选址要求。3.建立有效的事故风险防范体系，使园区建设和环境保护协调发展。4.园区及入园企业需组织编制环境风险应急预案，成立应急组织机构，定期开展应急演练，提高区域环境风险防范能力。5.制定重污染天气应急预案，细化应急减排措施，落实到企业各工艺环节，实施“一厂一策”清单化管理。	选址位于鄯善县绿色能源化工产业示范区的煤制能源区块，符合园区规划，企业后期同步完成突发环境事件应急预案的编制。
资源利用效率	1.依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。2.严格落实《中华人民共和国清洁生产促进法》《清洁生产审核办法》，结合实际，	项目采用回转窑煤粉热解技术，属于国家鼓励煤炭热

	推进重点行业清洁生产审核，有效节能降耗，减少污染物排放。3.重点行业按照“清污分流、一水多用、循环使用”的原则，加强节水和统筹用水的管理。鼓励中水利用，严格限制使用地下水，最大限度提高水的复用率。4.重点行业尽可能采用清洁能源，生产过程中产生的余热、余气、余压须合理利用。5.化工高耗水行业达到先进定额标准。	解技术，清洁生产水平为国内领先，产品收率高，通过一系列污染防治措施，可最大化降低污染物排放，生产废水可全部回用。

由以上分析可知，本项目建设符合园区入区项目准入条件。

2、规划环评审查意见符合性分析

本项目与园区总体规划环评审查意见符合见表 1.2-3。

表 1.2-3 项目与规划环评审查意见符合性分析表

序号	意见	项目情况	是否符合
1	优化示范区产业结构和布局，坚持绿色发展。坚持以环境质量改善为核心，遵循环保优先和绿色发展原则，依据区域实际和上位规划以及规划产业区块功能及环保要求，合理确定示范区产业结构、功能分区，结合生态环境管控、环境风险防范要求，制定产业发展负面清单。根据示范区产业结构和产业链，结合资源利用上线、环境质量底线，生态环境准入清单。	该项目为园区布局的煤制能源区块，发展方向符合《园区总规》的准入要求	符合
2	优化规划布局、产业结构与实施时序。通过积极转变生产方式、调整能源消费结构、加强资源节约，以促进经济绿色低碳可持续发展、引导重点行业和示范区向绿色低碳方向转型为目的，针对示范区规划，从产业规模、结构调整、原料替代，能源利用效率提升，绿色清洁能源利用等方面提出节能减碳建议，推动减污治污减碳协同共治。	项目采用回转窑煤粉热解技术，属于国家鼓励煤炭热解技术，清洁生产水平为国内领先，产品收率高，产品 LNG 为清洁能源，企业在设计阶段即考虑了节能降碳设计，同时，本次环评也提出了相应的节能降碳措施。	符合
3	严守生态保护红线，加强空间管控。保护区域大气环境、地下水环境、土壤环境质量，对示范区入驻企业提出具体管控要求，落实、细化示范区所在生态环境管控单元的管控要求，保障规划实施不突破区域生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线。做好与国土空间规划的衔接，从全局的角度以资源承载能力和国土空间开发适宜性评价来支撑示范区规划实施，确保区域环境质量不降低。	该项目煤炭等颗粒状物料储运采用全封闭防尘措施，采取有效的大气、水污染防治措施，可切实减少二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物、颗粒物、化学需氧量、氨等污染物的排放量，并实施等量置换，确保实现区域环境质量改善目标	符合
4	坚守环境质量底线，严格污染物总量管控。落实重点行业区域削减措施，纳入日常环境管理工作，建立考核机制，并与排污许可制度衔接，确保各类污染物排放须满足国家及自治区最新污染物排放标准要求。	依据《园区总规》，该项目所属行业未被列入禁止或限制准入清单，符合产业政策、行业准入条件、自治区环境准入条件的项目；该项目按要求开展环境影响评价，严格执行建设项目“三同时”环境管理制度；	符合

		各项污染物满足国家级自治区排放标准	
5	严格资源利用总量和强度“双控”，制定入园产业和项目的环境准入条件。坚持“以水定产、以水定量”优化调整示范区的产业结构、规模和布局，严格入园产业和项目的环境准入。严格按照规划产业布局入驻企业，结合区域发展定位、开发布局、生态环境保护目标，实行入园企业环保准入审核制度，引进项目的生产工艺、设备、污染治理技术，以及单位产品能耗、物耗、污染物排放和资源利用率均需达到同行业清洁生产国内先进水平，积极推进产业的技术进步和园区循环化改造，构建绿色、低碳园区。	本项目热解煤干馏、煤气净化、焦油氨水分离废水、荒煤气制氢脱油、压缩、净化、变换废水、焦油加氢工段煤焦油预处理废水进入酚氨废水预处理，深度出水进入中水回用单元，产水进入清水池进行回用，不外排，处理后各产物分类处置，最终实现全厂废水零排放。单位产品能耗、物耗、污染物排放和资源利用率均可达到同行业国际国内先进水平	符合
6	强化示范区环境风险管理，强化应急响应联动机制，保障生态环境安全。配备应急物资，定期开展应急演练，不断完善环境风险应急预案，防控示范区规划实施可能引发的环境风险。	本项目制定突发环境风险应急预案，与园区环境风险应急平台进行联动，定期开展应急演练，防控可能引发的环境风险	符合

1.2.3 相关政策的符合性

1.2.3.1 《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》的符合性

为规范现代煤化工建设项目环境管理，指导煤化工行业优化选址布局，促进行业污染防治水平提升，环境保护部组织制定了《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》。明确煤炭中低温热解项目参照执行，并作为现代煤化工建设项目开展环境影响评价工作的依据。本项目与《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》分析结果见表 1.2-4。

表 1.2-4 本项目与《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》符合性分析结果

序号	准入条件		本项目	符合性
	条款	要求		
1	规划布局	现代煤化工项目应布局在优化开发区和重点开发区，优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局，并符合环境保护规划。已无环境容量的地区发展现代煤化工项目，必须先期开展经济结构调整、煤炭消费等量或减量替代等措施腾出环境容量，并采用先进工艺技术和污染控制技术最大限度减少污染物的排放。京津冀、长三角、珠三角和缺水地区严格控制新建现代煤化工项目	本项目所在区域属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的重点开发区域，区域水资源可以满足项目建设需要，大气污染物实行等量削减，不属于京津冀、长三角、珠三角地区，项目厂址位于规划的煤化工产业园	符合
2	项目选址	现代煤化工项目应在产业园区布设，并符合园区规划及规划环评要求。项目应与居民区或城市规划的居住用地保持一定缓冲距离	项目位于鄯善县绿色能源化工产业示范区的煤制能源区块，符合园区规划及规划环评要求，附近 10 公里范围内没有居民区，距	符合

序号	准入条件		本项目	符合性
	条款	要求		
3			离县城距离约 63 公里	
		自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区及主要补给区、江河源头区、重要水源涵养区、生态脆弱区域、泉域出露区以及全国主体功能区划中划定的禁止开发区和限制开发区、全国生态功能区划中的重要生态功能区内，禁止新建、扩建现代煤化工项目。	项目位于化工产业示范区，属于国家级重点开发区，不在自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区及主要补给区、江河源头区、重要水源涵养区、生态脆弱区域、泉域出露区	符合
		合理布局现代煤化工建设项目生产装置、危险化学品仓储设施和污水处理设施。岩溶强发育、存在较多落水洞或岩溶漏斗的区域，禁止布局项目重点污染防治区	项目区不存在岩溶强发育、落水洞或岩溶漏斗等不良地质区域	符合
4	污染防治和环境影响	严格限制将加工工艺、污染防治技术或综合利用技术尚不成熟的高含铝、砷、氟、油及其他稀有元素的煤种作为原料煤和燃料煤	原料煤不属于高含铝、砷、氟、油及其他稀有元素的煤种	符合
		现代煤化工项目的工艺技术、建设规模应符合国家产业政策要求，鼓励采用能源转换率高、污染物排放强度低的工艺技术，并确保原料煤质相对稳定。在行业示范阶段，应在煤炭分质高效利用、资源能源耦合利用、污染控制技术（如废水处理技术、废水处置方案、结晶盐利用与处置方案等）等方面承担环保示范任务，并提出示范技术达不到预期效果的应对措施	本项目符合现代煤化工项目的工艺技术、建设规模应符合国家产业政策要求，采用回转热解窑制洁净煤工艺，能源转化率高，污染物排放强度低；项目周边低阶煤来源丰富，原料煤相对稳定；项目建设具有一定的示范作用	符合
		强化节水措施，减少新鲜水用量，具备条件的地区，优先使用矿井疏干水、再生水，禁止取用地下水作为生产用水。沿海地区应利用海水作为循环冷却用水，缺水地区应优先选用空冷、闭式循环等节水技术。取用地表水不得挤占生态用水、生活用水和农业用水	使用园区集中供水，各类废水通过项目回用的方式实现了全部回用	符合
		根据清污分流、污污分治、深度处理、分质回用的原则设计废水处理处置方案，选用经工业化应用或中试成熟、经济可行的技术。在具备纳污水体的区域建设现代煤化工项目，废水（包括含盐废水）排放应满足相关污染物排放标准要求，并确保地表水体满足下游用水功能要求；在缺乏纳污水体的区域建设现代煤化工项目，应对高含盐废水采取有效处置措施，不得污染地下水、大气、土壤等	按照清污分流、污污分治、深度处理、分质回用的原则设计废水预处理处置方案；项目废水处理后全部回用不外排	符合
		项目应依托园区集中供热供汽设施，确需建设自备热电站的，应符合国家及地方的相关控制要求。设备动静密封点、有机液体储存和装卸、污水收集暂存和处理系统、备煤、储煤等环节应采取措施有效控制挥发性有机物（VOCs）、恶臭物质及有毒有害污染物的逸散与排放。非正常排放的废气应送专有设备或火炬等设施处理，严禁直接排放。在煤化工	目前园区不具备供热能力，企业拟自建蒸汽锅炉用于生产。各项大气、水、固废、声、渣均设置合理的处置措施。设置了火炬系统。	符合

序号	准入条件		本项目	符合性
	条款	要求		
		行业污染物排放标准出台前，加热炉烟气、酸性气回收装置尾气以及 VOCs 等应根据项目生产产品的种类暂按《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570）或《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571）相关要求进行控制。按照国家及地方规定设置防护距离，建设煤气化装置的，还应满足《煤制气业卫生防护距离》（GB/T17222）要求。防护距离范围内的土地不得规划居住、教育、医疗等功能；现状有居住区、学校、医院等敏感保护目标的，必须确保在项目投产前完成搬迁		
		按照“减量化、资源化、无害化”原则对固体废物优先进行处理处置。危险废物立足于项目或园区就近安全处置。项目配套建设的危险废物贮存场所和一般工业固体废物贮存、处置场所应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597—2023）、《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）及其他地方标准要求。废水处理产生的无法资源化利用的盐泥暂按危险废物进行管理；作为副产品外售的应满足适用的产品质量标准要求，并确保作为产品使用时不产生环境问题	按照“减量化、资源化、无害化”原则对固体废物优先进行处理处置，项目配套建设 1728m ² 的危废暂存间，400m ² 混盐暂存库，混盐暂按危险废物管理，属性鉴别后按相关类别处置要求进行处置。满足贮存场所的建设要求；废水处理产生的杂盐按照危险废物进行管理，定期交有资质的单位进行回收处置	符合
		根据地下水水文地质情况，按照 GB/T50934 要求合理确定污染防治分区，厂区开展分区防渗，并制定有效的地下水监控和应急措施。蒸发塘、晾晒池、氧化塘、暂存池选址及地下水防渗、监控措施还应参照《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598），防止污染地下水	按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934）要求合理确定污染防治分区。制定有效的地下水监控和应急措施	符合
		应根据相关标准设置事故池，对事故废水进行有效收集和妥善处理，禁止直接外排。构建与当地政府和相关部门以及周边企业、园区相衔接的区域环境风险联防联控机制	本项目设置 12000m ³ 事故池 1 座，事故废水经厂区污水处理站处理后回用于生产；与当地政府和相关部门以及周边企业、园区相衔接的区域环境风险联防联控机制	符合
		现代煤化工企业和涉及现代煤化工项目的园区应建立覆盖常规污染物、特征污染物的环境监测体系，并与当地环境保护部门联网。按照《企业事业单位环境信息公开办法》相关规定向社会公开环境信息	拟按照《企业事业单位环境信息公开办法》相关规定向社会公开环境信息	符合

1.2.3.2 与《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》

（环环评[2021]45 号）的符合性

表 1.2-5 与《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》符合性

政策要求	本项目	符合性

加强生态环境分区管控和规划约束	深入实施“三线一单”。各级生态环境部门应加快推进“三线一单”成果在“两高”行业产业布局和结构调整、重大项目选址中的应用。地方生态环境部门组织“三线一单”地市落地细化及后续更新调整时，应在生态环境准入清单中深化“两高”项目环境准入及管控要求；承接钢铁、电解铝等产业转移地区应严格落实生态环境分区管控要求，将环境质量底线作为硬约束	根据吐鲁番人民政府印发的《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目所在区域无自然保护区、风景名胜区、等敏感目标，项目建设不违背生态保护红线的要求	符合
	强化规划环评效力。各级生态环境部门应严格审查涉“两高”行业的有关综合性规划和工业、能源等专项规划环评，特别对为上马“两高”项目而修编的规划，在环评审查中应严格控制“两高”行业发展规模，优化规划布局、产业结构与实施时序。以“两高”行业为主导产业的园区规划环评应增加碳排放情况与减排潜力分析，推动园区绿色低碳发展。推动煤电能源基地、现代煤化工示范区、石化产业基地等开展规划环境影响跟踪评价，完善生态环境保护措施并适时优化调整规划	《鄯善县绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035年）环境影响报告书》取得吐鲁番地区生态环境局审查意见（吐环函（2024）2号）。鄯善县绿色能源化工产业示范区发展产业定位：以能耗、碳排放双控和环境保护为约束条件，重点发展煤炭分质利用、煤制化学品和煤制能源三大板块，促进高端化工产业集群集聚，打造能源化工产业绿色低碳发展示范区。该项目为煤低阶煤热解综合利用，本项目在环境影响评价中增加了碳排放情况与减排潜力分析。建议园区适时开展环境影响跟踪评价，完善生态环境保护措施并适时优化调整规划	符合
严格“两高”项目环评审批	严把建设项目环境准入关。新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目属于新建“两高”项目，项目符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求；该项目拟建设于依法合规设立并经规划环评的鄯善县绿色能源化工产业示范区	符合
	落实区域削减要求。新建“两高”项目应按照《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》要求，依据区域环境质量改善目标，制定配套区域污染物削减方案，采取有效的污染物区域削减措施，腾出足够的环境容量。国家大气污染防治重点区域(以下称重点区域)内新建耗煤项目还应严格按照规定采取煤炭消费减量替代措施，不得使用高污染燃料作为煤炭减量替代措施。	本项目按照文件要求，制定了配套的区域污染物削减方案，污染物削减来源为新疆艾矿钙业有限公司和新疆圣雄氯碱有限公司，并采取了有效的污染物区域削减措施。	符合
推进“两	提升清洁生产和污染防治水平。新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先	本项目采用了先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平，	符合

高”行业减污降碳协同控制	进水平，依法制定并严格落实防治土壤与地下水污染的措施。国家或地方已出台超低排放要求的“两高”行业建设项目应满足超低排放要求。鼓励使用清洁燃料，重点区域建设项目原则上不新建燃煤自备锅炉。鼓励重点区域高炉-转炉长流程钢铁企业转型为电炉短流程企业。大宗物料优先采用铁路、管道或水路运输，短途接驳优先使用新能源车辆运输。	依法制定了防治土壤与地下水污染的措施；评价过程中要求污染物排放达到污染物特别排放限值	
	将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系。各级生态环境部门和行政审批部门应积极推进“两高”项目环评开展试点工作，衔接落实有关区域和行业碳达峰行动方案、清洁能源替代、清洁运输、煤炭消费总量控制等政策要求。在环评工作中，统筹开展污染物和碳排放的源项识别、源强核算、减污降碳措施可行性论证及方案比选，提出协同控制最优方案。鼓励有条件的地区、企业探索实施减污降碳协同治理和碳捕集、封存、综合利用工程试点、示范。	本项目将碳影响评价纳入了环境影响评价，开展了污染物和碳排放的源项识别、源强核算、减污降碳措施等评价	符合

1.2.3.3 与《新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划》的符合性

表 1.2-6 本项目与《新疆环境保护“十四五”规划》符合性分析结果

序号	规划内容	项目情况	符合性
1	推进产业转型升级。 支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	本项目属煤化工产业，项目设计过程中注入转型升级的理念，在传统煤化工的基础上改进工艺、节能降耗、提质增效，对促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展具有积极意义	符合
2	提升重点行业领域能效水平。 加强高耗能行业企业的能效管理，提高能源利用效率，大力推动钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能工作，有效降低单位产品能耗。	本项目在设计过程中注入及节能理念，可有效降低单位产品能耗	符合
3	积极开展二氧化碳达峰行动。 推动落实“碳达峰十大行动”，加强对高耗能、高排放的“两高”项目源头管控，鼓励能源、工业、交通和建筑等领域制定达峰专项行动方案，推动钢铁、建材、有色、化工、电力、煤炭等重点行业制定二氧化碳达峰目标，确定达峰路径。探索开展重点行业企业碳排放对标行动。	本项目将碳影响评价纳入了本次环境影响评价，开展了污染物和碳排放的源项识别、源强核算、减污降碳措施等评价	符合
4	实施重点行业氮氧化物(以下简称“NO_x”)等污染物深度治理。 持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及	本项目在设计建设过程中，采取严格深度治理措施；自备燃煤机组采取严格的污染防治管控措施；严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放；不设置烟气旁路	符合

	煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。		
5	加强重点行业 VOCs 治理。 实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控	本项目严格按照 VOCs 排放总量控制，对炉顶、装置、罐区、污水处理站 VOCs 采取相应的措施后达标排放	符合
6	强化生态环境应急管理。 实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目按照要求开展突发环境事件应急预案的编制工作并完成电子化备案，完善应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，具备妥善应对各类突发生态环境事件的能力；加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力	符合
7	加强企业自行监测管理。 全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测。	项目建成后全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，按照要求申领排污许可证，并按照行业监测技术指南要求频次开展自行监测并及时向社会公开监测信息	符合

1.2.3.4 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标的纲要》的符合性（摘取相关内容）

纲要第五篇“推动工业强基增效和转型升级 提升新型工业化发展水平”第五章“推动产业集群发展”中提到：坚持一产上水平、二产抓重点、三产大发展，实施园区提升工程，科学合理布局产业项目，重点抓好石油石化、煤炭煤化工、电力、纺织服装、电子产品、林果、农副产品加工、馕、葡萄酒、旅游等“十大产业”，推进产业基础高端化、产业链现代化，提高经济质量效益和核心竞争力。力争“十四五”末，推动一批上规模、高质量的企业上市，培育一批营业收入超百亿元工业企业集团，支持打造一批营业收入和资产规模“双千亿”企业集团，力争形成一批千亿元产业集群、百亿元特色产业集群。本项目属煤化工项目，项目建成后可实现较高经济效益，提高园区核心竞争力。

1.2.3.5 与《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》的符合性

表 1.2-7 与《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》符合性

序号	方案要求	项目情况	是否符合

1	炼焦化学项目大气污染物排放和废水排放必须达到《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171）要求	本项目大气污染物排放和废水排放可满足《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171）特别排放限值的要求	符合
2	按照《环境保护部办公厅关于印发<现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）>的通知》（环办[2015]111号），有序发展煤制燃料、煤制烯烃、煤制乙二醇、煤制芳烃（甲醇制芳烃）、煤炭提质转化、煤炭综合利用等现代煤化工项目	本项目属现代煤化工项目（煤炭提质转化），满足《环境保护部办公厅关于印发<现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）>的通知》（环办[2015]111号）要求	符合

1.2.3.6 其他规划及政策的符合性

基于我国的能源现状及未来能源战略要求，国家出台了一系列煤炭分级分质梯级利用的规划及产业政策。符合性分析结果见表 1.2-8。

表 1.2-8 本项目与国家鼓励政策符合性分析结果

序号	文件名称	政策要求	本项目	符合性
1	国家能源局国能煤炭[2015]141号关于印发《煤炭清洁高效利用行动计划（2015-2020年）》的通知（2015年4月27日）	明确了七个方面重点任务，其中第五方面为开展煤炭分质分级梯级利用，提高煤炭资源综合利用效率，鼓励低阶煤提质技术研发与示范。开展单系统年处理原料煤百万吨级中低温干馏制气、制油为主要产品路线的大规模分质利用示范，促进我国煤炭分质利用和提质技术水平的提高	属于煤提质，并具有一定的示范作用	符合
2	国家发展改革委员会、国家能源局发改能源[2019]945号《关于深入推进能源“十三五”规划实施的意见》（2019年6月18日）	确保“十三五”规划目标如期完成，提出“十三五”后两年新增核电、常规水电、抽水蓄能、天然气管道、LNG接收站、储气库和煤炭深加工七个行业的能源重点工程项目	本项目属于煤炭深加工新增项目之一	符合
3	国家发改委、能源局和环保局发改能源[2014]506号联合发布《能源行业加强大气污染防治工作方案》（2014年3月24日）	加强煤炭质量管理，稳步推进煤炭深加工产业发展升级示范，促进煤炭资源高效清洁转化	属于煤炭资源高效清洁转化	符合
4	国务院办公厅国办发〔2014〕31号印发《能源发展战略行动计划（2014-2020）》（2014年6月7日）	提高煤炭清洁利用水平。制定和实施煤炭清洁高效利用规划，积极推进煤炭分级分质梯级利用	属于煤炭分级分质梯级利用	符合
5	国家发改委、环境保护部、商务部、海关总署、国家工商总局、国家质检总局联合颁布令第16号《商品煤质量管理暂行办法》（2014年9月30日）	禁止进口劣质煤，提高煤炭质量，推进煤炭高效清洁利用，改善空气质量	原料煤来源于鄯善县，项目属于煤炭高效清洁利用	符合
6	国家能源局、环保局、工信部国能煤炭【2014】571号联合	意见指出“加快煤炭由单一燃料向原料和燃料并重转变。推进煤炭焦化、气化、	属于低阶煤分级提	符合

	下发《促进煤炭安全绿色开发和清洁高效利用的意见》（2014年12月26日）	煤炭液化（含煤油共炼）、煤制天然气、煤制烯烃等关键技术攻关和示范，提升煤炭综合利用效率，降低系统能耗、资源消耗和污染物排放，实现清洁生产。在条件适合地区，积极推进煤炭分级分质利用，优化褐煤资源开发，鼓励低阶煤提质技术研发和示范，推广低阶煤产地分级提质，提高煤炭利用附加值。2020年，现代煤化工产业化示范取得阶段性成果，形成更加完整的自主技术和装备体系，具备开展更高水平示范的基础。低阶煤分级提质核心关键技术取得突破，实现百万吨级示范应用”	质技术研发和示范，煤炭分级分质利用	
6	国家能源局发布国能煤炭（2015）37号《关于促进煤炭工业科学发展的指导意见》（2015年2月4日）	指出“严格执行《商品煤质量管理暂行办法》，研究建立商品煤质量标准体系及配套政策，提高煤炭质量和利用效率。有序开展煤炭加工转化为清洁能源产品项目的示范工作，抓紧建立项目示范工程标准体系。鼓励建设煤炭分级分质梯级利用示范项目”	属于煤炭分级分质利用	符合
7	国家发改委和国家能源局发改能源[2016]513号公布了《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》（2016年4月7日）	战略方向：煤炭分级分质转化，重点在先进煤气化、大型煤炭热解、加氢液化、焦油和提质煤高效转化等方面开展研发和攻关。创新行动：研发清洁高效的低阶煤热解技术，开展百万吨级工业化示范，加强热解与气化、燃烧的有机集成，开发气化—热解一体化技术和燃烧—热解一体化技术，与燃气循环发电或蒸汽循环发电结合，开展油化电多联产工业示范。研究更高油品收率的快速热解、催化（活化）热解、加压热解和加氢热解等新一代技术	属于煤炭中低温热解项目	符合
8	《新疆煤炭工业发展“十四五”规划》	在哈密、准东、吐鲁番等煤种适合的地区积极开展煤炭分级分质利用试点。	本项目为煤分质综合利用项目，厂址位于吐鲁番市鄯善县，具有较好的资源优势	符合
9	《关于加快建立健全低碳循环经济发展体系的指导意见》	提升产业园区和产业集群循环化水平。科学编制新建产业园区开发建设规划，依法依规开展规划环境影响评价，严格准入标准，完善循环产业链条，推动形成产业循环耦合。推进既有产业园区和产业集群循环化改造，推动公共设施共建共享、能源梯级利用、资源循环利用和污染物集中安全处置等。鼓励建设电、热、冷、气等多种能源协同互济的	本项目为煤基产业链项目，园区配套有一般固废填埋场，鄯善县具有相关资质的	符合

		综合能源项目。鼓励化工等产业园区配套建设危险废物集中贮存、预处理和处置设施。	危险废物处置单位可以依托。	
10	《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》（国发〔2021〕23 号）	推进煤炭消费替代和转型升级。加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。严格控制新增煤电项目，新建机组煤耗标准达到国际先进水平，有序淘汰煤电落后产能，加快现役机组节能升级和灵活性改造，积极推进供热改造，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。严控跨区外送可再生能源电力配套煤电规模，新建通道可再生能源电量比例原则上不低于 50%。推动重点用煤行业减煤限煤。大力推动煤炭清洁利用，合理划定禁止散烧区域，多措并举、积极有序推进散煤替代，逐步减少直至禁止煤炭散烧。	本项目为煤炭分级利用及下游产业链延伸，形成“煤炭分质利用—热解气”，符合通知要求	符合
11	《西部地区鼓励类产业目录（2020 年本）》	煤制聚甲醛、煤经甲醇制烯烃、合成气制草酸酯、草酸酯加氢、合成气一步法制乙二醇等煤制乙二醇产业技术升级示范应用（《产业结构调整指导目录》限制类、淘汰类项目除外）	本项目为煤炭分级利用，不在《产业结构调整指导目录》限制类、淘汰类范围内	符合
12	《空气质量持续改善行动计划》	新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。	项目建设符合园区产业规划及国家产业政策，各项污染物均可达标排放，清洁生产水平可达到国内先进水平	符合

本项目积极响应国家能源局指导意见及行业政策，利用煤生产洁净煤、煤气等清洁能源，符合煤分级分质梯级利用的发展趋势。

1.2.3.7 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性分析结果见表 1.2-9。

表 1.2-9 本项目与国家鼓励政策符合性分析结果

	相关要求	本项目具体情况	符合性
选址与空间布局	新、改、扩建现代煤化工、传统煤化工（焦化）、石油天然气化工、电石等化工项目应布设在依法设立、环境保护基础设施齐全，并符合规划、规划环评及其审查意见要求的产业园区。新建项目应符合《新疆维吾尔自治区新建化工项目准入条件（试行）》	本项目位于鄯善县绿色能源化工产业示范区西北部，选址位于煤炭分质利用板块	符合
	新、改、扩建现代煤化工、传统煤化工（焦化）、石油天然气化工、电石等化工项目应符合国家、自治区产业政策、布局及产能置换要求。焦化、电石等项目应符合产能过剩行业政策要求。	本项目建设符合国家及自治区产业政策要求，项目属于煤炭分级提质综合利用，不是单纯的兰炭项目	符合
	在符合产业政策、满足区域大气环境空气质量改善和污染物总量控制要求、不扩大生产规模的前提下，允许不在通过认定的化工园区和化工聚集区的现代煤化工、传统煤化工（焦化）、石油天然气化工、电石等生产企业进行工艺优化升级、安全条件改善、事故隐患治理和环保水平提高的相关技术改造。	本项目为新建项目，厂址位于规划的产业园区内	符合
污染防治与环境影响	焦化生产企业产生的焦炉煤气应全部回收利用，不得放散。钢铁联合企业、独立焦化企业应同步配套建设干熄焦装置并配套建设相应除尘装置，煤炭等颗粒性物料应储存在封闭仓库，有组织废气应进行收集并按要求配备高效的脱硫、脱硝、除尘设施，焦炉煤气净化系统、罐区、酚氰废水预处理设施区域以及装卸产生的含挥发性有机气体应进行收集处理，新、改、扩建项目大气污染物排放应达到《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中超低排放要求，现有焦化项目应按时限要求完成超低排放改造。	本项目产生的干馏煤气全部回收利用；回转窑配套建设干熄焦及相应的除尘装置；同步建设封闭煤场、废气脱硫除尘以及粉碎、装煤、推焦、熄焦、筛运焦等抑尘、除尘设施；污染物排放满足《炼焦化学工业污染物排放标准》(GB16171)要求	符合
	焦化企业生产废水应配套建设污水焚烧处理或蒸氨、脱酚、脱氰生化等有效处理设施，并按照设计规范配套建设生产废水事故储槽(池)。熄焦水应闭路循环，酚氰废水处理合格后要循环使用，严禁外排。半焦(兰炭)生产企业的氨水循环水池、焦油分离池应建在地面以上。排放废水应达到《炼焦化学工业污染物排放标准》(GB16171)要求。	本项目生产废水配套建设酚氨回收装置，污水处理站等有效处理设施；配套建设 12000m ³ 事故水池。酚氰废水处理后进入厂区自建污水处理厂处理合格后循环使用，生产废水不外排。	符合

	相关要求	本项目具体情况	符合性
	焦化生产企业主要产品应符合国家、行业或地方标准。焦炭产品质量应符合国家标准规定。备配煤、推焦、装煤、熄焦及筛焦工段除尘器回收的煤（焦）尘、焦油渣、粗苯蒸馏再生器残渣、苯精制酸焦油渣、脱硫废渣（液）以及生化剩余污泥等固（液）体废弃物，应按照相关法律法规要求处理（置）和利。煤气脱硫产生的硫磺（硫泥、硫膏）和含酚废水处理产生的酚钠盐（液）应开展危险特性鉴别，作为副产品管理时应满足适用的产品质量标准和《固体废物鉴别标准通则》（GB34330）相关要求。一般工业固体废物和危险废物贮存和处置应分别达到《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）、《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598）、《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484）等相关要求。	本项目煤焦油全部作为产品外售。本项目产生的危险废物经有资质单位进行回收处置，不外排	符合
	焦化生产企业能耗应达到《焦炭单位产品能源消耗限额》（GB21342）和《煤基活性炭和兰炭单位产品能源消耗限额》（GB29995）规定的准入值要求，炼焦生产应达到《清洁生产标准 炼焦行业》（HJ/T126）中国内清洁生产先进水平，兰炭应达到《清洁生产标准 半焦行业》（DB65/T3210）中国内清洁生产先进水平，其他生产过程（焦油加工、粗苯精制）参照国内同行业清洁生产先进水平执行。	本项目生产能够达到《清洁生产标准炼焦行业》（HJ/T126）中国内清洁生产先进水平	符合
	严格控制生产工艺过程及相关物料储存、输送等无组织排放。煤粉、粉煤灰、石灰、除尘灰、脱硫灰等粉状物料应密闭或封闭储存，采用密闭皮带、封闭通廊、管状带式输送机或密闭车厢、真空罐车、气力输送等输送方式。设备动静密封点、有机液体储存和装卸、污水收集暂存和处理系统、备煤、储煤等环节应采取措施有效控制挥发性有机物、恶臭物质及有毒有害污染物的逸散与排放。在行业污染物排放标准出台前，挥发性有机物无组织排放应达到《挥发性有机物无组织排放控制标准》要求。	项目采取了各类废气无组织防控措施，最大化降低全厂无组织污染物排放，各类污染物均可达标排放。	符合
	大宗物料中长距离运输优先采用铁路运输，短途运输优先采用国六排放标准的运输工具、新能源车辆、管道或	厂址靠近鄯善煤炭基地，运距较短，规划采用国六标准汽车拉运，厂内物料	符合

	相关要求	本项目具体情况	符合性
	管状带式输送机。	输送均为带式输送机。	

由表 1.2-9 可知，本项目符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的要求。

1.2.3.8 《关于印发吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案的通知》的符合性

本项目与《关于印发吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案的通知》的符合性分析结果见表 1.2-10。

表 1.2-10 本项目与吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案的符合性分析结果

相关要求	本项目具体情况	符合性
严格项目准入。建立健全严禁“三高”项目进吐鲁番制度体系，按照自治区的统一部署，完成生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、环境准入清单编制工作；严格执行钢铁、水泥等行业产能置换实施办法。环境空气质量未达标区县(高昌区)应制定更严格的产业准入门槛。各区县人民政府及各部门依法依规把好土地审批供应关、环保关、产业政策关和项目审批关。同时，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、有色等项目环境影响评价，应满足区域规划环评要求	本项目不属于《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》中的“三高”项目。项目所在鄯善县绿色能源化工产业示范区规划环评已经出具审查意见，项目的建设满足园区规划环境影响评价环境准入要求	符合
推进重点行业污染治理升级改造。推动实施钢铁等行业超低排放改造。强化工业企业无组织排放管控，开展钢铁、建材有色、火电、焦化、铸造等重点行业及燃煤锅炉无组织排放排查建立管理清单，对物料(含废渣)运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施深度治理。	本项目物料(含废渣)运输、装卸、储存、转移等均采取封闭措施，燃煤锅炉参照执行《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中超低排放要求，工艺过程中无组织排放提出严格治理措施	符合
优化调整运结构，发展绿色交通体系。优化区域交通运输结构。根据自治区的统一部署，加大货运铁路建设投入，依托铁路物流基地、公路港等，构筑以铁路为骨干的集装箱多式联运系统。推进多式联运型和干支接型货运枢纽(物流园区)建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。电力、焦化、钢铁等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	本项目原料及产品运输采用公路运输	符合

由表 1.2-10 可知，本项目符合《关于印发吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案的通知》的要求。

1.2.3.9 与《焦化行业规范条件》（国家工业和信息化部 2020 年第 28 号）的符合性

表 1.2-11 本项目与《焦化行业规范条件》的符合性分析结果

	相关要求	本项目具体情况	符合性
工 艺 装 备	焦化生产企业应满足《产业结构调整指导目录（2019年本）》及地方相关政策要求，常规焦炉、半焦炉需同步配套煤气净化和利用设施，具体装备要求如下：半焦炉：《产业结构调整目录（2019年本）》发布前建设的半焦炉单炉产能须 ≥ 7.5 万吨/年，发布后建设的半焦炉单炉产能须 ≥ 10 万吨/年	本项目满足《产业结构调整指导目录（2024版）》及地方相关政策要求，装置产能规模为1000万吨/年	符合
环 境 保 护	1.焦化生产企业应同步配套煤（焦）储存、煤粉碎（筛分）、装煤、推焦、（干）熄焦、筛焦、焦转运、硫铵干燥等抑尘、除尘设施。干熄焦、焦炉烟囱等产生二氧化硫、氮氧化物的污染源，要按照环保要求配套脱硫或脱硫脱硝装置。	本项目同步配套了煤（焦）储存、煤粉碎（筛分）、转运等抑尘、除尘设施。加热炉、锅炉、尾气焚烧炉等产生二氧化硫、氮氧化物的污染源，按照环保要求配套了脱硫或脱硫脱硝装置。	符合
	2.焦化生产企业须配套建设废水处理设施。 常规焦炉企业应按照《焦化废水治理工程技术规范》（HJ 2022），配套建设初期雨水收集装置、酚氰生产废水处理设施和事故储槽（池）。 半焦（兰炭）企业氨水循环水池、焦油分离池应建在地面以上，配套建设事故储槽（池）及初期雨水收集装置，生产废水处理采用焚烧或其他有效处理方法。	本项目热解煤干馏、煤气净化、热解废水酚氨废水处理，生化站设计规模240m ³ /h，生活化验废水、地坪设备冲洗废水、酚氨回收产生废水全部送生化站进行生化处理，先后经一级AO池、二级AO池去除大部分有机污染物，产水进入二沉池沉降后，上清液进入深度处理单元，深度处理装置设计规模230m ³ /h，深度处理单元采用“CARB池+中和池+臭氧接触氧化+内循环BAF+臭氧催化氧化”工艺，深度出水进入中水回用单元，产水进入清水池进行回用，不外排，浓水进入蒸发结晶单元；蒸发结晶单元设计规模50m ³ /h，处理后各产物分类处置，最终实现全厂废水零排放；本项目建设了一座12000m ³ 事故水池；本项目氨水循环水池、焦油分离池应建在地面以上，并配套建设了事故储槽及初期雨水收集装置	符合
	焦化生产企业逸散挥发性有机物和恶臭的装置应同步建设尾气净化处理设施。	本项目逸散挥发性有机物和恶臭的装置均同步建设尾气净化处理设施	符合
	焦化生产企业循环氨水泵等应有可靠应急电源或其他应急措施。焦炉煤气事故放散应设有自动点火装置。	本项目炭化炉放散管设置自动点火装置	符合

	规范排污口建设。焦化生产企业主要污染源须按照生态环境主管部门相关规定设置污染物排放在线监测、监控装置，并与生态环境主管部门联网。	本项目锅炉等主要排放口设置污染物排放在线监测、监控装置，并与生态环境主管部门联网	符合
环 境 管理	焦化建设项目应严格执行环境影响评价制度和“三同时”制度，并按期完成竣工环境保护验收。	项目建设严格执行环境影响评价制度和“三同时”制度，项目建成后将按期完成竣工环境保护验收	符合
	按照生态环境保护法律、法规、标准要求，建立健全企业环境保护管理制度。	本项目按相关要求建立健全企业环境保护管理制度	符合
	焦化生产企业污染物排放应严格执行国家和地方相关排放标准，做到达标排放。	本项目污染物排放严格执行国家和地方相关排放标准，做到了达标排放	符合
	焦化生产企业应依法申领排污许可证，并按证排污。有污染物减排任务的企业，须落实减排措施，满足减排指标要求。	企业依法申领排污许可证，并按证排污	符合
	焦化生产企业应按生态环境部的规范要求开展自行监测，并接受生态环境主管部门的监督管理和监督性监测。	项目投产后，按照生态环境部的规范要求开展自行监测，并向社会公开监测信息	符合
产 品 质量	焦化生产企业主要产品须符合国家、行业或地方标准。鼓励焦化生产企业建立系统化和规范化的质量管理体系并有效运行。焦炭产品质量须符合国家标准规定，冶金焦执行GB/T1996，半焦（兰炭）执行GB/T25212，铸造焦执行GB/T8729。	本项目产品质量可满足相关标准	符合

由表 1.2-11 可知，本项目符合《焦化行业规范条件》（国家工业和信息化部 200 年第 28 号）的要求。

1.2.3.10 与《新疆维吾尔自治区新建化工项目准入条件(试行)》符合性

表 1.2-12 本项目与《新疆维吾尔自治区新建化工项目准入条件(试行)》符合性分析结果

序号	准入条件		本项目	符合性
	条款	要求		
1	严格项目源头准入	严格政策规划约束。严禁新建国家《产业结构调整指导目录》、自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。按照国家《产业结构调整指导目录》中限制类产业及自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》控制和限制类危险化学品要求，严格控制过剩行业新增产能，确有必要建设的项目实行等量或减量置换，严格控制涉及有毒气体和爆炸危险性化学品的建设项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。	本项目属于国家《产业结构调整指导目录》中的鼓励类	符合
		(二)严格项目核准备案。各级核准、备案机关要按照国务院《政府核准的投资项目目录(2016 年本)》、国家发改委商务部《市场准入负面清单(2020 年版)》、《新疆维吾尔自治区政府核准的投资项目目录	本项目经新疆维吾尔自治区发展和改革委员会登记备案，符合备案要求，依法依规备案	符合

序号	准入条件		本项目	符合性
	条款	要求		
2		(2017 年本)》等有关规定做好化工项目核 准备案工作。涉及“两重点一重大”(重点监管的危险化工工艺、重点监管的危险化学品和危险化学品重大危险源)的危险化学品 建设项目按国家有关规定,明确由自治区政府投资主管部门核准的,由自治区政府投资主管部门牵头,在委托评估的基础上,征求同级工业和信息化、应急管理、生态环境、自然资源等相关部门意见后,依法依规核准;应属地备案的,属地备案部门应依法依规征求同级相关部门意见后,依法依规备案。		
		严格项目投资准入。新建化工项目应当符合当地化工 园区投资准入门槛。其中,涉及危险化学品生产项目(危险化学 品详见最新版《危险化学品目录》),按照《建设项目安全设施“三 同时”监督管理暂行办法》《建设项目环境保护条例》,增加安全、 环保方面的投入,提高投资准入要求;列入国家《产业结构调整 指导目录》和《鼓励外商投资产业指导目录》鼓励类以及搬迁入园项目,可适当放宽投资准入门槛,具体标准由各地(州、市) 自行制定向社会公布。	本项目为新建煤化工项目,符合鄯善县绿色能源化工产业示范区的主导产业规划要求	符合
	严格规划空间布局准入	严守规划分区分管控。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求,禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。已经建设化工项目涉及违规占用生态保 护红线和永久基本农田的,按照有关规定,限期退出。	本项目位于鄯善县绿色能源化工产业示范区内,不占用生态保护红线和永久基本农田	符合
3	严格安全环保准入	严格岸线管理。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内,除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外,严格禁止新建、扩建化 工项目,不得布局新的化工园区(含化工集中区,下同);已批未开工项目,停止建设,按要求重新选址;已经开工建设的,严格进行检查评估,不符合岸线规划和环保、安全要求的,全部依 法依规停建搬迁	项目周边 1km 范围内未涉及塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流	符合
		推进退城入园。危险化学品生产企业搬迁改造及新建 化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立,规划环评通过审查,规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区,并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产 企业应加快退城入园,搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程 扩大生产规模。	本项目位于鄯善县绿色能源化工产业示范区经吐鲁番市人民政府批准设立,规划环评取得吐环函[2024]2 号审查意见,规划通过审批且环保基础设施完善,符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求	符合
3	严格安全环保准入	严格安全标准准入。新(改、扩)建危险化学品项目,严格按照《危险化学品建设项目安全监督管理办法》要求,履行建设项目安全审查,严禁未批先建。严格执行《淘汰落后危险化 学品安全生产工艺技术设	本项目无未批先建的行为,本项目设立应急机制及机构,与园区紧密衔接减低环境风险	符合

序号	准入条件		本项目	符合性
	条款	要求		
		备目录(第一批)》(2020)。新(改、扩)建精细化工项目,按照《精细化工反应安全风险评估导则(试行)》(2017)规定开展反应安全风险评估,禁止反应工艺危险度 5 级的项目,严格限制反应工艺危险度 4 级的项目。化工园区应当根据风险大小、企业数量、生产工艺要求等,优化园区内企业布局,建立健全与之配套的安全监管、隐患排查、风险评估、应急救援等机制,有效控制和降低整体安全风险。		
		严格生态环境准入。新(改、扩)建化工项目应符合“三线一单”(生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单)生态环境分区管控要求,并符合园区产业定位、园区规划及规划环评要求,按照有关规定设置合理的环境防护距离,环境保护距离内不得有居民区、学校、医院等环境敏感目标,避免邻避效应。新(改、扩)建化工项目应按照国家及自治区相关排放标准,采取有效措施从严控制特征污染物的逸散与排放,无组织排放应达到相应标准,严禁生产废水直接外排,产生的生化污泥或盐泥等固体废物要按照国家及自治区相关标准收集、贮存、运输、利用和处置,蒸发塘、晾晒池、氧化塘、暂存池等要严格按照相关标准进行建设。新(改、扩)建化工项目满足重点污染物排放总量控制、相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求,依据区域环境质量改善目标,制定配套污染物削减方案,采取有效的污染物削减措施,腾出足够的环境容量。	本项目符合“三线一单”(生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单)生态环境分区管控要求,并符合园区产业定位、园区规划及规划环评要求;本项目采取有效措施从严控制特征污染物的逸散与排放,无组织排放应达到相应标准,生产废水全部回用不外排;本项目满足重点污染物排放总量控制、相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求,依据区域环境质量改善目标,制定配套污染物削减方案	符合
		严格能耗双控准入。根据国家发改委《完善能源消费强度和总量双控制度方案》(发改环资〔2021〕1310号),严格实施节能审查制度,切实加强能耗量较大特别是化石能源消费量大的项目节能审查,从源头严控新上项目能效水平,新上高耗能项目必须符合国家产业政策且能效达到行业先进水平。按照国家发改委《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》(发改产业〔2021〕1464号),在炼油、乙烯、合成氨、电石等重点行业领域,科学评估拟建项目,对产能已经饱和的高耗能行业按照“减量置换”原则压减产能,对产能尚未饱和的高耗能行业,要对标国际先进水平提高准入门槛,对能耗较大的新兴产业要支持引导企业应用绿色技术、提高能效水平。	本项目从源头严控新上项目能效水平,符合国家产业政策且能效达到行业先进水平(二级)	符合
4	严格项目事中事后监管	新建化工项目应严格遵守《企业投资项目核准和备案管理条例》《企业投资项目事中事后监管办法》等相关法律法规和规定,建设单位按照有关要求,做好环境影响评价、安全评价、职业健康评价、节能评价、水土保持评价等,确保投资项目中的安全、环保、职业病防护、节能、水土保持等设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本项目严格遵守相关要求,进行了环境影响评价、安全评价、职业健康评价、节能评价、水土保持评价等工作	符合

序号	准入条件		本项目	符合性
	条款	要求		
5	严格建立退出机制	化工园区建立项目退出机制，进入园区的企业项目不具备相关法律法规、国家标准、行业标准规定的安全生产条件，经停产整顿仍不具备安全生产条件的，安全监管部门应当提请有管辖权的人民政府予以关闭；人民政府决定关闭的，负有监管责任的相关部门应当依法吊销企业有关许可证。	本项目符合鄯善县绿色能源化工产业示范区的主导产业规划要求，具备相关法律法规、国家标准、行业标准规定的安全生产条件	符合

由表 1.2-12 可知，本项目符合《新疆维吾尔自治区新建化工项目准入条件(试行)》的要求。

1.2.4 与《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性

根据环保部发布的《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》，要求切实加强环境影响评价管理，落实“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”约束，本项目三线一单符合性分析如下：

(1) 生态保护红线

根据吐鲁番人民政府印发的《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目所在区域无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，项目建设不违背生态保护红线的要求。

(2) 环境质量底线

本项目排放的大气污染物 TSP、NO₂、SO₂、NH₃、H₂S、HCN、酚类、NMHC、BaP 属于达标因子；PM₁₀ 和 PM_{2.5} 属于超标因子，通过区域污染物削减后，区域环境质量有所改善；本项目污水处理站处理工艺可行，污水处理站出水全部回用；项目按照分区防渗的要求，对项目厂区不同部位采取了严格的防渗措施；项目建成后厂界噪声预测值能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准；项目建成后在采取本项目提出的土壤污染防治措施后，基本不会对区域土壤环境造成明显不良的影响，因此，本项目建成后能够满足环境质量底线的要求。

本项目所在区域上一年度（2023 年）环境空气质量年均浓度不达标，本次评价制定了项目区域削减方案，本次项目新增排放量为烟尘 25.6t/a、粉尘 43t/a、二氧化硫 166.56t/a、氮氧化物 286.24t/a、VOCs 71.7t/a，根据本项目区域削减方案，区域削减量氮氧化物 299t/a、VOCs 74.11t/a，均满足等量削减的要求。

(3) 资源利用上线

本项目主要原材料煤，属于基础原料，市场产量大，项目距离原料煤供应地沙尔湖矿区 30km，公用消耗水、电由园区的供水管网及供电管网统一供给，项目用地属于工业用地，不新增征地，因此，本项目建设符合资源利用上线的要求。

(4) 环境准入清单

本项目符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》的要求，项目区域属于新疆维吾尔自治区主体功能区划的国家级重点开发区域。本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的鼓励类项目，根据《鄯善县绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）环境影响报告书》提出的“限制、禁止项目清单”，本项目不属于清单中的限制类、禁止类项目，项目建设符合《鄯善县绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）》及其规划环评的要求。

本项目位于鄯善工业园区重点管控单元，环境管控单元编码 ZH65042120004，属重点管控单元。

综上所述，项目建设不违背区域的生态保护红线、环境准入负面清单，能够满足区域环境质量底线、资源利用上线的要求。

表 1.2-13 吐鲁番市鄯善县县生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目情况	符合性
ZH65042120004	鄯善县工业园区重点管控单元	重点管控单元	空间布局约束	1.强化国土空间规划用途管控，未经依法批准，不得在城镇开发边界外设立各类开发区、产业园区和城镇新区。 2.入驻园区的建设项目应符合生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划、园区总体规划及其环评。禁止新建、扩建现行有效的《产业结构调整指导目录》中的淘汰类项目。禁止引入现行有效的《市场准入负面清单》中的禁止准入类事项。限制新建、扩建现行有效的《产业结构调整指导目录》中的限制类项目。 3.禁止准入高耗水项目。 4.严禁引入重大风险源企业，严格控制涉危企业。 5.严格控制高耗能、高排放项目准入，入驻“两高”项目必须满足《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》标杆水能能耗限值要求，新建“两高”项目应按照《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》要求，制定配套区域污染物削减方案，采取有效的污染物区域削减措施。	本项目属于煤炭分质清洁高效综合利用项目，不在《产业结构调整指导目录（2024年）》禁止名录中，符合园区工业园区规划及规划环评要求，本项目制定了区域污染物削减方案	符合
			污染物排放管控	1.对园区的SO ₂ 、NO _x 、烟粉尘和VOCs进行总量控制。 2.推行企业重金属污染物排放总量控制制度，依法将重点行业企业纳入排污许可管理。建设单位在提交环境影响评价文件时应明确重点重金属污染物排放总量及来源。 3.实施低效治理设施全面升级改造，确保工业炉窑全面达标排放。加强工业废气无组织排放管理。 4.加快推进化工行业VOCs综合治理，加大煤化工（含现代煤化工、炼焦、合成氨等）、橡胶制品、涂料、油墨、	1、本项目对NO _x 、VOCs进行总量控制，并将碳排放评价纳入了此次环境影响评价中；2、本项目严格按照VOCs排放总量控制，对炉顶、制氢装置、罐区、污水处理站VOCs采取相应的措施后达标排放，制定泄漏检测与修复(LDAR)计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；3、本项目生产过程中产生	符合

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目情况	符合性
				胶粘剂、染料、化学助剂（塑料助剂和橡胶助剂）等化工行业VOCs治理力度。 5.加强工艺过程除尘设施配置，全面控制工业烟粉尘排放。大型煤堆、料堆场建立密闭料仓与传送装置。推进建筑工地绿色施工，建设工程施工现场必须设置围挡墙，严禁敞开式作业；加强车辆密闭运输监督管理。 6.实施热电联产或天然气、太阳能等清洁能源供热，将工业企业纳入集中供热范围，逐步淘汰小型燃煤锅炉。 7.推进污水集中处理设施及再生水回用系统，完善园区污水管网建设；加强对各企业排放的污废水的监控，禁止在园内设置排污口。 8.完善生活垃圾分类收集、运输和处置体系，坚持固体废物“减量化、资源化、无害化”原则，提高固体废物资源化利用率，妥善转运、处置危险废物。 9.位于坎儿井群上游，应优化配置水资源，加强地下水的监测和管理，采取有效措施防止地下水位持续下降。 10.园区规划环评应增加碳排放情况与减排潜力分析，推动园区绿色低碳发展。	点均配套设置了除尘设施，可有效控制烟粉尘排放；4、本项目设置污水处理设施后可实现污水的零排放，不需要设置污水排放口；5、本项目各类固废均采取措施妥善处置，危险废物均交有资质单位处置。	
			环境风险防控	1.强化有毒有害原辅材料运输、储存、使用等过程的监管；做好分区防渗措施。 2.定期排查废水污染治理设施建设运行情况，并做好防腐防渗措施；园区污水集中处理设施安装自动在线监控装置；加强园区下游的水质监测。 3.落实工业企业环境风险防范主体责任，强化工业企业应急导流槽、事故调蓄池、应急闸坝等事故排水收集截留设施等建设，合理设置消防事故水池。加强工业园区环境风险防范，按要求设置生态隔离带，建设相应的防护工程。	1、本项目配有有毒有害气体泄漏监控预警系统，在可能有尾气泄漏的场所设置可燃气体检测报警仪；2、对项目场地进行防渗区划，分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区；3、按防渗要求经污水处理站划为重点污染防治区，并按照相关要求做好防腐防渗措施，设置了污染监控井；4、项目建成投产前按要求编制突发环境事件应急预案，并于园区	符合

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目情况	符合性
				4.地面以下输送含污染物介质的废水管道应设置防渗良好、便于检修和监控的管沟，并按规范要求设置长期地下水监控井。 5.建立完善的环境风险防控体系，按照规范要求编制突发环境事件应急预案，配齐应急物资和设施，强化应急救援队伍建设，定期开展应急演练。 6.强化企业环境风险防范设施设备建设和正常运行监管，建立常态化的企业隐患排查整治监管机制。 7.严格污染地块开发利用和流转审批，优化污染地块及周边土地开发利用时序。按照国家有关环境标准和技术规范，开展土壤污染状况调查、风险评估、风险管控及修复治理。	预案实现联动。	
			资源利用效率	1.严格实施用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运；再生水水量水质满足建设项目用水需求的，应优先使用再生水。 2.节约集约利用土地资源。 3.推广使用清洁能源，持续优化用电结构，提高净外受电和绿电比例。加强对重点用能单位能源使用情况的监督管理。 4.严格把关企业清洁生产水平，新建项目清洁生产水平达到 I 级标准以上或国内同行业清洁生产先进水平以上。	1、本项目符合相关政策的准入条件；2、本项目生产废水经处理后可达到零排放，相应的减少了新鲜水的使用，达到了节水效果；3、项目清洁生产水平可达到国内先进水平。	符合

吐鲁番市环境综合管控单元分类图

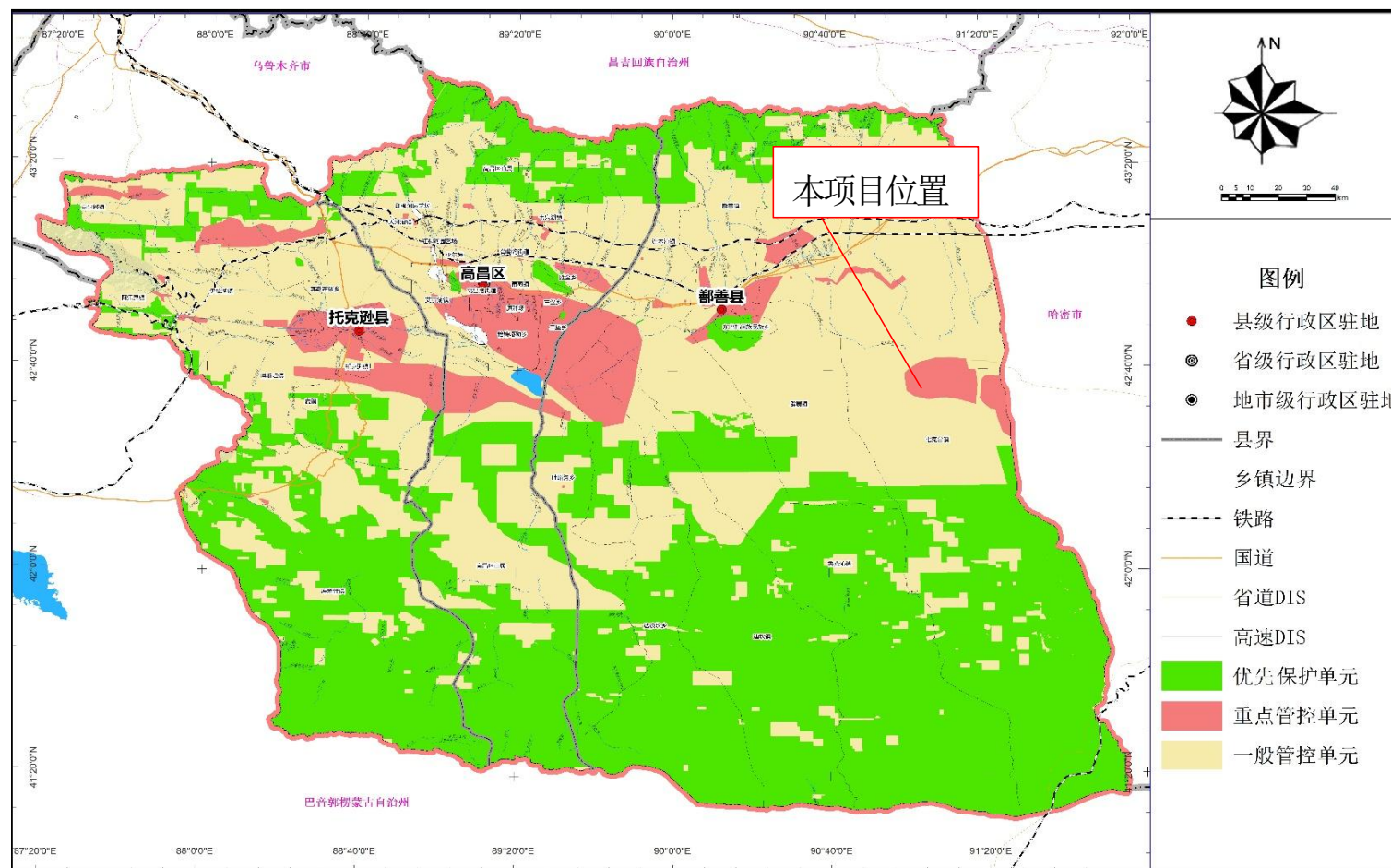


图 1.2-6 吐鲁番管控单元分类图

1.3 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》、《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》的有关规定，新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨煤炭分质分级综合利用示范项目需进行环境影响评价，且环境影响评价文件等级为环境影响报告书。

新疆泰亨能源化工有限责任公司于 2024 年 4 月 20 日委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称评价单位）承担本项目的环境影响评价工作。

接受委托后，评价单位专门成立了评价小组对厂址及评价范围进行了现场踏勘，搜集了工程及环境基础资料，对区域污染源进行了调查，收集了与项目有关的资料。通过现场调查、相关部门咨询及资料分析，结合项目排污特征及周边环境敏感点、污染源分布及相关规划情况，确定了环境影响评价工作等级。在此基础上制订了环境质量现状监测方案，委托有资质的单位对大气环境、地下水环境、土壤环境和声环境质量现状进行了现状监测，取得了环境质量现状数据。

建设单位采取了网站公示、报纸公示、现场张贴等公告方式进行环境影响评价信息公示，网上发布环境影响评价公众意见表征求公众意见，公示完成后对公众意见进行了归纳总结，编制完成了《新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨煤炭分质分级综合利用示范项目环境影响评价公众参与说明》。

评价小组依据现状数据和有关资料，结合项目特点，经过深入的调查、分析和预测，根据环境影响评价有关技术导则、规范，编制完成了《新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨煤炭分质分级综合利用示范项目环境影响报告书》（报审稿），提交建设单位，呈报新疆维吾尔自治区吐鲁番地区生态环境局组织审查。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

（1）大气环境承载力及废气排放影响

根据预测结果，本项目区域叠加预测情景下，基本污染物区域达标因子 SO_2 、 NO_2 及特征污染物 NMHC、 H_2S 、 NH_3 、苯并[a]芘的质量浓度均满足评价标准要求。 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 为区域环境空气质量超标因子，根据《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）文件，“原则同意对巴音郭楞蒙古自治州、吐鲁番市和

哈密市实施环境影响评价差别化政策，新建项目可不提供颗粒物区域削减方案”，大气环境影响评价按照《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大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590号）的相关要求开展。

本项目所在区域吐鲁番市为环境质量 $PM_{2.5}/PM_{10}$ 年均值小于 0.5 的不达标城市，吐鲁番市已发布《吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》，一级评价预测结果显示： PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 新增污染源正常排放下短期浓度贡献值最大浓度占标率 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值最大占标率 $\leq 30\%$ ，因此认为本项目颗粒物大气环境影响可接受。

（2）废水处理

本项目热解煤干馏、煤气净化、焦油氨水分离废水、荒煤气制氢脱油、压缩、净化、变换废水进入酚氨废水预处理，设计规模 $180m^3/h$ ，酚氨废水经预处理（隔油+气浮）及厌氧处理进入生化单元；生化站设计规模 $240m^3/h$ ，生活化验废水、地坪设备冲洗废水、酚氨回收产生废水全部送生化站进行生化处理，先后经一级 AO 池、二级 AO 池去除大部分有机污染物，产水进入二沉池沉降后，上清液进入深度处理单元，深度处理装置设计规模 $230m^3/h$ ，深度处理单元采用“CARB 池+中和池+臭氧接触氧化+内循环 BAF+臭氧催化氧化”工艺，深度出水进入中水回用单元，产水进入清水池进行回用，不外排，浓水进入蒸发结晶单元；蒸发结晶单元设计规模 $50m^3/h$ ，处理后各产物分类处置，最终实现全厂废水零排放。本项目地表水环境影响评价重点关注项目污水处理工艺的可行性、废水回用的可行性。

（3）环境风险

本项目建设有焦油储罐，粗酚储罐，氨水储罐、气柜，焦油、煤气属于易燃、易爆物质，焦油、粗酚、氨水毒性较强，本项目运营期涉及风险物质的泄漏及燃烧、爆炸引发的次生污染的影响程度、影响范围，风险防范措施的针对性、有可行性是本次环境影响评价重点关注的内容之一。

根据环境风险评价的结论，本项目危险物质主要为焦油、粗酚、氨水、煤气。危险单元为煤热解制洁净煤装置区、煤热解联产洁净煤装置区、酚氨回收装置区、储罐及装卸区等。本项目运行过程中存在着泄漏，火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放事故，必须严格按照有关规范标准的要求对生产装置区、储罐区等进行监控和管理。

在认真落实评价所提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可控，风险水平是可以接受的。

1.5 环境影响评价的主要结论

新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨煤炭分质分级综合利用示范项目总体规划符合产业政策、区域规划、准入条件的要求，选址可行，规模合理。项目建设遵循清洁生产的理念，符合清洁生产要求，工艺环境友好。所采取的污染防治措施技术经济可行，在切实落实本报告书中提出的各项环保措施和管理措施的前提条件下，废气、废水、噪声、固体废物均能实现达标排放和安全处置，符合达标排放和总量控制的要求。预测结果表明项目建设对周围的水环境、大气环境、声环境、土壤环境以及生态影响较小。通过采取有效的事故防范和应急措施后，可以将环境风险的发生控制在可接受水平。公众对项目的建设持支持态度。从环境保护角度讲，本项目的建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 任务依据

- (1) 环境影响评价委托书，2024 年 4 月 20 日；
- (2) 《新疆鄯善绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）环境影响报告书》审查意见，新环函〔2014〕2 号；
- (3) 《新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨年低阶煤热解综合利用项目可行性研究报告》。

2.1.2 国家环境保护法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法（修订）》，2015.1.1；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法（修订）》，2018.12.29；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法（修正）》，2018.1.1；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法（修正）》，2018.10.26；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022.6.5；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1；
- (7) 《中华人民共和国循环经济促进法（修正）》，2018.10.26；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法（修订）》，2012.2.29；
- (9) 《中华人民共和国节约能源法（修正）》，2018.10.26。
- (10) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020.9.1。

2.1.3 国家有关部门规章

- (1) 《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》，2018.6.16；
- (2) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》（国发〔2005〕39 号），2005.12.3；
- (3) 《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；
- (4) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号），2015.4.2；
- (5) 《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），

2016.5.28;

(6) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》;

(7) 《关于印发<全国地下水污染防治规划(2011-2020 年)>的通知》(环发〔2011〕128 号), 2011.10.28;

(8) 《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), 2012.7.3;

(9) 《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), 2012.8.7;

(10) 《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环保部公告 2013 年第 31 号), 2013.5.24;

(11) 《环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策》(环保部公告 2013 年第 59 号), 2013.9.13;

(12) 《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)>的通知》(环发〔2013〕103 号), 2013.11.14;

(13) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办〔2014〕30 号), 2014.3.25;

(14) 《关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知》(环发〔2014〕197 号), 2014.12.31;

(15) 《企业事业单位环境信息公开办法》(部令第 31 号), 2015.1.1;

(16) 《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), 2015.1.8;

(17) 《关于印发<现代煤化工准入条件(试行)>的通知》(环办〔2015〕111 号), 2015.12.22;

(18) 《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;

(19) 《国家危险废物名录》(2021 年版)(生态环境部部令第 15 号);

(20) 《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》(环评〔2016〕150 号), 2016.10.27;

- (21) 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；
- (22) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017.11.14；
- (23) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令部令第 3 号），2018.8.1；
- (24) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）（生态环境部令第 16 号），2020.11.30；
- (25) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号），2018.7.16；
- (26) 《关于印发工业炉窑大气污染综合治理方案的通知》（环大气〔2019〕56 号），2019.7.1；
- (27) 《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），2019.6.26；
- (28) 《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》（部令第 11 号），2019.12.20；
- (29) 《关于印发<2020 年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》（环大气〔2020〕30 号），2020.6.30；
- (30) 关于《加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45 号）；
- (31) 《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的指导意见（试行）》（环环评〔2021〕108 号）；
- (32) 国家发展改革委等部门关于发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》的通知（发改产业〔2021〕1609 号）；
- (33) 《环境保护综合名录（2021 年版）》（环办综合函〔2021〕495 号）；
- (34) 《2021-2022 年秋冬季大气污染综合治理攻坚方案》（环大气〔2021〕104 号）；
- (35) 《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》（环综合〔2021〕4 号）；
- (36) 《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》（环办环

评函〔2021〕346号）；

（37）《地下水污染防治实施方案》（环土壤〔2019〕25号）；

（38）《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》（国发〔2021〕23号）；

（39）《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）。

2.1.4 地方法律法规

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》，新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第二十五次会议，2018.09.21修订；

（2）《新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法》，新疆维吾尔自治区人民政府令第163号公布，自2010年05月01日起施行；

（3）《关于印发新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》（新政办发〔2007〕105），2007.06.06；

（4）《新疆维吾尔自治区水污染防治行动计划工作方案》（新政发〔2016〕21号），2016.1.29；

（5）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治行动计划工作方案》（新政发〔2017〕25号），2017.3.7；

（6）《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，2000.10.31；

（7）《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》（新疆环保厅公告2016年第45号）；

（8）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》2024.6.9；

（9）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，2018.9.29；

（10）《新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法》，2010.5.1；

（11）关于印发《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）；

（12）《新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划》；

(13) 《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》。

2.1.5 相关规划

- (1) 《新疆环境功能区划》；
- (2) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（自治区发展和改革委员会，2012年10月印发）；
- (3) 《新疆生态功能区划》（2006年8月）；
- (4) 《新疆水环境功能区划》（新疆维吾尔自治区人民政府，新政函[2002]194号文，2002年11月16日印发）。

2.1.6 技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）；
- (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环境》（HJ19-2022）；
- (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) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》；
- (10) 《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；
- (11) 《化学品分类和标签规范第18部分：急性毒性》（GB30000.18-2013）；
- (12) 《化学品分类和标签规范第28部分：对水生环境的危害》（GB30000.28-2013）；
- (13) 《化工建设项目环境保护设计规范》（GB50483-2009）；
- (14) 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T5034-2013）；
- (15) 《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）；
- (16) 《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ664-2013）；
- (17) 《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）；
- (18) 《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）；
- (19) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；

- (20) 《排污单位自行监测技术指南钢铁工业及炼焦化学工业》（HJ878-2017）；
- (21) 《污染源源强核算技术指南炼焦化学工业》（HJ 981-2018）；
- (22) 《焦化废水治理工程技术规范》（HJ2022-2012）；
- (23) 《焦化行业挥发性有机物治理实用手册 2020》；
- (24) 《炼焦化学工业污染防治可行技术指南》（HJ2306-2018）；
- (25) 《钢铁/焦化建设项目环境影响评价文件审批原则》；
- (26) 《排污许可证申请与核发技术规范炼焦化学工业》（HJ981-2018）。

2.1.7 项目相关资料

- (1) 立项文件；
- (2) 华陆工程科技有限责任公司 《新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨年低阶煤热解综合利用项目可行性研究报告》；
- (3) 《新疆鄯善绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）环境影响报告书》；
- (4) 《新疆鄯善绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）》。

2.2 评价因子与评价标准

2.2.1 环境影响因素识别与评价因子识别

2.2.1.1 环境影响因素识别

根据项目所在区域的环境特征及其在建设期、运营期和服务期满后直接和间接行为，结合所在区域发展规划、环境保护规划、环境功能区划、生态功能区划及环境现状，分析可能受上述行为影响的环境影响因素，确定建设项目在不同阶段的各种行为，与可能受影响的环境要素间的作用效应关系、影响性质、影响范围和影响程度。采用矩阵法识别项目对环境可能产生的影响，并结合当地环境质量状况筛选确定出主要评价因子。环境影响因素识别结果见表 2.2-1。

表 2.2-1 环境影响因素识别矩阵一览表

时段	行为类型	环境要素							
		大气环境	地表水环境	地下水环境	土壤环境	声环境	植物	动物	土地利用
建设期	场地清理	-2S↑			-1S↑	-1S↑			-1L↑
	物料运输	-2S↑							
	施工建设	-1S↑	-1S↑	-1S↑		-2S↑	-1S↑	-1S↑	-1S↑
运营	废气排放	-3L↑			-3L↓				

行 期	废水排放		-1L↓	-3L↓	-3L↓				
	固废产生				-2L↓				
	噪声排放					-1L↓			
	危险物质使用	-3S↑	-2S↓	-3S↓	-1S↓				
服 务 期 满 后	旧设备拆除	+1L↑	+1L↑	+1L↑	+1L↑	+1L↑			
	绿化	+3L↑	+3L↑	+3L↑	+3L↑	+3L↑			
	技术改造	+1L↑	+1L↑	+1L↑	+1L↑	+1L↑			
	改扩建	-1L↓	-1L↓	-1L↓	-1L↓				

注：表中一、+分别表示不利和有利影响；S、L 分别表示短期和长期影响；↑↓分别表示可逆和不可逆影响；1、2、3 依次为影响程度，数字越大影响越大

2.2.1.2 区域环境制约因素

通过本地区自然环境和社会环境的调查，根据当地环境功能区划的要求和近期环境质量现状监测资料的分析，并结合本项目的排污特点，提出该区域环境制约因素的分析，见表 2.2-2。

表 2.2-2 区域环境制约因素

自然环境因素	对项目制约程度	社会环境因素	对项目制约程度
环境空气质量	2	交通运输	0
地表水环境	1	供水环境	0
地下水环境	2	农业环境	0
声环境	1	美学环境	1
土壤环境	2	劳力资源	0
自然生态	1	市场销售	0

注：0 表示环境对项目基本没有制约；1 表示环境对项目制约程度较小；2 表示环境对项目有一定程度的制约

2.2.1.3 评价因子

评价因子筛选主要依据两个方面：本项目在运营中各污染物的排放情况和环境对污染物的承载能力。根据环境质量标准以及当地的环境质量状况，确定并筛选出建设工程的主要评价因子，具体见表 2.2-3。

表 2.2-3 项目评价因子一览表

要素	项目	评价因子
环境 空气	现状评价因子	TSP、SO ₂ 、PM ₁₀ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、H ₂ S、NH ₃ 、HCN、BaP、酚类、挥发性有机物、汞及苯
	预测因子	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、H ₂ S、NH ₃ 、酚类、HCN、BaP、NMHC、汞
地表 水	现状评价因子	PH、COD、BOD ₅ 、氨氮、挥发酚、氰化物、硫化物、石油类、汞
地下 水	现状评价因子	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氟化物、总硬度、氰化物、挥发性酚类、铬（六价）、耗氧量、氯化物、溶解性固体、铅、镉、铁、锰、As、Hg、硫化物、菌落总数、总大肠菌群、石油类

		同时检测分析样品中 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，并记录水温、开采的含水层、井深、水位。
	预测因子	挥发酚、石油类
声环境	现状评价因子	等效连续 A 声级
	预测因子	厂界噪声
固体废物	影响分析	各种废液、废吸附剂、废活性炭、催化剂、蒸发结晶盐、废机油等危险废物以及收尘器粉尘、锅炉及气化炉灰渣、废干燥剂等一般工业固体废物和生活垃圾
环境风险	预测因子	LNG、LPG、液氨、液氯、制冷剂、煤气
土壤环境	现状评价因子	pH、砷、镉、铬、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、锌、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、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、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]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a, h]蒎、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘、氰化物、石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）
	预测因子	苯并[a]芘、石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）

2.2.2 环境功能区划

环境功能区划按照园区规划环评中确定的功能区划执行，具体如下：

1、环境空气质量功能区划

本项目位于新疆鄯善绿色能源化工产业示范区，评价范围主要为工业区，依据 GB3095-2012 的规定：工业区所在区域属于环境空气功能二类区。

2、地表水水环境功能区划

厂址西北侧 74km 地表水体为柯柯亚河，为 II 类水体，现状使用功能以农业灌溉用水。

3、地下水环境功能区划

地下水功能为生活饮用水及工、农业用水，以人体健康基准为依据，根据 GB/T14848-2017 中地下水质量分类规定，评价区地下水质量类别为 III 类。

4、声环境功能区划

声环境功能区属《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类声环境功能区。

2.2.3 评价标准

2.2.3.1 环境质量标准

1、环境空气：执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；非甲烷总烃、酚类参照《大气污染物综合排放标准详解》；氨、硫化氢、苯执行《环境影响评

价技术导则大气环境》附录 D。

2、地表水：项目评价范围内无地表水体，因此不对该部分内容进行评价。

3、地下水：执行《地下水质量标准》（GB/T14848 - 2017）中Ⅲ类标准

4、声环境：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准。

5、土壤环境：建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准评价标准值。土壤酸化、碱化执行《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 D.2 的分级标准，具体见表 2.2-8。

表 2.2-4 环境空气质量标准(GB3095-2012)

序号	评价因子	平均时段	标准值	单位	标准来源
1	TSP	年平均	200	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)
		24 小时平均	300	μg/m ³	
2	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	
		24 小时平均	150	μg/m ³	
3	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	
		24 小时平均	75	μg/m ³	
4	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	
		24 小时平均	150	μg/m ³	
		1 小时平均	500	μg/m ³	
5	NO ₂	年平均	40	μg/m ³	
		24 小时平均	80	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
7	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10	mg/m ³	
8	BaP	年平均	0.001	μg/m ³	
		24 小时平均	0.0025	μg/m ³	
9	汞	年平均	0.05	μg/m ³	HJ2.2-2018 表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考值
10	硫化氢	1h 平均	10	μg/m ³	
11	氨	1h 平均	200	μg/m ³	
12	苯	1h 平均	110	μg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》推荐值
13	非甲烷总烃	1h 平均	2.0	mg/m ³	
14	酚类	1h 平均	0.02	mg/m ³	

表 2.2-5 地下水质量标准(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准

序号	污染物名称	标准值 mg/L	序号	污染物名称	标准值 mg/L
1	pH（无量纲）	6.5-8.5	15	菌落总数（CUF/mL）	≤100
2	总硬度	≤450	16	锌	≤1
3	氯化物	≤250	17	汞	≤0.001

4	氟化物	≤1.0	18	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	19	镉	≤0.005
6	溶解性总固体	≤1000	20	钠	≤200
7	挥发酚	≤0.002	21	铜	≤1
8	六价铬	≤0.05	22	铅	≤0.01
9	氰化物	≤0.05	23	铁	≤0.3
10	硫酸盐	≤250	24	锰	≤0.1
11	耗氧量	≤3.0	25	硫化物	≤0.02
12	亚硝酸盐氮	≤1	26	苯并[a]芘 (μg/L)	≤0.01
13	硝酸盐氮	≤20.0	27	石油类	≤0.05
14	总大肠菌群 (CFUC/100ml)	≤3.0			

表 2.2-6 声环境质量标准 (GB3096-2008)

类别	昼间 dB (A)	夜间 dB (A)	适用区域
3	65	55	工业场地、镇区

表 2.2-7 土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (GB36600-2018)

序号	项目	第一类用地筛选值	第二类用地筛选值	单位
1	重金属	六价铬	3.0	mg/kg
2		砷	20	mg/kg
3		镉	20	mg/kg
4		铜	2000	mg/kg
5		铅	400	mg/kg
6		汞	8	mg/kg
7		镍	150	mg/kg
8	挥发性有机物	四氯化碳	0.9	mg/kg
9		氯仿	0.3	mg/kg
10		氯甲烷	12	mg/kg
11		1,1-二氯乙烷	3	mg/kg
12		1,2-二氯乙烷	0.52	mg/kg
13		1,1-二氯乙烯	12	mg/kg
14		顺-1,2-二氯乙烯	66	mg/kg
15		反-1,2-二氯乙烯	10	mg/kg
16		二氯甲烷	94	mg/kg
17		1,2-二氯丙烷	1	mg/kg
18		1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	mg/kg
19		1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	mg/kg
20		四氯乙烯	11	mg/kg
21		1,1,1-三氯乙烷	701	mg/kg
22		1,1,2-三氯乙烷	0.6	mg/kg
23		三氯乙烯	0.7	mg/kg
24		1,2,3-三氯丙烷	0.05	mg/kg
25		氯乙烯	0.12	mg/kg
26		苯	1	mg/kg
27		氯苯	68	mg/kg

序号	项目	第一类用地筛选值	第二类用地筛选值	单位
28	半挥发性有机物	1,2-二氯苯	560	mg/kg
29		1,4-二氯苯	5.6	mg/kg
30		乙苯	7.2	mg/kg
31		苯乙烯	1290	mg/kg
32		甲苯	1200	mg/kg
33		间二甲苯+对二甲苯	163	mg/kg
34		邻二甲苯	222	mg/kg
35		硝基苯	34	mg/kg
36	半挥发性有机物	苯胺	92	mg/kg
37		2-氯苯酚	250	mg/kg
38		苯并[a]蒽	5.5	mg/kg
39		苯并[α]芘	0.55	mg/kg
40		苯并[b]荧蒽	5.5	mg/kg
41		苯并[k]荧蒽	55	mg/kg
42		蒽	490	mg/kg
43		二苯并[a,h]蒽	0.55	mg/kg
44		茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	mg/kg
45		萘	25	mg/kg
46	特征污染物	石油烃（C10-C40）	826	mg/kg
47		钒	752	mg/kg
48		氰化物	135	mg/kg

表 2.2-8 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化、碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整

2.2.3.2 污染物排放标准

1、废气

锅炉大气污染物排放：烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 燃煤锅炉污染物排放控制限值，热解生产线污染物排放执行《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》附表 1 焦炉各污染物排放限值；脱硫装置污染物执行《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171-2012）表 5 排放限值；污水处理站 H₂S、NH₃ 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 2 排放限值。厂区内任意一次 NMHC 执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》

(GB3782-2019)。

表 2.2-9 大气污染物排放标准

类别	污染物	浓度（mg/m³）	标准来源
有组织源			
卸煤间	颗粒物	10	《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》
煤进场输送			
气化备煤			
热解备煤			
罐区	NH ₃	30	《炼焦化学工业污染物排放标准》 （GB16171-2012）表 5 限值
	NMHC	80	
脱硫再生塔排空气	H ₂ S	3	
热风炉烟气	颗粒物	10	《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》
	SO ₂	30	
	NO _x	150	
干燥烟气	颗粒物	10	
	SO ₂	30	
	NO _x	150	
锅炉烟气	颗粒物	30	《火电厂大气污染物排放标准》 （GB13223-2011）
	SO ₂	100	
	NO _x	100	
	汞及其化合物	0.03	
提质煤输送	颗粒物	10	《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》
提质煤筛分	颗粒物	10	
提质煤装车	颗粒物	10	
输煤系统含尘气	颗粒物	10	《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》
清灰装置含尘气	颗粒物	10	
无组织源			
储煤场逸散粉尘	颗粒物	1.0	《炼焦化学工业污染物排放标准》 （GB16171-2012）表 7 限值
气化逸散煤气	H ₂ S	0.01	
	CO	/	
热解逸散煤气	CO	/	《炼焦化学工业污染物排放标准》 （GB16171-2012）表 7 限值 非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297- 1996
	H ₂ S	0.01	
	NH ₃	0.2	
	BaP	0.00001	
	非甲烷总烃	4.0	
热解油气冷凝及焦油缓冲罐	H ₂ S	0.01	
	NH ₃	0.2	
	酚类	0.02	
	HCN	0.024	
	BaP	0.00001	
	非甲烷总烃	4.0	
提质煤场逸散粉尘	颗粒物	1.0	
硫回收无组织	H ₂ S	0.01	
氨储罐无组织	NH ₃	0.2	
污水处理站	H ₂ S	0.01	
	NH ₃	0.2	

2、废水

本项目产生的废水全部回用不外排。回用水池的水需满足《城市污水再生利用-工

业用水水质》（GB/T19923-2024）水质指标要求进行回用。具体指标值见表 2.2-10。

表 2.2-10 回用水水质标准

水质指标	间接开式循环冷却水补充水、锅炉补给水、工艺用水、产品用水	直接冷却水、洗涤用水
PH	6.0-9.0	
浊度	5	-
色度	20	
BOD5(mg/L)	10	
CODcr(mg/L)	50	
氨氮(mg/L)	5	
总氮(mg/L)	15	
总磷(mg/L)	0.5	
阴离子表面活性剂(mg/L)	0.5	
石油类(mg/L)	1.0	
总碱度(mg/L)	350	
总硬度(mg/L)	450	
溶解性总固体(mg/L)	1000	1500
氯化物(mg/L)	250	400
硫酸盐(mg/L)	250	600
铁(mg/L)	0.3	0.5
锰(mg/L)	0.1	0.2
二氧化硅(mg/L)	30	50
粪大肠菌群(个/L)	1000	
余氯(mg/L)	0.1-0.2	
氟化物	2.0	-
硫化物	1.0	-

3、噪声：施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准。

表 2.2-11 建设期场界环境噪声排放标准限值单位：dB（A）

噪声限值	
昼间	夜间
70	55

表 2.2-12 运营期厂界环境噪声排放标准限值单位：dB（A）

类别	标准值	
	昼间	夜间
3 类	65	55

4、固体废物：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）中有关规定；危险废物的暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。

2.3 评价等级与评价范围

2.3.1 评价等级

1、大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2. 2-2018），采用推荐的估算模型 AERSCREEN 对本项目的评价等级和评价范围进行判定。

根据项目污染源正常排放的主要污染源及排放参数，分别计算各污染源的最大环境影响。根据主要污染物的最大地面空气质量浓度占标 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 定义见下式：

$$P_i=\frac{C_i}{C_{0i}}\times100\%$$

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 ——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；
 C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

取 P_i 值中最大者 $P_{\max}$ ，评价等级按表 2. 3-1 进行判别。

表 2.3-1 评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分判据
一级评价	$P_{\max}\geq10\%$
二级评价	$1\%\leq P_{\max}<10\%$
三级评价	$P_{\max}<1\%$

估算模型采用主要参数设置：

- （1）城市/农村选项：本项目位于规划工业园区，但周边开发程度较低，周边 3km 范围内仍以戈壁荒漠为主，因此该选项设为农村；
- （2）最高、最低环境温度：采用托克逊气象站近 20 年（2003~2023 年）气象观测资料统计结果；
- （3）土地利用类型：根据区域土地利用类型现状，周边 3km 范围以戈壁荒漠为主。
- （4）区域湿度条件：区域湿度条件为干旱。
- （5）其它参数：项目考虑地形，采用 SRTM 数据，分辨率为 90m；区域无大型水体，不考虑岸线熏烟。

估算模型采用主要参数选取见表 2.3-2。

表 2.3-2 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/°C		48.8
最低环境温度/°C		-20.4
土地利用类型		戈壁荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
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°	-

估算模型预测结果见表 2.3-3。

根据估算模式计算结果，有多个大气污染源的最大浓度占标率>10%，因此确定本项目大气评价等级为一级评价。

2、地表水环境

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），通过工程分析可知，本项目的排水系统分为生产污水排水系统、生活污水排水系统、生产清净废水系统。其中，生产废水、生活污水经收集后送污水处理站处理后全部回用；污水厂出水进入回用水系统全部回用不外排。本项目地表水评价等级为三级 B。

表 2.3-3 各污染物最大落地点浓度占标率

类型	序号	污染源名称	SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	H ₂ S	NH ₃	NMHC	苯并芘	CO	汞	酚	HCN
有组织排放	G1-1	卸煤司	/	/	3.72	/	/	/	/	/	/	/	/
	G1-2	煤进场输送	/	/	5.81	/	/	/	/	/	/	/	/
	G2-1	气化备煤	/	/	0.48	/	/	/	/	/	/	/	/
	G2-3	硫回收再生塔排空气	/	/	/	0.66	/	/	/	/	/	/	/
	G3-1	热解备煤	/	/	1.77	/	/	/	/	/	/	/	/
			/	/	1.35	/	/	/	/	/	/	/	/
	G3-2	热风炉烟气	0.56	11.66	0.8	/	/	/	/	/	/	/	/
	G3-3	干燥烟气	0.53	8.07	1.00	/	/	/	/	/	/	/	/
	G3-6	提质煤输送	/	/	1.06	/	/	/	/	/	/	/	/
			/	/	0.73	/	/	/	/	/	/	/	/
	G3-8	提质煤筛分	/	/	2.20	/	/	/	/	/	/	/	/
	G3-9	提质煤装车	/	/	1.14	/	/	/	/	/	/	/	/
	G6-1	锅炉烟气	2.33	10.45	0.82	/	2.65	/	/	/	0.20	0.20	0.20
	G6-2	锅炉输煤系统	/	/	0.39	/	/	/	/	/	/	/	/
	G6-3	锅炉及附属设施除尘系统	/	/	0.15	/	/	/	/	/	/	/	/
无组织排放	G6-5	硫酸铵干燥废气	/	/	0.54	/	1.22	/	/	/	/	/	/
	G1-3	储煤场逸散粉尘	/	/	15.27	/	/	/	/	/	/	/	/
	G2-2	气化逸散废气	/	/	/	3.88	/	/	/	1.44	/	/	/
	G3-4	热解逸散废气	/	/	/	3.88	0.05	1.94	32.34	0.32	/	/	/
	G3-5	焦油罐区	/	/	/	1.67	0.04	1.15	8.89	/	/	0.33	0.11
	G3-7	新型无烟煤场逸散粉尘	/	/	12.86	/	/	/	/	/	/	/	/
	G5-2	硫回收逸散	/	/	/	4.00	/	/	/	/	/	/	/
	G6-6	氨储罐区	/	/	/	/	7.91	/	/	/	/	/	/
	各源最大值		2.33	10.45	15.27	4.00	7.91	1.94	32.34	1.44	0.20	0.33	0.11

3、地下水环境

(1) 地下水环境敏感程度

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级。分级原则见表 2.3-4。

表 2.3-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征	本项目情况
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	本项目地下水评价范围内无集中式饮用水水源地、分散式饮用水水源地及其他地下水敏感区，本项目地下水环境敏感程度为不敏感
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源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区	
不敏感	上述地区之外的其它地区	

(2) 项目类别

本项目为低阶煤分质综合利用，属于《国民经济行业分类》（GB/T4754—2017）的其他煤炭加工行业，与《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 地下水环境影响评价行业分类表中的“L 石化、化工，87、焦化、电石”相近。因此，确定本项目所属的地下水环境影响评价项目类别为 I 类。

(3) 评价工作等级划分

评价工作等级划分依据见表 2.3-5。

表 2.3-5 评价工作等级分级表

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

本项目属于I类建设项目，本项目地下水评价范围内无集中式饮用水水源地、分散式饮用水水源地及其他地下水敏感区，因此厂址地下水环境敏感程度为不敏感。因此，确定本项目地下水环境评价等级为二级。

(4)生态影响

依据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中评价等级的确定依据，

本项目工程总占地面积 67.0038hm²，工程建设影响范围小于 20km²。地表水评价等级为三级 B。根据资料收集及现场调查，项目影响区域内国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、天然林、公益林、湿地等生态保护红线。综上，本项目生态影响评价等级为三级。

(5)声环境

按照《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价工作等级划分依据，本项目所在地的声环境功能区涉及《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 3 类区域；厂界外 200m 范围内无声环境敏感目标，故不涉及项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量问题。因此，本项目声环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.3-6 环境噪声影响评价工作等级

判别依据	声环境功能区	项目建设前后敏感目标噪声级的变化程度	受噪声影响范围内的人口
一级评价判定依据	0 类区	增高量>5dB(A)	显著增多
二级评价标准判据	1 类区、2 类区	3dB(A)≤增高量≤5dB(A)	增加较多
三级评价标准判据	3 类区、4 类区	增高量<3dB(A)	变化不大
本工程	3 类区	200m 范围内无敏感目标	变化不大
评价等级	三级		

(6)土壤环境

本项目土壤环境影响类型为污染影响型；项目类别为 I 类（石油、化工）；项目占地规模为大型（≥50hm²）；项目周边不存在耕地、村庄等敏感目标，则本项目土壤环境敏感程度为不敏感。综上，判定本项目土壤环境影响评价工作等级为一级。评价工作等级判定过程见表 2.3-7。

表 2.3-7 污染影响型评价工作等级判定

项目类别	I 类
占地规模	本项目永久占地 73.87hm ² ，占地规模为大型（占地≥50hm ² ）
敏感程度	不敏感
工作等级判定	判定结果：一级评价

(7)环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则（HJ169-2018）》的判级规定，本项目首先分别判断大气、地表水、地下水环境风险潜势，本项目环境风险潜势综合等级取各

要素等级的相对高值。然后按照规定的环境风险评价的工作等级划分原则给出了本项目的环境风险评价等级。

表 2.3-8 各要素环境风险潜势表

环境要素	环境敏感程度	各要素环境风险潜势	环境风险潜势综合等级
大气	E2	IV	IV
地表水	E3	III	
地下水	E3	III	

表 2.3-9 环境风险评价工作等级划分原则

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

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

根据表 2.3-9，本项目大气环境风险评价等级为一级、地下水环境风险评价等级为二级，地表水风险评价等级为二级，最终确定本项目风险评价工作等级为一级。

2.3.2 评价范围

1、环境空气

根据估算模式计算结果，热解装置污染物 BaP 的出现 $D_{10\%}$ 距离最远，为 25km，因此，确定本项目的大气环境评价范围为以锅炉烟囱为中心，边长 25km 的矩形区域。

2、地表水环境

本项目自建污水处理站，废水经处理后不外排，主要分析废水不外排的保证性。

3、地下水环境

根据 HJ610-2016，结合本项目所在区域的地质条件、水文地质条件、地形地貌特征和地下水保护目标，并考虑项目所在区域地下水流向自西向东，考虑厂区上游地下水背景区，项目建设区，项目建设区下游地下水可能被影响的区域，项目采用自定义法，地下水调查评价范围为:项目厂址上游 1km，下游 3km，两侧外延 1km。

4、声环境

厂址厂界向外 200m 为评价范围。

5、生态环境

根据本项目对各生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定，生态影响评价范围为厂址及厂界外 300m 为评价范围。

6、固体废物

固体废物影响评价重点分析固体废物处置措施可行性。

7、土壤环境

本项目属于土壤环境污染影响型，土壤评价为一级，参照 HJ964-2018 表 5 确定评价范围为厂区及厂界外 1.0km。

8、环境风险

本项目大气环境风险评价等级为一级，大气环境风险评价范围确定为项目边界外 5km 区域。

地下水环境风险评价等级为二级，评价范围：厂址上游 1000m，下游 3000m 处，左右两侧分别往外延伸 1000m，由此确定地下水环境影响评价范围面积 8km²。

地表水环境风险主要分析废水不外排的保证性。

2.4 环境保护目标

本项目四周为戈壁荒地，厂址范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、集中供水水源地保护区、居民区等特殊环境敏感区。距项目最近的村庄为西北方向 43km 处的南湖村，项目所在园区周边 30km 范围无地下水井，距离最近的地下水井为厂址北侧约 35km 四十里土墩肉孜苏布坎儿孜，均不在本次地下水评价范围内。

本次评价确定的环境保护目标见表 2.4-1，**环境保护目标分布图见图 2.4-1。**

表 2.4-1 环境保护目标分布

环境要素	环境敏感目标	与厂址相对位置	保护要求
环境空气	无	半径 25km 范围内无居民区	满足《环境空气质量标准》二级（含修改单）GB3095-1996 标准中二类功能区要求
地下水	区域浅层地下水	-	满足《地下水质量标准》GB/T14848-93III类水质要求
声环境	厂界外 200m 范围	厂址周边 200m 范围-	《声环境质量标准》GB3096-2008 3 类区标准要求
生态环境	-	-	生态环境不恶化，不加剧水土流失
土壤环境	-	-	土壤环境不恶化

图 2.4-1 环境保护目标分布图（地表水、地下水、生态、声）

图 2.4-1 环境保护目标分布图（大气）

3 建设项目工程概况

3.1 基本情况

项目名称:新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨/年低阶煤热解综合利用项目

建设单位:新疆泰亨能源化工有限责任公司

建设地点:新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县绿色能源化工产业示范区中部, 鄯善县 Z486 公路以南约 11.5km, 新疆硝石钾肥有限公司厂区以西约 16km 处, 厂址由 A、B、C、D 四个拐点坐标构成。厂区四至坐标:

A: x=4731741.038; Y=30577839.249; B: x=4731743.812; Y=30579179.47

C: x=4731243.866; Y=30579179.658; D: x=4731244.422; Y=30577838.973

占地面积: 670038m²

项目投资: 项目总投资 979617.31 万元, 其中环保投资 35064 万元, 占总投资的 12.2%

建设性质: 新建

劳动定员: 本项目劳动定员 580 人

工作制度: 年操作时间 8000 小时, 生产制度执行四班三运转制

建设周期: 本项目建设周期预计为 18 个月, 从 2024 年 10 月开始实施, 到 2026 年 4 月结束。

3.2 工程组成

本项目主要建设 1000 万吨/年低阶粉煤热解装置, 36.1 万吨/年液化天然气 LNG 生产装置, 配套建设 12 万 Nm³/h 煤气发生单元。建设原料、燃料煤封闭条形料场及备煤设施, 产品新型无烟煤转运输送及封闭条形储存场, 热解煤气、气化煤气储存设施, 液化天然气及液化煤气储运设施, 以及煤焦油及焦油渣储运设施等。建设机修、空压与空分、中控、办公等辅助工程及给排水、供电、供热、消防等公用工程。项目的基本组成具体见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成一览表

项目组成			主要建设内容
类别	名称		
主体工程	煤粉热解		建设粉煤处理规模为1000 万吨/年的热解生产线(9×100 万吨/年,其中 1 条线备用)。包括干燥系统(内直热式回转干燥炉)、热解系统(外热式回转低温连续热解炉)、提质煤煤冷却(间接回转冷却炉)增湿系统、油气分离系统、热风炉系统各 9 套。
	液化天然气 LNG 生产		新建 36.1 万吨/年粉煤热解煤气制 LNG 及 14.6 万 t/a LPG 生产线。包含压缩、除油、水洗、预处理、二次升压、有机硫水解、脱汞、MDEA 脱酸、干燥、纯化、液化分离、BOG 回收工序。
	煤气发生	气化	新建粉煤气化生产线,产粗煤气 120000Nm³/h。采用恩德气化炉流化床纯氧气化技术,设置 4 台气化炉,3 用一备。
		净化	采用袋式除尘、PDS 湿法脱硫工艺;设置 3 台袋式除尘器,1 个干式 2 万 Nm³ 气柜,2 台脱硫塔。
辅助工程	办公宿舍		项目新建原料及产品车间综合楼,生产车间综合楼,动力车间综合楼,倒班宿舍各 1 栋;单身公寓 1 栋用于单身住宿、餐厅等。
	空压站		本项目建成后全厂正常氮气需要量为 5600m³/h,煤气化需要氧气 48000m³/h。项 目 建 设 一 套 空 分 装 置 , 建 设 规模:氧气 48000m³/h 及氮气 6000m³/h,空分装置拟采用全低压分子筛净化吸附、空气透平增压膨胀机制冷流程工艺。
	中控室		全厂设置一个防爆中控室
	化验楼		全厂设置一座化验楼,共 3 层布置
	维修楼		全厂设置一座维修楼,共 2 层布置
储运工程	原料煤贮存		建设 2 座 61m×147.5m 条形煤场,设置防风抑尘网,占地面积为 17995m²。配套建设喷雾洒水抑尘装置和洗车设施
	提质煤贮存		建设 1 座 61m×147.5m 条形煤场,设置防风抑尘网,占地面积为 8997.5m²。配套建设喷雾洒水抑尘装置和洗车设施
	气柜		建设 1 座 20000m³ 干式气柜,压力 0.005MPa。
	储运罐区		建设 2 台 10000m³ 焦油储罐、2 台 5000m³ LPG 球罐、2 台 10000m³ LNG 储罐、1 台 650m³ 液氨储罐、1 台 500m³ 粗酚储罐
	装卸区		焦油储罐区设置 3 台装车鹤管,LPG 储罐配套 2 台装车鹤管,LNG 配套设置 4 台装车鹤管,液氨储罐配套 1 台装车鹤管,粗粉储罐配套 1 台装车鹤管。
	运输工程		提质煤及原料煤近期拟采用新能源汽车为运输工具,采用集装箱运输的方式完成公路短驳,远期待园区铁路物料运输系统完成后,利用园区铁路物料完成运输;焦油采用新能源汽车运输。
公用工程	给水	新鲜水	本项目新鲜水消耗量为 515.82m³/h , 由工业园区统一供水。
		脱盐水	项目正常工况脱盐水用量 686m³/h,建设 3×300m³/h 脱盐水处理站(考虑开车工况脱盐水用量)。
	循环水系统		本项目循环水系统设计规模 35000m³/h,设置玻璃钢风冷塔 24 座,玻璃钢湿冷塔 20 座。
	排水系统		新建生产废水及初期雨水、生活污水、清净下水、雨水排水系统

项目组成			主要建设内容		
	火炬系统		设置 1 套约 120m 高的高架火炬系统		
	供电系统		本项目年耗电量为 $7.75\times 10^8\text{KWh}$ ，新建一座 110KV 总变电站，设两台 110/35kV 变压器，另设 3 座 35kV 变配电所及 2 座 10kV 变配电所，电源由园区 220kV 变电站供给。		
	供热及动力系统		项目蒸汽需求 506t/h 热力站设置 3 台 280t/h 高温高压煤粉锅炉，副产 9.8MPa、540℃中压蒸汽（两用 1 备）		
	消防		新建一级普通消防站一座，消防总用水量不小于 780L/s，配备消防车辆 7 台。1 座生产及消防水池（总有效容积为 30000m³，单池的有效容积为 15000m³）。在界区内设置环状消防给水管网，并设消防水炮、室外消火栓（配消防栓箱）和消防喷淋系统。		
环保工程	废气污染防治设施	原料煤棚	原料煤采用全封闭式煤棚，内设喷雾抑尘装置；出入口设置车辆冲洗设施及冲洗水沉淀池，冲洗水经沉淀后应循环使用		
		原料煤卸料、备煤、输煤、筛分	原料煤各转运站均设置集尘罩，收集后的气体经袋式除尘装置进行除尘		
		提质煤棚	采用全封闭洁净煤棚，内设喷雾抑尘装置		
		气化、热解等无组织逸散	控制负压，连续加煤，炉体 密封		
		干燥烟气	采用热风炉烟气，布袋除尘		
		热风炉烟气	燃用净化脱硫后煤气，采用低氮燃烧技术		
		硫回收焚烧尾气	送锅炉烟气处理系统进行处理		
		锅炉烟气	低氮燃烧+SCR 脱硝、布袋除尘器、湿法脱硫、湿电除尘技术进行处理		
	废水处理设施		项目设置一座污水处理站、处理规模 240m³/h；一座回用水站、处理规模 500m³/h；高浓盐水处理站、其中浓缩处理单元规模 120m³/h、蒸发结晶单元规模 50m³/h。		
	固废处理设施	一般工业固废	煤矸石	送附近煤矿井下回填用	
			原料煤除尘灰	作为建材外售	
			制氢废 VPSA 吸附剂	厂家回收利用	
			空压站空气过滤杂质	厂家回收利用	
			空压站废分子筛	厂家回收利用	
		危险废物	焦油渣	外售	
			废树脂	有资质单位回收处置	
			废活性炭		
蒸发结晶杂盐					
烟气脱硫渣			混盐在为危废暂存间进行贮存，暂按危废进行管理，待项目投运后进行属性鉴别；按照鉴别后的属性确定合理的处置途径		

项目组成			主要建设内容	
			污泥（污水处理站）	设置 1 座危废暂存间，收集后定期交由有资质单位回收处置
			废催化剂类、废加氢保护剂、废加氢精制剂、裂化剂、废惰性瓷球、废脱氧剂、预处理废吸附剂、废矿物油、废棉纱	
		生活垃圾		
	噪声防治措施		厂区设垃圾箱，收集后交由环卫部门处置	
	地下水 and 土壤防治措施		选用低噪设备，采取基础减振、建筑隔声等防噪措施	
	风险防范措施		分区防渗	
			设置 25000m³ 事故池、120m 高架火炬系统	

3.3 建设规模及产品方案

项目产品主要为热解装置生产的提质煤 545.32 万 t/a、煤焦油 48.88 万 t/a，液化天然气生产线生产 LNG 36.1 万 t/a。热解装置产生热解煤气 125000Nm³/h。液化天然气生产线副产 14.69 万 t/a 液化石油气（LPG），气化炉生产燃料气 96000 万 Nm³/a，全部用于热解装置加热。另外热解煤气及气化煤气脱硫净化过程中副产硫磺，锅炉烟气脱硫副产硫酸铵。拟建项目生产规模及产品方案见表 3.3-1。

表 3.3-1 产品方案表

序号	产品	单位	产量
一	主要产品		
1	提质煤	万t/a	545.32
2	煤焦油	万t/a	48.88
3	LNG	万t/a	36.1
3	LPG	万t/a	14.69
二	副产品		
1	液氨	万t/a	1.02
2	粗酚	万t/a	0.88
3	硫磺	万t/a	5.312
4	硫铵	万t/a	0.42

提质煤产量 545.32 万吨/年，满足《工业用回转热解提质焦粉》（T/CPCIF 0226-2022）二级标准要求。具体指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 提质煤产品指标

序号	测试项目	单位	技术要求		
			一级	二级	三级
1	全水分M _t	%	≤8	>8-12	>12-15
2	灰分A _d	%	≤8	>8-12	>12-15
3	挥发分V _{daf}	%	≤12	>12-14	>14
4	发热量（Q _b , ad）	MJ/kg	≥28	>25-28	>21-25
5	硫S _{t, d}	%	≤0.3	>0.3-0.5	>0.5-1.0
6	固定碳FC _{ad}	%	≥82	>80-82	>78-80
7	哈氏可磨指数HGI	/	≥70	>50-70	>40-50

本项目产品液化天然气（LNG）组分见表 3.3-3。其特性满足《液化天然气一般特性》（GB/T 19204-2003）的技术要求。

表 3.3-3 LNG 组成表

成分	CH ₄	CO	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₂ H ₄	C ₃ H ₆
V%	82.2	0.17	10.66	0.78	4.80	1.39
密度	0.43kg/L					

本项目煤焦油产品性质见表 3.3-4。

表 3.3-4 焦油特性

序号	指标名称	单位	指标数值
1	比重d ₄ ²⁰		1.034
2	含硫	m%	<0.5
3	残炭	m%	5.0
4	灰分	m%	0.038
5	运动粘度50℃	mm ² /s	121.7
6	沥青质	m%	0.6
7	胶质	m%	73
8	饱和烃	m%	9
9	芳香烃	m%	17.4
10	馏程/℃	IBP	164.8
		10%	232.4
		20%	271.2
		30%	306
		40%	336.8

液化石油气执行国家标准《液化石油气 GB 11174-2011》，组分及特性见表 3.3-5。

表 3.3-5 液化石油气组分及特性

项目		单位	指标		
			丙烷	丙丁烷	丁烷
密度 (15℃)		kg/m ³	/		
蒸汽压 (37.8℃)		kP	≤1430	≤1380	≤485
组分	C ₃ 烃类组分	%	≥95		—
	C ₄ 及以上烃类组分	%	≤2.5	—	—
	C ₃ +C ₄ 烃类组分	%		≥95	≥95
	C ₅ 及以上烃类组分	%		≤3.0	≤2.0
	总硫含量	mg/m ³	≤343		

	硫化氢	mg/m ³	≤10
	游离水	/	无

硫磺回收副产硫磺质量满足 GB/T2449.1-2014《工业硫磺》中一等品要求，见表 3.3-6。

表 3.3-6 硫磺主要质量指标

项目		技术指标		
		优等品	一级品	合格品
硫（S）（以干基计），w/%	≥	99.95	99.50	99.00
水分，w/%	≤	2.0	2.0	2.0
灰分（以干基计），w/%	≤	0.03	0.10	0.20
酸度（以 H ₂ SO ₄ 计）（以干基计），w/%	≤	0.003	0.005	0.02
有机物（以 C 计）（以干基计），w/%	≤	0.03	0.30	0.80
砷（AS）（以干基计），w/%	≤	0.0001	0.01	0.05
铁（Fe）（以干基计），w/%	≤	0.003	0.005	--
筛余物 a，W%，粒径>150μm 粒径为 75μm~150μm	≤	0	0	3.0
	≤	0.5	1.0	4.0

a 筛余物指标仅用于粉状硫磺

副产品硫酸铵产品质量，符合 GB535-1995 中一等品的要求，格见表 3.3-7。

表 3.3-7 副产品硫酸铵质量指标

项目	单位	指标
外观	/	无可见机械杂物
氮（以干基计）	%	≥21.0
水分	%	≤2.0
游离酸（H ₂ SO ₄ ）	%	≤0.05

项目热解煤气成分分析见表 3.3-8，气化煤气成分分析见表 3.3-9。

表 3.3-8 热解煤气成分分析（V%）

成分	H ₂	CH ₄	CO	C _m H _n	N ₂	CO ₂	NH ₃	H ₂ S
V%	21.34	41.59	12.77	13.89	1.61	8.17	0.07	0.56
热值	6500kcal/Nm ³							
密度	0.98kg/m ³							

表 3.3-9 气化煤气成分分析（V%）

成分	H ₂	CH ₄	CO	N ₂	CO ₂	H ₂ S
V%	41.58	2.90	32	0.5	22.95	0.07

热值	9554kJ/Nm ³
密度	0.95kg/m ³

3.4 物料及能源消耗

3.4.1 物料及能源消耗

本项目主要原辅材料及能源消耗量见下表 3.4-1。

表 3.4-1 项目主要原辅材料及能源消耗一览表

序号	名称及规格	单位	消耗量	供应来源
一	原料消耗			
1	热解原料煤	10 ⁴ t/a	1000	外购
2	制气原料煤	10 ⁴ t/a	44.4	热解原料筛分后回用
二	辅助材料消耗			
1	液氨（锅炉烟气脱硫）	t/a	1680	外购
2	Na ₂ CO ₃ （煤气净化）	t/a	3.2	外购
3	PDS（煤气净化）	t/a	9.6	外购
4	制冷剂（氮气、甲烷、乙烯、丙烷和异戊烷）	t/a	420	外购
5	液氯（循环水站）	t/a	164	外购
6	30%盐酸（脱盐水处理站）	t/a	160	外购
7	40%氢氧化钠（脱盐水处理站）	t/a	130	外购
三	能源消耗			
1	新鲜水	m ³ /h	515.82	市政管网来水
2	电力	万 kwh	7.75×10 ⁸	工业区电网
3	燃料	锅炉燃料煤	10 ⁴ t/a	热解原料筛分后回用
		热风炉燃料气	m ³ /h	制气装置
4	蒸汽（9.81 MPaG 540℃）	t/h	504	锅炉房
5	循环水	m ³ /h	31028	循环水系统
6	脱盐水	m ³ /h	686	脱盐水处理站
7	压缩空气	m ³ /h	2760	空压站
8	氮气	m ³ /h	33150	
9	氧气	m ³ /h	40222.5	

3.4.2 原煤规格

本项目煤炭主要来自于鄯善县库木塔格煤矿，其元素和工业分析见表 3.4-2。

表 3.4-2 原料煤工业分析

项目		检测结果
全水 M_t %		16.6
灰分%	收到基 A_{ar}	11.5
	空干基 A_{ad}	12.52
	干基 A_d	13.79
挥发分%	收到基 V_{ar}	29.21
	空干基 V_{ad}	31.81
	干基 V_d	35.03

	干燥无灰基 V_{daf}	40.63
固定碳%	收到基 F_{ar}	42.69
	空干基 FC_{ad}	46.48
	干基 FC_d	51.18
元素分析	全硫 (St, d%)	0.6
	碳 (Cd, %)	63.41
	氢 (Hd, %)	3.77
	氮 (Nd, %)	0.81
	氧 (Od, %) 实测值	17.15
发热量	高位发热量 $Q_{gr, ar}$ MJ/kg	20.62
	低位热值 $Q_{net, ar}$ MJ/kg	19.59

3.5 主要工艺设备

根据可研，本项目主要工艺设备见表3.5-1。

表 3.5-1 煤热解装置主要设备一览表

序号	工序	设备名称	规格、型号及材质	单位	数量	备注
1	原燃料煤储运	1#带式输送机	带宽 1200mm 能力 1000t/h	台	2	L=120m
2		2#带式输送机	带宽 1600mm 能力 2100t/h	台	2	L=110m
3		3#带式输送机	带宽 1600mm 能力 2100t/h	台	2	L=200m
4		4#带式输送机	带宽 1400mm 能力 1400t/h	台	2	L=200m
5		5#带式输送机	带宽 1400mm 能力 1400t/h	台	2	L=100m
6		6#带式输送机	带宽 1400mm 能力 1400t/h	台	2	L=230m
7		7#带式输送机	带宽 1400mm 能力 1400t/h	台	2	L=100m
8		8#带式输送机	带宽 1400mm 能力 1400t/h	台	2	L=120m
9		9#带式输送机	带宽 1400mm 能力 1400t/h	台	2	L=380m
10		10#带式输送机	带宽 1200mm 能力 1000t/h	台	2	L=330m
11		11#带式输送机	带宽 1200mm 能力 1000t/h	台	2	L=200m
12		12#带式输送机	带宽 1200mm 能力 1000t/h	台	2	L=100m
13		13#带式输送机	带宽 1200mm 能力 1000t/h	台	2	L=180m
14		双侧犁式卸料器	带宽 1400mm 能力 1400t/h	台	8	
15		双侧犁式卸料器	带宽 1200mm 能力 1000t/h	台	24	
16		叶轮给煤机	能力 200~600t/h	台	4	
17		条形料场堆料机	堆料 2100 t/h	台	2	
18		条形料场取料机	取料 1400t/h	台	4	
19	提质煤储运	1#带式输送机	带宽 1400mm 能力 750t/h	台	2	L=400m
20		2#带式输送机	带宽 1400mm 能力 750t/h	台	2	L=450m
21		3#带式输送机	带宽 1400mm 能力 750t/h	台	2	L=70m
22		4#带式输送机	带宽 1400mm 能力 750t/h	台	2	L=250m
23		5#带式输送机	带宽 1400mm 能力 750t/h	台	2	L=320m
24		6#带式输送机	带宽 1400mm 能力 750t/h	台	2	L=320m
25		7#带式输送机	带宽 1600mm 能力 1200t/h	台	2	L=320m
26		8#带式输送机	带宽 1600mm 能力 1200t/h	台	2	L=320m
27		9#带式输送机	带宽 1600mm 能力 1200t/h	台	2	L=250m
28		10#带式输送机	带宽 1600mm 能力 1200t/h	台	3	L=250m
29		双侧犁式卸料器	带宽 1600mm 能力 1200t/h	台	6	
30		条形料场堆取料机	堆料 750 t/h 取料 1200t/h	台	4	
31		筛分设备		台	3	

32	热解	热风系统	热风炉	/	台	8	/
33			燃烧器	/	套	7	/
34			空气预热器	/	台	7	/
35			高温循环风机	$\Delta P=2.5\text{kPa}$, $T=600^{\circ}\text{C}$	台	14	/
36			热风炉助燃风机	/	台	7	/
37		进料	原煤仓	/	台	7	/
38			煤仓除尘器	/	台	7	/
39		干燥系统	回转干燥炉	/	台	7	/
40			干燥气旋风分离器	/	台	7	/
41			干燥气布袋除尘器	/	台	7	/
42			干燥气风机	/	台	7	/
43			干燥气空冷器	/	台	7	/
44			干燥气冷却塔	/	台	7	/
45			气水分离器	/	台	7	/
46			干燥水冷却器	/	台	7	/
47			干燥水泵	/	台	7+7	7 用7 备
48		热解系统	回转反应炉	$\Phi 5000\times 60000\text{mm}$	台	6	/
49			回转反应炉	$\Phi 4000\times 60000\text{mm}$	台	1	/
50			进料箱	/	台	7	/
51			螺旋进料器	/	台	7	/
52			出料箱	/	台	7	/
53			螺旋出料器	/	台	7	/
54		冷却增湿	回转冷却炉	/	台	7	/
55			冷却旋风分离器I	/	台	7	/
56			冷却旋风分离器II	/	台	7	/
57			增湿混合器	/	台	7	/
58			冷却风机	$\Delta P=2.5\text{kPa}$, $T=450^{\circ}\text{C}$	台	14	/
59		油气系统	油气冷却塔	/	台	7	/
60			高温除尘器	/	台	7	/
61			箱式冷却器	/	台	7	/
62			油气冷却器	列管式	台	7	/
63			油水分离器	/	台	7	/
64			电捕焦油器	/	台	7	/
65			卧螺机	/	台	7+7	7 用7 备
66			热解煤气风机	/	台	7+7	7 用7 备
67			焦油循环泵	/	台	7+7	7 用7 备
68			污水泵	/	台	7+7	7 用7 备
69			污水罐	/	台	7	/
70			焦油罐	/	台	14+7	14 用7 备
71	燃气发生	燃气气化	粉煤漏斗		台	6+2	6 用2 备
72			储煤槽		台	3+1	3 用1 备
73			螺旋供煤机	处理量: 18.5t/h (湿基)	台	3+1	3 用1 备
74			恩德气化炉		台	3+1	3 用1 备
75			回流旋风分离器		台	3+1	3 用1 备
76			余热锅炉	3.3t/h	台	3+1	3 用1 备
77			低温旋风分离器		台	3+1	3 用1 备
78			冷渣机		台	6+2	6 用2 备

79	燃气净化	布袋除尘器		套	3+1	3 用1 备
80		煤气冷却器		台	3+1	3 用1 备
81		U 型水封		台	3+1	3 用1 备
82		除氧水槽		台	3+1	3 用1 备
83		引风机		台	3+1	3 用1 备
84		燃气加压机	流量40000m³/h	台	3+1	3 用1 备
85		燃气气柜	湿式 30000m³	台	1	
86		填料脱硫塔		台	2	
87		再生槽		台	1	
88		富液槽		台	1	
89		贫液槽		台	1	
90		硫泡沫槽		台	1	
91		熔硫釜		台	1	
92		地下槽		台	1	
93		捕碱器		台	2	
94		富液泵		台	2+2	
95		贫液泵		台	2+2	
96		加药泵		台	1+1	
97		硫泡沫泵		台	1+1	
98		液下泵		台	1	
99	LNG 生产	缓冲过滤分液罐		台	1	
100		螺杆压缩机	流量36000Nm³/h，出口压 力 0.6MPaG，功率3600kW	台	3+1	
101		除油塔		台	2	
102		预处理塔		台	2	
103		原料气接力压缩机	流量 90000Nm³/h	台	1	
104		水洗除氨装置		台	1	
105		水洗气液分离器		台	1	
106		水解除油器		台	1	
107		蒸汽冷凝水分离器		台	1	
108		水解塔		台	1	
109		水解分离器		台	1	
110		填料脱硫吸收塔		台	1	
111		脱硫吸收塔顶冷凝器		台	1	
112		吸收塔顶气液分离器		台	1+1	
113		贫液过滤器组		台	1	
114		解析塔		台	1	
115		脱硫气液分离器		台	1	
116		地下贮槽		台	1	
117		富液泵、贫液泵补液泵	功率 120kW	台	3+3	
118		回收泵		台	1+1	
119		脱碳吸收塔		台	1	
120		吸收塔顶气液分离器		台	1+1	
121		解析塔		台	1	
122		CO ₂ 冷凝器		台	1	
123		CO ₂ 气液分离器		台	1	
124		贫液、消泡剂、补液泵	功率400kW	台	3+3	
125		回收泵		台	1+1	

126		加压风机		台	1+1	
127		脱硫罐（三个月量）		台	2	
128		脱汞塔		台	1	
129		干燥塔		台	3	
130		1#蒸汽凝液罐		台	1	
131		纯化塔		台	3	
132		2#粉尘过滤器		台	2	
133		2#蒸汽凝液罐		台	1	
134		液化冷箱		台	1	
135		混合冷剂压缩机	离心式 功率 19200kW	台	1	
136		烃泵		台	2	
137		氮气循环压缩机	离心式 功率2100kW	台	2	
138		LNG 泵		台	2	
139		甲烷乙烯丙烷异戊烷储罐		台	4	
140		冷剂汽化器		台	2	
141		放空汽化器		台	1	
142		放空分离器		台	1	
143		BOG 压缩机		台	2	
144	硫回收	主燃烧室	燃烧炉	台	1	
145		废热锅炉	釜式	台		
146		反应器	卧式	台	2	
147		加氢反应器	卧式	台	1	
148		硫冷凝器	卧式	台	4	
149		选择性氧化反应器	卧式	台	1	
150		液硫槽	方形槽	台	1	
151		焚烧炉		台	1	
152	空分	原料空气过滤器		台	1+1	组合件
153		空气透平压缩机		套	1	组合件
154		空气预冷系统	空气冷却塔	台	1	组合件
155			水冷塔	台	1	
156			冷却水水泵	台	2	
157			冷冻水水泵	台	2	
158		分子筛纯化系统	分子筛吸附器	台	2	组合件
159			电加热器	台	2	
160		分馏塔	主换热器、主冷凝蒸发器 氮塔、过冷器等	套	1	组合件
161		液氧罐	V=1000m3	台	1	低温罐
162		液氮罐	V=400m3	台	1	低温罐
163		增压透平膨胀机		套	1+1	
164	给水	生产水加压泵	Q=200 m3/h H=45m N=40kW U=380V	台	4	
165		生活用水加压泵	Q=20 m3/h H=45m N=6kW U=380V	台	2	1 用1 备
166		逆流式钢筋 混凝土冷却塔	Q=4700 m3/h 配风机直径9140mm	座	8	
167		循环水泵	Q=9000 m3/h H=45m	台	4	3 用1 备
168		无阀过滤器	Q=200 m3/h	套	4	
169		加药设备	配计量泵2 个 Q=500L	套	1	

170	循环水	加氯机系统	投加量: 63~128.3kg/h	套	1	
171		氯气蒸发器	蒸发量 84kg/h N=9kW	个	2	
172		氯气钢瓶	装氯量 1000kg	个	12	
173		监测换热器	3KIV-412 型N=4kW	套	1	
174		漏氯吸收装置	吸收能力 1000kg/h	套	1	
175		风机	风量3600m ³ /h N=4kW	台	1	
176		碱液泵	Q=50m ³ /h N=7.5kW	台	1	
177		锅炉	高温高压煤粉锅炉	台	2+1	
178	供汽	鼓风机	/	台	6	1 炉 2 台
179		一次风机	/	台	9	
180		引风机	/	台	6	1 炉 2 台

3.6 储运系统

3.6.1 主要物料储运

(1) 原料煤储运

原、燃料煤的厂外运输, 通过自卸汽车将原、燃料煤自煤矿直接运入厂内的汽车卸煤间, 然后由 1#-3#带式输送机送入厂内的条形料场分区堆放贮存。每天来煤汽车约 722 辆, 每车载煤 30t。建设汽车卸煤间, 内设卸煤地槽, 叶轮给煤机。0~30mm 与 0~10mm 成品粉煤经皮带输送机送封闭条形储存场单独堆存。输送能力为 2100t/h。

设置 2 个 61×147.5m 封闭条形原料煤、燃料煤料场, 储煤量 11 万吨, 可保证约 5 天原料煤、燃料煤耗煤量。两个封闭条形原燃料煤料场内设 2 台堆料机及 4 台取料机。粒径 0~30mm 的粉煤经皮带输送机送热解炉前煤仓, 输送能力为 1400t/h。粒径 0~10mm 的粉煤经皮带输送机送送入气化单元的炉前煤仓和锅炉房的炉前煤仓, 输送能力为 1000t/h。

根据 HG/T20518-2008《化工粉体工程设计通用规范》, 当原、燃料煤供应点与厂相距≤50km 时, 原、燃料煤的厂内贮存天数为 5~7 天, 故本设计原、燃料煤的厂内贮存天数符合规定要求。

(2) 提质煤储存

新建 1 个 61×147.5m 封闭条形提质煤场, 储煤量 5 万吨, 可贮存约 4 天提质煤量。

新建热解装置至提质煤封闭条形料场输送通廊, 输送能力 750t/h。料场设筛分设备, 0~30mm 粒径由皮带廊道送 4 个提质煤装车储仓, 输送能力 1200t/h。

(3) 煤焦油储存

建设 2 台 V=10000m³ 焦油储罐, 常压固定顶, 规格 φ27500x19000mm, 满足 10~15 天储存能力, 配套 3 台装车鹤管, 定期装车外售。

(4) 煤气储存

项目建设 1 座 2 万 m³ 干式气柜。

(5) 液化天然气 (LNG) 储存及装车

建设 2 台 $\Phi 27500 \times 19000$ mm, 10000 m³ 常压储罐, 储存天数 5-10 天。设置 4 台 LNG 灌装鹤管, 气液双相密闭液下灌装式, 带溢罐报警。

(6) 液化石油气 (LPG) 储存及装车

建设 2 台 5000 m³ 压力球罐, 储存压力 1.4 Mpa, 储存天数 5-10 天。设置 2 台 LPG 灌装鹤管, 气液双相密闭液下灌装式, 带溢罐报警。

(7) 液氨储存

建设 1 台 650 m³ 液氨球罐, 储存天数 10-15 天。设置 1 台装车鹤管。

(8) 制冷剂原料储存

制冷剂原料主要为乙烯、丙烷及异戊烷, 新建 1 台 15 m³ 液态乙烯储存罐, 1 台 20 m³ 液态乙烯储存罐, 1 台 15 m³ 异戊烷储存罐, 存储量分别为 5 t、8 t、7 t。

项目主要物料储存设施及储存量见表 3.6-1。各储存装置位置见图 3.6-1 总平面布置图。

表 3.6-1 项目主要物料储存设施及储存量

序号	项目	数量	规格	储存量	备注
1	原燃料煤	2 个	2 个 61×147.5 m 封闭条形原燃料煤场	110000 t	新建
2	提质煤	1 个	1 个 61×147.5 m 封闭条形提质煤场	50000 t	新建
3	煤焦油	2 座	2 个 V=10000 m ³ 储罐	14664 t	新建
4	煤气	1 座	V=2 $\times 10^4$ m ³ 干式煤气气柜	/	新建
5	LNG	2 座	V=10000 m ³ 球罐	10830 t	新建
6	LPG	2 座	V=5000 m ³ , 加压贮存	7020 t	新建
7	液氨	1 座	V=650 m ³ , 压力贮罐	304.8 t	新建
8	乙烯	1 台	V=15 m ³ 贮罐	5 t	新建
9	丙烷	1 台	V=20 m ³ 贮罐	8 t	新建
10	异戊烷	1 台	V=15 m ³ 贮罐	7 t	新建

3.6.2 主要货物运输量

全厂主要货物运输量见表 3.6-2。

表 3.6-2 全厂运输量表

序号	流向	货物名称	运输量(万吨/年)	运输方式	备注
1	运入	原料煤	1000	皮带	
2		燃料煤	31.8	皮带	

3	运出	尿素	0.04	公路	
4		石灰石	8.24	公路	
5		提质煤	545.32	公路	
6		煤焦油	48.88	公路	
7		LNG	36.1	公路	
8		LPG	23.4	公路	
9		粗酚	0.88	公路	
10		液氨	1.02	公路	
11		硫磺	5.312	公路	
12		硫铵	0.42	公路	
13		灰渣	4.13	公路	
运输总量			1705.54		

3.7 公用工程和辅助工程

3.7.1 供水

（1）新鲜水（生产及生活给水）系统

本工程所用的生活用水、生产用水，由园区统一供应，水源可靠。生产、生活水加压站与消防水加压站合建。生产用水中包括循环水补水量 $643.5\text{m}^3/\text{h}$ ，其中循环水补充水 $431.784\text{m}^3/\text{h}$ ，采用回用水站和污水处理站处理后的回用水，其余 $211.716\text{m}^3/\text{h}$ 由新鲜水补充；项目劳动定员 580 人，生活用水量 $2.4\text{m}^3/\text{h}$ ，均采用新鲜水。另外除盐水处理站用新鲜水 $277.5\text{m}^3/\text{h}$ ，湿式电除尘用水量约为 $0.75\text{m}^3/\text{h}$ 。项目煤场洒水、气柜水封用水、烟气脱硫及未预见等用新鲜水量约为 14.64m^3 。项目总新鲜水用量为 $507.006\text{m}^3/\text{h}$ 。

（2）脱盐水制备及凝结水处理系统

除盐水用水量为 $679.2\text{m}^3/\text{h}$ ，由增压泵房提供的新鲜水 $277.5\text{m}^3/\text{h}$ 和厂区回收蒸汽透平冷凝液 $512.55\text{m}^3/\text{h}$ 制取，用于锅炉补给水和 LNG 单元工艺用水。制水工艺为机械过滤-保安过滤-反渗透-混床离子交换。

园区管网送来的自来水在厂区增压泵房加压后部分送除盐水处理站，由机械过滤器去除其中的悬浮物，保安过滤进一步去除其中的悬浮物和浊度，而后又二级反渗透去除大部分盐分，除碳器去除水中二氧化碳，再由混床去除残余的阴阳离子，混床出水排入除盐水箱。反渗透浓水用于机械过滤器反冲洗，反冲洗废水送污水处理站。

（3）循环冷却水系统

该项目循环水系统设计规模 $35000\text{m}^3/\text{h}$ ，采用 $\Phi 9140$ 风机逆流式玻璃钢冷却塔 8 座（单塔处理水量 $4700\text{m}^3/\text{h}$ ），其中循环水泵 4 台，其性能 $Q=9000\text{m}^3/\text{h}$ ； $H=40\text{m}$ $N=1100\text{kW}$ 。循环水回水采用余压上塔。循环水泵房为半地下式结构。为配合循环水的水

质稳定处理，在循环水系统中设加药设备 2 套，投加缓释阻垢剂、氯系杀菌剂等药剂。项目实际循环水量为 $30745.5\text{m}^3/\text{h}$ ，循环水系统补充水量为 $643.5\text{m}^3/\text{h}$ ，包括增压水泵房提供的园区给水以及厂区回用水站提供的深度处理后的回用水。

（4）消防水

本项目消防水量为 460L/s ，供水压力 1.0MPa 。系统采用稳高压消防给水系统，配有高压消防水泵、消防稳压泵、消防水储备水池（ 30000m^3 ，含生产用水，并保证消防用水不被动用的措施）等设施。其中消防电泵 2 台，消防柴油泵 1 台（备用），消防稳压泵二台（一开一备），平时运行稳压泵，当火灾发生时通过压力开关自动启动高压消防水泵。在界区内设置环状消防给水管网，并设消防水炮、室外消火栓（配消防栓箱）和消防喷淋系统。设 25000m^3 事故水池 1 座。

3.7.2 排水

本项目排水实行清污分流制，排水系统划分为：生产废水及初期雨水排水系统、生活污水排水系统、清净下水排水系统、雨水排水系统。

（1）生产及初期雨水排水系统

项目生产废水均收集处理后回用，不外排。

初期雨水排水系统收集工艺装置区的污染区域内的初期雨水。采用初期雨水池贮存、提升泵匀速提升方式，经污水提升泵加压后送至污水处理站进行处理。在污染区域外设有初期雨水和雨水的自动切换阀门，以初期雨水量为控制要素，保证初期雨水通过初期雨水排水管道，排至初期雨水池，而后清洁雨水进入雨水排水系统。排水管道管材采用双壁波纹管，承插接口，管道基础采用素土夯实基础。

（2）生活污水排水系统

厂区内的各单体的生活污水由生活污水排水管网收集送至厂区污水处理站进行处理。生活污水正常排水量为 $1.92\text{m}^3/\text{h}$ 。生活污水排水管道管材采用双壁波纹管，承插接口，管道基础采用素土夯实基础。

（3）清净废水排水系统

生产清净下水排水主要为锅炉房排水、脱盐水处理站排水、循环水站排水等。排水管道管材采用双壁波纹管，承插接口，管道基础采用素土夯实基础。清净下水排至新建回用水处理站，经处理后回用到循环水系统。

(4) 雨水排水系统

设计雨水系统采用埋地管道排水形式，经雨水口收集，排入雨水排水管网，最终进入园区雨水排水管网。雨水排水沟与园区雨水管道连接处安装切断阀，发生消防事故时关闭此阀，以防污染源扩散。

3.7.3 供电

鄯善县 750 千伏变电站距离本项目 35~40 公里，2022 年建成，安装有 2 台 1500MVA 变压器，目前变压器容量富裕。同时，规划在鄯善县煤化工产业园区周边建设一座 220 千伏变电站及 2 座 110 千伏变电站，电源来自新疆吐鲁番红山 220kV 开关站及园区热电厂。220 千伏红山开关站以 220kV 电压等级和 750 鄯善变电站联络。本项目 110kV 电源可取自园区规划 220kV 变电站。本项目年耗电量为 $7.74 \times 10^8 \text{KW} \cdot \text{h}$ 。本项目拟新建 1 座 110kV 变电站。

3.7.4 供热及蒸汽

(1) 全厂用汽情况

化工生产装置需要大量的高、中、低压蒸汽作为蒸汽透平驱动以及工艺装置生产、加热用汽，根据全厂总体规划，本项目建设一套供热锅炉房，满足化工生产所需要的各种等级蒸汽。锅炉容量按保证各级用户用汽参数及用量、同时设置备用锅炉来实现为工艺装置连续稳定供汽。本项目设置一套脱盐水处理站，为化工生产和锅炉房提供合格的脱盐水，化工生产产生的工艺冷凝水及透平凝液送脱盐水处理站进行精制处理。

表 3.7-1 全厂热负荷及透平功率表（正常工况）

全厂热负荷及透平功率表								
序 号	项目	用汽负荷						备注
		参数		数量及用汽性质		发电负荷		
		压力 (MPa)	温度 (℃)	正常 t/h	负荷 性质	电功率 MW	电压 kV	
一	9.81MPa（G），540℃过热蒸汽							
1	空分及增压压缩机透平	9.81	540	152		31.6		
2	混合冷剂压缩机透平	9.81	540	183		39.32		
3	螺杆压缩机透平	9.81	540	87		21.23		
3	接力压缩机透平	9.81	540	63		15.92		
4	氮气压缩机透平	9.81	540	21		4.71		
	合计	9.81	540	506		112.78		
二	5.0MPa（G），饱和蒸汽							
1	LNG 副产蒸汽	5.0	饱和	-20				
2	螺杆压缩机排汽	5.0	饱和	-5.9				
3	LNG 单元	5.0	饱和	8.8				

4	氨酚回收	5.0	饱和	16.1				
5	损失	5.0	饱和	1				
	合计			0				
三	1.0MPa (G), 280°C过热蒸汽							
1	空分及增压压缩机抽汽	1.0	280	-48.3				
2	氨酚回收	1.0	280	17.3				
3	锅炉给水加热器	1.0	280	30				
4	损失	1.0	280	1				
	合计			0				
四	0.5MPa (G) 饱和蒸汽							
1	燃气发生装置副产	0.5	饱和	-16.5				
2	热解装置副产	0.5	饱和	-99.6				
3	混合冷剂压缩机抽汽	0.5	饱和	-78				
4	LNG 单元	0.5	饱和	108				
5	热回收+脱硫	0.5	饱和	0.8				
6	粉煤热解装置	0.5	饱和	18.2				
7	采暖伴热	0.5	饱和	15				
8	除氧器	0.5	饱和	50				
9	损失	0.5	饱和	7.1				
	合计			0				

(2) 供汽方案

项目 9.81MPa (G), 540°C 高温高压蒸汽由新建锅炉房提供, 设置 3×280t/h 高温高压煤粉锅炉。热平衡中拟采用锅炉两开的运行方式, 正常运行两台锅炉负荷运行满足生产需求, 当任一台锅炉故障时启动备用锅炉能够保证工艺装置连续运行。

锅炉房产生 9.81MPa (G), 540°C 高压蒸汽主要供 1 台 31.6MW 空分透平装置、1 台 39.32MW 混合冷剂压缩机装置、1 台 21.23MW 螺杆压缩机装置、1 台 15.92MW 接力压缩机装置以及 1 台 4.71MW 氮气压缩机装置用汽。

由 LNG 装置副产以及螺杆压缩机抽汽组成 5.0MPa (G) 饱和管网, 主要供 LNG 单元、氨酚回收装置用汽。

由空分及增压压缩机抽汽组成 1.0MPa (G), 280°C 过热蒸汽管网, 主要供氨酚回收装置以及锅炉给水加热用汽。

燃气发生装置及热解装置副产以及混合冷剂压缩机抽汽组成 0.5 MPa (G) 饱和蒸汽管网, 主要供热回收及脱硫装置、LNG 单元、粉煤热解装置、除氧以及采暖伴热等用汽。

(3) 蒸汽管网设置

根据蒸汽负荷使用性质, 将本项目蒸汽管网参数划分为下面四个等级:

> 9.81MPa (G)、540℃的过热蒸汽 (一级蒸汽管网)

> 5.0MPa (G)、饱和蒸汽 (二级蒸汽管网)

> 1.0MPa (G)、280℃的过热蒸汽 (三级蒸汽管网)

> 0.5Mpa 饱和蒸汽 (四级蒸汽管网)

(4) 采暖

项目建成后设置一座热交换, 负责全厂生产装置及辅助装置的采暖用热。换热机组热媒为 0.5MPa 的饱和蒸汽, 由外管网供给, 凝结水由疏水自动加压器送至外管网, 二次热媒为 95℃/70℃热水, 由外管网送至各生产装置及辅助装置。

3.7.5 空分、空压站

本项目完成后, 全厂需要氮气正常 33150m³/h; 仪表空气正常用量 2760m³/h, 煤气化需要氧气 40222.5m³/h。项目建设一套空分装置, 建设规模: 氧气 48000m³/h 及氮气 35000m³/h, 正常生产时氧气供燃料气化及硫回收使用, 氮气供新建装置使用。副产部分液氧, 贮存在 V=1000m³ 的液氧罐中, 作为氧气的后备系统; 同时副产部分液氮, 贮存在 V=650m³ 液氮罐中, 为 1.3MPaG 事故氮气提供液氮来源。空压机出口压缩空气经分子筛净化后抽取 2760m³/h 送仪表空气管网, 供全厂使用。

本空分装置拟采用全低压分子筛净化吸附、空气透平增压膨胀机制冷流程工艺。整套空分设备包括: 空气过滤系统、空气压缩系统、空气预冷系统、分子筛纯化系统、分馏塔系统、液体贮存及汽化系统、仪控系统、电控系统等。

3.7.6 通风

根据相关专业提出的设计条件, 罐区、空分、变电所、燃气压缩机厂房、热解气压缩机厂房、消防水加压站等生产装置及生产辅助装置设置了全面机械排风系统。

其中, 罐区、气化、燃气压缩机厂房、热解气压缩机厂房、燃气脱硫厂房为甲、乙类建筑, 因此设置了事故排风系统, 并要求设置在室内的有害气体检测及报警装置与排风机连锁, 事故状态下要求所有排风机全部开启, 平时正常情况排风, 只需开启部分风机。

3.7.7 机修及电仪修

机修的主要任务是负责全厂一般设备和工艺管道的检修和日常维护保养, 部分旧件修复及一般简单的设备、备件加工制造任务。机修的规模按中小修的规模配备检修

机具和定员。系统停车大修以及大部分的备品备件制造任务由外协解决。尽可能的实现化工厂辅助生产设施社会化。机修车间由机泵检修工段、金工工段、铆焊工段、车间办公室组成。仪修车间按中小修考虑，大修可借助社会维修力量来解决。电修负责的线路检修工作只限于厂内 10kV 及以下的电缆线路。比较重要的、体积较大的、电压等级较高的高压电气设备、电力变压器和电动机的修理和试验，以及精度要求较高的仪表的校验依托当地社会的电修力量解决。

3.7.8 化验

根据生产工艺对分析化验的需要，本项目建设分析化验楼，负责项目所涉及的生产原料、辅助材料、产品、副产品、排放物以及各工艺装置生产过程中的各种物料和参数进行生产控制分析和质量检测。

根据化验任务的需要，本项目化验功能间主要有化学分析室、气相色谱室、液相色谱室、原材料分析室、仪器分析室、样品处理室、水质分析室、高温室、天平室、蒸馏水室、药品间、办公室及会议室、钢瓶间等。

3.8 厂区平面布置及绿化

3.8.1 总平面布置

本项目由主生产装置、公用工程设施、辅助设施和厂前区等组成。

鉴于工程规模较大，为了便于生产管理、消防安全、人员交通、货物运输及物流组织，本工程采用集约化布置。

本项目厂区占地共计用地约 670038m²，厂区内用地分为厂前区、辅助设施区、生产区和储运区。厂前区布置在用地的东南侧，位于当地主导风向的侧风向，临近外部入厂道路位置，厂前区主要包括办公楼、餐厅、消防站、中央控制室、中央化验室等设施。生产区布置在厂区的西侧和北侧西北侧和南侧中部；煤储运设施布置在西南侧用地边缘靠近粉煤热解装置布置在其南侧，按物料走向和工艺流程，由西向东、由北向南布置有煤热解装置（含热解、除尘、热风炉、冷却）、燃气发生装置、热解气净化装置（含焦油回收、轻油回收、硫铵、脱硫、酚氨回收）、LNG 液化装置（包括 LNG 前净化），储罐区布置在热解装置区的南侧，靠近厂区边缘位置厂区西南侧边缘地带，包括低温 LNG 储罐、低温 LPG 储罐、煤焦油储罐、液氨储罐、粗酚储罐等，同时液体产品装卸栈台布置在储罐区西侧，工艺管线便捷，同时靠近西南侧厂区边缘，

方便物流运输；水处理区包括污水处理和中水回用、浓盐水及蒸发结晶、消防事故水池、雨水监控池等设施布置在用地的东北角位置，该处地势较低；动力站、脱盐车站结合燃料煤进煤路线布置在粉煤热解装置东侧，空分靠近动力站布置在其东侧，和循环水站由西向东布置在厂区东南侧布置在空分南侧；按照外部电力进线方位同时结合厂区用地规划将 110kV 总变电所布置在用地东侧、厂前区的北侧的边缘地带，便于架空线接入。

3.8.2 竖向布置

拟建场地开阔平坦，场地标高变化较小，场地平整坡度按 5%~10%考虑，场地竖向设计采用平坡式布置。

场地内排除场地雨水的方式为暗管，各界区通过界区内及四周的道路收集雨水，然后通过雨水口排入雨水管线。

3.8.3 绿化

工厂绿化应根据当地自然条件，工厂生产特点并结合全厂总平面布置进行，绿化面积应符合国家建设用地控制指标要求。

厂区绿化主要在厂内的空地、厂区周边和厂区道路两旁进行，人员相对集中的地段为重点绿化、美化区，设置花坛，种植花卉灌木，辅以草坪。在道路两侧可种植绿篱、灌木、乔木等。绿化树种选用当地适生树种。绿化既要保护环境，防止污染，美化厂容，为职工生产和生活创造良好的环境条件，又不应妨碍生产操作，物料运输，满足防火要求。厂区绿化率按 13.50%计。

3.9 工作制度及劳动定员

本项目年运行时数按 8000 小时计。生产和辅助生产装置依生产操作岗位，按“四班三倒制”计算定员，管理及销售按一班制计算定员。项目总劳动定员 580 人，生产工人 550 人，管理及技术人员 30 人。

3.10 主要技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.10-1。

表 3.10-1 主要技术经济指标表				
序号	项目名称	单位	数量	备注
1	生产规模			
	煤热解	万 t/a	1000	处理原煤量
2	产品方案			

2.1	主产品			
	提质煤	万 t/a	545.32	含水 10%，末煤+小块
	LNG	万 t/a	36.1	
	LPG	万 t/a	23.4	
	煤焦油	万 t/a	48.88	
2.2	副产品			
	液氨	万 t/a	1.02	
	粗酚	万 t/a	0.88	
	硫磺	万 t/a	5.312	
	硫酸铵	万 t/a	0.42	
3	年操作日	天	333	8000 小时/年
4	主要原辅料用量			
(1)	热解原料煤	万 t/a	1000	收到基煤，含水 10%，制取主产品
	制气用原料煤	万 t/a	44.4	收到基煤，含水 10%
(2)	燃料煤	万 t/a	31.8	收到基煤，含水 10%
(3)	液氨	t/a	1680	自产
(4)	30%盐酸（脱盐水站）	t/a	160	外购
(5)	40%氢氧化钠（脱盐水站）	t/a	130	外购
5	公用工程消耗			
(1)	供水（新鲜水）			
	平均用水量	t/h	507.006	
(2)	供电			
	耗电量	10 ⁸ kW	7.75	
(3)	供汽			
	平均用汽量（9.81 MPaG540℃）	t/h	504	
6	运输量	10 ⁴ t/a	1705.54	
(1)	其中运入	10 ⁴ t/a	1040.8	
(2)	运出	10 ⁴ t/a	665.46	
7	定员	人	580	
(1)	生产工人	人	550	
(2)	技术及管理人员	人	30	
8	总占地面积	m ²	670038	
(1)	建、构筑物用地面积	m ²	324060	
(2)	道路及广场用地面积	m ²	103500	
9	绿化率	%	13.5	
13	投资与技术经济			
(1)	总投资（含铺底流动资金）	万元	979617	
(2)	建设投资	万元	941536	
(3)	建设期利息	万元	27918	
(6)	年均营业收入	万元	557040	
(7)	年均总成本费用	万元	420682	
(8)	年均所得税	万元	27694	
(9)	年均税后利润	万元	83082	
(10)	总投资收益率	%	12.26	
(11)	资本金净收益率	%	28.27	
	财务内部收益率	%	15.44	所得税前
	财务净现值	万元	170894	所得税前，Ic=12%

	投资回收期	年	7.29	所得税前，含建设期
	财务内部收益率	%	22.78	所得税后
	财务净现值	万元	176650	所得税后，Ic=13%
	投资回收期	年	8.39	所得税后，含建设期
(22)	盈亏平衡点 (BEP)	%	50.56	
(23)	贷款偿还期	年	12	设定值，含建设期

4 工程分析

4.1 主要工艺技术方案的选择

4.1.1 煤热解技术方案

4.1.1.1 工艺技术比较

(1) 常见热解煤技术

煤热解工艺按照不同的工艺特征有多种分类。按煤热解温度可分为低温（550℃~600℃）、中温（700℃~900℃）和高温（900℃~1100℃）热解；按加热方式分为外热式、内热式和内外并热式热解；根据热载体的类型分为固体热载体、气体热载体和固一气热载体热解；根据煤料在反应器内的密集程度分为密相床和稀相床两类；依固体物料的运行状态分为固定床、流化床、气流床，滚动床。国内外常见煤热解工艺技术见图 3.2-1。

(2) 低温热解煤技术

现今在国内具有代表性的煤低温热解工艺主要有以下七种：

1) DG 固体热载体煤热解工艺

大连理工大学固体热载体法快速煤热解技术是将煤通过与热的载体（热解后的热半焦）快速混合加热使煤热解得到低温焦油、煤气和半焦的技术。

DG 固体热载体煤热解技术工艺分为煤热解和煤气净化两部分。将小于 6mm 的粉煤与用作热载体的半焦在螺旋式混合器中混合，煤焦混合物被送入热解反应器完成热解反应。热解半焦在提升过程中加热，通过半焦储槽后进入反应器循环使用。在反应器中煤发生热解反应产生油气（低温煤焦油和煤气等，即荒煤气）和半焦，半焦由反应器下部排出，产生的荒煤气经冷却、分离和洗脱苯、硫回收等净化过程，得到产品焦油及煤气。

2) 外热式直立式炉工艺

外热式直立炉工艺流程分为备煤、热解和筛焦-储焦、煤气净化（冷凝回收焦油）三部分。

原料煤经过备煤工序筛分出 >25mm 的块煤进入直立炉，经过热解生产出半焦和荒煤气。荒煤气经冷凝、冷却分离焦油后一部分用于熄焦，其余经过硫回收和洗脱苯工序

等净化后一部分作为回炉加热煤气，另一部分作为产品煤气送入煤气柜。

3) 内热式直立炉工艺

原料煤经筛分后粒度为 25~80mm 块煤进入直立炉，在炭化室的原煤自上而下移动，与炭化室中部的高温气体逆流接触，并被炭化为兰炭，荒热解煤气自炉顶出炉；兰炭通过炭化室下部的冷却段冷却，然后进入熄焦水槽内降温，经过干燥后送储焦场；自炭化炉顶出来的荒热解煤气，经集气槽—气液分离器—电捕焦油器冷却并回收煤焦油后，一部分送至直立炉供加热，剩余热解煤气经脱硫后送至气柜。

4) LCC (LFC) 技术

原料煤经破碎筛分后送入干燥炉，被来自干燥热风炉的热气流加热脱除水分，离开干燥炉后直接送入热解炉，用来自热风炉的热循环气流加热，发生热解反应。离开热解炉的半焦经过激冷盘和精制塔，经精制处理后，产出合格半焦产品。

从热解炉出来的热气体经旋风除尘后，进入激冷塔冷却和电除尘器，气体中夹带的焦油被捕集下来，即为焦油产品。

从焦油静电捕集器出来的不凝气体一部分作为热解炉的循环气体，另两部分分别作为干燥风炉和热解热风炉的一次燃料。

从干燥炉出来的烟气经旋风除尘后，大部分循环，小部分经过脱硫后排放。

5) 带式炉煤低温热解工艺

带式炉煤热解技术属于内热式气体热载体热解工艺，热解炉内采用耐热金属带进行煤料输送，工艺分为干燥段、炭化段和冷却段。

来自煤矿 <20mm 的末煤，通过筛分分级成为 <6mm 和 6~20mm 两种粒级，<6mm 的粉煤成型，与 6~20mm 的粒煤混合进入带式炉干燥段，在干燥段，用热风炉提供烟气加热，工作温度分别在 300℃ 左右，完成煤料干燥脱水和预热过程，煤中脱除的水蒸气和烟气净化后排放。煤干燥后进入热解段，与热烟气进行热交换，温度升至 500℃~600℃，煤受热分解，热半焦经过余热回收和干法烟气冷却至 60℃ 以下出炉。

煤料热解所产生的挥发分与热烟气混合后，经循环焦油喷淋冷却和电捕，回收出煤气中的煤焦油，循环热焦油通过油-水-空冷器，冷却后循环使用。经冷却后的煤气进入带式炉余热回收段，回收高温半焦余热后成为热煤气，分别送入干燥、热解热风炉作为燃料使用。

6) 神雾无热载体蓄热式旋转床热解工艺

首先将原煤破碎、筛分、干燥、再筛分，然后将 10~80mm 煤料通过进料系统布入旋转床内，均匀地铺放在炉底上部。机械带动炉底连续转动，铺在炉底上部的料层随炉底转动，依次经过炉子的预热段、升温段、和提质段，最终被加热到 550℃~650℃ 并完成热解反应。热解生成荒煤气、半焦。荒煤气由炉顶排出，进入油气冷却

塔与喷雾水进行热交换实现油气分离，冷却后的油水混合物进入油水分离器沉降分离，热解水与喷雾水混合后作为回水循环使用；经喷雾冷却后的粗煤气经进一步冷却洗涤、分离、净化等工序后送至室外气体储罐。热解产生的热半焦，经螺旋出料机排出，采用喷雾冷却熄焦，冷却后的成品焦直接送入成品料场。生成的焦油进一步加工成油品。

7) 外热式回转炉热解工艺

外热式回转炉低温煤干馏技术采用外加热方式对炉体进行加热，加热气体和物料不直接接触。原料煤经干燥系统后进入回转反应炉，在温度 550~650℃ 下热解，得到提质煤和高温油气，提质煤由回转反应炉炉尾排出，送入回转冷却炉冷却。冷却后的提质煤用皮带送往新型无烟煤储场，作为固体产品。从热解炉炉头出来的高温油气经过油气回收，得到气体产品热解煤气及液体产品煤焦油，热解煤气送入气柜或者下个工段，煤焦油进入焦油储罐。

上述煤热解工艺技术对比情况见表 4.1-1。

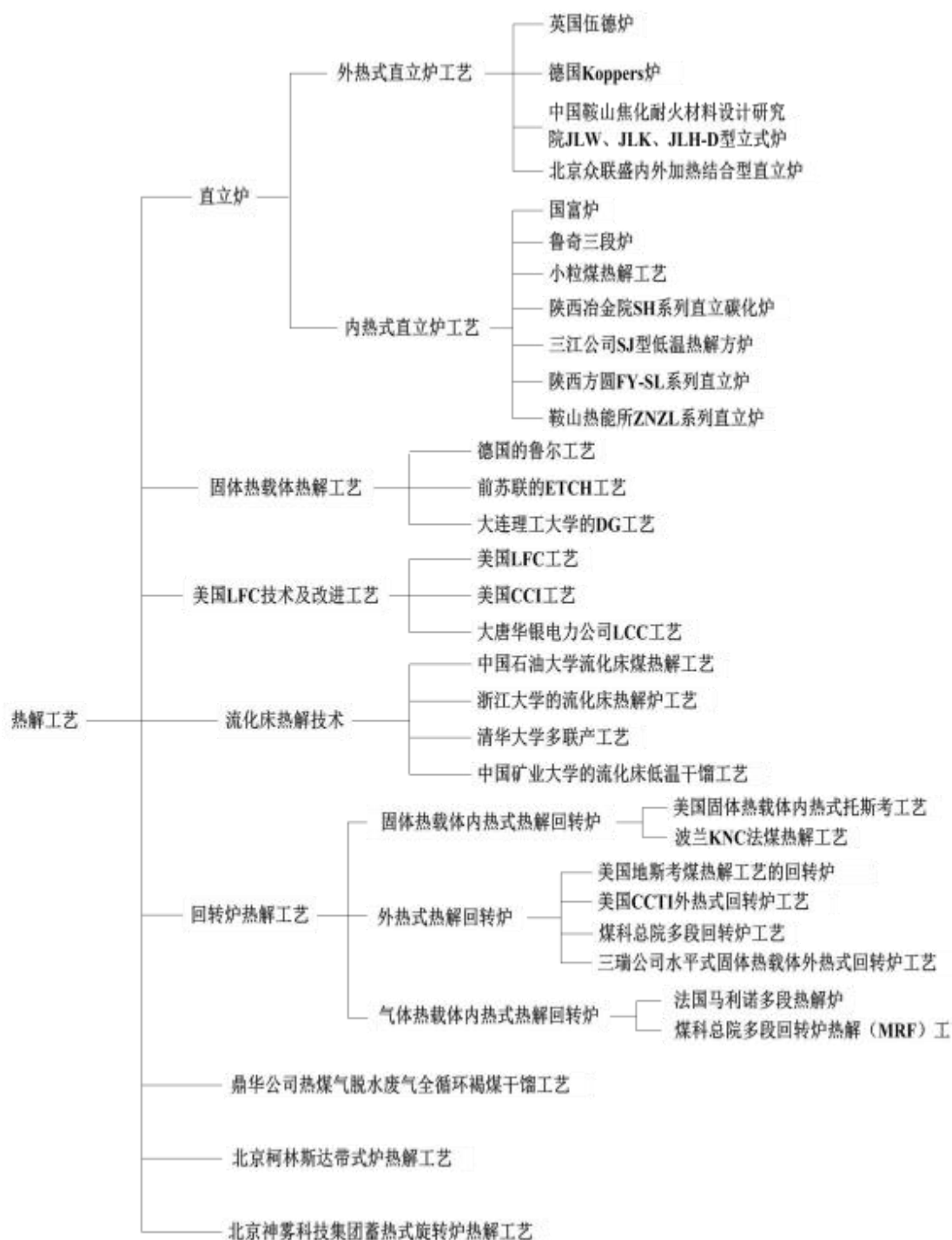


图 4.1-1 国内外常见煤热解工艺技术

表 4.1-1 热解工艺技术对比

序号	项目		工艺技术						
			内热式直立炉技术	外热式立式炉技术	DG 固体热载体技术	柯林斯达带式炉技术	北京神雾旋转床工艺	气体热载体外燃内热式直立炉技术	气固热载体双循环快速热解技术
1	技术特点		技术成熟可靠；单炉可以任意组合；生产技术简单，易控制；耗水量较大。	采用蓄热室回收热量；炉底排焦蒸汽密封；耗水量低。	煤与固体热载体半焦在提升管中加热；干法熄焦；煤气热值高；耗水量低。	物料金属带输送；煤气和兰炭冷却采用干法冷却；无工艺用水。	蓄热式辐射管加热；旋转床热解反应器；适用物料广泛；耗水量低。	采用气体热载体外燃内热式直立方炉；工艺移动床设计及炉体内采用沉降式设计；连续干法熄焦	提升管反应器；高温粉焦作为固体热载体，以自产的煤气循环作为气体热载体。粉焦干法冷却；选用催化裂化外取热器形式的专用设备；干法熄焦
2	进料粒度，mm		20~80	25~80	≤6	6~20	10~80	13~150	100μm 以下
3	加热燃料		热解煤气	热解煤气	半焦	热解煤气	低热值煤气	惰性烟气	粉焦
4	加热方式		内热式	外热式	内热式	内热式	外热式	内热式	内热式
5	热载体		烟气	——	半焦	烟气	——	烟气	自产粉焦
6	热解温度，℃		650~700	850~900	500~540	500~600	550	800	550~600
7	目标产品		焦油、半焦、煤气	半焦、焦油、煤气	半焦、焦油、煤气	半焦、焦油	半焦、焦油、煤气	半焦、焦油、煤气	粉焦、焦油、煤气
	固体	t/t 煤	0.67	0.62	0.6	0.58	0.75	0.63	0.58
	焦油	t/t 煤	0.067	0.078	0.1	0.077	0.07	0.0765	0.17
	煤气	组分	H ₂ 23.68%	H ₂ 48%	H ₂ 23.46%		H ₂ ~45%	H ₂ 23.49%	H ₂ 9.50%
			CH ₄ 5.62%	CH ₄ 19%	CH ₄ 26.78%		CH ₄ ~25%	CH ₄ 37.11%	CH ₄ 36.25%
			CO 7.51%	CO 20%	CO 13.73%		CO~15%	CO 12.01%	CO 14.23%
			CmHn 0.83%	CmHn 1.5%	CmHn 5.47%		/	CmHn 8.98%	CnHm 19.26%
			CO ₂ 11.96%	CO ₂ 6%	CO ₂ 25.73%		/	CO ₂ 13.17%	CO ₂ 11.11%
									大型工业化低阶粉煤回转热解成套技术
									烟气循环加热；回转炉热解；连续干法熄焦；

8			N ₂ 38.99%	N ₂ 5%	N ₂ 4.07%		/	N ₂ 2.0%	N ₂ 6.01%	N ₂ 3.2%
		热 值 kcal/Nm ₃	1700~2000	3700	4285	5456	4200	5648	7175	6500
		Nm ³ /t 煤	485	237	138	——	90	65	49.04	~100
9	环境保护状况	废水较难处理； 热效率较低。	煤气熄焦；热效率较高。	干法熄焦；热效率较高。	无废水排放；热效率较高。	蒸汽熄焦；热效率较高	冷烟气熄焦，减少废水排量	采用干法熄焦，废水少，且配备烟气脱硫系统，烟气达标排放，环境影响小	干法熄焦；热效率高。	
10	技术来源	三江煤化工、陕西冶金院、鞍山热能所	北京众联盛化工工程有限公司	大连理工大学神木富油	北京柯林斯达公司	北京神雾能源集团	国电富通	胜帮公司	陕煤神木天元公司与华陆科技共同开发	
11	工业化程度	已在西北地区广泛应用。	内蒙伊东集团60万 t/a 提质煤装置已投产运行	60万 t/a 已在锦界神木富油公司建成，目前未能实现商业化运行	蒙元 30 万 t/a 褐煤提质示范装置已建，红柳林长焰煤 1t/h 试验在进行	内蒙古乌兰煤炭集团单线 100 万 t/a 褐煤提质正在建设	陕煤乾元公司 50×10 ⁴ t/a 热解装置 2016 年已建成	2×10 ⁴ t/a 工业试验建成	60 万吨/年粉煤热解工业示范装置运行良好，120 万吨/年粉煤热解装置工艺包已经完成	

4.1.1.2 工艺技术方案选择

大型工业化低阶粉煤回转热解工艺是陕煤天元和华陆公司历时 10 年开发的成熟产业化技术；具有从实验室研究、800kg/h 小试、5 万吨/年中试（经鉴定），60 万吨/年工业化示范装置（经鉴定）完整的逐步放大过程，解决了大量技术难题；60 万吨/年粉煤热解工业化示范装置达到了设计指标，并基本实现了长周期稳定运行；在核心设备大型化开发方面进行了大量的研究和探索，积累了丰富的实践经验，形成了专利专有设备；设计团队均参加过 5 万吨/年中试和 60 万吨/年示范装置，能够确保与工艺包的无缝衔接，工程质量与进度有保障；陕煤天元拥有丰富的生产经验，能够确保装置顺利开车投产、稳定运行。

4.1.1.3 工艺特点

拟选用的外热式回转炉热解工艺技术主要具有以下特点：

- （1）煤种适用范围广，能够适用于褐煤、长焰煤和弱黏煤等高挥发分的低阶煤。
- （2）粒度选择范围宽，特别适合粒度 0~30mm 的粉煤
- （3）操作环境好，煤干燥、煤热解、提质煤冷却全密闭生产，粉尘污染小。
- （4）提质煤品质好，完全满足提质煤质量指标。
- （5）煤焦油收率高，所产煤焦油水分含量低，尘含量低，可直接作为下游煤焦油加氢装置的原料使用。
- （6）热解煤气有效成分含量高（>90%），甲烷含量可达 38~42%，下游处理气量小，可进一步降低处理装置投资及运行成本。
- （7）含油、含酚污水排放量少。煤的干燥水和热解水分级回收，干燥水简单处理后可直接作为增湿用水。

4.1.2 煤气化技术方案

4.1.2.1 气化工艺技术比较

煤炭气化技术已有 200 多年的历史，随着煤气化工艺的广泛应用，煤气化技术得到了长足的发展。目前可作为大型工业化运行的煤气化技术，可分为固定床气化技术、流化床气化技术、气流床气化技术。

（1）固定床气化技术

固定床气化炉是目前国内工业燃气应用最普遍的装置。固定床气化炉工艺要求只

能以块煤为原料，单台装置的最大产气量为 11000Nm³/h 左右。因此固定床气化炉的原料成本相对较高、台数多。此外，由于燃料气出口温度低，产品气中含有焦油和酚水，热解煤气净化后，会产生污水，环境污染大，处理成本高。当前常压固定床气化炉在我国已被列入淘汰产品名单。

(2) 气流床气化技术

气流床气化炉以煤粉或水煤浆为原料，通过气化剂（氧与蒸汽）将原料带入炉内，在 1400~1700℃ 高温下将原料转化为 CO、H₂ 和 CO₂ 等气化，残渣以熔渣等形式排出。目前主流的气流床气化炉均为加压操作，采用纯氧+水蒸汽作为气化剂，目标是化工合成气。由于操作压力高，使用纯氧做气化剂，装置投资大，运行成本高，多用于化工合成或合成天然气，不适合于工业燃气的生产。

(3) 流化床气化技术

流化床气化以粉煤为原料，以空气、富氧空气和水蒸汽等为气化剂，操作温度 1050℃ 左右，密相区温度均匀。由于其常压气化、煤种适应性广，且前处理简单、操作条件温和等特点，越来越受到工业燃气市场的重视，近年来发展迅速。目前国内流化床气化技术主要有科达炉气化技术、恩德气化技术、中科院工程热物理研究所研发的循环流化床气化技术等。

主要气化技术比较见表 4.1-2。

表 4.1-2 国内主要气化技术对比

序号	炉型项目	固定床	流化床		循环流化床
		二段炉	恩德气化炉	科达炉	中科院技术
1	原煤适应性	无烟煤、烟煤	褐煤、长焰煤、弱粘性烟煤等。要求具有较高活性	弱粘结性烟煤、褐煤	褐煤、长 焰煤、弱粘性烟煤等
2	原料粒度 (mm)	25~100	0~10	0~10	0~12
2	原煤热值 (kJ/kg)	>20934	>20934	>21771	>13398
3	炉膛温度 (°C)	550~1100	950~1050	900~970	900~990
4	煤气热值 (kJ/Nm ³)	5200~9200	5200~9500	5200~6490	5200~9200
5	煤气产率 (Nm ³ /kg)	3~3.3	2.5~3.4	2.8~3	2.8~3.3
6	碳转化率 (%)	80~88	~88	60~65	78~83

7	冷煤气效率 (%)	75~88	65~76	50~60	68~75
9	商业运行规模 (Nm ³ /h)	7000	40000	20000	40000
10	连续运转率 (%)	92	90	<80	92

4.1.2.2 工艺技术方案的选择

粉煤热解装置干燥后分离出来的干燥细煤粉大部分直接来自原料带入，附加值低，优先考虑将其作为燃气气化原料。干燥细煤粉粒度<200um 粒度不满足固定床和流化床要求，如果采用气流床燃气制备技术，可以省去常规气流床进料所需的干燥和制粉单元。优势更突出。综合考虑原料特性、燃气制备经济性，采用常压流床气化制备燃气技术。

4.2 工艺流程和产污环节分析

4.2.1 总工艺流程

由煤矿分级合格的原料煤及燃料煤，由汽车运至厂区，经厂区原料煤及燃料煤储运系统将粒度为 0~10mm 的煤送煤气化单元和锅炉单元，粒度为 0~30mm 的煤送煤热解分质单元。

来自厂区低压蒸汽管网的低压蒸汽和空分装置的氧气喷入发生炉，与煤气化反应，经除尘冷却后的气化煤气，脱除燃气中 H₂S 后送热解单元热风炉作燃料。脱硫产生的硫磺外售。

来自气化单元的净化煤气经热风炉燃烧，为热解提供热源，原料煤经热解后，提质煤作为产品外售，煤焦油储存后外售，热解煤气送 LNG 生产装置。

来自热解单元的热解气经净化后生产 LNG 及 LPG 产品外售。

项目总工艺流程图见图 4.3-1。

4.2.2 煤炭储运工艺流程及产污环节

4.2.2.1 工艺流程

本工程用煤主要为原料煤及燃料煤，煤气化单元和锅炉用煤粒度为 0~10mm，煤热解分质单元用煤粒度为 0~30mm。所需原料及燃料煤粒度均由煤矿分级合格后送入厂内，故在厂内原、燃料煤储运系统中不设置破碎装置。

原料及燃料煤由自卸汽车卸入汽车卸煤间，汽车卸煤间受煤地槽内的煤，通过叶轮给煤机均匀给料，由 DT II 型带式输送机送入厂内的 2 个原料及燃料煤密闭条形料场，

经条形料场内的堆料机将原料燃料煤堆放贮存。

由汽车卸煤间至条形料场之间，该段煤贮运系统设计为双路系统，一开一备，单路设计输送能力 2100t/h。

4.2.2.2 产污环节

(1) 废气

G1-1——原料及燃料煤卸煤间卸煤的过程中会产生粉尘，经袋式除尘器除尘后排放含尘废气，主要污染因子为：煤尘。

G1-2——原料及燃料煤从卸煤间到储煤场经皮带输送机输送的过程中会产生粉尘，经袋式除尘器除尘后排放含尘废气，主要污染因子为：煤尘。

G1-3——原料及燃料煤储煤场产生逸散粉尘，经喷水雾降尘后排放逸散粉尘，主要污染因子为：煤尘。

(2) 固废

S1-1——原料及燃料煤卸煤间卸煤的过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘。

S1-2——原料及燃料煤从卸煤间到储煤场经皮带输送机输送的过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘。

(3) 噪声

N1-1——卸煤除尘器风机噪声。

N1-2——原料、燃料煤粉进场输送除尘器风机噪声。

煤炭储运工艺流程及产污环节见图 4.3-2。

4.2.3 煤气化工艺流程及产污环节

4.2.3.1 工艺流程

(1) 上煤系统

煤热解装置来的干燥细煤粉从常压状态加压到约 0.7MPaG，在输送载气与压差作用下通过四条管线和工艺喷嘴将发料罐内煤粉送入气化炉。本系统可全部由程序控制自动运行，系统运行原理说明如下：

热解装置来的干燥细煤粉首先缓存在常压粉煤仓中。常压粉煤仓设有三个发料罐，两开一备，用于向 3 个气化炉输送煤粉。每个发料罐底部设有 6 路出口，分别对应于两台气化炉的 12 条煤粉输送管线。在料仓直段部分设有料位计，用于监控煤粉存量。

当料位低到一定程度时需从常压粉仓受料。

两个发料罐交替运行，循环过程依次为受料、充压、送料和卸压四个过程。具体为常压下接受常压粉煤仓供料，然后向备用发料罐充压至指定压力后，往气化炉送料，供料结束后通过布袋除尘器卸压至常压，再开始新的受料，即进入新一轮循环。

（2）气化系统

来自厂区低压蒸汽管网的低压蒸汽和空分装置的氧气在混合器进行混合之后，通过发生炉下喷嘴和上喷嘴进入发生炉。发生炉中部的炉温为 950~1050℃，而上部的炉温则约为 950℃左右，下部压力 12~16kPa，上部压力为 8~10kPa。在上述条件下，发生炉内的粉煤和作为气化剂的蒸汽和氧气经过复杂的分解、氧化、还原等化学反应而生成煤气。生成的煤气和粉尘一同由气化炉上部进入回流旋风分离器，而粉尘则在此回收并经过回流管返回到发生炉参与二次气化。积存于气化炉底部的一定量炉灰，通过螺旋排灰机进入到贮灰槽，炉灰送锅炉燃烧。

（3）余热利用及除尘系统

出自回流旋风分离器的煤气进入到生产蒸汽的余热锅炉。由旋风分离器流入到余热锅炉装置的煤气温度高达 850~900℃。因此，就利用其显热产生蒸汽并过热至 430℃。从余热锅炉装置转入下一流程的煤气温度低于 240℃。

从余热锅炉出来的煤气进入二次过热器，用于冷却粗煤气，之后粗煤气进低温旋风分离器，用来进一步分离煤气中的粉尘。出旋风除尘器出来的煤气进入布袋除尘器进一步除去煤气中的灰尘，除灰后的煤气进入煤气冷却器，使温度降低至 40℃左右。二次过热器、旋风分离器及袋式除尘器分离下来的煤灰先进入灰仓，然后由仓泵输送到锅炉备煤系统与锅炉燃料煤混合，在锅炉内充分燃烧。煤气经过煤气冷却器、U 形水封器进入气柜缓冲。

（4）燃气脱硫工艺流程

本装置将燃气中的硫脱除，使燃气净化后作为燃料利用；由溶液吸收部分、溶液再生部分及硫回收部分组成。

来自气柜的粗煤气进脱硫单元脱硫塔的底部，与塔顶喷淋而下的脱硫贫液（PDS 脱硫剂）逆流接触，燃气中的 H_2S 被吸收。出脱硫塔的燃气中 H_2S 含量 $\leq 20mg/Nm^3$ ，净化后煤气送热解单元热风炉。

从脱硫塔顶进入的脱硫贫液吸收了燃气中的 H_2S 后，富液从塔底排出后进入富液槽，经富液泵打入再生槽顶吸液口，与自吸空气在再生槽内混合，进行强氧化反应。在再生槽顶部，浮选出的硫泡沫自流入硫泡沫槽，经过硫泡沫泵进入熔硫釜连续熔硫，生产的硫磺外售。

从再生槽分离出来的贫液进入贫液槽，经贫液泵送入脱硫塔循环喷淋脱硫。储存在加药槽内的新鲜贫液（PDS 脱硫剂）经过加药泵打入贫液槽定期补充贫液。

气化煤气湿法脱硫过程中由于副反应的发生，会产生硫代硫酸盐和硫酸盐等无机盐，无机盐累积到一定程度（总含量大于 200g/L ），脱硫效率会严重下降，因此，需要定期补充新的脱硫剂，外排脱硫液浓盐液，拟送废水处理站蒸发结晶处理。

4.2.3.2 产污环节

（1）废气

G2-1——原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入储煤槽过程中会产生粉尘，经袋式除尘器除尘后排放含尘废气，主要污染因子为：煤尘。

G2-2——气化煤气生产及储存的过程会逸散少量煤气，主要污染因子为： CO 、 H_2S 等。

G2-3——硫回收再生塔自吸空气反应后剩余的气体经再生塔顶排空废气，污染因子为带出极少量的未反应 H_2S 和 NH_3 。

（2）废水

W2-1——除灰后的煤气进入煤气冷却器，使温度降低至 40°C 左右，产生冷凝废水污染因子为：石油类、COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、挥发酚等。拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

W2-2 ——煤气气柜水封定期排水，产生废水污染因子为：石油类、COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、挥发酚等。拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

（3）固废

S2-1——原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入储煤槽过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘，拟送锅炉房作燃料综合利用。

S2-2——气化炉气化过程中产生炉渣，外售作为建材生产辅料。

S2-3——气化炉荒煤气净化除尘过程中产生的收集灰尘，拟送锅炉房作燃料综合利用。

S2-4——气化煤气湿法脱硫过程中由于副反应的发生，会产生硫氰酸盐、硫代硫酸盐和硫酸盐等无机盐，无机盐累积到一定程度（总含量大于 200g/L），脱硫效率会严重下降，因此，需要定期补充新的脱硫剂，外排脱硫液。拟送废水处理站蒸发结晶处理。

（4）噪声

N2-1——备煤除尘器风机噪声；

N2-2——煤气风机噪声；

N2-3——燃气加压机噪声；

N2-4——燃气净化液泵噪声。

煤气化工艺流程和产污环节及物料平衡分析示意图见图 4.3-3。

4.2.4 煤热解工艺流程及产污环节

4.2.4.1 工艺流程

（1）上煤系统

由备煤系统送来合格的（水分 $\leq 10\%$ ，粒度 $< 30\text{mm}$ ）粉煤通过运输设备从粉煤漏斗进入贮煤仓。贮煤仓中的粉煤，通过给煤机进入回转干燥炉。

（2）热风炉系统

经助燃风机增压后的空气，与气化装置来的净化后的燃料气以及 LNG 生产系统来解析气在热风炉（燃烧器）中混合燃烧，产生高温烟气，首先为外热式间接加热回转热解炉进行加热，加热后的烟气经循环风机抽取后，一部分送入热风炉循环，一部分送内热直接加热回转干燥炉进行加热干燥，一部分经 23m 高烟囱排放。

（3）干燥系统

原煤自炉头部分加入，干燥烟气从炉尾进入，在回转干燥炉中，煤与来自热解炉的加热气和冷却炉的循环烟气进行直接逆流换热，原煤温度升高，脱除水分，在高于露点的温度条件下，干燥循环烟气经旋风分离器、布袋除尘器除尘后，进入气水分离器进行进一步降温脱除水分，冷却除水后的大部分烟气送外冷式间接冷却回转冷却炉进行换热冷却新型无烟煤，经换热升温的烟气送干燥炉循环使用，少量作为干燥废气

经 100m 高烟囱排放。气水分离器冷凝下来的干燥水，作为增湿水送至提质煤冷却增湿系统利用。

（4）热解系统

经回转干燥炉干燥后的煤进入外热式间接加热回转热解炉，与回转炉夹套中的高温烟气进行间接换热，煤温逐步升高，在温度 550~650℃ 下热解，发生脱挥发分等一系列复杂的煤热解反应，生成高温油气和提质煤。提质煤由回转反应炉炉尾排出，送入回转冷却炉冷却，高温油气送油气分离系统。

（5）冷却增湿系统

高温无烟煤送入外冷式间接冷却回转冷却炉进行冷却，冷却用烟气为干燥炉经旋风分离器、布袋除尘、气水分离器水洗降温后的循环烟气，冷却至 60℃ 左右后再喷入气水分离器冷凝下来的干燥水，冷却增湿后的新型无烟煤经皮带输送机送至提质煤场存储。

（6）油气分离系统

热解产生的高温油气首先进入旋风除尘器进行除尘，再进入激冷塔，采用 煤焦油作为循环介质对高温油气进行降温，循环煤焦油中抽出一股作为重油送至焦油中间罐。激冷塔塔顶出口油气进入冷却器降温分离，在油气分离器中分出热解煤气、热解水和轻油，轻油送中间储罐与重油混合后送现有厂区轻质化生产单元。热解煤气去热解煤气气柜，去 LNG 生产单元。热解分离废水送污水

处理站处理。

（7）提质煤储运

新型无烟煤由 DT II 型带式输送机送入厂内的 2 个提质煤密闭条形料场，经条形料场内的堆料机将新型无烟煤堆放贮存。提质煤条形料场内的提质煤经皮带机送筛分楼经筛分设备筛分，分级为 0~13mm 和 13~30mm 二种粒径，分别送各自储煤装车仓存储。

4.2.4.2 产污环节

（1）废气

G3-1——原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入储煤槽过程中会产生粉尘，经袋式除尘器除尘后排放含尘废气，主要污染因子为：煤

尘。

G3-2——热风炉系统排放的气化装置来的净化后的燃料气以及 LNG 生产系统来解析气燃烧废气，主要污染因子为：PM₁₀、NO_x 及 SO₂。

G3-3——干燥炉干燥气经除尘、气水分离系统后排放的烟气，主要污染因子为：PM₁₀、NO_x 及 SO₂。

G3-4——热解煤气储存的过程会逸散少量煤气，主要污染因子为：CO、非甲烷总烃、NH₃、H₂S、苯并芘等。

G3-5——热解油气冷凝（冷鼓）及焦油中间储存过程中无组织逸散废气，主要污染因子为非甲烷总烃、H₂S、NH₃、苯并芘、酚类及 HCN 等。

G3-6——产品提质煤经运输设备输送过程中会产生粉尘，经袋式除尘器除尘后排放含尘废气，主要污染因子为：煤尘。

G3-7——产品提质煤储煤场产生逸散粉尘，经喷水雾降尘后排放逸散粉尘，主要污染因子为：煤尘。

G3-8——产品提质煤从储场输送到筛分间的输送及筛分过程中会产生粉尘，经袋式除尘器除尘后排放含尘废气，主要污染因子为：煤尘。

G3-9——产品提质煤从筛分间的输送到装车仓及从运输设备进入装车仓以及装车过程中会产生粉尘，经袋式除尘器除尘后排放含尘废气，主要污染因子为：煤尘。

（2）废水

W3-1——热解煤干燥烟气经除尘后经气水分离产生冷凝废水，污染因子为：COD。较为清洁，作为提质煤增湿用水直接利用。

W3-2——热解煤气经激冷塔激冷后油气水分离产生的热解废水，污染因子为：石油类、COD、NH₃-N、挥发酚等。拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

W3-3——煤气气柜水封定期排水，产生废水污染因子为：石油类、COD、NH₃-N、挥发酚等。拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

（3）固废

S3-1——原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入储煤仓过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘，拟送锅炉房作燃料综合利用。

S3-2——干燥炉干燥气经旋风除尘器及布袋除尘器除尘后收集粉尘，拟送锅炉房

作燃料综合利用。

S3-3——热解煤气经高温旋风除尘器除尘后收集粉尘，拟送锅炉房作燃料综合利用。

S3-4——热解装置产生的煤焦油经离心分离机分离出里面的焦油渣，以及煤焦油中间储罐沉淀产生焦油渣，拟掺入原料煤粉中，重新热解综合利用。

S3-5——产品提质煤经运输设备输送过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘，拟作为产品外售。

S3-6——产品提质煤从储场输送到筛分间的输送及筛分过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘，拟作为产品外售。

S3-7——产品提质煤从筛分间的输送到装车仓及从运输设备进入装车仓过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘，拟作为产品外售。

(4) 噪声

N3-1——备煤除尘器风机噪声；

N3-2——热风炉助燃风机噪声；

N3-3——烟气循环风机噪声；

N3-4——干燥烟气风机噪声；

N3-5——干燥水泵噪声；

N3-6——冷却风机噪声；

N3-7——热解煤气风机噪声；

N3-8——焦油循环泵噪声；

N3-9——污水泵噪声；

N3-10——无烟煤运输除尘器风机噪声；

N3-11——无烟煤筛除尘器风机噪声；

N3-12——无烟煤装车除尘器风机噪声。

热解工序工艺流程和产污环节及物料平衡分析示意图见图 4.3-4。

4.2.5 酚氨回收工艺流程及产污环节

4.2.5.1 工艺流程

煤热解废水水质成份复杂，污染物质主要有氨、二氧化碳、单元酚、多元酚、脂

肪酸和油等，硫化氢含量较少。这些物质都是极性物质，氨、二氧化碳和硫化氢等在水溶液中是挥发性的弱电解质。废水中的 H_2S 、 CO_2 等酸性气体会对处理过程造成干扰，并造成设备腐蚀、结垢，而氨和酚类对微生物有抑制作用，影响后续的生化处理。因而需要利用预处理流程将废水中的大部分污染物脱除，以减轻后续生化段的负荷。酸性气体及氨在高温下的溶解度较低，采用汽提的方式脱除和回收。

本项目设酚氨回收装置，单元由脱酸脱氨、氨气粗分离、萃取、溶剂回收、溶剂汽提、氨气净化组成，主要生产设施有脱酸塔、萃取塔、溶剂汽提塔、溶剂回收塔等。

(1) 脱酸脱氨

来自油回收 65°C 、 1.0MPa 的污水分成两路，一路经冷进料酚水冷却器与循环水换热冷却至 40°C 左右，作为冷进料进入脱酸脱氨塔填料上段喷淋，以洗涤上升氨气，控制塔顶温度 ($40\sim 80^\circ\text{C}$)；另一路经经两级酚水换热和一级粗氨气换热器换热升温至 140°C ，作为热进料进入脱酸脱氨塔填料层下的第一块塔板上。塔顶出来的酸性气经酸性气冷凝器冷却至 40°C 进入酸性气分离罐分液，分液后的酸性气送制氢工段常压煤气脱硫塔，分凝液相送至氨液槽。

碱液分两股。一股根据废水中固定氨量加入脱酸脱氨塔。另一股进入氨气净化系统的碱洗塔，当碱洗塔正常承载碱量后，切断碱液罐至碱洗塔的管线，让碱液通过泵进行内部循环塔内喷淋，一般碱液饱和或检修前，将碱洗塔中的碱液送往脱酸脱氨塔使用，再更换新鲜碱液。

(2) 氨气粗分离

脱酸脱氨塔侧线采出的 152°C 的粗氨气经与原料酚水换热后降温至 147°C ，进入一级分凝器进行气液分离，气氨从上部出去，经二级冷凝冷却器与循环水换热冷却后降温至 83°C ，进入二级分凝器进行气液分离，气氨从上部出去，经三级冷凝冷却器与循环水换热冷却后降温至 40°C ，进入三级分凝器。一、二级分凝器分离出的粗氨水经循环水换热后冷却至 40°C ，然后送氨凝液槽，三级分凝器分离出的粗氨水直接送氨凝液槽，氨凝液槽的粗氨水作为废水返回原料水储罐进一步进行酚氨回收处理。

三级分凝器上部出来的富氨气进入氨净化塔下部，与氨净化塔顶部逆流来的循环氨水充分接触，富氨气中的酸性物质被吸收，塔底形成硫铵、碳铵等铵盐溶液，氨净化装置进行氨净化后，进入氨吸收器吸收成稀氨水。三个分液罐下部的液相出料进入

氨凝液槽，经泵升压后，循环回大罐或原料水泵入口。

(3) 萃取

脱氨后污水经预热器降温后，再经萃取塔冷却器进一步降温到 40℃，作为萃取塔塔顶进料。萃取塔主要作用是把污水中的酚、油等有机物萃取掉；在萃取塔中，来自溶剂循环槽的萃取剂（化学名称：甲基异丁基甲酮），经泵增压（0.8MPa）后从萃取塔塔釜进入萃取塔，与从塔顶进料的含酚污水逆流萃取；萃取塔顶得到含酚油萃取混合物，采集到萃取物槽，作为溶剂回收塔的进料；萃取塔釜采出脱酚污水经换热后，作为汽提塔的进料。

脱氨后污水经预热器降温后，再经萃取塔冷却器进一步降温到 60℃，作为萃取塔塔顶进料。萃取塔主要作用是把污水中的酚、油等有机物萃取掉；针对本废水水质情况采用甲基异丁基甲酮作为萃取剂，其相对醚萃取剂对多元酚有更好的选择性。在萃取塔中，来自溶剂循环槽的萃取剂，经泵增压（0.8MPa）后从萃取塔塔釜进入萃取塔，与从塔顶进料的含酚污水逆流萃取；萃取塔顶得到含酚油萃取混合物，采集到萃取物槽，作为溶剂回收塔的进料；萃取塔釜采出脱酚污水经换热后，作为汽提塔的进料。

为保证酚的萃取效果，针对本废水水质多元酚含量较高，萃取剂选用甲基异丁基甲酮，其不仅对单元酚有很好的选择性，且相对醚萃取剂对多元酚有更好的选择性，尤其在 60℃的萃取温度，对酚类的选择性更高。萃取塔采用高效散堆填料，增加其接触面积，塔内填料分 5 段，填料段间设置层间再分布器，萃取塔总高 36m，使萃取剂和污水有足够的停留时间进行萃取接触，提高其萃取效率，使其废水中出口总酚含量为 500~600mg/L，COD 含量≤5000mg/L，萃取效率为 96.5%，酚氨回收萃取剂消耗约总体损失大约在 0.2kg/t 水，是二异丙醚损失量的 1/2~1/3。操作中主要通过控制酚塔和水塔塔釜温度减少溶剂损失，使得粗酚和去生化的废水中含量尽量降低。

(4) 溶剂回收

萃取物自槽中由溶剂回收塔进料泵经溶剂回收塔进料换热器预热至 91℃后，送至溶剂回收塔中进行精馏分离，釜内压力为常压，塔底温度~205℃、塔顶温度~130℃。其中溶剂甲基异丁基甲酮作为轻组分从塔顶采出，经塔顶冷凝器冷却（40℃）后进入溶剂循环槽中。粗酚作为重组分从塔底采出，经粗酚冷却器冷却（80℃）后进入粗酚储槽。塔顶回流由泵自溶剂循环槽泵送来。

（5）溶剂汽提

酚水经萃取塔萃取后，从萃取塔塔底泵出，经汽提塔塔进水换热器预热至 75℃后，送至汽提塔顶部。塔顶采出的溶剂和水的混合蒸汽经水塔塔顶冷凝器冷凝至后进入油水分离器进行油水分离，上层溶剂相溢流进入溶剂循环槽中；下层水相经水塔回流泵回流至水塔中进行汽提。脱溶剂后的稀酚水由塔底稀酚水塔底部酚水泵经水塔进水换热器和净化水冷却器冷却至 45℃后，泵入生化段，经脱酚及溶剂汽提后的废水中总酚浓度约为 45mg/L，工艺脱酚效率约为 97%。

（6）氨气净化

三级分凝出来的粗氨气含有硫化氢、二氧化碳、挥发酚和挥发油，需要进一步净化制成氨水而后精馏成液氨。三级闪蒸罐出来的粗氨气从氨净化塔下部进去，被浓氨水洗涤脱除酸性气，塔釜形成硫铵碳铵等铵盐溶液，经泵可送去中间罐。为了增强吸收效果，控制氨精制塔温度 40℃，从氨精制塔填料下部、中部抽出循环液经循环冷却器降温至 35℃，循环冷却。脱酸后的氨气经管道送入碱洗塔进料管中，在进料管中与来自碱液泵的 20%的氢氧化钠溶剂充分混合，送入碱洗塔，碱洗塔可进一步除去酸性气和酚类物质。循环碱液经换热器冷却至 35℃后经塔顶喷淋，与氨气在塔内逆流接触，充分洗涤，接近饱和浓度后可作为汽提塔脱固定氨的用碱。较高纯度的氨气从碱洗塔出来后进入氨气冷却吸收器被脱盐水吸收制成 20%的氨水，然后进入精馏装置，精馏成液氨。

4.2.5.2 产污环节

（1）废气

G4-1——脱酸塔产生的酸性废气，送硫回收装置处理。

（2）废水

W4-1——脱酸、氨精馏塔产生的氰酚废水，送厂区污水生化装置。

酚氨回收工段工艺流程及产污环节如图 4.3-5。

图 4.3-5 酚氨回收工段工艺流程图

4.2.6 液化天然气 LNG 工艺流程及产污环节

4.2.6.1 工艺流程

本项目 LNG 装置主要包括原料气压缩、除油、水洗、预处理、二次升压、有机硫水解、MDEA（二乙醇胺）脱酸、脱汞、干燥、纯化、液化分离。

（1）原料气压缩

由于热解煤气中含有大量的焦油高碳物质，在加压的过程中容易粘附在压缩机的叶轮或活塞阀片部位，严重影响压缩机的正常工作，特别是热解煤气化工序出现波动的情况下。

管输至装置界区的热解煤气进入气柜进行缓冲后，进入配有螺杆压缩机增压后进入预处理装置。

（2）原油及粗脱苯

经过螺杆压缩后的原料气中含有一定量的油，为防止影响后续装置正常工作，采用吸附法除掉原料气的油，使含油量满足原料气的要求。

本项目拟采用焦炭吸附原料气中的润滑油和焦油，由于此类吸附剂以煤基碳为原料合成制得，再吸附润滑油和焦油的同时，也能吸收部分苯和萘。

吸附焦油后的原料气自下而上进入洗油塔，与塔顶喷淋洗油逆流接触，煤气中的粗苯经吸收后进入洗油（富油），脱苯后的煤气进入洗氨塔，富油直接送至煤焦油储罐。

（3）水洗

除油后的热解气进入洗氨塔中部，与来自塔顶的脱盐水及贫氨液逆流接触传质，热解气中的氨及部分轻烃类进入液相进入塔底，净化后的原料气送至预处理塔。洗氨后液相则进入汽提塔汽提除氨，塔底的贫氨液经塔底回流泵送至洗氨塔，塔顶的汽提气则经塔顶冷凝器冷却后进入气液分离器，经分离后的气相（含烃类）送至界外燃料气管网，冷凝后的液相（含氨 1.8wt%）则送至锅炉单元利用。

（4）预处理

预处理单元主要是脱除原料气中的苯和萘。本项目拟采用吸附法脱除苯、萘和焦油。即在较低压力和温度下用吸附剂吸附苯、萘等重质组份，之后在高温、低压下解吸再生，构成吸附剂的吸附与再生循环，达到连续分离气体的目的。这样，可以保护

后续的催化剂，又避免了萘在升压后结晶堵塞管道和冷却器等设备，吸附再生的苯、萘及焦油与焦油产品混合送罐区储存。

（5）二次升压

预处理后热解煤气脱除了焦油等组分，采用接力压缩机继续增压至 3.2MPa，送入有机硫水解工序。

（6）有机硫水解

本项目采用中温水解工艺将大部分有机硫转化成无机硫。来自压缩工序的热解煤气首先被加热到 220℃从上部管口进入水解塔进行水解反应：



由于有机硫水解反应为放热反应，整个反应过程大约有 30℃的温升，为了充分利用这部分热量，水解后的高温热解煤气首先与水解塔入口的富甲烷气进行换热，最后再用循环水冷却至 40℃进入脱汞工序。

（7）脱汞

原料气中含有少量的汞元素，在原料气制冷过程中，金属汞会加快铝材质的腐蚀，造成金属脆化。因此必须进行脱除。本项目采用载硫活性炭吸附剂将其中含有的微量汞脱除，控制总汞含量 $\leq 10\text{ng}/\text{Nm}^3$ 。

（8）MDEA（二乙醇胺）脱酸

一级脱硫流程

来自脱汞工序的原料气送至脱硫吸收塔，原料气从脱硫吸收塔塔底进入，IPE-MDEA 选择性脱硫溶液从塔顶加入，原料气与塔顶 IPE-MDEA 溶液在塔内接触，大量的 H_2S 和部分 CO_2 被溶液吸收，脱除大部分 H_2S 和部分 CO_2 后的一级脱硫气经塔顶排出，排出的一级脱硫气经吸收塔塔顶冷却器冷却至 40℃后进入塔顶气液分离过滤器，气液分离器上部排出的净化一级脱硫气送至二级脱碳工段，底部收集的液体自流至低压富液闪蒸罐循环使用。从吸收塔塔底排出的富液首先进入低压富液闪蒸罐，顶部闪蒸出的闪蒸气返回压缩机入口。底部排出富液送至贫富液换热器与脱硫再生塔底贫液换热后进入脱硫再生塔再生。

二级脱碳流程

来自一级脱硫工段的净化一级脱硫气自塔底进入脱碳吸收塔，IPE-MDEA 活性脱碳溶液从塔顶加入，净化一级脱硫气与塔顶 IPE-MDEA 活性脱碳溶液在塔内接触，剩余 H_2S 和 CO_2 被溶液吸收，脱除 H_2S 和 CO_2 后的脱碳气经塔顶排出，排出的脱碳气经吸收塔塔顶冷却器冷却至 40°C 后进入塔顶气液分离过滤器，气液分离器上部排出的净化脱碳气送出界外，底部收集的液体自流至高压富液闪蒸罐循环使用。从脱碳吸收塔塔底排出的富液首先进入高压富液闪蒸罐，顶部闪蒸出的闪蒸气排放入排放系统。底部排出富液进入贫富液换热器与脱碳再生塔底贫液换热后进入脱碳再生塔再生。

(9) 干燥

本装置干燥工序采用分子筛等压干燥吸附工艺，由 3 台干燥器、1 台加热器、1 台冷却器、1 台分离器组成。3 台干燥器中 2 台为主干燥器，1 台为辅助干燥器。主干燥器干燥及再生交替进行，每台干燥塔的吸附周期为 8 个小时，整个干燥过程的实施由程控阀的自动切换实现连续操作，再生分加热和冷却两个步骤，经干燥后的产品气体露点低于 -70°C 。具体工艺过程如下：

原料气首先经流量调节阀分成两路。其中一路直接去干燥塔，塔内装填的干燥剂将气体中的水分吸附下来，使气体得以干燥。在一台干燥塔处于干燥的状态下，另一台干燥塔处于再生过程。

干燥塔的再生过程包括加热再生和吹冷两个步骤。在加热再生过程中，另一路原料气首先经预干燥塔进行干燥，然后经加热器升温至 260°C 后冲洗需要再生的干燥塔，使吸附剂升温、其中的水分得以解吸出来，解吸气经冷却和分液后进入处于干燥状态的干燥塔进行干燥。在吹冷过程中，再生气体直接进入处于再生状态的干燥塔，将干燥塔温度降至常温，然后再经加热器加热后去预干燥塔，对预干燥塔中的干燥剂进行加热再生，然后经冷却和分液后进入处于干燥状态的干燥塔进行干燥。干燥工序主要工艺操作条件如表 4.2-1 所示。

表 4.2-1 干燥工序主要工艺操作条件一览表

主要参数	操作条件
吸附压力 (MPa)	2.96
吸附温度 ($^\circ\text{C}$)	≤ 40
再生压力 (Mpa)	2.96
再生进口温度 ($^\circ\text{C}$)	260
再生出口温度 ($^\circ\text{C}$)	180

(10) 纯化

本项目纯化采用吸附工艺，利用吸附剂在不同压力、温度下吸附容量存在差异的流程设计理念，脱除工艺气体中的二氧化碳及重烃以满足 LNG 单元要求。

纯化系统由 3 台纯化塔、1 台加热器、1 台冷却器、1 台分离器组成。原料气去干燥塔，其中装填的填料将气体中的二氧化碳及重烃吸附下来，使气体得以纯化。纯化器的纯化及再生交替进行，在一台干纯化塔处于纯化状态下时，另二台纯化塔处于再生过程。再生采用液化分离后的尾气。纯化工序主要工艺操作条件见表 4.2-2。

表 4.2-2 纯化工序主要工艺操作条件一览表

主要参数	操作条件
吸附压力 (MPa)	2.92
吸附温度(℃)	≤40
再生压力 (Mpa)	0.9
再生进口温度(℃)	260
再生出口温度(℃)	160

(11) 液化

原料气经净化处理后进入冷箱，为满足混烃中 C5+组分的要求，先将原料气冷却后分离，液相主要以 C5+组分为主，气相则进入混烃塔进行精馏，原料气中全部的 C4 以上组分及部分 C2、C3 组分，经塔底流出后作为混烃产品出界区，从塔顶出来的组分继续进入二、三级换热器。

混烃塔顶的组分经过换热器降温后，进入脱氢塔，塔顶出来的气相以富氢气为主，并含有少量的甲烷、CO 及 N₂ 等，经换热器逐级复温后进入氢气提纯单元。

脱氢塔液相进入后续的甲烷塔，进行甲烷提纯，塔底出来的液体节流至微正压，然后经过过冷器，成为过冷 LNG 产品送往 LNG 储槽。精馏塔顶部出来的尾气以 CO 为主，同时有少量的氮气、氢气及微量甲烷，依次返回三级、二级、一级换热器复热后送出冷箱。

(12) 混合制冷剂压缩循环

本项目是从热解煤气中制取 LNG 的低温液化分离流程，与传统的 LNG 液化流程相比有较大的不同，由于热解煤气组分较为复杂，除甲烷外，还有大量的氮气、一氧化碳、氢气等低沸点物质，这些组分沸点较低，要想取得较高的收率需要更低的制冷温度。因此混合制冷剂已不能满足该冷量的要求，为保证甲烷回收率，保证产品符合要求，同时考虑本装置的规模及其它具体情况，本项目液化分离部分拟采用“混合冷剂+氮气节流”的制冷工艺。

混合工质制冷循环

深冷液化工序的冷量由一个闭式的混合冷剂制冷循环提供，混合冷剂主要由氮气、甲烷、乙烯、丙烷、戊烷等物质按照一定比例混合而成。分别设置氮气平衡罐、甲烷储罐、乙烯储罐、丙烷储罐及戊烷储罐。

低压的混合工质进入离心压缩机增压后进入末级冷却器，冷却至 40℃后进入气液分离器，液相送至冷箱一级板翅式换热器，冷却节流后，然后返流复温出冷箱；分离器气相依次通过一级、二级板翅式换热器冷却至一定温度为精馏塔再沸器提供再沸热量，然后再进入三级板翅式换热器冷却节流，最终返流复温，与液相返流流股混合出冷箱，回到离心压缩机入口缓冲罐，完成整个制冷循环。

氮气制冷循环

氮气冷剂先经过低压氮气平衡罐缓冲罐后，进入氮压缩机压缩入口，经过 2 段压缩，压力被升高后，经水冷器冷却到 40℃后进入冷箱，依次经过三级换热器后节流制冷，为脱氢塔和甲烷塔塔顶提供冷量，然后返回换热器复温后，进入低压氮气平衡罐，缓冲后进入下一个周期。

（13）甲烷化

LNG 液化单元产生的富氢、富一氧化碳气，经本单元合成甲烷返回至液化分离单元入口，从而实现热解煤气的最大化利用。

合成气首先与高温产物气换热到 250℃以上进入反应器，反应器出口温度可以达到 600~650℃,经过高压废锅、气-气换热器、锅炉给水预热器回收热量，自身温度降低到 160~170℃左右，经气液分离、预热脱盐水，再经水冷冷却到 40℃，经气液分离得到湿合成天然气。湿合成天然气（~3.4MPaG、40℃）含有少量饱和的水蒸汽，采用三甘醇 TEG 脱水工艺进行合成天然气的干燥。

（14）LNG 储存和装车

LNG 储存工艺流程简述

本项目 LNG 储罐区设置 2 座公称容积 10000m³ 的低温全容 LNG 常压储罐。

装车简述

LNG 运输采用汽车槽车运输方式。装车位同时设置气相接头和液相接头，在槽车充入 LNG 液体时，气相的天然气通过气相管道返回储罐，达到储罐和槽车压力平衡。

4.2.6.2 产污环节

(1) 废气

G5-1——水洗及纯化工序会产生燃料气，主要成分为 CO、H₂ 及 N₂，燃料气送至燃气管网至煤热解单元，不向外环境排放；

G5-2——脱硫再生塔会产生酸性气体，主要污染物为 H₂S 及 CO₂，酸性气体进入硫磺回收单元；

G5-3——脱碳再生塔会产生酸性气体，主要污染物为 CO₂，可研中提出解析出的酸性气体经 15m 高排气筒直接排放；

G5-4——LNG 储存过程会产生闪蒸汽，主要成分为甲烷，回收至冷箱入口后循环，不向外环境排放。

(2) 废水

W5-1——热解气压缩过程中会产生压缩废水，主要污染因子为：COD、氨氮、石油类、硫化物等，拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

W5-2——洗氨过程会产生洗氨废水，主要污染因子为：氨，拟进入锅炉脱硫系统进行烟气脱硫，不外排。

W5-3——有机硫水解产生水解废水，主要污染因子为：硫化物，拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

W5-4——分子筛干燥脱水系统会脱除的水分，主要污染因子为：COD、石油类、氨氮、挥发酚等，拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

(3) 固废

S5-1——除油工序产生的废除油吸附剂，为危险废物，拟送生产厂家回收处置；

S5-2——预处理工序产生的预处理废吸附剂，为危险废物，拟送生产厂家回收处置；

S5-3——脱汞工序产生的废脱汞剂，为危险废物，拟送生产厂家回收处置；

S5-4——脱硫脱碳工序产生的 MDEA 废液，为危险废物，拟送生产厂家回收处置；

S5-5——脱硫脱碳工序产生的废活性炭，为危险废物，拟送生产厂家回收处置；

S5-6——干燥工序产生的废干燥剂，为一般废物，拟送生产厂家回收处置；

S5-7——纯化工序产生废纯化吸附剂，为危险废物，拟送生产厂家回收处置。

(4) 噪声

N5-1——螺杆压缩机噪声；

N5-2——原料气接力压缩机噪声；

N5-3——各类泵噪声；

N5-4——混合冷剂压缩机噪声；

N5-5——氮气循环压缩机噪声；

N5-6——BOG 压缩机噪声。

LNG 工序工艺流程和产污环节及物料平衡分析示意图见图 4.3-6。

4.2.7 硫回收处理单元工艺流程及产污环节

4.2.7.1 工艺流程

LNG 单元 MDEA 净化排出的酸性气中 H_2S 浓度较高，不能直接排放，需要设置硫回收单元进行处理。本项目硫回收以生产高纯度固体硫磺为目的，具体工艺流程为：

硫回收装置（包括硫磺造粒包装）主要由：酸性气体部分氧化、两级克劳斯催化、加氢催化反应、选择性催化氧化、尾气焚烧及排放、硫磺造粒包装等单元构成。

(1) 酸性气体部分氧化单元

在本单元中进行的主要反应有：



来自 LNG 装置 MDEA 单元的酸性气体，其温度为 31°C 、压力 0.15 MPa (G) ，经过酸气分液罐分离出气体中夹带的水分，然后气体进入到酸气预热器中，用蒸汽加热到 230°C 后，送入主烧嘴和主燃室。

除了送入主燃室的酸性气体外，为了进行较彻底的部分氧化反应，采用纯氧作氧化剂代替空气。为了得到较高的部分氧化温度，在酸性气体进入燃烧器之前采用中压蒸汽加热。

为了回收在主燃室中产生的热量，气体通过废热锅炉的管束，工艺气体冷却，同时产生饱和蒸汽（本项目产低压蒸汽）。低压蒸汽压力 0.5 MPa (G) ，温度约 159°C 。

经过废热锅炉冷却冷凝，工艺气体中的硫蒸气从气体中冷凝并分离出来，冷凝的液硫送液硫锁斗，液硫经锁斗靠自流直接进入液硫池。

两级克劳斯催化反应单元：

在本单元中进行的主要反应有：



同时进行的水解反应有：



出废热锅炉气体在第一再热器中再次加热，使其温度达到第一反应器要求的最佳温度，第一反应器装填氧化铝型催化剂，其作用是加速克劳斯反应。通过反应器进口的温度控制调节加到第一再热器的蒸汽流量。

在第一反应器中，工艺气体中的 H_2S 和 SO_2 ($\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$ 比约 2.09: 1) 在催化床上进行反应并达到反应平衡。出第一反应器的工艺气体流入第一硫冷凝器，经冷却后气体中的硫冷凝，并从气体中分离出来，出第一硫冷凝器的液硫经锁斗靠自流直接进入液硫池。

在硫冷凝器中产生低压蒸汽。低压蒸汽压力 0.5MPa (G)，温度 159°C。

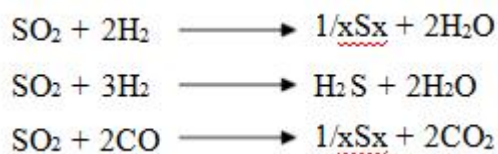
出第一硫冷凝器的气体在第二再热器中再次加热，以得到第二反应器催化转化的最佳温度，第二反应器使用的催化剂为氧化钛型催化剂（该催化剂不仅能催化克劳斯反应，而且是 COS 和 CS_2 的水解催化剂）。通过第二反应器进口的温度调节加到第二再热器的蒸汽流量，第二反应器进口温度低于第一反应器，其目的是提高 H_2S 和 SO_2 反应生成单体硫的转化率。

在第二反应器中，工艺气体中的 H_2S 和 SO_2 在催化床上进行反应并达到反应平衡，同时 COS 和 CS_2 在该催化剂上进行水解反应。出第二反应器的工艺气体流入第二硫冷凝器，经冷却后气体中的硫冷凝，并从气体中分离出来，出第二硫冷凝器的液硫经锁斗靠自流直接进入液硫池。

加氢催化反应单元：

来自第一、第二反应器的工艺气含有 SO_2 （因克劳斯反应平衡制约），在选择性催化氧化反应单元， SO_2 不参与反应，因而降低了硫回收率，因此工艺气在进入选择性催化氧化反应单元前必须把 SO_2 转化为 H_2S ，以使 H_2S 参与选择性催化氧化反应。

在加氢催化反应器中，加氢催化剂上 SO_2 同 H_2 和 CO 进行还原反应，其反应式如下：



此单元的工艺过程为：

来自第二硫冷凝器的气体在第三再热器中用中压蒸汽加热到 195°C ，进入加氢催化反应器进行催化转化反应。该反应器装有催化剂，属加氢还原催化剂，其作用是把 SO_2 还原为 H_2S 和硫蒸气，进入第三再热器的蒸汽量由加氢催化反应器进口的温度控制调节，进口温度低于克劳斯反应器进口温度，目的是提高转化率。

在克劳斯反应器中，工艺气中的 SO_2 和 H_2S 进行反应直至达到平衡。来自克劳斯反应器工艺气进入第三硫冷凝器进行冷却冷凝，冷凝的液硫经锁斗靠自流直接进入液硫池。工艺气送往选择性催化氧化反应段的第四再热器。锅炉给水引入硫冷凝器的壳侧，并控制液位。冷凝器产生的低压蒸汽用于装置加热，剩余的蒸汽输出界外。

选择性催化氧化反应单元：

在本单元中进行的主要反应有：



为了得到高的硫回收率，气体必须经过第四级催化转化（也就是最后一级转化），这就是选择性催化氧化转化。由空气鼓风机提供的空气同工艺气体一同注入第四再热器，工艺气体在再热器中加热，以获得选择性催化氧化反应器催化转化的优化温（ 223°C ）。通过反应器进口的温度调节加到再热器的蒸汽流量。

在选择性催化氧化反应器中， H_2S 有选择性的氧化成单体硫，催化剂为有选择性的氧化型催化剂，空气过量以维持反应器的氧化条件，防止催化剂硫化，因此，要对空气流量进行控制。

来自选择性催化氧化反应器的气体进入第四硫冷凝器，为了尽可能冷凝出更多的硫磺，第四硫冷凝器在较低的温度下（最低 122°C ）操作，通过产生低压蒸汽的方法移走热量，控制系统确保在硫固化温度以上操作。由于蒸汽压力低，量少，系统利用价值不大，借助蒸汽冷凝器冷凝这些低压蒸汽。出第四硫冷凝器的液硫经锁斗靠自流直接进入液硫池。

出第四硫冷凝器的工艺气体进入到后续的液硫捕集器中，液硫捕集器带有破沫设备，在此最后的微量液硫从气体中分离出来，经锁斗靠自流直接进入液硫池。

尾气焚烧放空单元：

来自液硫捕集器的尾气和来自液硫池的放空气含有残留的 H_2S 和其它硫化物，这些含硫化合物不能直接排放到大气中，它们必须在尾气焚烧炉中完全焚烧以使残留的 H_2S 和其它硫化物全部转化为 SO_2 ，其化学反应式如下：



这些需要焚烧的气体同燃料气一起加入到尾气焚烧炉中，燃烧所需的空气由尾气焚烧炉空气鼓风机提供。从尾气焚烧炉出来的放空气（800℃）经废锅回收热量冷却后送至锅炉脱硫处理。

硫磺造粒单元：

液硫泵把液体硫磺送入造粒成型包装单元，在钢带式造粒机中经旋转定子的小孔把液硫喷洒在运动的钢带上，钢带下部带有冷却水冷却系统。喷洒在钢带上的液硫经冷却凝固成 $\Phi 3\sim 6\text{mm}$ 的半球形固体颗粒，由刮刀刮入硫磺包装机。

4.2.7.2 工艺技术特点

由华陆开发的两级常规克劳斯+加氢反应+选择性催化氧化组合式先进的硫回收工艺，该工艺主要由酸性气体部分氧化燃烧转化、两级常规克劳斯催化反应（带有机硫水解反应）、一级加氢催化反应、一级选择性催化氧化反应、尾气焚烧等过程组成。处理的方法是：酸性气体去部分燃烧转化，其中的 H_2S 经氧化燃烧部分转化为 SO_2 ，工艺过程维持 $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$ 比值稍高于化学计量值，使 H_2S 稍有过量，然后经过两级常规克劳斯反应使 H_2S 和 SO_2 转化为液体硫磺和水，残余的 SO_2 经过加氢催化反应转化为 H_2S 和水，然后气体中的 H_2S 在选择性催化氧化反应器中进一步氧化生成单质硫和水。尾气送尾气焚烧炉焚烧后送锅炉处理达标排放。该技术特点主要有： H_2S 的转化率和硫的回收率高； H_2S 和 SO_2 排放量低；产品硫磺纯度高；“三废”排放量少，对环境友好；生产装置物耗、能耗较低。

该单元工艺流程图见图 4.2-1。

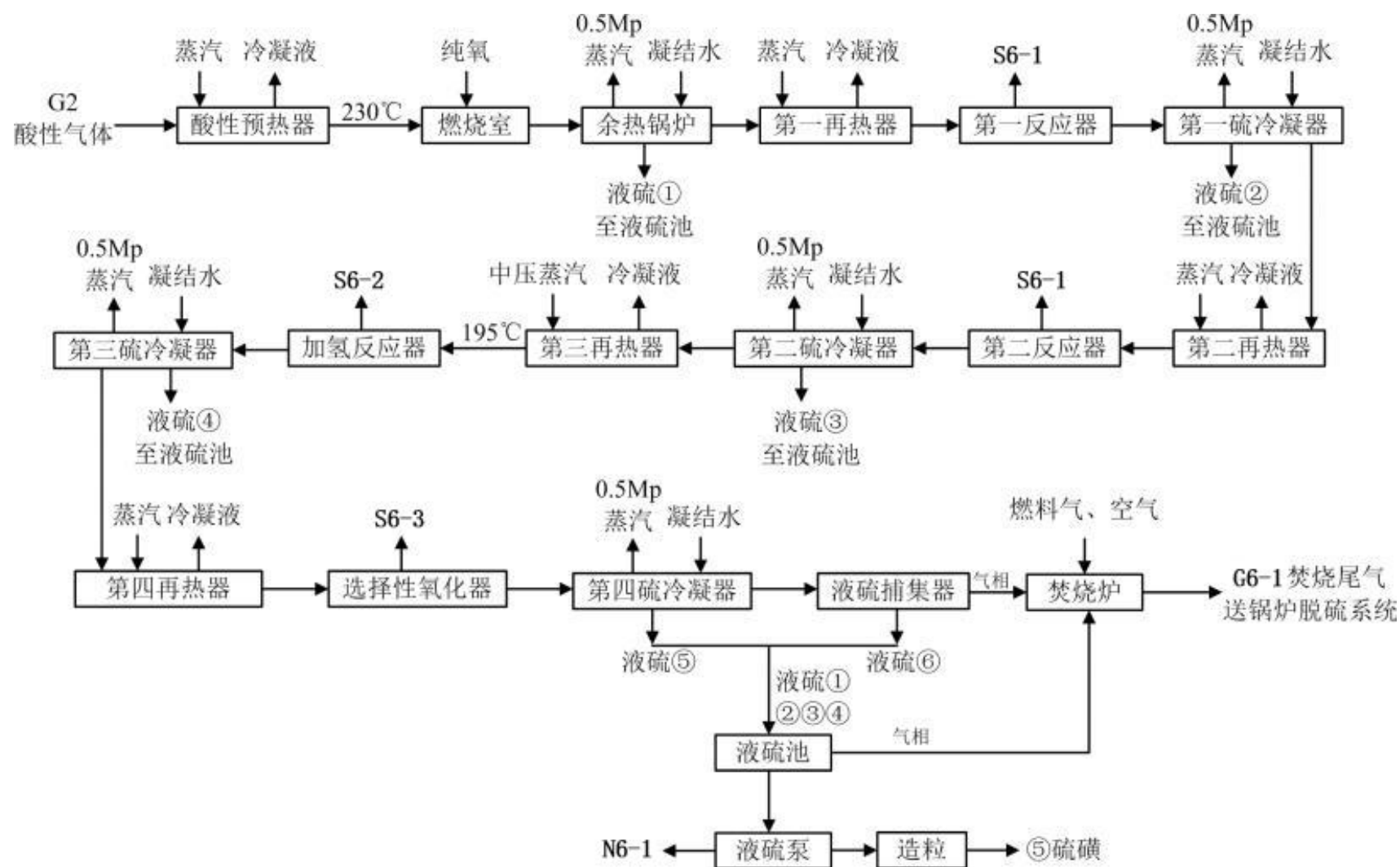


图 4.2-1 硫回收单元工艺流程及产污环节图

4.2.7.3 产污环节

(1) 废气

G6-1——焚烧炉产生的焚烧尾气，主要成分为 O_2 、 N_2 、 CO_2 及少量的 SO_2 ，焚烧尾气送至锅炉脱硫单元进行脱硫处理，该单元不直接向外环境排放；

G6-2——克劳斯反应产生的无组织废气，主要成分为 H_2S 。

(2) 废水

该工序无废水产生。

(3) 固废

S6-1——第一反应器及第二反应器产生的克劳斯催化剂，为一般固废，拟送生产厂家回收处置；

S6-2——加氢催化反应器产生的钴钼加氢催化剂，为一般固废，拟送生产厂家回收处置；

S6-3——选择性氧化反应器产生的选择性氧化催化剂，为一般固废，拟送生产厂家回收处置。

(4) 噪声

N6-1——脱硫鼓风机噪声；

N6-2——各类泵噪声。

硫回收处理单元物料平衡分析示意图见图 4.3-7。

4.2.8 锅炉运营产污环节

4.2.8.1 概况

项目设有 $3 \times 280t/h$ 煤粉炉及 3 台余热锅炉为空分及 LNG 单元压缩机、循环水系统汽动给水泵提供过热蒸汽，并用乏汽提供气化、厂区采暖、工艺管道伴热等用汽。煤粉炉产气量为 $506t/h$ ，蒸汽压力为 $9.81Mpa$ ，温度为 $540^\circ C$ 。

根据项目可研资料，3 台 $280t/h$ 锅炉两开一备，在此条件下蒸发量可满足全厂生产生活用热，厂内现无其他项目建设计划，因此锅炉及其附属设施产排污情况根据实际蒸发量 $506t/h$ 核算，今后如需增大锅炉负荷，需另行环评。

煤粉锅炉用燃料为满足粒径要求的粉煤，厂内不设置磨煤机及筛分设备。粉煤由厂区煤场经输煤栈桥内皮带输送机输送至炉前煤仓，再由一次风送入燃烧器燃烧，燃

烧所需空气由二次风提供，燃烧产生的热量经水冷壁、过热器、省煤器、空预器吸收后烟气排入脱硝除尘脱硫装置，最后经 120m 高烟囱排放。燃烧方式为低氮燃烧，脱硝工艺为 SCR、除尘工艺为袋除尘+湿式电除尘、脱硫工艺为氨法脱硫。余热锅炉热源为煤气化单元煤气显热。

锅炉补给水由除盐水处理站用园区自来水制取，制水工艺为机械过滤-保安过滤-反渗透-混床离子交换。除氧方式为热力除氧，所用蒸汽为乏汽。

4.2.8.2 产污环节

(1) 废气

G7-1——锅炉工程废气主要是 2×280t/h 煤粉炉烟气；

G7-2——锅炉输煤系统含尘气；

G7-3——锅炉烟气除尘系统清灰装置含尘气；

G7-4——氨法脱硫系统及脱硝系统氨逃逸；

G7-5——氨储罐区无组织排放废气。

(2) 废水

W7-1——锅炉排污和热力除氧排水。

(3) 固废

S7-1——锅炉单元固废主要为燃煤产生的炉渣；

S7-2——粉煤灰；

S7-3——氨法脱硫装置产生的硫酸铵；

S7-4——SCR 脱硝装置产生的废催化剂。

(4) 噪声

N7-1——鼓风机噪声；

N7-2——循环水泵噪声；

N7-3——补水泵噪声；

N7-4——锅炉排气噪声；

N7-5——脱硝还原剂输送泵噪声；

N7-6——氨法脱硫各类泵噪声；

N7-7——引风机房噪声。

4.2.9 污水处理站产污环节

4.2.9.1 概况

厂区拟新建污水处理及回用水处理站 1 座，污水处理站处理工艺为废水调池→混合反应→沉淀池→酸碱中和池→生物接触氧化池→中间水池→快滤池→产水池→回用水站。

回用水系统处理工艺为清净废水+污水处理站产水→调节水池→高密度沉淀池→中间水池→自清洗过滤器→UF 超滤→保安过滤器→RO 反渗透→产水池，浓盐水送去高浓盐水处理车间。

浓盐水处理系统工艺流程为回用水站浓盐水→高浓水调节池→RO 装置→中间水池→MVR 蒸发结晶→产水箱→返回高浓水调节池，MVR 蒸发器产生的结晶盐外运。污水处理系统出水回用于循环水系统补水，膜处理浓水蒸发结晶，冷凝液再次进行深度处理，废结晶母液作危废处理。

装置污水处理站设计规模 $240\text{m}^3/\text{h}$ ，回用水站中水系统处理设计规模 $500\text{m}^3/\text{h}$ ，浓盐水处理站设计规模为 $120\text{m}^3/\text{h}$ ，蒸发结晶设计规模为 $50\text{m}^3/\text{h}$ 。

4.2.9.2 产污环节

(1) 废气

G8-1——废水处理站恶臭有组织排放废气；

(2) 固废

S8-1——污水处理站含油污泥；

S8-2——污水处理过程中产生的生化污泥；

S8-2——污水处理站化学沉淀盐泥及蒸发结晶盐泥。

(3) 噪声

N8-1——曝气风机噪声；

N8-2——BAF 反冲泵噪声；

N8-3——各水泵噪声；

N8-4——蒸发器进料泵噪声。

4.2.10 空分装置产污环节

4.2.10.1 概况

项目建设一套空分装置，建设规模：氧气 48000m³/h 及氮气 35000m³/h，正常生产时氧气供燃料气化及硫回收使用，氮气供新建装置使用。副产部分液氧，贮存在 V=1000m³ 的液氧罐中，作为氧气的后备系统；同时副产部分液氮，贮存在 V=650m³ 液氮罐中，为 1.3MPaG 事故氮气提供液氮来源。空压机出口压缩空气经分子筛净化后抽取 2760m³/h 送仪表空气管网，供全厂使用。

本空分装置拟采用全低压分子筛净化吸附、空气透平增压膨胀机制冷流程工艺。整套空分设备包括：空气过滤系统、空气压缩系统、空气预冷系统、分子筛纯化系统、分馏塔系统、液体贮存及汽化系统、仪控系统、电控系统等。

4.2.10.2 产污环节

(1) 固废

S9-1——空分装置产生废分子筛，厂家回收

(2) 噪声

N9-1——空气透平压缩机噪声；

N9-2——增压透平膨胀机噪声。

4.2.11 火炬

本项目设置火炬一座，高度 80m，处理装置开工、事故、紧急、非正常生产工况下产生的易燃、有毒气体，相应的配套设施有事故火炬头、低温火炬头、分子密封器、火炬筒体、高空点火器和长明灯。由于项目火炬仅是在非正常工况运行，因此在正常工况下无污染物产生与排放。

4.3 相关平衡分析

4.3.1 物料平衡

4.3.1.1 全厂总物料平衡

根据项目可行性研究报告，结合类比资料，项目总物料平衡估算情况见表 4.3-1 和图 4.3-1。

表 4.3-1 项目总物料平衡关系表

工段	输入		输出		去向
	名称	数量	名称	数量	
		(kg/h)		(kg/h)	

煤进场工段	热解原料煤	1255508	原料	热解煤	1255081.13	进入热解系统
	气化原料煤	84461.49		气化煤	84432.77	进入气化系统
	锅炉燃料煤	64131.52	燃料	锅炉煤	64109.71	进入锅炉
			废气	排放煤尘	1.432	排入大气
			固废	收集煤粉	475.968	送锅炉作燃料
	合计	1404101.01	合计		1404101.01	
空分装置	空气	170254.13	产品	氧气	43190.65	送气化炉
	分子筛	2.3			85	送硫回收
				氮气	33150	生产设备
				仪表空气	2760	仪表
			氮气混合气		91068.48	排入大气
			固废	废分子筛	2.3	一般固废填埋
	合计	170256.43	合计		170256.43	
气化工段	气化煤	84432.77	产品	除尘脱硫煤气	119737.85	热解热风炉
	氧气	43190.65		硫磺	488.56	储存外售
	蒸汽	56909.14	废气	排放煤尘	0.09	排入大气
	脱硫剂	102		逸散煤气	5.75	排入大气
	空气	264...52		再生塔尾气	204.79	排入大气
			固废	收集煤粉	28.61	送锅炉作燃料
				气化炉渣	3417	外售作为建材生产辅料
				气化炉灰	6134.7	送锅炉房配煤后作为燃料
				脱硫浓盐液	69.87	废水处理站蒸发结晶处理
			废水	冷凝废水	54720	废水处理站
	合计	184807.22	合计		184807.22	
热解工段	热解煤	1255081.13	产品	煤焦油	61100	去储罐区
	空气	322638.03		除尘热解煤气	87640.7	去LNG 生产工段
	净化系统来净化燃料气	119737.85		提质煤	652940	作为产品外售
				烘干筛分煤	281295.42	回用气化及锅炉，剩余外售
			固废	除尘器收集煤粉	5487.64	送锅炉作为燃料
				焦油渣	760	掺入原煤重新热解
			废气	排放煤尘	5.49	排入大气
				热风炉烟气	180424.94	排入大气
				干燥废气	293481.95	排入大气
				无组织逸散煤气	0.75	排入大气
				焦油中间储罐无组织逸散废气	0.69	排入大气
			废水	冷凝废水	28710	提质煤增湿
				热解废水	105609.43	酚氨回收工序处理后去污水处理站
	合计	1697457.01	合计		1697457.01	
	热解煤气	87640.7	产品	LNG	45125	外售

LNG 生产及硫回收	空气	107.476		LPG	18362	
	氧气	170		解析气	1294 (812)	燃气管网
	燃料气	812		氨水	36	锅炉脱硝
				硫磺	1607.2	外售
			废气	焚烧炉烟气	6137.26	锅炉烟气处理
				无组织排放	0.016	排入大气
				二氧化碳	9608.2	
			废水		6554	废水处理站
			固废		6.5	处理
	合计	88730.18	合计		88730.18	

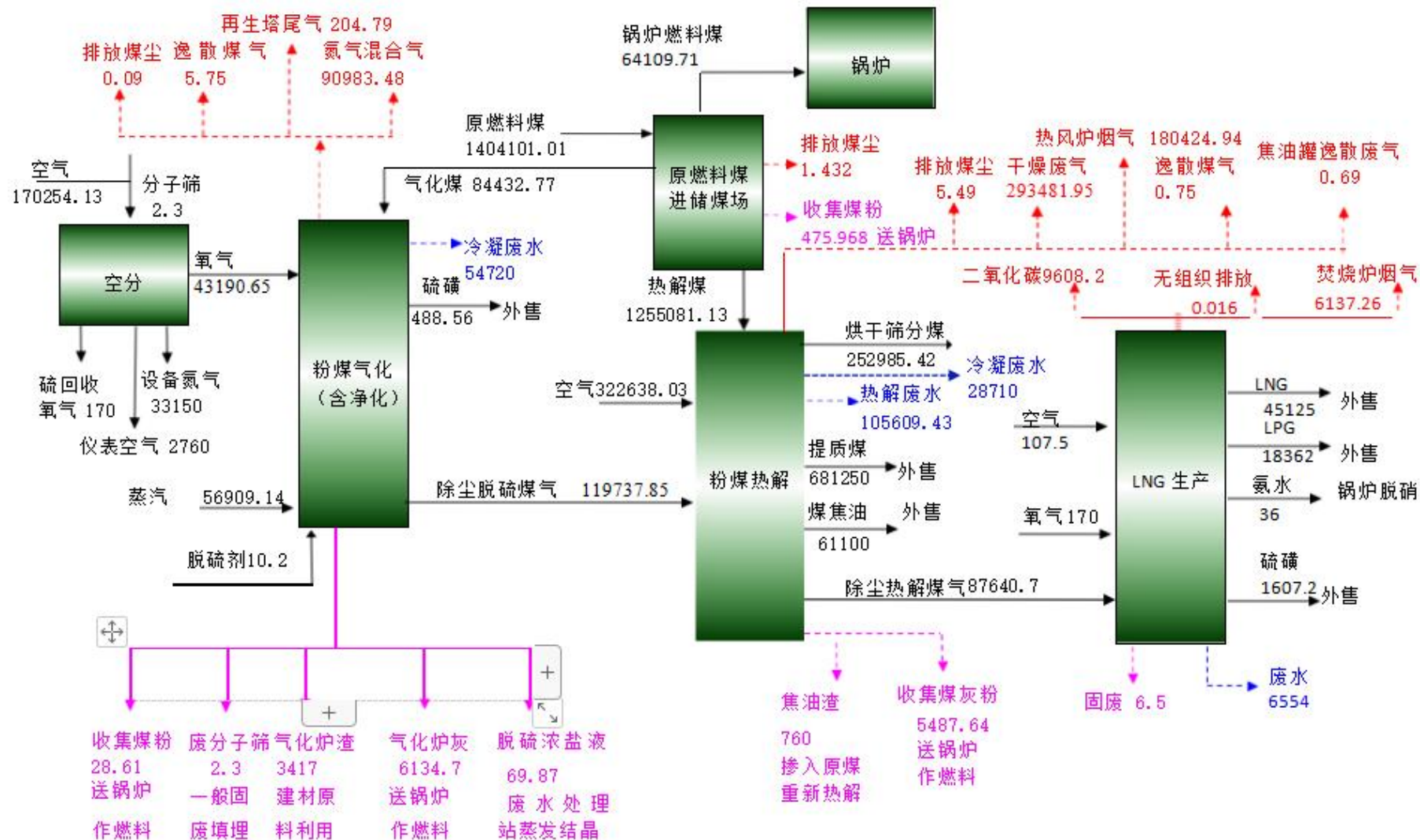


图 4.3-1 总工艺流程及物料平衡分析示意图 单位: kg/h

4.3.1.2 煤炭储运物料平衡分析

根据项目可行性研究报告，结合类比资料，项目煤炭储运物料平衡分析情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 项目煤炭储运物料平衡分析

工段	输入		输出			去向
	名称	数量 (kg/h)		名称	数量 (kg/h)	
煤炭 储运	热解原料煤	1255508	原料	热解原料煤	1255081.13	进入热解工段
	制气原料煤	84461.49		制气原料煤	84432.77	进入气化工段
	锅炉燃料煤	64131.52	燃料	锅炉燃料煤	64109.71	进入锅炉工段
			废气	G1-1 卸煤间煤尘	1.432	排入大气
			固废	S1-1 卸煤间收集煤尘	475.968	送锅炉房作燃料
	合计	1404101.01	合计		1404101.01	

4.3.1.3 煤炭气化物料平衡分析

根据项目可行性研究报告，结合类比资料，项目煤炭气化物料平衡估算情况见表 4.3-3 和图 4.3-2。由于空分装置主要为煤炭气化提供氧气，因此将空分装置与煤炭气化物料平衡一并分析。

表 4.3-3 煤炭气化物料平衡关系表

工段	输入		输出			去向
	名称	数量 (kg/h)		名称	数量 (kg/h)	
上煤 工段	原煤	84432.77	原料	入炉煤	84404.07	进入气化炉
			废气	G2-1 备煤设备煤尘	0.09	排入大气
			固废	S2-1 备煤系统除尘器 收集煤粉	28.61	送锅炉作燃料
	合计	84432.77	合计		84432.77	
气化 及煤 气除 尘冷 却及 储存	入炉煤	84404.07	中间产品	除尘气化煤气	120226.41	净化工序
	蒸汽	56909.14	废气	G2-2 无组织逸散废气	5.75	排入大气
	氧气	43190.65	固废	S2-2 气化炉渣	3417	外售作为建材 生产辅料
				S2-3 气化炉灰	6134.7	送锅炉房配煤 后作为燃料
			废水	W1 冷凝废水	54720	废水处理站
	合计	184503.86	合计		184503.86	
煤气 净化	除尘后煤气	120226.41	产品	除尘脱硫煤气	119737.85	热解热风炉
	空气	264.52		硫磺	488.56	储存外售
	脱硫剂	102	废气	G2-3 再生塔尾气	204.79	排入大气
			固废	S2-4 脱硫浓盐液	69.87	废水处理站蒸 发结晶处理
	合计	120501.1	合计		120501.1	

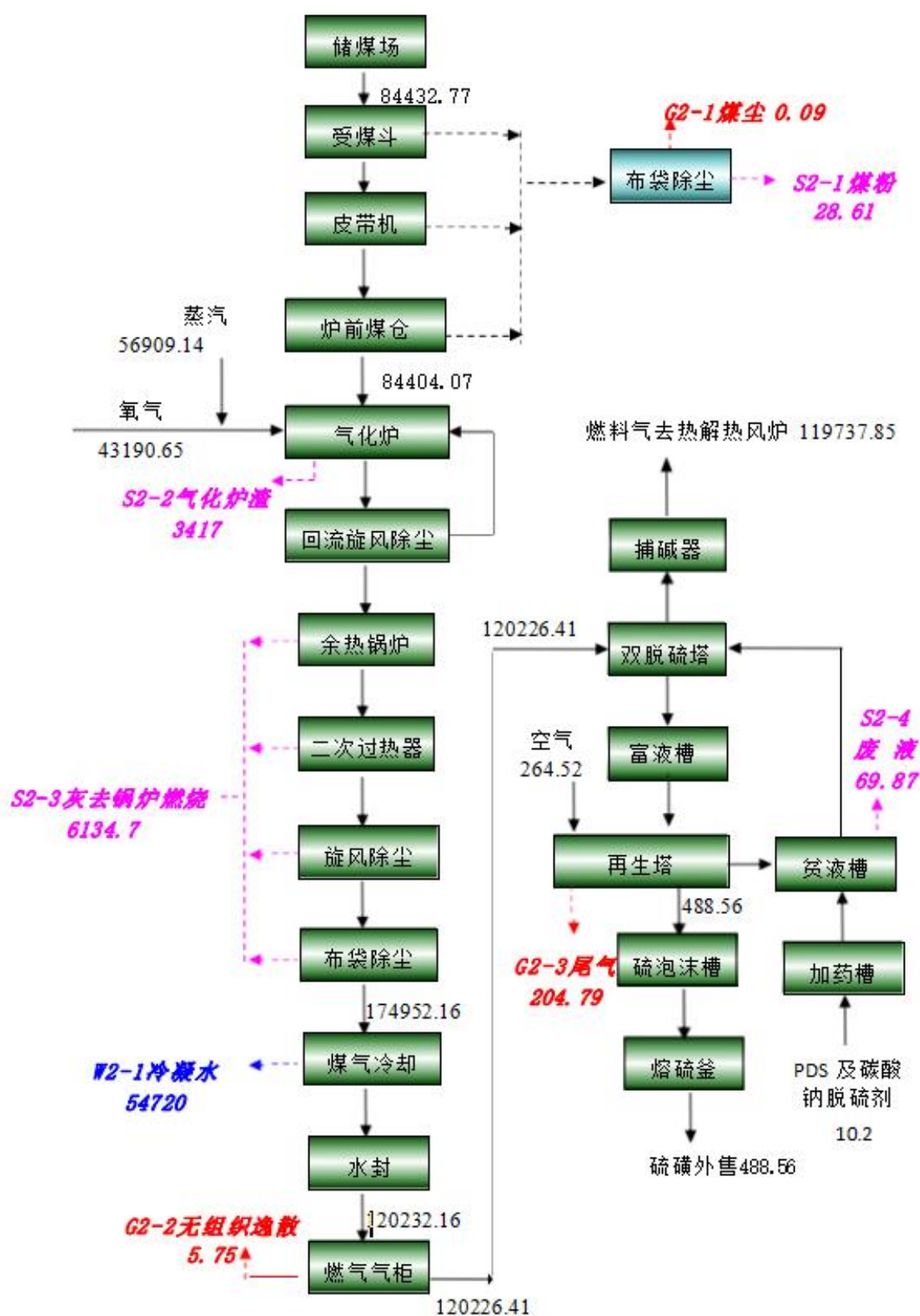


图 4.3-2 气化工艺流程和产污环节及物料平衡分析示意图 单位: kg/h

4.3.1.4 煤炭热解物料平衡分析

根据项目可行性研究报告，结合类比资料，项目煤炭热解物料平衡估算情况见表 4.3-4 和图 4.3-3。

表 4.3-4 煤炭热解物料平衡关系表

	输入		输出				
工段	名称	数量（kg/h）	名称		数量（kg/h）	去向	
上煤工段	原煤	1255081.13	原料	入炉煤	1253349.73	进入热解工段	
			废气	G3-1 备煤设备煤尘	1.73	排入大气	
			固废	S3-1 备煤设备除尘器收集煤粉	1729.67	送锅炉作燃料	
	合计	1255081.13	合计		1255081.13		
热风炉	空气	322638.03	热载体烟气		261950.94	热解工段加热	
	净化系统来净化燃料气	119737.85	废气	G3-2 热风炉烟气	180424.94	排入大气	
	合计	442375.88	合计		442375.88		
	干燥热解冷却工段	入炉煤	1253349.73	中间产品	出炉提质煤	652940	去增湿工序
热风炉热载体烟气		261950.94	烘干筛分煤		281295.42	回用气化及锅炉， 剩余外售	
			煤焦油		61100	去储罐区	
			除尘热解煤气		87640.7	去 LNG 生产工段	
			废气	G3-3 干燥废气	293481.95	排入大气	
				G3-4 热解无组织逸散废气	0.75	排入大气	
				G3-5 焦油中间储罐无组织逸散废气	0.69	排入大气	
				S3-2 干燥烟气收尘	2330	送锅炉作燃料	
			S3-3 热解段除尘收尘	1431.73			
			固废	S3-4 焦油渣	760	掺原煤重新热解	
				W3-1 干燥冷凝废水	28710	送提质煤增湿	
			废水	W3-2 热解废水	105609.43	酚氨回收工序处理后去污水处理站	
合计		1515300.67		合计		1515300.67	
提质煤增湿储运		出炉提质煤	652940	产品	产品提质煤	680917.97	作为产品外售
		干燥冷凝废水	28710	废气	G3-6 提质输送筛分粉尘	3.66	排入大气
					G3-7 提质煤场逸散粉尘	1.14	排入大气
			固废	S3-5 提质煤筛分除尘器收集煤粉	727.23	作为产品外售	
	合计	681650	合计		681650		

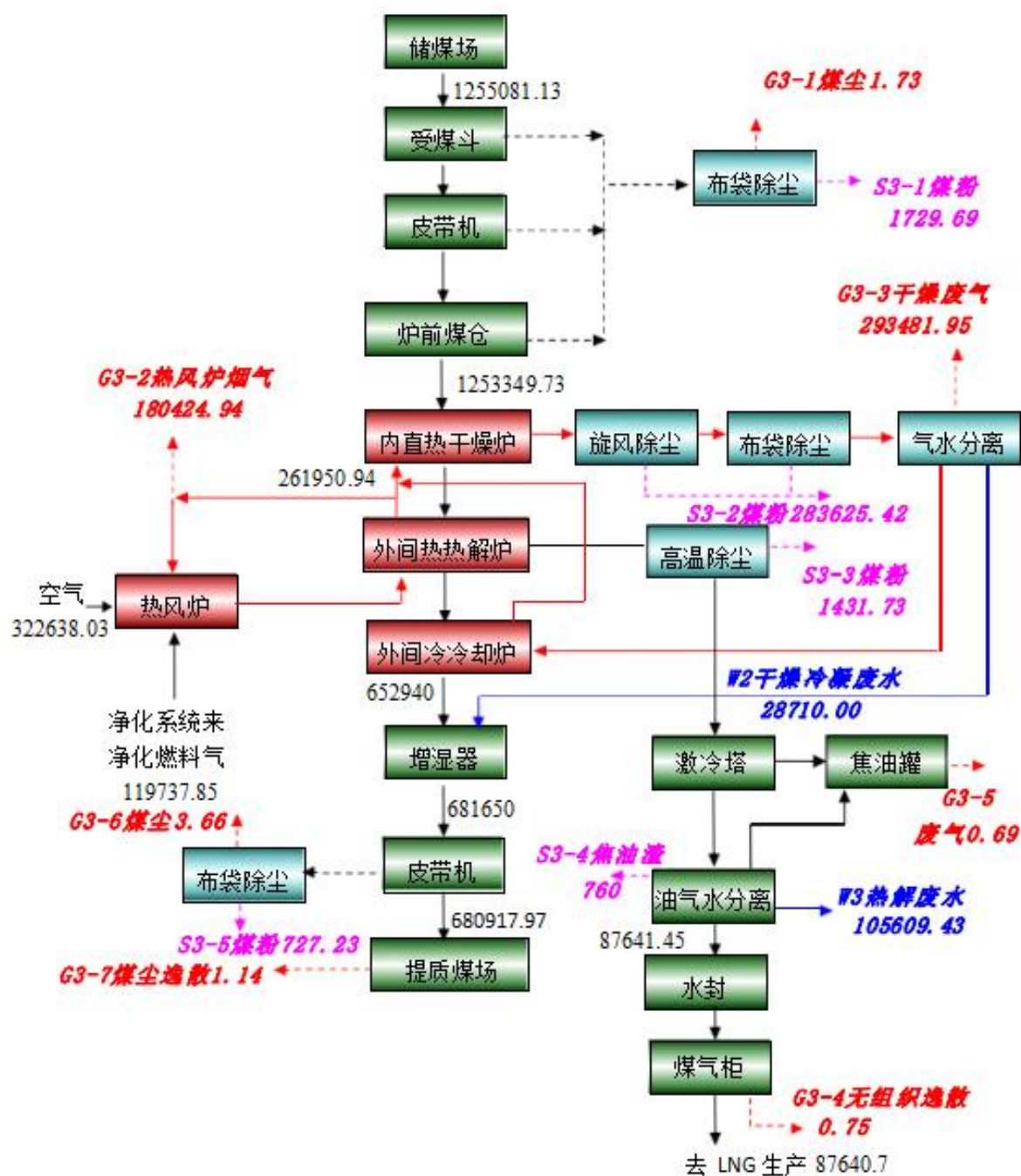


图 4.3-3 热解工艺流程和产污环节及物料平衡分析示意图 单位: kg/h

4.3.1.5 LNG 物料平衡分析

本次评价根据原料气中各组分的含量，全厂热解气的消耗量，原料气脱水量、脱碳量、主要产品的产生量等基础数据最终确定项目的 LNG 生产主要物料平衡。平衡分析见表 4.3-5 和图 4.3-4。

表 4.3-5 LNG 生产单元主要物料平衡分析

输入 (kg/h)		输出 (kg/h)	
物料名称	数量	输出物名称	数量
原料热解煤气 89100m ³ /h	87640.7	酸性气	6655
		二氧化碳	9608.2
		氨	36
		废水	6554
		燃料气	1294
		固废	6.5
		混烃+C5	18362
		LNG	45125
合计	87640.7	合计	87640.7

4.3.1.6 硫回收物料平衡分析

本次评价根据酸性气中各组分的含量，主要产品的产生量等基础数据最终确定项目硫回收工序物料平衡。硫回收工序平衡分析见表 4.3-6。

表 4.3-6 硫回收物料平衡分析一览表

输入 (kg/h)		输出 (kg/h)	
物料名称	数量	输出物名称	数量
酸性气	6655	硫磺	1607.2
空气	107.476	无组织排放	0.016
氧气	170	排放气（至锅炉脱硫系统）	6137.26
燃料气	812		
合计	7744.476	合计	7744.476

4.3.1.7 空分装置物料平衡分析

空分装置物料平衡分析见表 4.3-7。

表 4.3-7 空分装置物料平衡分析表

工段	输入		输出		去向
	名称	数量 (kg/h)	名称	数量 (kg/h)	
空分装置	空气	170254.13	氧气	43190.65	送气化炉
	分子筛	2.3		170	送硫回收
			氮气	33150	生产设备
			仪表空气	2760	仪表
			氮气混合气	90983.48	排入大气
			固废	S8-1 废分子筛 2.3	一般固废填埋
	合计	170256.43	合计	170256.43	

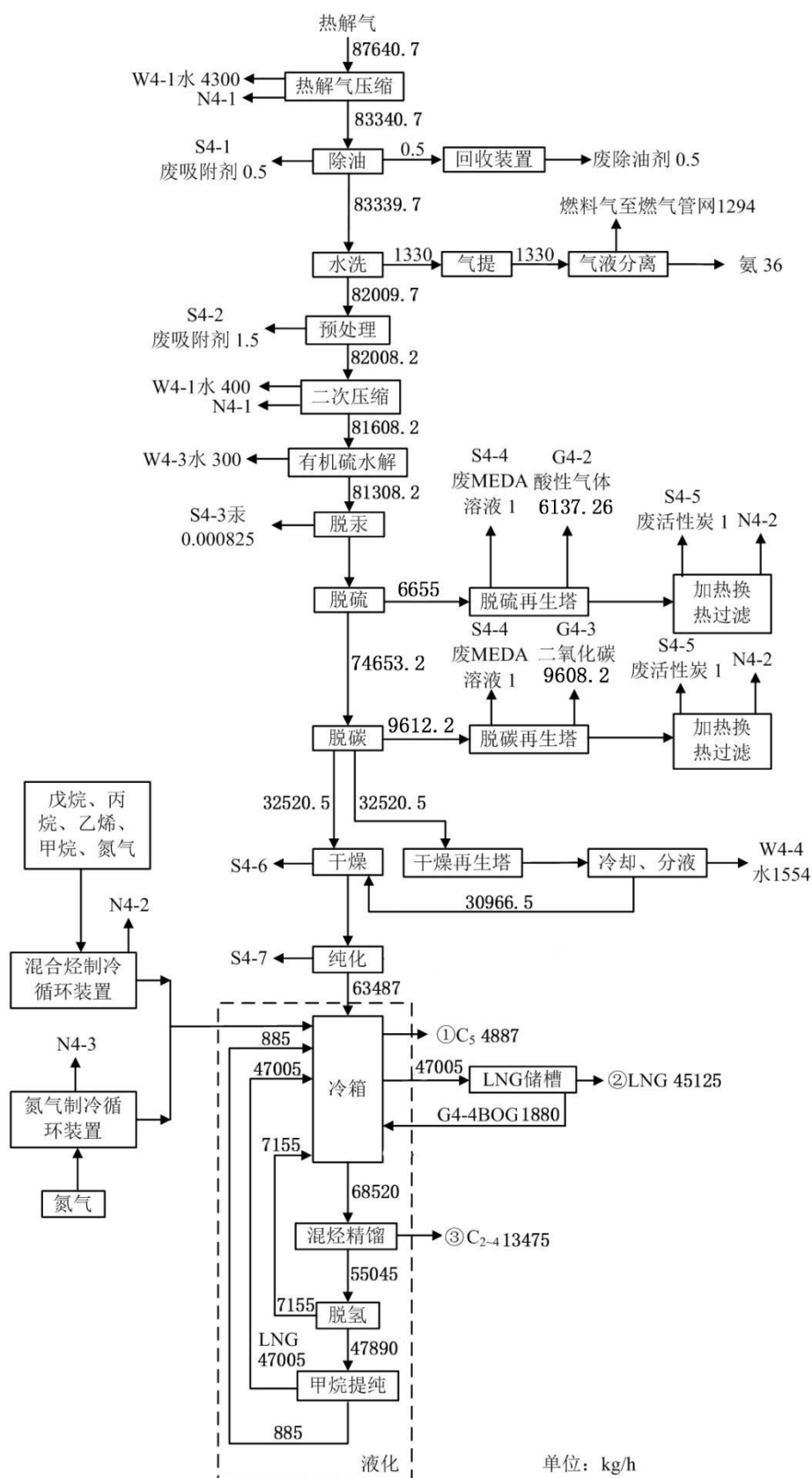


图 4.3-4 LNG 工艺流程和产污环节及物料平衡分析示意图 单位: kg/h

4.3.1.8 酚氨装置物料平衡分析

酚氨装置主要物料平衡见表 4.3-8。

表 4.3-8 酚氨装置物料平衡

进料	消耗量 (kg/h)	产出物质	产量 (kg/h)
热解酚氨废水	105600	净化水	105600
除盐水	2357.2	液氨	1275
		粗酚	1081
		酸性气	1.2
合计	107957.2	合计	107957.2

4.3.2 碳平衡分析

项目主要是将煤炭热解生产提质煤、煤焦油和 LNG，因此项目对热解和 LNG 生产进行碳平衡分析。根据可行性研究报告资料，及项目物料平衡分析，碳平衡见表 4.3-9。

表 4.3-9 原料碳平衡关系表

工段	输入		输出		去向
	名称	数量 (kg/h)	名称	数量 (kg/h)	
热解	原料煤含碳	795846.9	产品	提质煤含碳	522352
				烘干煤含碳	178369.4
				煤焦油含碳	48880
				除尘热解煤气含碳	43820.35
			废气	排放煤尘含碳	1.65
				干燥废气含碳	453.61
				无组织逸散废气含碳	2.22
			固废	除尘器收集煤粉含碳	1207.7
				焦油渣含碳	760
	合计	795846.9	合计	795846.9	
LNG 生产	原料热解煤气含碳	43820.35	产品	LNG	37002.5
				混烃+C5	3305.16
				燃料气	647
			废气	酸性气	977.4
				二氧化碳	1884.39
			固废	3.90	随固废处理
	合计	43820.35		43820.35	

4.3.3 硫平衡分析

根据可行性研究报告资料，本项目硫平衡见表 4.3-10 及图 4.3-5。

4.3.4 水平衡分析

本项目水平衡见表 4.3-11。

表 4.3-10

项目硫平衡表

单位: kg/h

输入				输出				去向
项目		物料量	硫含量	项目		物料量	硫含量	
煤炭 气化	原料煤 (含硫 0.6%)	84432.77	506.6	产品带出	除尘脱硫煤气	119737.85	2.52	热解热风炉
					硫磺	488.56	486.04	储存外售
				进入废气	G2-1 煤尘	0.09	0.0005	排入大气
					G2-2 无组织逸散废气	5.75	0.0065	排入大气
					G2-3 再生塔尾气	204.79	0.001	排入大气
				进入固废	S2-1 煤粉	28.61	0.17	送锅炉作燃料
					S2-3 气化炉渣	3417	6.84	外售作为建材生产辅料
					S2-4 气化炉灰	6134.7	10.79	送锅炉房配煤后作为燃料
					S2-5 脱硫浓盐液	69.87	0.232	废水处理站蒸发结晶处理
				进入废水	W2-1 冷凝废水	54720	0.17	废水处理站
合计			506.6	合计			506.6	
煤炭 热解	原料煤 (含硫0.6%)	1255081.13	7530.49	产品带出	提质煤 (含硫0.57%)	652940	3721.77	作为产品外售
	除尘脱硫煤气	119737.85	2.52		烘干筛分煤 (含硫0.6%)	281259.42	1687.56	供锅炉房作燃料
					煤焦油 (含硫0.3%)	61100	183.3	储存外售
					除尘热解煤气	87640.7	1607.2	去LNG 生产工段
				进入废气	G3-1 煤尘	1.73	0.01	排入大气
					G3-2 热风炉烟气	180424.94	1.83	排入大气
					G3-3 干燥废气	293481.95	2.98	排入大气
					G3-4 热解无组织废气	0.75	0.008	排入大气
					G3-5 焦油储罐无组织废气	0.69	0.005	排入大气
					G3-6、G3-7 提质煤尘	4.8	0.02	排入大气
				进入固废	S3-1 煤粉	1729.67	10.38	送锅炉作燃料
					S3-2、S3-3 干燥及热解粉尘	3761.73	18.81	送锅炉作燃料
					S3-4 提质煤筛分收集煤粉	727.23	3.64	送锅炉作燃料
				进入废水	W3-2 热解废水 (含硫 0.278%)	105609.43	293.5	废水处理站
合计			7531.01	合计			7531.01	
LNG 生产	除尘热解煤气	87640.7	1607.2	产品带出	硫磺	1607.2	1603.614	储存外售
					LNG、LPG 产品	63487	1.98	储存外售

及硫磺回收				进入废气	G5-1 焚烧尾气	6655	0.69	至锅炉脱硫系统
					G5-2 无组织逸散	0.016	0.016	排入大气
				进入废水	LNG 生产废水	6554	0.2	污水处理站
				进入废液	S4-4MDEA 废液	25	0.7	交有资质单位处理
	合计		1607.2		合计		1607.2	
锅炉及脱硫	燃料煤	39750	238.5	产品	脱硫石膏	1332	193.25 (折硫)	作为产品外售
	LNG 烟气	/	1.38		进入烟气	/	10.17 (折硫)	排入大气
					进入废渣	4900	36.46	综合利用
	合计		/	239.88	合计		/	239.88

表 43-11 全厂水平衡表 单位: m³/h

用水单位	输入									循环量	输出				
	新鲜水	除盐水	中水	清洁排水	蒸汽	冷凝水	原料水	空气水	反应生成		损耗量	利用量	危废带出	产品带水	反应损耗
煤场洒水	2.3										2.3				
气柜密封水	0.5											0.5			
锅炉除渣水				0.2							0.2				
生活用水	1.2										0.2	1			
烟气脱硫用水	6.3										6.3				
除盐水处理	185				30	341.7					6	550.7			
空分装置					284.57						13.57	271			
LNG 单元		1.964			293.8		7.204		10		3.128	309.84			
循环水站	141.144		287.866		29.7					20479	327	131.7			
气化单元					63.43		5.55					36	0.0663	4.26	28.6537
煤热解单元					5		82.5	30.325				54.83		62.995	
老厂装置					140						16.8	123.2			
污水处理	1				25						1	24.85	0.15		
湿法除尘	0.5										0.5	0			
未预见	2.1				22							24.1			
合计	2000.843									20479	2000.843				

4.3.5 蒸汽平衡分析

4.4 建设期影响因素分析

与生产运营相比，施工期对环境的影响属短期、可逆、局部性影响，影响范围和程度较小，随施工结束，影响也将随之消失。

4.4.1 施工计划与工程量

4.4.1.1 施工内容

本项目占地约 68 公顷，施工内容主要主体工程、辅助设施、公用工程及环保工程的场地平整、基础施工、设备安装等。

4.4.1.2 施工场地概况

本项目用地为周边道路通畅，基础设施完备，施工条件便利。

4.4.1.3 施工周期

建设期大致包括土地平整和土石方、土建施工、设备安装三个阶段。在不影响施工的前提下，要求统筹安排，科学施工，使各阶段施工内容相互穿插，缩短周期。预计施工期为 27 个月。

4.4.1.4 施工及运输方法

施工过程所需的原材料钢筋、水泥、沙石等外购，厂区附近运输方式主要以公路为主，现场不进行混凝土搅拌。

4.4.2 建设期产污环节及污染排放分析

施工过程主要污染为施工扬尘、施工噪声、施工期固体废物和施工期生活污水等。

4.4.2.1 施工废气

施工期气相污染物主要包括：(1)土地平整、土方挖掘、物料装卸、机械运输、现场搅拌等过程中散落的粉尘；(2)建筑材料堆放期间风吹引起的二次扬尘；(3)柴油机等施工机械排放的 CO、NO_x等。由于施工过程扬尘量的大小与施工现场条件、管理水平、机械化程度、施工区土质结构、施工期气象条件等施工因素有关，因而准确地计算施工期扬尘量大小较为困难。

本评价对施工期扬尘量的确定主要以类比法为主，以反映西方的天气，一般条件下施工扬尘的环境影响。据原北京环境保护科学研究院对北京地区 7 个建筑工程施工工地扬尘情况的测定结果，当风速为 2.4m/s 时，工地内 TSP 浓度为上风向对照点的 1.5-2.3 倍。

4.4.2.2 施工场地噪声

主要为施工机械设备噪声和物料运输交通噪声，其中机械设备噪声包括施工机械噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员活动噪声等，各噪声源及声压等级见表 4.4-1。

表 4.4-1 施工阶段主要噪声源声压等级

施工阶段	噪声源	声压等级 dB (A)	施工阶段	噪声源	声压等级 dB (A)
土地平整阶段	推土机	80~95	土石方阶段	挖土机	78~96
	挖掘机	78~96		冲击机	95
	翻斗车	75~85		空压机	75~85
	碾压机	75~85		打桩机	95~105
底板与结构阶段	混凝土输送泵	90~100	装修及设备安装阶段	电钻	100~115
	振捣器	100~105		电锤	100~105
	电锯	100~110		手工钻	100~105
	电焊机	90~95		无齿锯	105
	空压机	75~85		多功能木工刨	90~100
交通噪声	土地平整及土方阶段	90		混凝土搅拌机	100~110
	底板及结构阶段	80~85		角向磨光机	100~115
	装修安装阶段	75	/	/	/

4.4.2.3 施工固废

固体废物主要为废弃土方、废渣土、废建筑材料及施工人员生活垃圾等，由于本项目占地地形相对平坦，施工过程中土地平整中土方量不大。

4.4.2.4 生活污水

施工人员日常活动产生的生活污水是本项目施工过程中主要的废水污染源，因施工人员及施工行为不同变化较大，预计高峰期施工人员约 400 人，用水定额按 30L 每人每天，污水产生量约 12m³/d。设移动式污水收集处理装置，收集后送园区污水厂进行处理。

4.5 运营期污染源强分析及污染防治措施

4.5.1 煤炭储运污染源强及污染防治措施

4.5.1.1 废气

(1) 原料及燃料煤卸煤输送粉尘 (G1-1)

原料及燃料煤卸煤间卸煤的过程中会产生粉尘，参考《排放源统计调查产排

污核算方法和系数手册》252 煤炭行业加工系数手册，备煤排气量 $140\text{Nm}^3/\text{t}$ 产品，废气产生总量为 $188686.2\text{m}^3/\text{h}$ 。原煤转运 $0.34\text{kg}/\text{t}$ 原料，颗粒物产生量为 $3819.2\text{t}/\text{a}$ ，本项目原料及燃料煤卸煤在封闭环境下进行，卸煤间设布袋除尘器除尘，颗粒物产生量为 $477.4\text{kg}/\text{h}$ ，产生浓度约为 $2530\text{mg}/\text{m}^3$ ，除尘效率 99.7% ，除尘后经 15m 高排气筒排放，颗粒物排放量为 $1.432\text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $7.6\text{mg}/\text{m}^3$ ，低于《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中颗粒物浓度排放限值要求（颗粒物： $10\text{mg}/\text{m}^3$ ），可确保达标排放。

（2）原料及燃料煤储煤场逸散粉尘（G1-2）

原料及燃料煤储煤场产生逸散粉尘，经喷水雾降尘后排放逸散粉尘 G1-2，主要污染因子为煤尘。由于项目原料及燃料煤储煤场采用密闭条形场，可有效防止原料煤堆存过程中产生的扬尘，预计煤尘逸散量约 $1.85\text{kg}/\text{h}$ （ $14.8\text{t}/\text{a}$ ）。

煤炭储运系统有组织大气污染物产排情况及污染防治措施见表 4.5-1。

表 4.5-1 煤炭储运系统有组织大气污染物产排情况及污染防治措施

序号	污染源名称	污染源数量 (个)	排气量 m^3/h	污染物	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	处理措施	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	排放参数		
										高度 m	内径 m	温度 $^{\circ}\text{C}$
G1-1	卸煤间	1	188686.2	粉尘	2530	477.4	布袋除尘，效率 99.7%	7.6	1.432	15	0.8	20

4.5.1.2 废水

该工段生产过程中无废水排放。

4.5.1.3 固废

（1）卸煤及输送收集煤尘（S1-1）

原料及燃料煤卸煤间卸煤的过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘产生量为 $475.968\text{kg}/\text{h}$ ，拟送锅炉作燃料。

4.5.1.4 噪声

噪声主要为 3 台除尘器风机在运行过程中会产生一定的噪声，噪声源强在 $95\text{--}100\text{ dB (A)}$ 之间，采取基础减振、消声防治措施，见表 4.5-2。

表 4.5-2 煤炭储运噪声源情况

声源编号	车间工段	噪声源	采取措施前单台设备声压级 dB (A)	运行台数	环评建议降噪措施	采取措施后单台排放声压级 dB (A)	室内外

N1-1	煤炭 储运	卸煤除尘器 风机	95- 100	1	基础减振、 消声、隔声 罩	75	室外
N1-2		进场输送除 尘器风机	95- 100	2		75	室外

4.5.2 煤炭气化污染防治措施及污染源强分析

4.5.2.1 废气

(1) 气化备煤粉尘 (G2-1)

气化原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入炉前煤仓过程中会产生粉尘，主要污染源为受煤斗、煤转运站、输煤通廊等，主要污染物为煤尘。本项目原煤输送过程均在封闭环境下进行，设布袋除尘器除尘。项目共设置 4 台气化炉，3 用 1 备，正常生产情况下，仅 3 台气化炉运行，配备 3 套备煤系统。参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》252 煤炭行业加工系数手册，备煤排气量 $140\text{Nm}^3/\text{t}$ 产品，废气产生总量为 $11820.6\text{m}^3/\text{h}$ 。原煤转运 $0.34\text{kg}/\text{t}$ 原料，颗粒物产生量为 $28.7\text{kg}/\text{h}$ ，每套备煤系统粉尘产生量为 $9.6\text{kg}/\text{h}$ ，粉尘产生浓度约为 $2427.96\text{mg}/\text{m}^3$ ，每套备煤系统配备一台除尘器，除尘效率 99.7%，除尘后经 15m 高排气筒排放，粉尘排放量为 $0.09\text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $7.28\text{mg}/\text{m}^3$ ，低于《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中颗粒物浓度排放限值要求（颗粒物 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ），可确保达标排放。

(2) 气化逸散煤气 (G2-2)

气化煤气生产及储存的过程会逸散少量煤气，主要污染因子为 CO 、 H_2S 。根据物料平衡及硫平衡分析，无组织排放量分别为 $2.42\text{kg}/\text{h}$ 、 $0.0065\text{kg}/\text{h}$ 。

(3) 硫回收再生塔顶排空废气 (G2-3)

硫回收再生塔自吸空气反应后剩余的气体经再生塔顶排空废气，污染因子为带出极少量的未反应 H_2S 和 NH_3 ，根据物料平衡及硫、氨平衡分析，再生塔排空气约为 $168\text{m}^3/\text{h}$ ，废气中 H_2S 含量为 $0.001\text{kg}/\text{h}$ ， H_2S 浓度约为 $6.32\text{mg}/\text{m}^3$ ； NH_3 含量为 $0.0036\text{kg}/\text{h}$ ， NH_3 浓度约为 $22.75\text{mg}/\text{m}^3$ 。废气经排气洗净塔去除 H_2S 后经 15m 高排气筒排放，洗净塔采用 PDS 脱硫贫液，脱硫液循环利用，脱硫效率约为 60%；脱硫溶液呈酸性，氨气很容易被溶液吸收，氨气去除效率为 60%。排放再生塔废气中 H_2S 含量为 $0.0004\text{kg}/\text{h}$ ， H_2S 浓度约为 $2.53\text{mg}/\text{m}^3$ ； NH_3 含量为 $0.00144\text{kg}/\text{h}$ ， NH_3 浓度约为 $9.1\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》（GB

14554-1993) 中二级标准 (H_2S 为 1.3kg/h , NH_3 为 20kg/h) 要求, 同时满足《炼焦化学工业污染物排放标准》(GB16171-2012) 中脱硫再生塔废气浓度排放限值要求 (H_2S 为 3mg/m^3 , NH_3 为 30mg/m^3), 可确保达标排放。

煤炭气化有组织大气污染物产排情况及污染防治措施见表 4.5-3。

表 4.5-3 煤炭气化有组织大气污染物产排情况及污染防治措施

序号	污染源名称	染源数量 (个)	单个源排气量 m^3/h	污染物	产生浓度 mg/m^3	单个源产生量 kg/h	处理措施	排放浓度 mg/m^3	单个源排放量 kg/h	排放参数		
										高度 m	内径 m	温度 $^\circ\text{C}$
G2-1	气化备煤	3	3940.2	粉尘	2427.96	9.6	布袋除尘, 效率 99.7%	7.28	0.03	15	0.2	20
G2-3	硫回收再生塔排空气	1	168.01	H_2S	6.32	0.001	PDS 脱硫液洗净塔洗涤, 脱硫率 60%, 脱氨效率 60%	2.53	0.0004	15	0.3	20
				NH_3	22.75	0.0036		9.1	0.0014			

4.5.2.2 废水

除灰后的煤气进入煤气冷却器, 使温度减低至 40°C 左右, 产生冷凝废水 (W2-1) 污染因子为: 石油类、COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等。拟排入污水处理站处理后全部综合利用不外排。根据物料平衡及水平衡核算, 废水产生量为 $54.72\text{m}^3/\text{h}$, 废水中 COD 为 110mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 630mg/L 、挥发酚为 0.09mg/L 、石油类为 4mg/L 、悬浮物为 15mg/L 。

煤气气柜水封定期排水 (W2-2), 平均约 $0.5\text{m}^3/\text{h}$, 废水污染因子为石油类、COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、挥发酚等。拟排入污水处理站处理后全部综合利用, 不外排。

4.5.2.3 固废

(1) 备煤除尘器收集煤尘 (S2-1)

原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入炉前煤仓过程中会产生粉尘, 经袋式除尘器收集煤尘, 产生量为 28.61kg/h (228.88t/a), 拟送锅炉房作燃料综合利用。

(2) 气化炉炉渣 (S2-2)

气化炉气化过程中产生炉渣量约为 3417kg/h (27336t/a), 外售作为建材生产辅料。气化炉炉渣作为建材生产辅料销售不畅时, 作为一般固废送鄯善县工业园 (一般) 固体废物填埋场进行填埋。

(3) 气化炉炉灰 (S2-3)

气化炉荒煤气净化除尘过程中产生的收集灰尘量约为 6134.7kg/h (49077.6t/a)，拟送锅炉房作燃料综合利用。

(4) 脱硫浓盐液 (S2-4)

气化煤气湿法脱硫过程中由于副反应的发生，会产生硫代硫酸盐和硫酸盐等无机盐，无机盐累积到一定程度（总含量大于 200g/L），脱硫效率会严重下降，因此，需要定期补充新的脱硫剂，外排脱硫液，产生量约为 100.37kg/h(802.96t/a)，拟送废水处理站蒸发结晶处理。

4.5.2.4 噪声

噪声主要备煤系统除尘器风机、气化煤气风机、气化煤气加压机及煤气净化系统各液泵在运行过程中会产生一定的噪声，噪声源强在 75-100dB (A) 之间，采取基础减振、隔声罩、消声防治措施，见表 4.5-4。

表 4.5-4 煤炭气化噪声源情况

声源编号	车间工段	噪声源	采取措施前单台设备声压级 dB (A)	运行台数	降噪措施	采取措施后单台排放声压级 dB (A)	室内外
N2-1	气化	备煤除尘器风机	95-100	4	基础减振、消声、隔声罩	75	室外
N2-2		煤气风机	95-100	4	基础减振、消声	85	室内
N2-3		燃气加压机	95-100	4	基础减振、消声	85	室内
N2-4		燃气净化液泵	75-80	8	基础减振	80	室内

4.5.3 煤炭热解污染防治措施及污染源强分析

4.5.3.1 废气

(1) 热解备煤粉尘 (G3-1)

原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入炉前煤仓过程中会产生粉尘，主要污染源为受煤斗、煤转运站、输煤走廊等，主要污染物为煤尘。本项目原煤输送过程均在封闭环境下进行，设布袋除尘器除尘。

项目共设置 8×100 万 t/a 粉煤热解装置，配备 8 套备煤系统，每套备煤系统配备一台除尘器。参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》252 煤炭行业加工系数手册炼焦煤装煤地面站污染物系数，项目粉煤热解装置备煤系统总粉尘产生量为 1731.4kg/h。粉煤热解装置每套备煤系统粉尘产生量为 216.43kg/h，单台除尘系统烟气量约为 28970m³/h，粉尘产生浓度约为 7470mg/m³，采用布袋

除尘系统,除尘效率 99.9%,除尘后经 15m 高排气筒排放,粉尘排放量为 1.73kg/h,排放浓度为 7.47mg/m³; 低于《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中颗粒物浓度排放限值要求(颗粒物: 10mg/m³), 可确保达标排放。

(2) 热风炉烟气 (G3-2)

热风炉系统排放的气化装置来的净化后的燃料气燃烧废气,根据可行性研究报告,气化装置来的净化后的燃料气量约为 120875m³/h, H₂S 浓度为 20mg/m³, 由于热风炉燃气化煤气经过除尘、急冷、脱硫等过程净化后的煤气,煤气中汞含量极低,环评不再考虑。热风炉总烟气量为 589785m³/h, 其中 235914m³/h 通过热风炉烟囱排放, 剩 353871m³/h 经热解炉加热及干燥炉煤炭干燥后经袋式除尘器除尘后经干燥气烟囱排放。

项目共设置 8×100 万 t/a 粉煤热解装置, 配备 8 台热风炉, 共设置一根热风炉烟气排气筒, 排放烟气量为 235914m³/h, 根据物料平衡及硫平衡, 参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》4430 工业锅炉中焦炉煤气燃烧核算系数可知, 烟气中 SO₂ 浓度为 8.2mg/m³, 排放速率为 1.93kg/h; 采用低氮燃烧技术控制氮氧化物产生, 烟气中 NO_x 浓度可控制在 150mg/m³ 以内, 排放速率为 35.39kg/h; 烟气中烟尘浓度 10mg/m³, 排放速率为 2.36kg/h。烟气中各污染因子浓度均可满足《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中燃气加热炉排放限值(颗粒物: 10mg/m³, SO₂: 30mg/m³, NO_x: 150mg/m³), 可确保达标排。

(3) 干燥烟气 (G3-3)

每台干燥炉干燥气除尘后全部经 1 根 100m 烟囱排放, 干燥烟气量为 353871m³/h。由于干燥炉干燥气来自于热风炉烟气, 因此烟气中 SO₂ 及 NO_x 污染物浓度与热风炉中污染物浓度相同, SO₂ 浓度为 8.2mg/m³, NO_x 浓度 150mg/m³。烟气经袋式除尘器除尘, 效率按 99%计, 排放烟气中粉尘浓度为 10mg/m³。排放干燥烟气中 SO₂ 浓度为 8.2mg/m³, 排放速率为 2.9kg/h; NO_x 浓度 150mg/m³, 排放速率为 53.08kg/h; 烟尘浓度 10mg/m³, 排放速率为 3.54kg/h。烟气中各污染因子浓度均可满足《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中燃气加热炉排放限值(颗粒物: 10mg/m³, SO₂: 30mg/m³, NO_x: 150mg/m³), 可确保达标排。

(4) 热解逸散煤气 (G3-4)

热解煤气生产及储存的过程会逸散少量煤气, 主要污染因子为: CO、H₂S、

NH₃、苯并芘、非甲烷总烃等，根据物料平衡及硫平衡分析，无组织排放量分别为 CO 0.66kg/h、H₂S 0.008kg/h，NH₃ 0.002kg/h、苯并芘 0.00005kg/h、非甲烷总烃 0.08kg/h。

（5）热解油气冷凝（冷鼓工段）及焦油储存逸散废气（G3-5）

本项目采用煤焦油洗热解油气，使煤焦油和热解煤气分离，与传统的氨水洗热解油气有较大的区别，减少了氨水与煤焦油的分离过程，大大减少了氨等污染物的无组织排放。建设两台 10000m³ 的焦油储罐，焦油储罐均为固定拱顶罐，其呼吸损失包括大呼吸损失和小呼吸损失，项目热解油气冷凝及焦油中间储存过程中无组织逸散废气量约为 0.7kg/h、5.6t/a。主要污染因子为非甲烷总烃 H₂S、NH₃、苯并芘等。类比煤焦油处置企业储罐资料分析，焦油储罐区无组织挥发废气中非甲烷总烃类约占 98.5%，仅含有微量的 H₂S、NH₃、BaP、酚类及 HCN 等。估算各污染因子逸散量为非甲烷总烃 0.689kg/h；H₂S 0.005kg/h；NH₃ 0.002kg/h，BaP 0.00002kg/h、酚类 0.002kg/h 及 HCN 0.001kg/h。

（6）提质煤筛分、输送粉尘（G3-6）

提质煤从热解装置通过运输设备输送到提质煤场经筛分分级后堆存，在此过程中会产生粉尘。本项目原煤输送过程均在封闭环境下进行，筛分过程设布袋除尘器除尘。

项目共设置 8×100 万 t/a 粉煤热解装置，配备 8 套提质煤输送系统，项目共建设 3 套筛分设备，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》252 煤炭行业加工系数手册精煤、湿熄焦、筛分、转运污染物系数，废气排气量 980Nm³/t 产品，每套筛分设备粉尘产生量为 243.63kg/h，废气产生量约为 314560m³/h，粉尘产生浓度约为 774.5mg/m³，采用布袋除尘系统，除尘效率 99.5%，除尘后经 25m 高排气筒排放，粉尘排放量为 1.22kg/h，排放浓度为 3.87mg/m³。

（7）提质煤场逸散粉尘（G3-7）

产品提质煤储煤场产生逸散粉尘，经喷水雾降尘后排放逸散粉尘，主要污染因子为煤尘。由于项目产品提质煤储煤场采用密闭条形场，预计焦场焦尘逸散量约 1.14kg/h（9.12t/a）。

煤炭热解有组织大气污染物产排情况及污染防治措施见表 4.5-5。

表 4.5-5 煤炭热解有组织大气污染物产排情况及污染防治措施

序号	污染源名称	污染源数	单个源排气量 m³/h	污染物	产生浓度 mg/m³	单个源产生量 kg/h	处理措施	排放浓度 mg/m³	单个源排放量 kg/h	排放参数		
										高度 m	内径 m	温度 ℃
G3-1	热解备煤	8	28970	粉尘	7470	216.43	布袋除尘，效率 99.9%	18.39	0.22	15	0.5	20
G3-2	热风炉烟气	1	235914	SO ₂	8.2	1.93	燃用净化脱硫后煤气，采用低氮燃烧技术	8.2	1.93	35	1.5	120
				烟尘	10	2.36		10	2.36			
				NO _x	150	35.39		150	35.39			
G3-3	干燥烟气	1	353871	SO ₂	8.2	2.9	布袋除尘，效率 99.9%	8.2	2.9	100	2.5	120
				烟尘	10000	3540		10	3.54			
				NO _x	150	53.08		150	53.08			
G3-6	提质煤筛分输送	3	314560	粉尘	774.5	243.63	布袋除尘，效率 99.5%	3.87	1.22	25	0.4	20

4.5.3.2 废水

(1) 干燥废水 (W3-1)

热解煤干燥烟气经除尘后经气水分离产生冷凝废水，污染因子为 SS。根据物料平衡及水平衡核算，废水产生量为 28.71m³/h，废水中 COD 为 60mg/L、悬浮物为 500mg/L。废水较为清洁，用于提质煤洒水增湿综合利用。

(2) 热解废水 (W3-2)

热解煤气经激冷塔激冷后油气水分离产生的热解废水，污染因子为：石油类、COD、NH₃-N、SS 等。根据物料平衡及水平衡核算，废水产生量为 105609.43m³/h，根据同类企业废水的化验监测结果，废水中 COD 为 42500mg/l、石油类 3250mg/l，酚 11250 mg/l，氨氮 4000mg/l，悬浮物为 5000mg/l。废水送废水处理站处理后全部综合利用，不外排。

(3) 煤气气柜水封废水 (W3-3)

煤气气柜水封定期排水，平均约 0.5m³/h，产生废水污染因子为石油类、COD、NH₃-N、挥发酚等。拟排入污水处理站处理后全部综合利用，不外排。

4.5.3.3 固废

(1) 热解备煤收尘 (S3-1)

原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入储

煤槽过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘，产生量为 1729.67kg/h（13837.36t/a），拟送锅炉房作燃料综合利用。

（2）干燥气收集尘（S3-2）

干燥炉干燥气经旋风除尘器及布袋除尘器除尘后收集粉尘，产生量为 2330kg/h（18640t/a），拟送锅炉房作燃料综合利用。

（3）热解煤气收集尘（S3-3）

热解煤气经高温旋风除尘器除尘后收集粉尘，产生量为 1431.73kg/h（11453.84t/a），拟送锅炉房作燃料综合利用。

（4）煤焦油净化及中间储存产生的焦油渣（S3-4）

热解装置产生的煤焦油经离心分离机分离出里面的焦油渣，以及煤焦油中间储罐沉淀产生焦油渣，类比同类焦化企业生产数据，焦油渣产生量约为 760t/a，掺入原料煤粉中，重新热解综合利用。

（5）提质煤筛分输送收集尘（S3-5）

产品提质煤经运输设备输送过程中会产生粉尘，经袋式除尘器收集煤尘，产生量为 727.23kg/h（5817.84t/a），拟作为产品外售。

4.5.3.4 噪声

噪声主要备煤系统除尘器风机、热风炉风机、烟气循环风机、干燥烟气风机、煤气风机、污水泵及煤焦油泵等在运行过程中会产生一定的噪声，噪声源强在 80-100dB（A）之间，采取基础减振、隔声罩、消声防治措施，见表 4.5-6。

表 4.5-6 煤炭热解噪声源情况

声源编号	工段	噪声源	采取措施前单台设备声压 dB（A）	台数	降噪措施	采取措施后单台排放声压级 dB（A）	室内外
N3-1	热解	备煤除尘器风机	95-100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	室外
N3-2		热风炉助燃风机	95-100	8	基础减振、消声	85	室内
N3-3		烟气循环风机	95-100	16	基础减振、消声	85	室内
N3-4		干燥烟气风机	95-100	16	基础减振、消声	85	室内
N3-5		干燥水泵	75-80	8	基础减振	80	室内
N3-6		冷却风机	95-100	16	基础减振、消声	85	室内
N3-7		热解煤气风机	95-100	8	基础减振、消	85	室内

					声		
N3-8		焦油循环泵	75-80	8	基础减振	80	室内
N3-9		污水泵	75-80	8	基础减振	80	室内
N3-10		提质煤筛除尘 器风机	95-100	3	基础减振、消 声	85	室内

4.5.4 酚氨回收工艺污染防治措施及污染源强分析

4.5.4.1 废气

酚氨回收装置脱氨脱酸过程会产生一定量的酸性气体（G4-1），酸性气主要成分为 H_2S ，流量约为 $2657m^3/h$ ， H_2S 产生量为 $293.5kg/h$ ， $110462mg/m^3$ ，酸性气体进入硫磺回收单元，生产副产品硫磺。

4.5.4.2 废水

生产废水主要来自脱酸、氨精馏及萃取工序（W4-1），主要污染因子为 COD、氨氮、挥发酚等。该类废水产生量为 $105.6m^3/h$ ，主要污染物产生浓度为 COD $3000mg/L$ ，石油类 $120mg/L$ ，挥发酚 $45mg/L$ ，氨氮 $160mg/L$ 。送至厂区内污水处理站处理，处理后达到《城市污水再生利用-工业用水水质》（GB/T19923-2024）标准要求后全部回用。

4.5.5 LNG 生产污染防治措施及污染源强分析

4.5.5.1 废气

（1）水洗及纯化工序解析气（G5-1）

水洗及纯化工序会产生燃料气，根据可行性研究报告中成分组成，燃料气主要成分为 CO 、 H_2 及 N_2 ，流量为 $1172m^3/h$ ，其中： CO 产生量为 $1144kg/h$ ， $976642mg/m^3$ ； H_2 产生量为 $12.9kg/h$ ， $11018mg/m^3$ ； N_2 产生量为 $129.5kg/h$ ， $110511mg/m^3$ 。

解析气不向外环境排放，一部分作为脱硫尾气焚烧单元燃料气，剩余部分返回甲烷化装置与富氢气反应合成 LNG。

（2）脱硫再生塔酸性气体（G5-2）

脱硫再生塔会产生酸性气体，根据可行性研究报告中成分组成，主要污染物为 H_2S ，流量为 $3684m^3/h$ ， H_2S 产生量为 $1607.2kg/h$ ， $436264mg/m^3$ ，酸性气体进入硫磺回收单元，生产副产品硫磺。

（3）脱碳再生塔酸性气体（G5-3）

脱碳再生塔会产生酸性气体，根据可行性研究报告中成分组成，主要污染物

为 CO₂，流量为 6387m³/h，其中：CO₂产生量为 9608.2kg/h，1.5×10⁶mg/m³。

可研中提出解析出的酸性气体经 15m 高排气筒直接排放；本次评价建议项目对 MDEA 解吸再生塔产生的酸性废气中的二氧化碳采取回收利用。可将脱除的 CO₂ 集中收集后制造干冰。经实际工艺运行结果表明，生产 1kg 干冰需要液态 CO₂3.06kg。本项目采用二氧化碳回收制干冰措施后，年回收干冰 25119.4 吨。采用二氧化碳回收综合利用的措施后，不仅减少了 CO₂ 气体排放对大气环境造成的影响，又变废为宝，节约资源。

(4) BOG 闪蒸汽 (G5-4)

LNG 储槽会产生闪蒸汽，根据可行性研究报告中成分组成，主要污染物为 CH₄，流量为 1663m³/h，其中：CH₄产生量为 1109kg/h，666867mg/m³。闪蒸汽回收至冷箱入口后循环，不向外环境排放。

该工序废气污染物源强及治理措施汇总见表 4.5-7。

表 4.5-7 LNG 单元废气污染物源强一览表

工段	代号	污染源名称	产生情况				排放去向
			流量	组成特征			
				组成因子	浓度	速率	
					Nm³/h	mg/m³	
LNG 单元	G5-1	燃料气	1172	CO	976642	1144	至燃气管网
				H ₂	11018	12.9	
				N ₂	110511	129.5	
	G5-2	脱硫再生塔酸性气	3684	H ₂ S	436264	1607.2	至硫磺回收单元
	G5-3	脱碳再生塔酸性气	6387	CO ₂	1.5×10 ⁶	9608.2	回收
G5-4	BOG 闪蒸汽	1663	CH ₄	666867	1109	至冷箱	

4.5.5.2 废水

(1) 压缩废水 (W5-1)

一次及二次压缩过程中产生的压缩废水，主要污染因子为 COD、氨氮、硫化物等。该类废水产生量为 4.3m³/h，主要污染物产生浓度为 COD300mg/l，石油类 10mg/l，硫化物 40mg/l，氨氮 1500mg/l。送至厂区内污水处理站处理，处理后达到《城市污水再生利用-工业用水水质》（GB/T19923-2024）标准要求后全部回用。

(2) 洗氨废水 (W5-2)

洗氨过程会产生洗氨废水，主要污染因子为氨。该废水产生量为 0.4m³/h，

主要污染物产生浓度为氨 1800mg/l，该废水送至锅炉脱硫单元进行烟气脱硫。

(3) 水解废水 (W5-3)

有机硫水解产生水解废水，主要污染因子为硫化物。该类废水产生量为 0.3m³/h，主要污染物产生浓度为硫化物 175mg/l。送至厂区内污水处理站处理，处理后达到《城市污水再生利用-工业用水水质》（GB/T19923-2024）标准要求后全部回用。

(4) 分子筛脱水 (W5-4)

分子筛干燥脱水系统会脱除部分水分，主要污染因子为 COD、氨氮、硫化物等。该类废水产生量为 1.54m³/h，主要污染物产生浓度为 COD300mg/L，石油类 10mg/L 氨氮 10mg/L。送至厂区内污水处理站处理，处理后达到《城市污水再生利用-工业用水水质》（GB/T19923-2024）标准要求后全部回用。该工序废水污染物源强及治理措施汇总见表 4.4-8。

表 4.4-8 LNG 单元废水污染物源强一览表

工段	代号	污染源名称	排放量(m³/h)	组成特征		排放方式/去向
				因子	浓度 (mg/L)	
LNG 单元	W5-1	压缩废水	4.7	COD	300	污水处理站
				石油类	10	
				硫化物	40	
				氨氮	1500	
	W5-2	洗氨废水	0.4	氨	1800	至锅炉烟气脱硫
	W5-3	水解废水	0.3	硫化物	175	污水处理站
	W5-4	分子筛脱水	1.54	COD	300	污水处理站
				石油类	10	
				氨氮	10	

4.5.5.3 固体废物

(1) 废除油吸附剂 (S5-1)

除油工序产生的废除油吸附剂，根据项目可研资料，废除油吸附剂一次投入量 200m³，每一年更换一次。废除油吸附剂属于 HW08（900-249-08）废矿物油与含矿物油废物，为危险废物，交有资质单位处置。

(2) 预处理废吸附剂 (S5-2)

预处理工序产生的预处理废吸附剂，根据项目可研资料，预处理废吸附剂一投入量 260m³，每一年更换一次。废除油吸附剂属于 HW42（900-451-42）废有

机溶剂，为危险废物，交有资质单位处置。

（3）废脱汞剂（S5-3）

脱汞工序产生的废脱汞剂，根据项目可研资料，废脱汞剂一次投入量 40m³，每一年更换一次。废脱汞剂属于 HW29（071-003-29）含汞废物，为危险废物，交有资质单位处置。

（4）MDEA 废液（S5-4）

脱硫脱碳工序产生的 MDEA 废液，根据项目可研资料，MDEA 废液一次投入量 400t，每两年更换一次。MDEA 废液属于 HW42（900-451-42）废有机溶剂，为危险废物，项目可研设计 MDEA 废液由供货商回收处理。交有资质单位处置。

（5）废活性炭（S5-5）

脱硫脱碳工序产生的废活性炭，根据项目可研资料，废活性炭一次投入量 10m³，每三年更换一次。废活性炭属于 HW49（900-039-49）其他废物，为危险废物，交有资质单位处置。

（6）废干燥吸附剂（S5-6）

干燥工序产生的废干燥剂，根据项目可研资料，废干燥吸附剂一次投入量 150m³，每三年更换一次，为一般废物，送厂家回收处置。

（7）废纯化吸附剂（S5-7）

纯化工序产生废纯化吸附剂，根据项目可研资料，废纯化吸附剂一次投入量 120m³，每三年更换一次。废活性炭属于 HW08（900-249-08）废矿物油与含矿物油废物，为危险废物，项目可研设计废纯化吸附剂由供货商回收处理。交有资质单位处置。

该工序固废产生及治理措施汇总见表 4.5-9。

表 4.4-9 LNG 单元固废产生源强一览表

工段	代号	污染源名称	排放量	更换频次	废物类别	排放方式/去向
LNG 单元	S5-1	废除油吸附剂	200m ³ /次	1 年 1 次	危险废物 HW08（900-249-08）	送有资质单位处置
	S5-2	预处理废吸附剂	260m ³ /次	1 年 1 次	危险废物 HW42（900-451-42）	送有资质单位处置
	S5-3	废脱汞剂	40m ³ /次	1 年 1 次	危险废物 HW29（071-003-29）	送有资质单位处置
	S5-4	MDEA 废液	400t/次	2 年 1 次	危险废物 HW42（900-451-42）	送有资质单位处置

	S5-5	废活性炭	10m ³ /次	3 年 1 次	危险废物 HW49 (900-039-49)	送有资质单位处置
	S5-6	废干燥吸附剂	150m ³ /次	3 年 1 次	一般固废	送厂家回收处置
	S5-7	废纯化吸附剂	120m ³ /次	3 年 1 次	危险废物 HW08 (900-249-08)	送有资质单位处置

4.5.5.4 噪声

该工序营运期噪声主要来自生产过程中的机械噪声,主要有来自螺杆压缩机的噪声 N5-1; 各类泵产生的噪声 N5-2; 制冷剂压缩机的噪声 N5-3 及 N5-4。噪声源强在 95~98dB (A) 之间,经隔声、减振等措施后,排放源强在 75~78 (A) 之间。该工序噪声产排情况见表 4.5-10。

表 4.5-10 LNG 单元噪声产生及排放源强一览表

声源编号	工段	噪声源	采取措施前单台设备声压级 dB (A)	台数	环评建议降噪措施	采取措施后单台排放声压级 dB (A)	室内外
N5-1	LNG 单元	螺杆压缩机	95- 100	3	基础减振、消声	85	室内
N5-2		原料气接力压缩机	95- 100	1	基础减振、消声	85	室内
N5-3		各类泵	75-80	10	基础减振	80	室内
N5-4		混合制冷剂压缩机	95- 100	1	基础减振、消声	85	室内
N5-5		氮气循环压缩机	95- 100	2	基础减振、消声	85	室内
N5-6		BOG 压缩机	95- 100	2	基础减振、消声	85	室内

4.5.6 硫回收处理单元污染防治措施及污染源强分析

4.5.6.1 焚烧废气

(1) 焚烧炉产生焚烧尾气 (G6-1): 根据可行性研究报告中成分组成, 焚烧尾气主要成分为 N₂、O₂、CO₂ 及少量的 SO₂, 流量为 5308m³/h, 其中: SO₂ 产生量为 1.38kg/h, 260mg/m³。焚烧尾气不向外环境排放, 直接送至锅炉单元对硫化物进行进一步处理。

(2) 硫回收无组织排放 (G6-2)

克劳斯反应会产生无组织废气, 主要成分为 H₂S。评价查阅相关资料, 类比同类企业, 确定 H₂S 产生量为 0.012kg/h。

4.5.6.2 废水

该工序不产生生产废水。

4.5.6.3 固废

(1) 克劳斯催化剂 (S6-1)

第一反应器及第二反应器会产生克劳斯催化剂, 根据项目可研资料, 克劳斯催化剂一次投入量 5m^3 , 每四年更换一次, 为一般废物, 送厂家回收处置。

(2) 钴钼加氢催化剂 (S6-2)

加氢催化反应器会产生钴钼加氢催化剂, 根据项目可研资料, 钴钼加氢催化剂一次投入量 5m^3 , 每五年更换一次, 为一般废物, 送厂家回收处置。

(3) 选择性氧化催化剂 (S6-3)

选择性氧化反应器会产生选择性氧化催化剂, 根据项目可研资料, 选择性氧化催化剂一次投入量 6m^3 , 每三年更换一次, 为一般废物, 送厂家回收处置。

该工序固废产生及治理措施汇总见表 4.5-11。

表 4.5-11 硫磺回收单元固废产生源强一览表

工段	代号	污染源名称	排放量	更换频次	废物类别	排放方式/去向
硫磺回收单元	S6-1	克劳斯催化剂	$5\text{m}^3/\text{次}$	4 年 1 次	一般固废	生产厂家回收
	S6-2	钴钼加氢催化剂	$5\text{m}^3/\text{次}$	5 年 1 次	一般固废	生产厂家回收
	S6-3	选择性氧化催化剂	$6\text{m}^3/\text{次}$	3 年 1 次	一般固废	生产厂家回收

4.5.6.4 噪声

该工序营运期噪声主要来自生产过程中的机械噪声, 主要有来自鼓风机的噪声; 各类泵产生的噪声。该工序噪声产排情况见表 4.5-12。

表 4.5-12 硫磺回收单元噪声产生及排放源强一览表

声源编号	车间工段	噪声源	单台设备声压级 dB (A)	运行台数	环评建议降噪措施	采取措施后声压级 dB (A)	室内/室外
N6-1	硫磺回收单元	鼓风机	90-100	2	基础减振、消声	85	室内
N6-2		各类泵	75-80	2	基础减振	80	室内

4.5.7 锅炉污染防治措施及污染源强分析

4.5.7.1 废气

(1) 锅炉烟气 (G7-1)

锅炉烟气主要污染物是烟尘、 SO_2 、 NO_x 、汞及其化合物。采用低氮燃烧+SCR脱硝装置脱硝、布袋除尘后排入烟气脱硫塔, 经石灰石石膏湿法脱硫装置脱硫后再经湿电除尘器处理后由烟囱排放。

根据项目煤质分析报告, 燃料煤收到基低位热值为 19.59MJ/kg , 灰分为

11.5%，含硫量为 0.6%，汞含量 0.2 μ g/g。

锅炉以 90%负荷运行，小时蒸发量为 506t/h，出口蒸汽压力为 9.81Mpa，温度为 540℃；补给水压力为 14.5Mpa，温度为 132℃。经计算，2 台锅炉小时耗煤量为 39.75t。

根据项目可研资料，2 台锅炉按照 90%的负荷运行，可满足全厂生生产活热需求，厂内现无其他项目建设计划，锅炉可较长时期保持在 90%或以下负荷运行。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册，带有末端处理系统的煤粉炉，烟气产生量为 5915Nm³/t 燃料，SO₂ 产生量为 17S（燃料煤收到基含硫量），NO_x 产生量为 4.72kg/t 燃料。则本项目锅炉烟气产生量为 235121.25Nm³/h，污染物产生量分别为烟尘 4082.13kg/h（32657t/a）、SO₂ 405.45kg/h（3243.6t/a）、NO_x 187.62kg/h（1501t/a）、汞及其化合物 0.00795kg/h（0.0636t/a）。污染物产生浓度为烟尘 17361.8mg/m³、SO₂ 1724.4mg/m³、NO_x 798mg/m³、汞及其化合物 0.03mg/m³。

LNG 脱硫单元焚烧尾气为 5308Nm³/h，含 SO₂ 浓度为 260mg/m³（1.38kg/h）。

锅炉低氮燃烧脱硝效率按 40%计，SCR 脱硝效率按 85%计，总脱硝效率约为 91%；脱硫效率可达到 95%；双室五电场除尘效率可达 99.6%，再经设有除尘除雾一体化装置的湿法脱硫装置(附带 70%除尘效率)，进行二次除尘。汞及其化合物根据《<火电厂大气污染物排放标准>编制说明》除尘器和湿法脱硫各约 50%的去处效率，本次合计 70%去除率。则锅炉烟气排放量为 240429.25m³/h（含 LNG 脱硫单元废气），污染物排放浓度为烟尘 20.4mg/m³、SO₂ 84.6mg/m³、NO_x 70.2mg/m³、汞及其化合物 0.017mg/m³。排放量为烟尘 4.89kg/h（39.188t/a）、SO₂ 20.34kg/h（162.73t/a）、NO_x 16.89kg/h（135.09t/a）、汞及其化合物 0.004kg/h（0.032t/a）。

（2）锅炉输煤系统含尘气（G7-2）

锅炉燃料煤由燃料煤场经输煤栈桥内带式输送机输送至炉前煤仓，然后由一次风送入煤粉炉，由于皮带机的转动、落煤管的落差产生一定量的含尘气。根据皮带运输机的规格和落煤管直径、落差确定每台锅炉输煤系统含尘气量为 11000m³/h，锅炉两用一备，2 台锅炉共 22000m³/h，产尘浓度约 2000mg/m³，通

过 2 台锅炉各自炉前仓顶部袋式除尘器处理后排放，排放高度为 15m，除尘效率 99%，排放浓度为 20mg/m³，每台锅炉排放量为 0.22kg/h（1.76t/a）。

（3）锅炉及附属设施除尘系统清灰装置含尘气（G7-3）

锅炉烟气袋式除尘器和输煤系统袋式除尘器采用气力除灰，利用正压浓相流态化仓泵将除尘器收集的粉煤灰输送至灰仓，锅炉及附属设施共设置 3 个灰仓（2 用 1 备），输送及储存过程中产生一定量含尘气，每套输送装置约 1000m³/h，产生浓度约 2000mg/m³，通过灰仓各自顶部袋式除尘器处理后排放，排放高度为 15m，除尘效率 99%，排放浓度为 20mg/m³，每台锅炉排放量为 0.02kg/h（0.16t/a）。

（4）氨逃逸（G7-4）

氨逃逸主要发生在烟气脱硝装置，根据《火电厂污染防治可行技术指南》（HJ2301-2017）中 SCR 技术主要工艺参数及效果，根据 SCR 脱硝设计规范要求，SCR 脱硝装置的出口氨逃逸浓度应控制在 2.5mg/m³ 以下，未反应的氨气主要与烟气中的 SO₃ 及飞灰在低温下发生固化反应，约 20%的氨以硫酸盐形式粘附在空预器表面，约 80%的氨进入电除尘器飞灰，少于 2%的氨进入湿法脱硫溶液，少于 1%的氨以气态形式随烟气排放，即排入大气中 NH₃ 浓度小于 0.025mg/m³ 以下，由于脱硝装置逃逸的氨气主要被灰尘吸附，大部分被静电除尘器清除，少量灰尘进入 FGD 系统，进入 FGD 系统的氨基本被脱硫循环浆液吸收，极少量的氨会随烟气排放。因此，氨逃逸对大气环境的影响极小，不作为特征影响因子进行源强计算和影响预测。

4.5.7.2 废水

锅炉运行过程中为降低锅水含盐率排除部分定期排污水和连续排污水；锅炉补给水采用热力除氧，除氧器排出部分排污水（W7-1）。

锅炉排污水量 9.24m³/h，热力除氧排水 11m³/h，主要污染物为少量 SS、盐类。其中 0.4m³ 用于锅炉除渣，剩余 19.84m³/h 排入厂区回用水站处理后回用。

4.5.7.3 噪声

锅炉房运行的过程中噪声源主要为鼓风机、引风机、循环水泵、补水泵、脱硫脱硝相关液泵及锅炉排气等噪声，见表 4.5-13。

表 4.5-13 锅炉噪声源

声源	车间	噪声源	采取措施前	运行	降噪措施	采取措施后排	室内

编号	工段		单 台设备声压 级 dB (A)	台数		放总声压级 dB (A)	/室外
N7-1	锅炉房	鼓风机	95~100	3	基础减振、消声	85	室内
N7-2		循环水泵	75-80	6	基础减振	80	室内
N7-3		补水泵	75-80	4	基础减振	80	室内
N7-4		锅炉排气	105~110	7	消声	95	室外
N7-5	SCR	还原剂输送泵	75-80	1	基础减振、隔声罩	70	室外
N7-6	氨法脱硫	各类泵	75-80	4	基础减振、隔声罩	70	室外
N7-7	引风机房	引风机	95~100	3	基础减震、消声	85	室内

4.5.7.4 固废

(1) 粉煤灰 (S7-1)

根据《污染源源强核算技术指南 火电》(HJ888-2018)进行固体废物源强核算, 优先采用物料衡算法。

$$N_h = B_g \times \left(\frac{A_{ar}}{100} + \frac{q_4 \times Q_{net,ar}}{100 \times 33870} \right) \times \left(\frac{\eta_c}{100} \right) \times \alpha_{fh} \quad (14)$$

式中: N_h ——核算时段内飞灰产生量, t;

B_g ——核算时段内锅炉燃料耗量, t;

A_{ar} ——收到基灰分的质量分数, %, 循环流化床锅炉添加石灰石等脱硫剂时应采用式

(2) 折算灰分 A_{zs} 代入式 (14);

q_4 ——锅炉机械不完全燃烧热损失, %;

$Q_{net,ar}$ ——收到基低位发热量, kJ/kg;

η_c ——除尘器除尘效率, %;

α_{fh} ——锅炉烟气带出的飞灰份额。

项目耗煤量为 31.8×10^4 t/a, 收到基灰分为 11.5%, 收到基低位发热量分别为 19590 kJ/kg, 锅炉机械不完全燃烧热损失取 1.5%, 除尘器中综合除尘效率取 99.9%, 锅炉烟气带出的飞灰份额为 0.90。由此计算得出产生的飞灰量为 3.53×10^4 t/a。综合利用或运至园区固废填埋场堆存。

(2) 炉渣 (S7-2)

$$N_z = B_g \times \left(\frac{A_{ar}}{100} + \frac{q_4 \times Q_{net,ar}}{100 \times 33870} \right) \times \alpha_{lz} \quad (15)$$

式中: N_z ——核算时段内炉渣产生量, t;

B_g ——核算时段内锅炉燃料耗量, t;

A_{ar} ——收到基灰分的质量分数, %, 循环流化床锅炉添加石灰石等脱硫剂时应采用式

(2) 折算灰分 A_{zs} 代入式 (15);

q_4 ——锅炉机械不完全燃烧热损失，%；

$Q_{\text{net,ar}}$ ——收到基低位发热量，kJ/kg；

α_{Lx} ——炉渣占燃料灰分的份额。

项目耗煤量为 $31.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，收到基灰分为 11.5%，收到基低位发热量分别为 19590kJ/kg，锅炉机械不完全燃烧热损失取 1.5%，除尘器中综合除尘效率取 99.9%，固态排渣煤粉炉炉渣占燃料灰分的份额为 0.10。由此计算得出炉渣量为 $0.39 \times 10^4 \text{t/a}$ 。综合利用或运至园区固废填埋场堆存。

(3) 脱硫石膏 (S7-3)

8.1.3 采用石灰石-石膏等湿法烟气脱硫工艺时，脱硫副产物采用式 (16) 计算。

$$M = M_L \times \frac{M_F}{M_S \times \left(1 - \frac{C_s}{100}\right) \times \frac{C_g}{100}} \quad (16)$$

式中： M ——核算时段内脱硫副产物产生量，t；

M_L ——核算时段内二氧化硫脱除量，t；

M_F ——脱硫副产物摩尔质量；

M_S ——二氧化硫摩尔质量；

C_s ——脱硫副产物含水率，%，副产物为石膏时含水率一般 $\leq 10\%$ ；

C_g ——脱硫副产物纯度，%，副产物为石膏时纯度一般 $\geq 90\%$ 。

M_L 可采用式 (17) 计算。

$$M_L = 2B_g \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \times \frac{\eta_{\text{S}_2}}{100} \times \frac{S_{\text{ar}}}{100} \times K \quad (17)$$

式中： B_g ——核算时段内锅炉燃料耗量，t；

q_4 ——锅炉机械不完全燃烧热损失，%；

η_{S_2} ——脱硫效率，%；

S_{ar} ——收到基硫的质量分数，%；

K ——燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额。

项目耗煤量为 $31.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，收到基硫的质量分数为 0.6%，锅炉机械不完全燃烧热损失取 1.5%，脱硫效率取 95%，燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额取 0.85。由此计算得出产生的二氧化硫最大脱除量为 3254.6t/a。

脱硫副产物摩尔质量为 172，二氧化硫摩尔质量为 64，脱硫副产物为石膏，含水量取 10%，脱硫副产物为石膏时，纯度量取 90%。由此计算得出脱硫石膏量为 $1.07 \times 10^4 \text{t/a}$ 。综合利用或运至园区固废填埋场堆存。

(4) 废催化剂 (S7-4)

脱硝装置催化剂需要定期更换，更换量为 9.72t/a。废催化剂属于危险废物，定期交由危废处置单位进行处置。

4.5.8 污水处理站污染防治措施及污染源强分析

4.5.8.1 废气

污水及回用水站有组织排放气（G8-1）

本项目废水所含有有机物、氨和含硫有机物浓度较高，处理过程产生一定量无组织排放废气，主要为 H_2S 、 NH_3 、挥发酚等，项目拟对污水处理站的废水收集池、废水调节池、隔油池、曝气池、气浮池、浓缩池等设施进行全封闭加盖，将挥发出来的废气经管道负压收集送 1 套“生物滴滤+活性炭吸附”装置进行处理，根据其工艺设计抽风量约为 $20000\text{m}^3/\text{h}$ ，废气首先进入生物滴滤塔进行除臭，塔内填料附着的微生物将废气中的恶臭类物质净化，净化效率 80%，净化后的废气由 15m 排气筒排放。净化后废气恶臭源强为 NH_3 $0.035\text{kg}/\text{h}$ ， H_2S $0.0072\text{kg}/\text{h}$ 。

4.5.8.2 固废

（1）含油污泥（S8-1）

废水处理含油污泥产量为 $0.0875\text{t}/\text{h}$ ， $700\text{t}/\text{a}$ 。含油污泥属于危险废物，委托有资质单位进行无害化处理。

（2）剩余生化活性污泥（S8-2）

剩余生化活性污泥产量为 $0.1375\text{t}/\text{h}$ ， $1100\text{t}/\text{a}$ ，为一般工业固废，脱水后在厂内暂存，最终送填埋场填埋。

（3）化学沉淀盐泥及蒸发结晶盐泥（S8-3）

化学沉淀盐泥产量为 $1.0\text{t}/\text{h}$ ， $8000\text{t}/\text{a}$ 。废结晶盐泥产生量约 $0.65\text{t}/\text{h}$ ， $5200\text{t}/\text{a}$ 。根据《现代煤化工建设项目环境准入条件》废水处理产生的无法资源化利用的盐泥暂按危险废物进行管理，因此项目将化学沉淀盐泥和废结晶盐泥暂按危险废物对待，委托有资质单位进行无害化处理。

4.5.8.3 噪声

污水处理站各水泵及风机噪声见表 4.5-14。

表 4.5-14 污水处理站噪声源

声源编号	车间工段	噪声源	采取措施前单台设备声压级 dB (A)	运行台数	降噪措施	采取措施后排放总声压级 dB (A)	室内/室外
N8-1	污水站及回用水站	曝气风机	95-100	1	基础减振、消声	85	室内
N8-2		BAF 反冲泵	70~80	2	基础减振、隔声罩	70	室外

N8-3		各水泵	70~80	7	基础减振	80	室内
N8-4		蒸发器进料泵	70~80	1	基础减振、隔声罩	70	室外

4.5.9 空分装置污染防治措施及污染源强分析

4.5.9.1 噪声

噪声主要为空气透平压缩机及增压透平膨胀机在运行过程中会产生一定的噪声，噪声源强在 95-100dB（A）之间，采取基础减振、消声防治措施，见表 4.5-15。

表 4.5-15 空分装置噪声源情况

声源编号	车间工段	噪声源	采取措施前单台设备声压级 dB（A）	运行台数	降噪措施	采取措施后单台排放声压级 dB（A）	室内/室外
N9-1	空分	空气透平压缩机	95- 100	1	基础减振、消声	85	室内
N9-2		增压透平膨胀机	95- 100	1	基础减振、消声	85	室内

4.5.9.2 固废

空分装置产生废分子筛（S9-1）：空分装置分子筛每 8 年更换一次，每次更换量约为 150m³，密度约为 0.6t/m³，则平均每年更换量约为 9t，由厂家回收综合利用。

4.5.10 其他公辅工程污染防治措施及污染源强分析

4.5.10.1 废气

食堂油烟（G10-1）：本项目新增劳动定员 580 人，餐饮食用油用量为 20 克/人·天，油烟挥发量占总耗油量的 2.83%，则日产生油烟量为 328.3g。每日运行 4 小时，则所排油烟的量为 82.075g/h，油烟净化设施风机风量，油烟净化器净化效率以 85%计，则油烟排放速率为 12.3g/h，浓度为 1.23mg/m³，满足《饮食业油烟排放标准》（GB18483-2001）要求。净化后烟气通过高于屋顶 3m 的排气筒排出。

4.5.10.2 废水

（1）脱盐水处理（W10-1）

脱盐水处理运行过程中产生机械过滤器反冲洗水和混床再生废水，主要污染物为 SS、盐类、酸碱物质，水量约 71.94m³/h，在站内废水池中和沉淀后排往回用水站处理后回用于循环水系统补水。

(2) 循环水系统排水 (W10-2)

循环水装置运行过程中由于蒸发损失和风吹损失等原因,循环水中盐分浓度不断增高,为降低循环水含盐量,需排除部分循环水,并补充新鲜水或者深度处理回用水。排水量约 102m³/h,经回用水站处理后继续用于循环水系统补水。

(3) 生活污水 (W10-3)

本项目新增劳动定员 580 人,根据用水定额,生活污水量约 46.4m³/d,主要污染物为 COD、NH₃-N,浓度约 COD350mg/L, NH₃-N25mg/L,污染物产生量 COD5.4t/a, NH₃-N 0.39t/a,经厂区生化-深度-蒸发结晶处理后回用于循环水装置补水,不外排。

(4) 初期雨水

本项目初期雨水主要是指来自于生产装置区处降雨初期时的雨水。当生产装置区出现物料及污水的跑、冒、滴、漏时,其地面会有些残留污染物,如不及时清除掉,初期雨水会被污染。拟设计将初期雨水经雨污切换装置排入初期雨水池暂存,分期分批送至污水处理站处理。

参考《石油化工企业给水排水系统设计规范》(SH 3015-2003),一次降雨污染雨水总量宜按污染区面积与其 15mm-30mm 降水深度的乘积计算。因此,本次环评污染区考虑生产装置区,总面积约为 40ha,降水深度按照 15mm 计,则初期雨水一次量为 6000m³,因此需建设 6000m³的初期雨水池。项目拟与事故池合建,共建设 25000m³事故池。

4.5.10.3 固废

生活垃圾 (S10-1):项目新增劳动定员 580 人,生活垃圾按每人每天 1kg 计算,本项目生活垃圾产生量为 193.14t/a,拟集中收集后交工业园区环卫部门统一处置。

4.5.10.4 噪声

其他公辅设施及环保设施运行的过程中噪声源主要为给水增压泵、除盐水泵、风机、循环水站水泵、冷却塔噪声,表 4.5-16。

表 4.5-16 其他公辅设施噪声源

声源 编号	车间 工段	噪声源	采取措施前单 台设备声压级 dB (A)	运行 台数	降噪措施	采取措施后排 放总声压级 dB (A)	室内 /室外

N10-1	给水增压泵房	增压泵	75-80	5	基础减振	80	室内
N10-2	除盐车站	各水泵	75-80	12	基础减振	80	室内
N10-3		除碳风机	95-100	1	基础减震、消声	85	室内
N10-4		给水泵	75-80	4	基础减振	80	室内
N10-5	冷却塔	风机逆流冷却塔	80~90	6	基础减震、消声	80	室外

4.5.11 非正常工况污染防治措施及污染源强分析

项目煤气发生炉净化脱硫装置等或煤气输送管道发生故障时，煤气通过 80m 放空火炬高空点燃排放，主要污染物为烟尘、SO₂、NO_x 等。LNG 生产装置脱硫系统等发生故障时与上述情况类似，约 120875m³/h 燃料气通过放空火炬高空点燃排放，环评不再核算污染源强。另外环评考虑锅炉烟气治理设施处理效率下降，布袋除尘器除尘效率按下降至 80%，脱硫及脱硝效率下降至 60%，汞脱除效率按照下降至 30%进行考虑事故排放。干燥烟气布袋除尘器除尘效率按下降至 80% 考虑事故排放。非正常状况下污染物排放情况见表 4.5-17。

表 4.5-17 非正常工况废气污染源统计表

污染源	废气量 (Nm³/h)	污染物				持续 时间 (min)	备注	
		因子	产生量 (kg/h)	排放量 (kg/h)	排放浓度 (mg/m³)			
可燃气体 放散量 120875m³/h	589785	烟尘	5.9	5.9	10	30	80m 高火炬 燃烧排放	
		SO ₂	96.7	96.7	164			
		NOx	88.47	88.47	150			
锅炉烟气污 染防治措施 故障	235121.25	烟尘	4082.13	816.426	3472.4	30	效率降至 80%	120m 高烟 囱排 放
		SO ₂	405.45	162.18	689.77		效率降至 60%	
		NOx	187.62	75.048	336.2		效率降至 60%	
		汞及其化合 物	0.00795	0.00557	0.02		效率降至 30%	
干燥烟气	353871	SO ₂	2.9	2.9	8.2	30	100m 高烟囱排放，除尘 效率降至 80%	
		烟尘	3540	708	2000			
		NOx	53.08	53.08	150			

4.6 拟建项目污染物排放情况汇总

4.6.1 废气污染源及主要污染物情况汇总

(1) 废气有组织排放源

本项目产生的废气有组织污染源产排情况汇总见表 4.6-1。

(2) 废气无组织排放

项目在生产过程中，将不可避免的产生废气的无组织排放，根据工程分析，项目无组织废气排放情况见表 4.6-2。

表 4.6-2 拟建项目无组织废气排放情况汇总表

序号	污染源	污染物	控制措施	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)	排放参数 (m)
G1-2	储煤场逸散粉尘	煤尘	采用密闭储煤场，设施洒水装置	1.85	14.8	121×295
G2-2	气化逸散煤气	CO	生产系统密闭	2.42	19.36	65×65
		H ₂ S		0.0065	0.052	
G3-4	热解逸散煤气	CO	冷却炉控制负压，连续加煤，炉体密封	0.66	5.28	65×65×22
		H ₂ S		0.008	0.064	
		NH ₃		0.002	0.016	
		BaP		0.00005	0.0004	
		非甲烷总烃		0.80	6.4	
G3-5	热解油气冷凝及焦油缓冲罐	H ₂ S	采用与现有厂区储罐之间压力调节措施，加强管理，定期检修	0.005	0.04	65×40×22
		NH ₃		0.002	0.016	
		酚类		0.002	0.016	
		HCN		0.001	0.008	
		BaP		0.00002	0.00016	
		非甲烷总烃		0.689	5.512	
G3-7	提质煤场逸散粉尘	煤尘	采用密闭储煤场，设施洒水装置	1.14	9.12	61× 147.5
G6-2	硫回收无组织	H ₂ S	生产系统密闭	0.012	0.096	85×55×22

表 4.6-1 拟建项目有组织废气污染源产排情况汇总表

序号	污染源名称	污染源数量	单个源排气量m³/h	污染物	产生浓度mg/m³	单个源产生量kg/h	处理措施	排放浓度mg/m³	单个源排放量kg/h	排放参数		
										高度m	内径m	温度℃
G1-1	卸煤间	1	188686.2	粉尘	2530	477.4	布袋除尘，效率99.7%	7.6	1.432	15	0.8	20
G2-1	气化备煤	3	3940.2	粉尘	2427.96	9.6	布袋除尘，效率99.7%	7.28	0.03	15	0.2	20
G2-3	硫回收再生塔排空气	1	168.01	H ₂ S	6.32	0.001	PDS脱硫液洗净塔洗涤，效率60%	2.53	0.0004	15	0.3	20
				NH ₃	22.75	0.0036		9.1	0.0014			
G3-1	热解备煤	8	28970	粉尘	7470	216.43	布袋除尘，效率99.9%	18.39	0.22	15	0.5	20
G3-2	热风炉烟气	1	235914	SO ₂	8.2	1.93	燃用净化煤气，采用低氮燃烧技术	8.2	1.93	35	1.5	120
				烟尘	10	2.36		10	2.36			
				NO _x	150	35.39		150	35.39			
G3-3	干燥烟气	1	353871	SO ₂	8.2	2.9	布袋除尘，效率99.9%	8.2	2.9	100	2.5	120
				烟尘	10000	3540		10	3.54			
				NO _x	150	53.08		150	53.08			
G3-6	提质煤筛分输送	3	314560	粉尘	774.5	243.63	布袋除尘，效率99.5%	3.87	1.22	25	0.4	20
G4-1	酚氨回收酸性气	1	2657	H ₂ S	110462	293.5	送硫磺回收单元	/	/	/	/	/
G5-1	LNG水洗纯化	1	1172	CO	/	1144	送燃气管网	/	/	/	/	/
G5-2	脱硫再生酸性气	1	3684	H ₂ S	436264	1607.2	硫回收单元生产硫磺	/	/	/	/	/
G5-3	脱碳再生废气	1	6387	CO ₂	1.5×10 ⁶	9608.2	回收制干冰	/	/	/	/	/
G5-4	BOG 闪蒸汽	1	1663	CH ₄	666867	1109	回收至冷箱入口	/	/	/	/	/
G6-1	焚烧尾气	1	5308	SO ₂	260	1.38	至锅炉脱硫单元	/	/	/	/	/
G7-1	锅炉烟气	1	240429.25	烟尘	17361.8	4082.13	低氮燃烧+SCR脱硝+ 双室五电场除尘+石灰石石膏法脱硫	20.4	4.89	120	3.5	120
				SO ₂	1724.4	405.45		84.6	20.34			
				NO _x	798	187.62		70.2	16.89			
				汞及其化合物	0.03	0.00795		0.017	0.004			
G7-2	输煤系统含尘气	2	11000	粉尘	2000	22	布袋除尘，效率99%	20	0.22	15	0.4	20
G7-3	清灰装置含尘气	2	1000	粉尘	2000	2	布袋除尘，效率99%	20	0.02	15	0.2	20
G8-1	污水处理恶臭	1	20000	H ₂ S	/	0.036	生物除臭工艺，恶臭去除率80%	/	0.0072	15	0.2	20
				NH ₃	/	0.175		/	0.035			
G10-1	食堂油烟	1	10000	油烟	8.2	0.082	油烟净化器	1.23	0.012	屋顶排放	0.2	100

4.6.2 废水污染源及主要污染物情况汇总

拟建项目主要废水污染源及污染物情况汇总见表 4.6-3。

表 4.6-3 拟建项目废水产生及排放情况汇总表

序号	单元	废水种类	数量	污染物种类及浓度 (mg/L, 除 pH 外)							去向
			m³/h	COD	NH ₃ -N	石油类	硫化物	挥发酚	pH	盐分	
W2-1	煤气化	煤气冷凝水	54.72	110	630	4	/	0.09	/	/	污水站预处理
W3-1	煤热解	干燥冷凝水	28.71	60	/	/	/	/	/	/	产品增湿
W3-2		热解煤气水分离水	105.6	42500	4000	3250	/	11250	/	/	污水站预处理
W4-1	酚氨回收	脱酸、氨精馏及萃取	105.6	3000	160	120	/	45	/	/	污水站预处理
W5-1	LNG 单元	热解气压缩废水	4.3	300	1500	10	40	/	/	/	污水站预处理
W5-2		洗氨废水	0.4	/	1800	/	/	/	/	/	锅炉烟气脱硫
W5-3		有机硫水解废水	0.3	/	/	/	175	/	/	/	回用水站
W5-4		分子筛脱水废水	1.54	300	10	10	/	/	/	/	污水站生化
W2-2 W3-3	储存	气柜密封水排水	0.5	110	630	4	/	0.09	/	/	污水站预处理
W7-1	锅炉	锅炉及除氧排水	19.84	/	/	/	/	/	/	2000	回用水站
W10-1	除盐车站	除盐车站废水	71.94	/	/	/	/	/	4~10	4000	回用水站
W10-2	循环水站	循环水排水	102	/	/	/	/	/	/	4000	回用水站
W10-3	办公生活	生活污水	1.93	350	25	/	/	/	/	/	污水站生化

4.6.3 固体废弃物汇总

拟建项目固体废弃物排放情况汇总见表 4.6-4。

表 4.6-4 拟建项目固体废弃物排放情况汇总表

代号	名称	产生环节	属性判定	废物代码	预测产生量 (t/a)	利用处置方式	备注
S1-1	收集煤尘	卸煤间	一般固废	/	3807.74	送锅炉作燃料	/
S2-1	收集煤尘	气化备煤	一般固废	/	228.88	送锅炉作燃料	/
S2-2	气化炉炉渣	气化炉	一般固废	/	27336	厂内设渣仓，外售作为建材生产辅料	/
S2-3	气化炉炉灰	气化炉	一般固废	/	49077.6	送锅炉作燃料	/
S2-4	PDS脱硫浓盐液	气化煤气湿法脱硫	一般固废	/	802.96	送废水处理站蒸发结晶处理	/
S3-1	收集煤尘	热解备煤	一般固废	/	13837.36	送锅炉作燃料	/
S3-2	收集煤尘	干燥气除尘	一般固废	/	18640	送锅炉作燃料	/
S3-3	收集煤尘	热解煤气除尘	一般固废	/	11453.84	送锅炉作燃料	/
S3-4	焦油渣	焦油净化及储存	危险废物	HW11 (252-002-11)	760	掺入原煤重新热解	
S3-5	收集煤尘	提质煤输送	一般固废	/	5817.84	作为产品外售	/
S5-1	废除油吸附剂	热解煤气除油	危险废物	HW08 (900-249-08)	200m ³	交由有资质单位处置	1 年 1 次
S5-2	废吸附剂	热解煤气预处理	危险废物	HW11 (252-012-11)	260m ³	交由有资质单位处置	1 年 1 次
S5-3	废脱汞剂	热解煤气脱汞	危险废物	HW29 (071-003-29)	40m ³	交由有资质单位处置	1 年 1 次
S5-4	MDEA废液	脱硫脱碳	危险废物	HW11 (252-013-11)	400	交由有资质单位处置	2 年 1 次
S5-5	废活性炭	脱硫脱碳	危险废物	HW49 (900-039-49)	10m ³	交由有资质单位处置	3 年 1 次
S5-6	废干燥剂	干燥工序	一般固废	/	150m ³	送厂家回收处置	3 年 1 次
S5-7	废纯化吸附剂	纯化工序	危险废物	HW08 (900-249-08)	120m ³	交由有资质单位处置	3 年 1 次
S6-1	克劳斯催化剂	硫回收	一般固废	HW50 (772-007-50)	5m ³	生产厂家回收	4 年 1 次
S6-2	钴钼加氢催化剂	硫回收	一般固废	HW50 (772-007-50)	5m ³	生产厂家回收	5 年 1 次
S6-3	选择性氧化催化剂	硫回收	一般固废	HW50 (772-007-50)	6m ³	生产厂家回收	3 年 1 次
S7-1	锅炉粉煤灰	锅炉	一般固废	/	35300	厂内设灰仓，外售作为建材生产辅料	/
S7-2	锅炉炉渣	锅炉	一般固废	/	3900	厂内设渣仓，外售作为建材生产辅料	/
S7-3	脱硫石膏	锅炉烟气脱硫	一般固废	/	10700	厂内设石膏库，外售作为建材生产辅料	/

S7-4	脱硝废催化剂	锅炉烟气脱硝	危险废物	HW50（772-007-50）	9.72	交由有资质单位处置	/
S8-1	含油污泥	生产废水处理系统	危险废物	HW11（252-010-11）	700	交由有资质单位处置	/
S8-2	剩余生化污泥	生产废水处理系统	一般固废	/	1100	送填埋场填埋	/
S8-3	盐泥	化学沉淀浓水蒸发	危险废物	HW11（252-010-11）	13200	交由有资质单位处置	/
S9-1	废分子筛	空分装置	一般固废	/	9	厂家回收	/
S10-1	生活垃圾	办公、生活	一般固废	/	193.14	环卫部门及时清运	/

4.6.4 噪声源情况汇总

拟建项目噪声源强汇总见表 4.6-5

表 4.6-5 拟建项目生产过程中噪声源情况汇总表

声源编号	车间工段		噪声源	采取措施前声压级 dB（A）	运行 台数	降噪措施	采取措施后声压级 dB（A）	排放 规律	室内 /室外
1	拟建项目	煤炭储运	卸煤除尘器风机	95-100	1	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
2			进场输送风机	95-100	2	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
3		气化	备煤除尘器风机	95- 100	3	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
4			煤气风机	95- 100	3	基础减振、消声	85	连续	室内
5			燃气加压机	95- 100	3	基础减振、消声	85	连续	室内
6			燃气净化液泵	75-80	8	基础减振	80	连续	室内
7		空分	空气透平压缩机	95- 100	1	基础减振、消声	85	连续	室内
8			增压透平膨胀机	95- 100	1	基础减振、消声	85	连续	室内
9		热解	备煤除尘器风机	95- 100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
10			热风炉助燃风机	95- 100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
11			烟气循环风机	95- 100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
12			干燥烟气风机	95- 100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
13			干燥水泵	75-80	8	基础减振	80	连续	室内
14			冷却风机	95- 100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
15			热解煤气风机	95- 100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
16			焦油循环泵	75-80	8	基础减振	80	连续	室内

17			污水泵	75-80	8	基础减振	80	连续	室内
18			提质煤输送除尘风机	95-100	8	基础减振、消声、隔声罩	75	连续	室外
19			螺杆压缩机	95-100	3	基础减振、消声	85	连续	室内
20			原料气接力压缩机	95-100	1	基础减振、消声	85	连续	室内
21			LNG泵	95-100	2	基础减振	80	连续	室内
22			混烃泵	95-100	2	基础减振	80	连续	室内
23			净化液泵	75-80	8	基础减振	80	连续	室内
24			混合冷剂压缩机	95-100	1	基础减振、消声	85	连续	室内
25			氮气循环压缩机	95-100	2	基础减振、消声	85	连续	室内
26			BOG 压缩机	95-100	2	基础减振、消声	85	连续	室内
27			鼓风机	90-100	2	基础减振、消声	85	连续	室内
28			液泵	75-80	2	基础减振	80	连续	室内
29			鼓风机	95-100	3	基础减振、消声	85	连续	室内
30			循环水泵	75-80	6	基础减振	80	连续	室内
31			补水泵	75-80	4	基础减振	80	连续	室内
32			还原剂输送泵	75-80	1	基础减振	80	连续	室内
33			脱硝液泵	75-80	4	基础减振	80	连续	室内
34			引风机	95-100	3	基础减振、消声	85	连续	室内
35			增压泵	75-80	5	基础减振	80	连续	室内
36			各水泵	75-80	12	基础减振	80	连续	室内
37			除碳风机	95-100	1	基础减振、消声	85	连续	室内
38			循环水泵	75-80	4	基础减振	80	连续	室内
39			风机逆流冷却塔	80-90	6	基础减振、消声	80	连续	室外
40			曝气风机	95-100	1	基础减振、消声	85	连续	室内
41			BAF反冲泵	70-80	2	基础减振、隔声罩	70	连续	室外
42			各水泵	70-80	7	基础减振	80	连续	室内
43			蒸发器进料泵	70-80	1	基础减振、隔声罩	70	连续	室外

4.6.5 拟建项目“三废”排放情况

拟建项目三废排放汇总表见表 4.6-6。

表 4.6-6 拟建项目污染物排放量汇总表

类别	污染物名称	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	外排量 (t/a)
废气	有组织排放	烟 (粉) 尘	85128.12	84982.424
		SO ₂	3282.24	3080.88
		NO _x	2208.72	1365.84
		H ₂ S	15205.6	15205.59
		汞及其化合物	0.064	0.032
		氨	0.03	0.02
		油烟	0.1	0.084
	无组织排放	粉尘	23.92	0
		CO	24.64	0
		H ₂ S	0.272	0
		NH ₃	0.662	0
		BaP	0.00056	0
		酚类	0.016	0
		HCN	0.008	0
		非甲烷总烃	11.912	0
废水	水量	3979040	3979040	0
	COD	38514.79	38514.79	0
	NH ₃ -N	3850.15	3850.15	0
	石油类	2849.3	2849.3	0
	硫化物	1.8	1.8	0
	挥发酚	9542.06	9542.06	0
	盐分	2622.78	2622.78	0
固废	危险废物	废吸附剂	620m ³	620m ³
		MDEA废液	400	400
		废活性炭	10m ³	10m ³
		废催化剂	25.72	25.72
		含油污泥	700	700
		剩余生化污泥	1100	1100
		盐泥	13200	13200
		焦油渣	760	760
	一般固废	煤尘	138163.26	51787.76
		脱硫浓盐液	802.96	802.96
		废分子筛及干燥剂	159	159
		灰渣	31236	31236
		脱硫石膏	10700	10700
		生活垃圾	193.14	193.14

4.7 替代削减方案

根据环境保护部办公厅《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办[2014]30号）文件要求，结合新疆自治区地方政策要求：本

次新增污染物需进行等量削减，需削减量：VOCs71.7t/a和氮氧化物286.235t/a。

削减替代来源为新疆艾矿钙业有限公司 60 万吨石灰生产 NO_x 削减和新疆圣雄氯碱有限公司降低 VOCs-乙炔下贮斗回收技术开发项目 VOCs 削减，形成 NO_x 减排量 547.8t，VOCs 减排量 180t，其中 NO_x299t，VOCs74.44t 提供给本项目。

表3.7-1 本项目污染物削减替代方案减排量表

项目	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	VOCs
本项目排放量	166.56	286.2	71.7
项目实际替代削减量	179	299	74.11
削减倍数	1.07	1.04	1.03

4.8 清洁生产水平分析

清洁生产是指在生产全过程和产品全生命周期中持续地运用整体预防污染的战略，达到减少对人类和生态环境的危害，也就是以清洁的原料、清洁的生产过程为基础，生产清洁的产品，采取有效的污染物治理措施，并从优化工艺、改进设备、加强管理等方面入手，通过降低生产过程中的能耗、物耗，达到提高产品质量、降低成本、降低排污的目的。

实施清洁生产可减轻建设项目末端处理负担，增加建设项目的环境可靠性，提高建设项目产品的市场竞争力，降低建设项目的环境责任风险，是生产过程中需优先考虑的一种环境战略。清洁生产的主要途径有：把好原材料选择及产品设计关；采用先进的生产工艺、技术或设备，最大限度地提高生产效率、减少污染物排放，将排污工艺改革为少废或无废工艺；优先使用高效的生产设备，提高物料转化率，尽量不产生或少产生废物；实行物料的循环利用；加强和改善生产全过程的运行管理；减少跑冒滴漏等，对经过源头消减、综合利用后仍未消除的污染物进行必要的末端治理。

新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨年低阶煤热解综合利用项目包括 1000 万 t/a 粉煤干馏、液化天然气工程及配套公辅工程，形成了一条循环经济产业链。

4.8.1 生产工艺与装备先进性

本项目使用的大型工业化低阶粉煤回转热解成套技术是由陕西煤业神木

天元化工有限公司与华陆工程科技有限责任公司联合开发的具有自主知识产权的新型低温热解工艺技术。该技术采用外加热方式对炉体进行加热，加热气体和物料不直接接触。原料煤经干燥系统后进入回转反应炉，在温度550~650℃下热解，得到提质煤和高温油气，提质煤由回转反应炉炉尾排出，送入提质煤冷却器进行冷却。冷却后的提质煤用皮带送往提质煤储场，作为固体产品。从回转反应炉出来的高温油气经过油气回收，得到气体产品热解煤气及液体产品煤焦油，热解煤气送入气柜或者下个工段，煤焦油进入焦油储罐。

大型工业化低阶粉煤回转热解成套技术的优点有以下几个方面：

- (1) 煤种适用范围广，能够适用于褐煤、长焰煤和弱黏煤等高挥发分的低煤。
- (2) 粒度选择范围宽，特别适合粒度 0-30mm 的粉煤。
- (3) 操作环境好，煤干燥、煤热解、提质煤冷却全密闭生产，粉尘污染小。
- (4) 提质煤品质高，可用于无烟煤替代、冶金行业高炉喷吹等。
- (5) 煤焦油收率高，水分含量低，尘含量低，可直接作为下游煤焦油加氢装置的原料使用。
- (6) 热解煤气有效成分含量高(>85%)，甲烷含量可达 40%，下游处理气量小，可进一步降低处理装置投资及运行成本。
- (7) 含油、含酚污水排放量少。煤的干燥水和热解水分级回收，干燥水简单处理后可直接作为增湿用水。
- (8) 单系列原料煤处理量大，可达 120 万吨/年。

4.8.1.1 煤热解工艺

目前，国内外煤物质综合利用方式多种多样，包括煤制煤气、煤制天然气以及利用煤进行炼焦、制气、提阶等，但上述工艺方法不是需将煤粉团成块，就是需筛选块料，原料成本增加，或所产气热值不高，附加值不大，经济效益和社会效益不显著。常用的煤分解设备主要有两种，一种为竖窑结构，该结构燃烧烟气和煤产生的可燃性气体混合，使可燃性气体的纯度降低，进而降低附加值，还有部分排出，造成资源浪费和环境污染。另一种为立窑结构，煤块放置在带孔的隔板上，煤块上方有加热器，因隔板上的煤块有一定的堆积厚度，不能被均匀加热、分解，需要用被分解的气体循环加热、分解，更为重要的是因为煤隔板上循环通气孔的大量存在，煤粉会从通气孔漏下来，所以煤粉在进入立窑前需先将煤粉加

工成煤团，这就相应地增加了煤粉分解的成本，降低了经济效益。

拟建工程煤分解设备采用华陆工程科技有限责任公司开发的具有自主知识产权的新型低温热解工艺技术，该设备包括一个带进料口和出料口的密闭窑体，窑体为横窑、回转窑体，窑体内设有焰气管道加热机构，其与窑体内壁之间形成煤推进分解通道，窑体上设置与煤物质推进分解通道连通的煤分解气收集管，窑体内壁设置推进板。焰气管道加热机构包括焰气散热管、燃烧室和燃料供应管、空气供应管连通。焰气散热管为多根平行密排管道，可以将产生的热更充分的辐射、传导到煤粉上，煤粉充分的吸收热量、升温分解，在煤物质推进分离通道内分解成煤气和热值较高的提质煤，煤气通过煤分解气收集管与回转窑外气体除尘液化机构连接，进行收集、除尘脱硫、分离等操作，热值较高的提质煤通过出料口收集。

该设备与常用的竖立分解窑形式等相比具有以下优点：将窑体改成基本水平的横向密闭回转窑体，使原料不必拘泥于块状或将煤团成块状，褐煤等粉煤可直接利用，减少了前处理费用。焰气通过辐射、传导为煤粉加热，不与煤及产生的煤气直接接触，提高了煤气的纯度和可燃性，使其附加值增大。窑体内布置多根平行密排管道，使窑体内煤物质接触充分、加热均匀，提高了焰气的热利用效率。另外，提质窑各部位采用公司自主研发的动态密封技术确保密封性。因此，本项目所用原料煤提质设备先进，符合清洁生产的要求。

鄯善周边具有丰富的优质煤炭资源，煤炭开采过程中产生大量粉煤，项目建设可完成当地粉煤的综合利用。本项目提质窑则对原料煤的粒度基本无限制，大大扩大了原料的适用性；兰碳炉最大单台设备只能实现 12 万吨/年产能，本项目提质窑单台设备即能达到 100 万吨/年以上产能，实现了规模化生产；提质窑为建设单位自行研发、具有自主知识产权的燃气辐射式提质窑，该设备包括一个带进料口和出料口的密闭窑体；本工艺综合了气流内热式干馏和气流外热式干馏两类炉型的优点，既保证了较高热交换率，实现了规模化生产，又能保证后序设备处理能力合理有效，节能降耗；本工艺实现了规模化生产，装置大型化特点明显，集中控制技术，粉尘、废气的收集治理技术被大量采用，大大减小了污染排放量，提质窑进料端料仓原料控制一定料位，起到密封作用，提质窑固体出料端换能室保持一定固体料位，起到密封作用，保证提质窑内气体不会泄漏；本项目从工艺

上减少氨的生成和焦油废水产生量；和传统湿法熄焦比较，减少废水污染物进入环境空气，提高了产品质量，降低能耗，和目前采用的兰炭工艺比较，本项目生产工艺技术先进。

4.8.1.2 煤气化工艺

以煤为原料的气化方法主要有固定床、流化床和气流床。目前大型煤气化装置主要采用碎煤加压固定床工艺和以粉煤加压气流床工艺。

固定床气化炉是目前国内工业燃气应用最普遍的装置。固定床气化炉工艺要求只能以块煤为原料，单台装置的最大产气量为 11000Nm³/h 左右。因此固定床气化炉的原料成本相对较高、台数多。此外，由于燃料气出口温度低，产品气中含有焦油和酚水，热解煤气净化后，会产生污水，环境污染大，处理成本高。做燃气固定床气化通常采用常压气化，该技术虽然操作简单，投资小，但技术落后，气化能力和效率低、污染重，固定床气化煤气中含有焦油、苯、酚等成分，净化难度大，而且气化用煤必须为块煤，经济性差。

粉煤加压气流床工艺的原料煤以粉状入炉，粉煤和气化剂（氧气及蒸汽）经特殊烧嘴一起夹带、并流进入气化炉，在气化炉内充分混合、燃烧和气化反应，反应速度快、温度高，碳转化率高，煤中的其它组分也得到充分转化，得到的产品粗合成气不仅有效组分（CO+H₂）含量高、甲烷含量低，而且比较纯净，不含可冷凝的重烃类、焦油和酚等，净化处理方便，其排放的洗涤废水也易处理；煤气化灰渣以液态的形式排出气化炉，经激冷后形成玻璃状颗粒，性质稳定，对环境的危害很小。另外，粉煤加压气流床工艺的气化反应在加压条件下进行，气化装置单位容积处理的煤量大，产生的气量多。粉煤加压气流床煤气化工艺是目前最为先进的第二代气化工艺，已实现工业化和大型化。

采用干粉煤进料的加压气流床煤气化工艺，入炉原料煤需磨制成符合气化要求的粉煤（粒度小于 0.1mm，含水量烟煤<2%，褐煤<8%），再用氮气或二氧化碳气送入气化炉，气化剂为纯氧和蒸汽，气化炉采用水冷壁结构，加压（2.0~4.0MPaG）操作，气化操作温度可高达 1800℃。其主要特点如下：①适用的煤种广泛，如褐煤、烟煤和所有能适合气化的无烟煤，同时对原料煤中的灰、硫和氧的含量和煤的粒度、粘结性和活性不敏感。②气化炉采用水冷壁结构，以渣抗渣，解决了高温耐火材料严重腐蚀需频繁检修的问题，运行时间长，但气

化炉结构复杂、要求高，制造难度大。③单台气化炉产能大，效率高，尺寸大。④热效率高，合成气能量占原料煤能量达 80~83%，其余 14~16%热能被回收为蒸汽热能。⑤氧耗低，与水煤浆气化工艺相比，氧耗低 15~25%，可减少与之配套的空分装置投资。⑥碳的转化率高达 99%，产品气体相对洁净，不含重烃，甲烷含量少，煤气中有效气体（CO+H₂）高达 90%以上。⑦气化污水量少且较易处理，气化炉排出的煤渣为玻璃状颗粒，性质稳定，对环境影响小。

因此本项目气化装置选择相对成熟的煤粉加压气化工艺，符合清洁生产对工艺选择的要求。

4.8.1.3 气体净化工艺

工业上的脱硫工艺分湿法和干法两种，湿法脱硫主要是脱除 H₂S，脱硫后气体中的 H₂S 的含量可以达到≤20mg/Nm³。

目前国内厂常用的湿法脱硫均为直接氧化法，其中应用最为广泛的是改良 ADA 法、栲胶法以及 PDS 碱法。

表 4.8-1 常用的脱硫方法比较

脱硫方法	所用化学品	气体净化度 mg/Nm ³	硫磺回收率 %	蒸汽消耗 kg/kgS	电耗 kW/kgS	操作情况
ADA 法	ADA、Na ₂ CO ₃ 、Na ₂ VO ₃ 等	5~30	92~93	22.0	3.13	对无机硫吸收易堵
栲胶法	Na ₂ CO ₃ 、V ₂ O ₅ 栲胶	20~50	85~93	14.0	1.92	无硫堵，溶剂易得
PDS 法	Na ₂ CO ₃ 、PDS 水污液	5~40	>98	13.0	1.82	无硫堵，溶剂易得，中低压操作
NHD 法	NHD	<1	90~99	8.0	1.2	加压使用

由上表可知，ADA 法脱硫效率高，吸收速度快，但容易造成析硫堵塔，阻塞管道，检修工作量大。栲胶法脱硫利用醌型丹宁的转化来传递氧使硫化物被氧化为元素硫，这种方法性能稳定，净化度高，原材料便宜易得，脱硫成本低，不易堵塔，硫磺回收率一般在 85%以上，但是溶液配制较复杂，且硫泡沫过小不易回收，对氰化物的吸收也较差。NHD 溶液物理吸收脱除 H₂S、COS 有机硫等，适于加压条件下脱硫，热再生出酸性气为 H₂S、CO₂。

而 PDS 脱硫剂是双核金属酞菁类化合物，此类化合物在催化与分子氧有关的化学反应方面具有极其独特的催化性能，工艺脱硫脱氰效率高，适用范围广，能够脱除高硫是 PDS 技术的突出特点，其中 H₂S 的脱除率可达 98%以上，HCN 的脱除率可达 85%，且在一定条件下能把 HCN 转化为碳酸铵。将 PDS 与 Na₂CO₃

结合起来，可以以稀碱液作为吸收介质，对粗煤气中的无机硫进行脱除，同时HCN 也被吸收脱除。吸收 H₂S 的富液通过催化氧化，对溶液进行再生循环使用。

因此本项目拟采用 PDS 湿法脱硫工艺。采用这种工艺的优点是：①PDS 脱硫催化剂具有较高的硫容；②PDS 脱硫效率稳定、不堵塔，硫泡沫易分离和回收③脱硫溶液粘度小、无毒性、碱耗低。

结合上述三种酸性气体脱除方法的优缺点和本装置的特点分析可知：从工艺技术要求，本设计拟采用 PDS 脱硫工艺，符合清洁生产要求。

4.8.1.4 酸性气脱除装置

本项目脱硫脱碳工艺技术采用低温甲醇洗工艺技术。该工艺以甲醇为吸收溶剂，利用甲醇在低温下对酸性气溶解度极大的优良特性，采用物理吸收脱除原料气中的酸性气体。该工艺与国内外常见的活化 MDEA 法、NHD 法和低温甲醇洗工艺比较见表 4.8-2。

表 4.8-2 三种工艺特性对比

项目	活化MDEA	NHD	低温甲醇洗
CO ₂ 吸收能力	一般，化学+物理吸 收	较高，物理吸收	高，物理吸收
H ₂ S 吸收能力	低	较高，物理吸收	高，物理吸收
净化度	CO ₂ <20ppm H ₂ S<1ppm	CO ₂ <400ppm H ₂ S<1ppm	CO ₂ <20ppm H ₂ S<0.1ppm
H ₂ 损失	0.6%	0.4%	0.05%
溶剂选择性	低	较高	高
溶剂循环量	大	较大	低
溶剂再生方法	减压闪蒸+N ₂ 气提+热再生	多级闪蒸+N ₂ 气提+热再生	减压闪蒸+N ₂ 气提+热再生
溶剂输送能耗	高	较高	低
溶剂再生能耗	高	较低	低
溶剂损失量	低	低	较高
溶剂价格	高	高	低
流程复杂度	较复杂	较复杂	换热流程复杂
技术来源	德国BASF	国内专利	德国鲁齐\林德公司
装置投资	高	较高	高
操作费用	较高	高	低

由此可见，低温甲醇洗脱除酸性气工艺气体净化度高，H₂ 损失小，有利于降低 H₂ 消耗；溶剂的选择性好，溶剂的循环量较小，溶液输送能耗较低；再生过程采用“减压闪蒸+N₂气提+热再生”工艺，该工艺配置合理，吸收的酸性气体 90%以上通过溶液闪蒸和低压 N₂ 气提来再生；只有不到 10%的 CO₂ 和全部的 H₂S

用蒸汽从溶液中解吸出来，由于再生所需要的溶剂循环量少，因此蒸汽、冷却水和电力的消耗量较低，有利于节能。冰机系统采用丙烯制冷剂，用离心压缩机做功和换热冷却液化丙烯，然后外供液态丙烯，利用液态丙烯蒸发制冷向酸性气体脱除单元提供所需冷量。丙烯压缩机采用蒸汽透平驱动，以降低装置电力消耗。综上，本项目工艺流程顺畅，生产线工艺可靠、技术路线先进、选择节能型工艺设备。符合国家发展循环经济，实现可持续发展及国家节能减排政策的要求。满足清洁生产的要求。

4.8.1.5 硫回收装置

硫回收工艺种类繁多，但基本是在克劳斯技术基础上发展起来的，主要有：Claus 法、超级克劳斯工艺（Super Claus）、超优克劳斯工艺（EuroClaus）、Clinsulf 法、Sulfreen 工艺、MCRC 硫回收工艺、克劳斯+还原吸收（Scot）工艺以及以上工艺的各种组合工艺等。

(1)克劳斯（Claus）法，通常采用二级或三级克劳斯工艺，它是目前炼厂气、天然气加工副产酸性气体及其它含 H_2S 气体回收硫的主要方法。其最大的特点是：流程简单、设备少、占地少、投资省、回收硫磺纯度高。为了满足日益严格的环保要求，它通常需要与尾气处理工艺（还原吸收法 SCOT 等）一起联合使用。

(2)荷兰荷丰公司的超级克劳斯（Super Claus）硫回收工艺是在最后一级转化阶段使用新型选择性催化剂来改进克劳斯工艺的新技术。该技术尾气无需任何处理，总硫转化率即可达到 99%。超级克劳斯克服了普通克劳斯的缺点，以过量 H_2S 取代了传统方式 H_2S 和 SO_2 分子比未 2: 1 的苛刻比例调节。虽然按 H_2S 氧化反应所需空气总量一样，但在超级克劳斯法中，空气被分成两股，大部分通入燃烧炉，其余送到装有新催化剂的第三转化器将气体中的 H_2S 直接氧化为元素硫。与普通克劳斯相比，提高硫回收率的同时还可以灵活调节空气对酸性气的配比。

③荷兰荷丰公司的超优克劳斯（EuroClaus）是普通两级克劳斯之后，第三级反应器采用催化还原催化剂将气体中的 SO_2 、 CO_2 、 SX 等加氢还原成 H_2S 。第四级选择性氧化催化剂，将 H_2S 直接氧化成元素硫，总回收率达 99.5% 以上，在国内外已有很多套工业装置。

(4)德国 Linde 公司开发的 Clinsulf 法可以处理低 H_2S 含量的酸性气体, H_2S 含量小于 15%, 最低可达 3-7% (vol%), 此工艺目前有多套工业化装置。

(5)德国 Lurgi 公司开发的 Sulfreen 工艺在世界范围内已有多套工业化装置, 我国也引进了多套。该工艺与传统的克劳斯工艺接近, 对原料气中 H_2S 浓度有要求 (>25%) 如果原料气硫含量偏低, 整个装置出现低负荷运转, 当负荷低于 25% 时, Sulfreen 装置便不能正常运行, 因而总硫回收率受到影响。

(6)加拿大 Delta 公司的 MCRC 硫回收工艺是一种亚露点 Claus 转化, 即改变了常规 Claus 反应的平衡条件, 在低于硫的露点下操作, 三级 MCRC 转化, 硫回收率可达 99%, 它不仅是一种硫回收方法, 也是较好的尾气净化方法。

(7)克劳斯+还原吸收 (SCOT) 工艺是将两级普通克劳斯的尾气经加氢还原后采用 MDEA 贫溶液吸收 H_2S 、富液再生, 再生气循环送回克劳斯段。该工艺成熟可靠, 总硫回收率可达 99.8%。该工艺流程长、占地大、工艺操作相对复杂、适合生产能力较大的硫回收装置。

另外还有荷兰帕克公司的 Shell-Paques 生物脱硫工艺和丹麦托普索公司的 WSA 脱硫工艺。

(8)谢尔帕克 Shell-Paques 生物脱硫工艺

Shell-Paques 生物脱硫工艺最初由荷兰的 Paques 公司设计开发, 后与 Shell 一起进行技术转让, 目前世界上已有 45 套装置投入使用。现在 Shell 公司和 Paques 公司授权在北京的荷兰荷丰技术公司负责中国市场的销售工作。

该工艺是采用生物技术从气体中脱出 H_2S , 用弱碱性溶液吸收 H_2S , 然后在自然再生的生物催化剂下, H_2S 被硫杆菌家族的细菌氧化成元素硫。硫磺以料浆形式从生物反应器中析出, 再经进一步干燥成硫磺粉末或经熔融生成商品硫磺。用 Shell-Paques 工艺处理过的气体中 H_2S 含量可小于 4ppmv, 远低于排放要求。

(9)托普索湿法硫酸法 (WSA) 工艺

托普索 WSA 工艺是将原料气中 H_2S 全部燃烧生成 SO_2 , SO_2 再被催化氧化成 SO_3 , SO_3 再和气体中的 H_2O 反应、冷凝成浓硫酸的工艺。该工艺气体中的 H_2O 不经过干燥而是直接和 SO_3 转化为浓硫酸。目前世界上有 60 套以上的 WSA 装置在稳定运行。

以上各种硫回收工艺主要特点见表 4.8-3 和表 4.8-4。

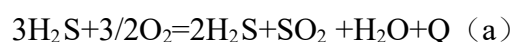
表 4.8-3 不同硫回收工艺特点

工艺类型	最低 H ₂ S 浓度要求	适宜生产能力 t/d	克劳斯段硫回收率	总硫回收率	技术来源	是否满足环保	相对投资%	运行费用%
克劳斯二级	>20%	<50	95%	95%	中国	能	100	100
超级克劳斯 Super Claus	>15%	>10	95%	99%	世界	可能	120	105
超优克劳斯 EuroClaus	>15%	>10	96%	99.5%	世界	可能	120	105
还原吸收法 (Claus+SCOT)	不限	>100	95%	99.8%	中国	能	200	200
亚露点 MCRC,sulfreen	>5%	>10	96%	99%	世界	可能	125	120
内冷式反应器 (Clinsulf-ssp)	1-20%	~10		99.6%	世界	可能	125	115
生物脱硫	不限	<10		99.5%	世界	能	150	110
WSA 工艺	不限	不限		99.9%	世界	能	220	150

表 4.8-4 不同硫回收工艺特点

工艺类型	工艺特点
克劳斯三级	适用于 50t/d 以下的中型装置，工艺简单连续，要求 H ₂ S/SO ₂ ≈2,须装填使用高活性硫催化剂，有机硫完全水解。
超优/级克劳斯 Super Claus	已建 7~450t/d 装置，要求使用高活性催化剂，有机硫完全水解，克劳斯段 H ₂ S/SO ₂ >2，选择性氧化段空气过量，操作简单
还原吸收法 (Claus+SCOT)	已建 7~2100t/d 装置，工艺连续，投资消耗较高，SO ₂ 排放<300ppm，最低可至 1~50ppm，不要求特别严格的 H ₂ S/SO ₂ 比率控制和有机硫的完全水解，适于规模为 100t/d 以上的大型装置
亚露点 MCRC,sulfreen	已建 13~500t/d 装置，二、三级过程气采用时间程控周期性切换操作，要求使用高活性催化剂，有机硫完全水解，H ₂ S/SO ₂ ≈2，比率控制要求严格，操作控制要求高
内冷式反应器 (Clinsulf-ssp)	适用于~10t/d 的装置，采用内冷式反应器技术，时间程控周期性切换操作，要求使用高活催化剂，有机硫完全水解，H ₂ S/SO ₂ ≈2，比率控制要求严格，操作控制要求高
生物脱硫	适用于 10t/d 以下的装置，该工艺操作费用低，专用设备费用高
WSA 工艺	适用于 8~1200t/d 的装置，该工艺操作费用高，专用设备费用高

典型的克劳斯装置通常由一个燃烧段和随后的二个或三个催化转化段组成，燃烧段由带有燃烧室的燃烧炉和废热锅炉组成，在燃烧段，克劳斯原料气中 1/3 的硫化氢按照下面的化学反应式燃烧生成二氧化硫，根据克劳斯平衡反应，二氧化硫与剩余的硫化氢反应生成单质硫：



在燃烧室典型的 1200℃温度条件下，硫的转化率为 60~70%，由于原料气中

含有 CO₂、NH₃ 和烃类等杂质，因此在燃烧段可产生许多副反应，反应后的气体离开燃烧室，进入废热锅炉冷却至160℃左右，回收热量产生蒸汽，以冷凝分离液硫，工艺气再经加热后，将在有克劳斯催化剂的反应器里利用催化剂使克劳斯平衡反应向生成硫的方向进行，以进一步提高硫的转化率。克劳斯反应段由工艺气加热器、催化反应器和硫磺冷凝器组成。硫磺在克劳斯反应器后冷凝分离，未反应的气体进入下一个催化反应段继续反应和生成硫,其反应过程如下：



对于硫化氢含量高的富酸性气，设有二个反应段的克劳斯装置理论上的回收率为 96%，但在实际上，由于受到各种条件的限制，硫的回收率只能达到 90~95%。而硫化氢含量在25%Vol 左右的酸性气，硫回率将更低。造成硫回收率低的原因，除了催化剂失活外，主要受到以下几个方面因素的限制。热力学因素限制了硫的转化率，水汽含量增加，相应降低了工艺气中硫化氢和二氧化硫的浓度，由于发生副反应，生成了一些难以转化的硫化合物，对空气和酸气配比调节控制的局限和滞后。

目前世界上硫回收率较高的硫回收装置一般都配有相应的尾气处理单元，这些先进的尾气处理单元或与克劳斯硫回收装置联合为一个整体装置，或单独成为一个贫酸气硫回收装置。但由于其硫回收率在 98%以下，故需配置相关尾气处理工艺才能保证处理后尾气排放到达环保要求。

由于受市场及运输等条件影响，本项目硫回收产品选定为硫磺。本项目产生的酸性气完全可以采用成熟的克劳斯工艺，采用空气氧化、部分燃烧法流程，保证了燃烧炉膛温度，硫回收率可达到 95%以上。

尾气回收系统具有代表性的有 CLINSULF-DO 工艺、SCOT 工艺、SULFREX 工艺、氨法洗涤工艺，本项目酸气量较小，考虑到经济性，尾气经焚烧后送往锅炉脱硫系统一并处理，流程简单，既可达标排放，又可节约投资。

考虑到国内硫回收催化剂使用状况，为保证脱硫效果，本项目采用二级克劳斯硫回收工艺，尾气经焚烧后送往锅炉脱硫系统一并处理，符合清洁生产的要求。

4.8.2 原料及产品清洁生产分析

本项目拟采用鄯善周边煤矿的煤为原料，煤质具有低硫、低磷、低灰份、发热量高、有害元素相对较低等特点，原料煤中的发热量较高，反应活性较

强，灰分、硫分含量低，有害微量元素含量低，是火力发电、气化及动力用煤的优质能源。

本项目原料及燃料煤由距离厂址 40km 煤矿拉运至厂区内筒仓，全程无撒料和扬尘。厂内封闭皮带机输送、原料及燃料的筒仓储存方案有效地控制了煤场扬尘对环境的影响，从源头减少污染物的产生。

总的来说，鄯善周边煤炭资源丰富，本项目利用附近煤资源为原料和燃料生产，具有资源丰富、运距短的优势，对于煤炭资源的就地转化、提高资源利用效率有利，符合清洁生产和发展循环经济的基本要求。

拟建工程提质煤原料为低阶煤，通过低温提质后，低阶煤变为清洁的优质高炉喷吹煤、无烟煤，提高了煤的综合燃烧效率，实现了低阶煤的洁净高效利用，从而减少了烟尘、二氧化硫等污染物的排放量符合国家新能源产业策要求及清洁生产要求。

另外，通过提质，灰分、馏分、发热量、可磨性、爆炸性等指标均满足高炉喷吹煤要求，可就近供给炼铁企业，减少优质煤耗量。

4.8.3 节水措施分析

4.8.3.1 化工装置节水措施分析

①对各装置主要工业水、冷却水尽可能采用循环水，实行水的重复利用，节约水资源；

②对部分需冷却的设备采用空冷系统以减少循环水用量，相应减少补充水量；

③对用水分质管理，对生产装置排出的废水经处理后全部回用作循环水补充水，减少一次水用量；

④优化循环冷却水水质稳定处理方案，提高循环水浓缩倍数，污水处理站的部分出水回用于循环水系统和厂区绿化等系统最终排放的少量高浓度含盐污水用管道送蒸发结晶，做到生产废水不外排。

⑤煤输送和除尘系统排放的地面冲洗水在装置内经过澄清净化处理后循环利用。

⑥加强用水管理，配置流量计、水表等计量工具，工程设计中在各出水点（补充水泵、生产水泵、生活水泵等）及用水主管上设置计量和调节、控制装置，并将厂区内计量数据传送到控制室内的 DCS 系统上，进行数据统计、处理和分析，

得出用水、排水数据，方便生产中对各用水装置实行定额管理，消除跑冒漏滴，有针对性的进行水量控制。

4.8.3.2 锅炉车间节水措施分析

本项目主要设置 3 台 280t/h 煤粉锅炉（9.8MPa(G)，540℃，两用 1 备），将煤干馏装置产生的沫煤作为燃料利用，产生的蒸汽供各装置和公用辅助设施使用。

锅炉为单母管给水，给水由给水母管引入给水操纵台后，通过给水操纵台实现对锅炉给水的调节和控制。锅炉装有各种监督、控制装置。如水位表、水位自控装置、压力表、清洗水调节装置、紧急放水管、加药管、连续排污管和调节燃烧用的压力冲量装置及保护装置等。所有水冷壁下集箱、集中下降管底部均设有定期排污阀。

为了提高机组热力设备水、汽循环取样分析的准确性和连续性，有效地监控热力系统水汽品质，动力站对每台锅炉设置 1 套水汽集中取样自动分析装置,并配置与机组压力等级、加药品种相匹配的在线监测仪表。监测仪表均进入 DCS 系统。

锅炉定排冷却水、除渣系统补充水、脱硫系统补充水、煤厂喷洒水、输煤系统除尘及冲洗水的补充水、道路浇洒水等对水质要求不高，均采用循环水排污水或界区内工业废水。

4.8.3.3 节水效果分析

工程中新水用量、间接冷却水循环利用率、全厂水的重复利用率等计算所采用的公式如下：

- (1) 新水用量=年新水总用量/产品总量，吨水/吨最终产品；
- (2) 间接冷却水循环利用率=循环水量/（循环水量+补充水量），%；
- (3) 全厂水的重复利用率=〔废水回用量+循环水量〕/〔废水回用量+循环水量+补充水量〕，%。

表 4.8-5 节水效果计算表

分 类	计算指标
新水用量 [吨水/吨最终产品]	0.6
间接冷却水循环利用率 [%]	100%
全厂水的重复利用率 [%]	100%

由表 4.8-5 可以看出，本工程间接冷却水循环利用率、全厂水的重复利用率

等指标均属于国内先进的水平。这是由于本工程贯彻“节流优先、治污分流，提高用水效率”的指导方针，从以下方面考虑节水措施所取得的良好效果：一是充分利用流程特点，实现废水循环利用。二是提高废水利用率，减少新鲜水的用量，减少排污，减轻对环境的污染。

项目所在地水资源较稀缺，节水和废水重复利用，减少排污具有十分重要的意义。通过以上分析可以认为，本项目属于节水型新工艺，其给排水方案合理。本工程的节水措施符合清洁生产要求。

4.8.4 节能措施分析

4.8.4.1 各装置采取的节能措施

根据节能原则，本项目各装置主要节能措施整理汇总于表 4.8-6。

表 4.8-6 各主要装置、系统节能措施汇总表

序号	装置名称	节能措施内容
1	空分装置	采用增压透平膨胀机，利用气体膨胀的输出功直接带动增压机以节省能耗，提高制冷量；冷箱内热交换器采用高效的铝板翅式换热器，使结构紧凑，传热效率高；利用来自冷箱的污氮气冷却循环冷却水，有效的利用了冷量，节省能耗；对蒸汽冷凝液进行收集，返回到锅炉房再利用，节省能源。
2	低阶煤提质装置	装置排放工艺废水循环利用，可以实现近零排放；产生的废气数量少，经除尘、脱硫后排放，满足国家标准要求；不会产生有毒有害的固体废物。工艺过程中的煤粉被收集起来送到煤气化装置作为造气原料。
3	煤气化装置	选用成熟的干粉煤进料的加压气流床气化工艺，该气化工艺具有反应温度高、碳转化率高、热效率高、合成气中有效组分高和原煤、氧气消耗较低等特点；气化过程无废气排放。气化污水不含焦油、酚等，容易处理。在提高产品质量和处理负荷的同时，使装置的单耗、能耗大大降低；选用高效率的机泵，以减少动力消耗。
4	酸性气体脱除装置	装置内设置尾气洗涤塔，对装置产生的二氧化碳气进行洗涤，以降低废气中的甲醇、一氧化碳、硫化氢等污染物浓度，做到达标排放；装置对原料变换合成气中的 H ₂ S 进行富集浓缩，排放的酸性气送硫磺回收装置进行处理；装置内设置甲醇/水分离塔，以回收废水中的甲醇，同时对外排的含甲醇废水返回煤气化装置利用。
5	硫磺回收装置	本项目配套建设硫磺回收装置，采用二级克劳斯硫磺回收工艺，使酸性气中约 95% 的硫得到回收，既减少污染物排放，又做到资源利用最大化。

4.8.4.2 装置能耗年消耗汇总

本项目装置能耗年消耗汇总见表 4.8-7。

表 4.8-7 低阶煤提质装置能源年消耗汇总

	项目	实物量		折标系数	折标量 tce
		单位	消耗		
供	原煤煤	万t	1000	0.9000	9000000.00
				kgce/kg	

入	燃料煤	万t	18.4	0.6961 kgce/kg	128082.40
	电力	万kwh	113969.70	0.1229 kW·h/kg	140068.76
	新鲜水	万t	515.5	0.0857 kgce/t	441.79
	循环冷却水	万t	12560	0.0505 kgce/t	6342.8
	小计	tce			9274935.75
供 出	提质煤	t	4698700	1.0143 kgce/kg	4900744.10
	LNG	t	405900	1.7572 kgce/kg	713247.48
	LPG	t	121700	1.7143 kgce/kg	208630.31
	煤焦油	t	850000	1.1429 kgce/kg	971465.00
	热解气	万 Nm ³	13500	0.4579 kgce/Nm ³	61815.15
	煤粉	t	600000	0.900 kgce/kg	540000.00
	焦粉	t	491000	1.0143 kgce/kg	498021.30
	小计				7893923.34
	综合能源消费量	tce			1374227.82
单位产品综合能耗		kgce/t			154.58

表 4.8-8 兰炭单位产品能源消耗对标分析表				
项目	1 级	2 级	3 级	本项目
兰炭单位产品能耗 (当量值) (kgce/t)	≤160	≤180	≤210	154.58

由表 4.8-7 及表 4.8-8，本项目低阶煤提质装置的单位产品能耗值优于《煤基活性炭和兰炭单位产品能源消耗限额》（GB 29995-2024）要求，且设计值较先进。装置产生的焦炉煤气应全部回收利用，煤焦油等化工产品全部回收，符合《焦化行业准入条件》（2014 年修订）的要求。

4.8.5 环境管理

企业环境管理的作用主要体现在协调发展生产和保护环境的关系，环境管理应依据清洁生产与末端治理相结合的思路，从生产原料进厂到产品出厂整个过程中对原料使用、能源利用、设备维护、污染物治理等方面认真做到严格管理，加强员工清洁生产意识，严格操作规程，杜绝生产过程中不必要的原料及能源的损耗，保证清洁生产稳定持续发展，协调社会、经济、环境效益的统一。评价建议本次工程完成后设置环保科，统管全厂的环保工作，并监督全厂环保设施的运行及污染物排放情况，保证清洁生产稳定持续发展，协调社会、经济、环境效益相

互协调发展。

4.8.6 持续清洁生产建议

4.8.6.1 持续清洁生产的必要性

持续清洁生产的必要性主要有以下 3 点：

（1）为了最大限度地节约资源，减少排污，企业应该有领导、有组织、有计划地按照《工业企业清洁生产手册》上推荐的清洁生产内容开展清洁生产工作。

（2）清洁生产分析中所产生的清洁生产方案中，有从经济上、技术上分析目前实施有困难的，随着企业经济及技术实力的增强，应给以实施。

（3）企业在发展过程中会不断出现新问题，需要一个不断的清洁生产过程，针对企业在每一个新的发展阶段出现的问题都能发现和解决，并不断减少企业资源消耗和废物排放，进一步提高企业清洁生产水平。

4.8.6.2 建立和完善清洁生产组织

清洁生产是一个动态的、相对的概念，是一个连续的过程，因而需要一个固定的机构，稳定的工作人员来组织和协调这方面的工作，以巩固已取得的清洁生产成果，并使清洁生产工作持续开展下去。

（1）清洁生产组织

评价建议该厂单独设立清洁生产办公室，由厂长直接领导，且需要专人负责，并须具备以下能力：熟练掌握厂内有关清洁生产的知识、熟悉企业的环保情况，了解企业的生产技术和工艺过程，具有较强的工作协调能力和较强的工作责任心和敬业精神。

（2）任务

清洁生产组织的任务主要是：

- ①组织协调并监督管理清洁生产方案的实施；
- ②为下一轮清洁生产分析作准备；
- ③经常性组织对职工的清洁生产教育和培训；
- ④负责清洁生产活动的日常管理。

4.8.6.3 建立和完善清洁生产管理制度

清洁生产管理制度包括把清洁生产成果纳入企业的日常管理轨道、建立和完善清洁生产奖惩机制、保证稳定的清洁生产资金来源。

按照清洁生产审核指南的要求进行审核；按照 GB/24001（或相应的 HSE）建立并运行环境管理体系，环境管理手册、程序文件及作业文件齐备。

（1）把清洁生产成果纳入企业的日常管理

把清洁生产成果及时纳入企业的日常管理，是巩固清洁生产成效的重要手段，特别是把清洁生产分析产生的无投资或低投资的方案及时纳入企业的日常管理轨道。

①把清洁生产提出的加强管理的措施形成制度。

②把清洁生产提出的岗位操作改进措施写入岗位操作规程，并要求严格遵照执行。

③把清洁生产提出的工艺过程控制的改进措施纳入企业技术规范。

（2）建立和完善清洁生产奖惩机制

与清洁生产相协调，建立清洁生产奖惩激励机制，以调动全体职工参与清洁生产的积极性。

（3）保证稳定的清洁生产资金来源

清洁生产的资金来源可以有多种渠道，但是清洁生产管理制度的一项重要作用是保证实施清洁生产所产生的经济效益，部分用于清洁生产分析，以持续性地推进清洁生产。建议企业财务对清洁生产的投资和效益单独立帐。

4.8.6.4 搞好职工培训工作

清洁生产措施能否顺利落实，清洁生产目标能否达到与企业职工的素质有很大关系。评价建议企业应加强对职工关于清洁生产方面的培训和教育，同时也要对各级干部、工程技术人员、车间班组长进行培训，并把清洁生产的目标具体分配到每一个人，以利于清洁生产目标的实现。

4.8.6.5 制定持续清洁生产计划

清洁生产并非一朝一夕的事情，需要制定清洁生产计划，使清洁生产在企业中有组织、有计划地进行下去。评价建议企业执行以下清洁生产计划，见表 4.8-9。

表 4.8-9 清洁生产计划一览表

项 目	内 容
组建清洁生产组织	组建清洁生产领导小组，新技术研究与开发小组，开展清洁生产分析工作
清洁生产方案实施	在各车间推行清洁生产
新技术研究与开发	节能、降耗、减污、增效新技术；废水回用及零排放技术

清洁生产培训	对厂级干部、中层干部、工程技术人员、车间班组长进行清洁生产知识培训
清洁生产审计	开展清洁生产审计工作，积极进行 ISO14001 认证

4.8.7 清洁生产小结

通过对上述的清洁生产的分析，拟建项目生产工艺、装备先进，物耗和能耗低，本评价认为拟建项目在采取先进工艺、全过程治理及综合利用并加强生产管理后，符合清洁生产的要求，其清洁生产达到国内先进水平。

5 环境现状调查与评价

5.1 环境概况

5.1.1 地理位置

鄯善县地处天山东段博格达山南麓、吐鲁番盆地东部，东西宽 190km，南北长 250km。地处东经 89°30'28"~91°54'00"北纬 41°12'10"~43°33'00"之间。北与昌吉州的木垒县、奇台县相接，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塔里木盆地东部的若羌县、尉犁县接壤。全县总面积 3.98 万 km²，约占吐鲁番盆地总面积的 66.3%，占新疆总面积的 2.4%。

鄯善县是欧亚大陆桥上的重镇，距自治区首府乌鲁木齐市 279km，境内有兰新铁路和 312 国道贯通全境，西至吐鲁番市东抵哈密市，各乡镇之间均有沥青路面相接，已经基本形成了陆上交通网络，交通十分便利。鄯善县地处天山南坡东段，高山带降水其主要水汽来源为西方路径和西北路径，由于盆地南部和东部地势较低，中低山区偏南气流和西南气流的水汽输送在低空东南风作用下，也能在浅山区和山洪沟区产生较大降水。

新疆泰亨能源化工有限责任公司位于鄯善绿色能源化工产业示范区内，西临库木塔格沙漠，坐落于南湖戈壁滩，鄯善县 Z486 公路以南约 11.5km，新疆硝石钾肥有限公司厂区以西约 16km 处，厂址总占地面积为 670038m²。地理位置见图 1.2-4。

5.1.2 地形地貌

鄯善县地形地貌特点鲜明，三面环山，一面临近世界海平面最低点的艾丁湖，全境地势东北高，西南低，形成坡度平缓的倾斜面。北部因为搭界于天山，山高坡陡，南部为大漠戈壁和丘陵带，相对平缓。全境地势高山区最高峰为 4110.7m，最低处在吐鲁番市艾丁湖东部，低于海平面 153m。地势地形构造为：火焰山占总面积的 7.3%，南戈壁和觉罗塔格山占总面积的 64.4%，沙山沙漠占总面积的 10.7%，火焰山以北至天山的戈壁带占总面积的 9.4%，平原绿洲只占 2.3%，另有 5.7%是盐碱地。

5.1.3 气候气象

鄯善县地处亚洲腹部。由于远离海洋，群山环绕，地貌复杂，形成了独特的气候。本区属于暖温带大陆性干旱气候区，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。常年风速 2.1m/s，3-8 月为大风季节，春季多持续性大风，夏季多阵性大风。主导风向为东风，次主导风向为东北风。

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℃
年平均降雨量	26.2mm
最大一日降水量	28.8mm
年蒸发量	2625.3mm
年日照时数为	3060.2 小时
年最大积雪厚度	180mm
年最高相对湿度	61%
年均相对湿度	43%
年主导风向东风频率	12%
年静风频率	42%
历年风速 8 级以上大风次数	23 次
最大风速	20m/s
最大月平均风速	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	46 天
10℃以上积温	4525.5℃

5.1.4 水文地质

鄯善县境内的地表水有天山和火焰山两大水系。天山水系主要指二唐沟河、柯柯亚河和坎尔其河；3条河均为季节性河流，河的总流域面积为 1807km^2 （其中二唐沟河流域内的 251km^2 已划入吐鲁番市辖区）；山区降水有着明显的垂直变化和由西向东逐渐变少的规律；3条河总有效流域面积为 1115km^2 ；山区年降水量在 $200\sim 400\text{mm}$ 之间，集中分布在有效流域面积范围内，年降流量约 $2.23\sim 4.5\times 10^8\text{m}^3$ ，除去山区深层渗漏和蒸发，形成径流的不过 $3.5\times 10^8\text{m}^3$ 。火焰山水系主要指树柏沟、赛尔克甫沟、吐峪沟；这3条泉水沟的水源是天山水系的地下渗流和山北农业区的浅层渗漏汇集向下游渗流过程中，受火焰山泥质岩阻挡的顶托作用，以泉水形式溢出地表，总径流量约 $0.41\times 10^8\text{m}^3$ 。

鄯善县多年平均地表水资源量 $2.206\times 10^8\text{m}^3$ ，地表水可利用量为 $1.8752\times 10^8\text{m}^3$ ，地表水系主要由发源于天山山脉的二唐沟河、柯柯亚河和坎尔其河3条河流构成。北面的中高山区气候比较温凉，降水较丰沛，是径流的主要形成区，河流的补给水源为高山区的冰雪融水以及山区降水。

鄯善县位于吐鲁番盆地东部，受火焰山构造隆起的作用，将鄯善县分为北盆地和南盆地两个水文地质单元。

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，单井涌水量 $1350\text{m}^3/\text{d}$ 左右，矿化度小于 1g/L ，属重碳酸和硫酸盐型地下水。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，渗透系数 $3\sim 39\text{m/d}$ 。

南盆地潜水与承压水自吐峪沟以南 4km 向东至鲁克沁镇，向南至迪坎尔一线为界线，在界限以北、以东为潜水分布区；向南、向西为承压水分布区。在鲁克沁镇、迪坎尔一带的潜水埋藏区，含水层透水性很好，单井出水量在 $1350\text{m}^3/\text{d}$ 左右。而向西至吐峪沟乡镇府一带，含水层厚度渐薄，富水性中等，含水层变为含土量较大的砂砾石层，地层透水性较差，渗透系数 2.65m/d ，单井出水量在 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，地下水矿化度大于 1g/L ，达浪坎乡以南为细土平原区，含水层由含砾中细砂组成，向南含水层富水性逐渐变差。

鄯善县地下水的类型在北盆地以潜水为主，承压水只在扇缘靠近火焰山一带分布。在南盆地，潜水只分布在北部靠近火焰山及东部地区区域，面积相对较小。

在近年来，由于地下水开采量的持续增大，在凿井过程中，将潜水和承压水作为统一的目的取水层，大部分地区的潜水含水层和承压水含水层已经被连通，潜水层和承压水层的界限不明显。

5.1.5 土壤与植被

区域土壤类型较简单，仅有棕漠土一种类型土壤。棕漠土是在广大洪冲积扇上发育的一类土壤，本区域分布的棕漠土多为砾质棕漠土，这种土壤是由该地区特殊的荒漠气候特点下形成的土壤，它的成土母质为洪积冲积物，发育的表土层厚度很小。由于强烈的风蚀作用地表通常是覆盖着砾幕，表层有发育不大明显的孔状荒漠结皮，土层薄，大多数土壤由结皮以下开始有大量的石膏积聚，下部为沙砾层，地下水位很深，植被稀疏，以麻黄、琵琶柴为主，植物种类简单，覆盖度极低，一般小于 5%，甚至为裸地。

根据新疆动物地理区划，示范区所在区属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—东疆小区。从地理位置上看，这里是蒙古及准噶尔盆地与新疆南部动物的交流通道，但由于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境条件，致使评价区所属动物区系的野生动物种类组成贫乏，组成简单，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。

根据现状调查和有关资料显示，示范区区域共栖息着各种野生脊椎动物 27 种，其中两栖类 1 种、爬行类 8 种、鸟类 8 种、哺乳类 10 种。

区域内野生动物种类贫乏，主要为荒漠种类。其中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。而在荒漠戈壁区，野生动物极少分布，仅分布有少量的荒漠动物。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。

5.1.6 地震烈度

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）确定本区地震动峰值加速度 0.15gal，对应地震基本烈度为 VII 度，区域构造稳定性较好。

5.2 新疆鄯善工业园区总体规划概况

5.2.1 园区概况

为加快推进鄯善绿色能源化工产业示范区建设，促进龙头项目落地，鄯善工业园区管理委员会组织编制新疆鄯善县绿色能源化工产业示范区总体规划

(2023—2035 年)，以引导示范区工业经济科学、有序、高质量、绿色发展。2022 年 8 月根据鄯善县人民政府《关于同意设立鄯善绿色能源化工产业示范区的批复》(鄯政复〔2022〕116 号)文件，鄯善绿色能源化工产业示范区位于吐鲁番市鄯善县，西临库木塔格沙漠，坐落于南湖戈壁滩，示范区总占地面积为 14.9km²。示范区位置图见图 5.2-1。

5.2.2 园区规划区范围及规划期限

(1) 规划范围

鄯善绿色能源化工产业示范区位于吐鲁番市鄯善县，西临库木塔格沙漠，坐落于南湖戈壁滩，示范区总占地面积为 14.9km²。规划范围北至纬一路、南至纬三路，西至经一路、东至经三路。

(2) 规划期限

规划期限为 2022 年至 2035 年，其中：近期为 2022-2025 年，远期为 2026-2035 年。

5.2.3 园区发展目标与战略

5.2.3.1 发展目标

以市场为导向，充分发挥新疆鄯善绿色能源化工产业示范区资源和产业基础优势，打造生产技术国际领先、管理模式国内一流，示范区产业与周边环境和谐发展的特色化工园区。

5.2.3.2 发展战略

1、上下游一体化发展

国内外基地发展经验表明，示范区产业发展要突出特色，发展要充分利用上游煤化工基础优势，实现一体化发展化工新材料和精细化工产品，促进产业向高附加值的产品方向转化，将资源优势转化为经济优势。

2、高起点规划发展

示范区的建设和项目选择要结合实际、尽可能采用国内外的高新技术及前沿科技，技术有一定的前瞻性，使一般企业在短期内无法超越。例如采用国外先进的新材料生产技术；利用先进技术发展市场需求产品，并向下游产业延伸，生产高附加值的下游产品。高新技术的采用一是要积极跟踪国内外化工技术进展情况，适时采用新技术进行产业升级改造、开发新产品；二是对引进技术要主动消化吸

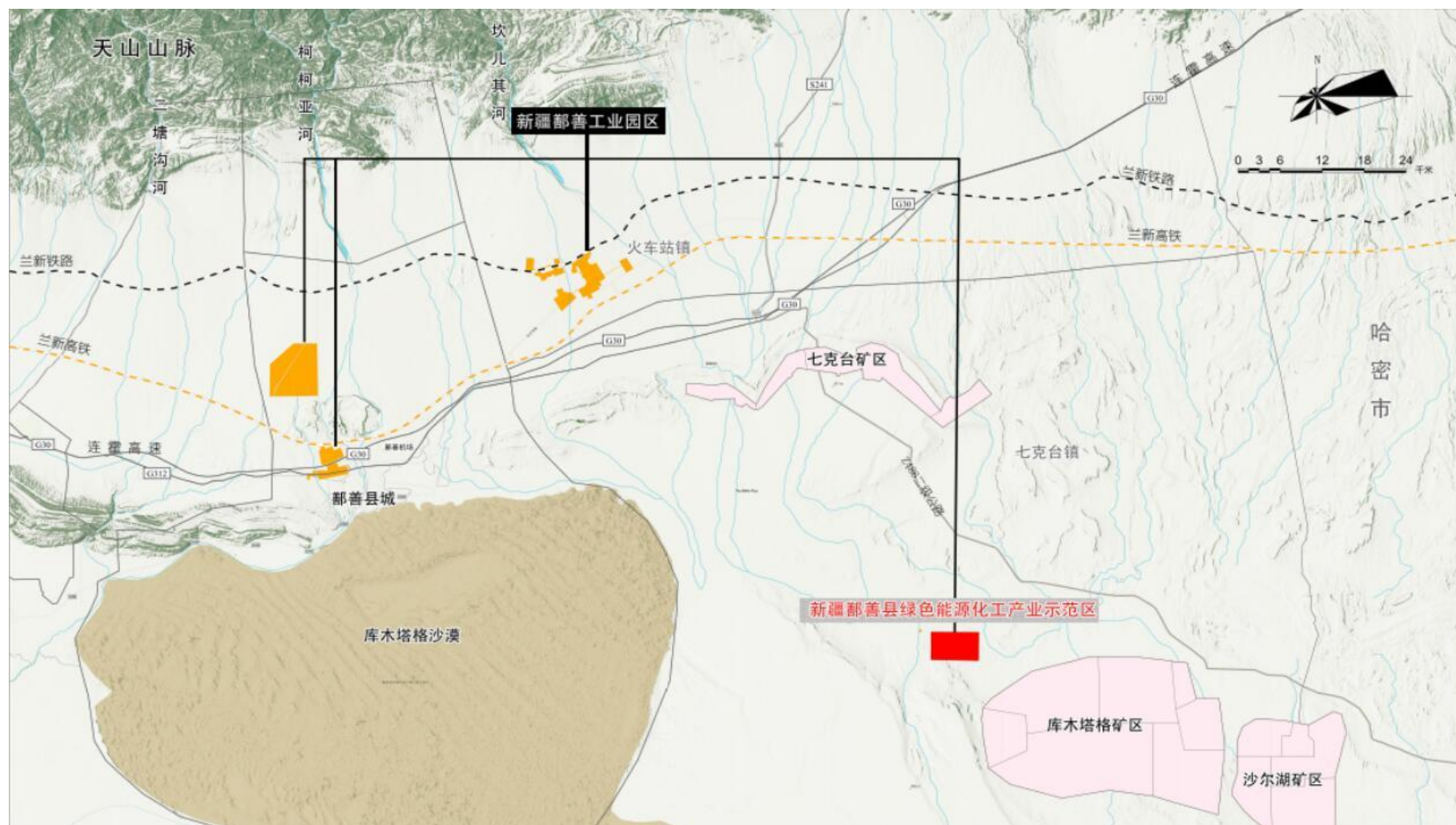


图 5.2-1 示范区位置图

收、并进行自主创新，掌握核心技术，树立竞争优势。

3、合作共赢发展

利用资金、管理等优势，通过新建和并购等模式，适度扩大企业生产规模，进入行业前列。要努力创造条件，吸引国内外大型化工企业的投资与合作，与其结成战略投资伙伴关系。这一方面可使企业突破人才、资金瓶颈，实现跨越式发展。国内的一些传统化工企业也在寻求向新型化工发展，可作为重要的合作对象考虑。同时可寻求与大型的跨国公司进行合作，一方面可以引进资金，更重要的是可以利用合作者的存量资源，先进的生产技术、生产管理经验，产品销售渠道，使项目的建设及运作尽快进入良性循环的轨道，实现快速发展。

5.2.3.3 发展规模

1、规划近期（2023~2025）：

加快建设重要基础设施，构建示范区新时期发展的基本框架，创造良好的投资环境；丰富示范区化学产品种类，为发展新材料等战略性新兴产业发展奠定基础；完善示范区管理、服务等辅助系统的建设。

2、规划远期（2026~2035）：

进一步完善示范区基础设施和配套服务设施的建设，完成示范区原料供应项目的建设投产，全面展开园区各企业项目的建设。示范区安全生产智能化发展，建设以危险化学品安全分析智能管控平台为基础的数字化示范区，推进智能巡检，人员定位、智能分析等现代化安全技术措施，推进治本攻坚三年行动落实落地。加大招商力度，提升下游化工项目集聚程度，经济效益显著提高，园区影响力及集聚能力明显增强。

5.2.4 产业发展规划

5.2.4.1 园区产业定位

新疆鄯善绿色能源化工产业示范区重点发展低阶煤分质分级利用、煤制乙醇、煤制天然气等煤炭煤化工产业，积极延伸现代煤化工产业链条，力争形成“煤炭分质利用—热解气或先进气化制乙醇—乙醇制烯烃—烯烃下游”产业链，在全县打造煤炭清洁利用和深加工产业集群。重点承载现代煤化工产业方向的一体化项目建设，示范区的产业定位是：以能耗、碳排放双控和环境保护为约束条件，重点发展煤炭分质利用、煤制化学品和煤制能源三大板块，促进高端化工产业集群

集聚，打造能源化工产业绿色低碳发展示范区。

5.2.4.2 产业发展方向

1、煤炭分质利用

以煤为原料的煤基多联产技术基本形成了两大技术路线：一是煤气化多联产工艺路线，二是煤低温热解多联产工艺路线。对于低阶煤而言，其煤化程度低、挥发份高、直接燃烧或气化效率低，而其有机质化学结构中侧链较多，有机质元素组成氢氧含量较高，可以通过热解的形式，以最小的能耗和物耗（意味着投资低、运行成本低），获取所需的清洁能源和化学品。通过中低温热解对低阶煤分质分级提质，实现梯级利用，可有效降低低阶煤燃烧过程中二氧化硫、氮氧化物、粉尘排放。同时，可分离出部分经济价值更高、资源比较紧缺的油和气，提高煤炭资源利用效率，降低我国油气对外依存度。

2、煤制化学品

煤制化学品方向内涵丰富，可包含煤制烯烃、煤制芳烃、煤制乙二醇、煤制乙醇等，综合考虑技术成熟度、市场前景、技术路线选择和企业投资意愿，将煤制乙醇及下游深加工定为园区产业发展的主要方向之一。首先，煤制乙醇的技术已经相对成熟，为其规模化生产提供了坚实的基础。传统乙醇生产技术主要以粮食为原料进行发酵，煤制乙醇以煤基合成气为原料，经二甲醚羰基化、加氢合成乙醇。该条路线采用非贵金属催化剂，无腐蚀，可以直接生产无水乙醇，是煤基乙醇的理想路线。其次，煤制乙醇具有向下游产物转化的潜力，可转化生产乙烯及乙烯下游产品，为乙醇作为平台产品开辟了更广泛的应用领域。

乙醇作为可向下游延伸生产化学品的平台产品，与甲醇相比具备一定的优势。乙醇制乙烯和甲醇制烯烃相比较，前者仅得到乙烯，后者同时得到乙烯和丙烯，我国目前乙烯当量自给率约 66%，而丙烯基本实现自给，且有过剩趋势。因此乙醇制乙烯与甲醇制烯烃相比，下游烯烃产品更针对我国乙烯市场缺口，同时避免相对过剩的丙烯市场竞争，可降低市场风险，煤经乙醇制乙烯路线存在合理性和一定竞争力。

3、煤制能源

煤制能源方向主要为煤制油和煤制天然气，根据市场前景和鄯善县周边天然气情况，示范区确定为发展煤制天然气。煤制天然气作为我国天然气战略储备的举措，

是我国天然气供应安全的技术储备和产能储备，也是我国天然气多元化供应途径之一，更是鄯善作为远离能源消费中心的煤炭产地能源高效清洁输送的重要方式，还是增加天然气生产消费系统调峰能力的重要手段。充分发挥鄯善县地处新疆东部区位优势，集中规划建设高水平煤制天然气升级示范项目，使煤制天然气成为鄯善作为远离能源消费中心的煤炭产地能源高效清洁输送的重要方式，提升我国天然气生产消费自给与系统调峰能力。

5.2.4.3 产业总体空间布局

示范区用地布局整体呈现“一园三板块”的产业发展格局。一园：新疆鄯善绿色能源化工产业示范区。三板块：煤炭分质利用板块、煤制化学品板块和煤制能源板块。

表5.2-1 产业总体空间布局一览表

产业区名称	发展目标	板块（个数及名称）	工业用地面积（公顷）
鄯善绿色能源化工产业示范区	以能耗、碳排放双控和环境保护为约束条件，重点发展煤炭分质利用、煤制化学品和煤制能源三大板块，促进高端化工产业集群集聚，打造能源化工产业绿色低碳发展示范区。	3个，煤制能源板块、煤制化学品板块和煤炭分质利用板块	1197

5.2.5 园区基础设施规划

5.2.5.1 给水工程规划

按照国家政策相关规划要求，为改善水质，节约用水，示范区集中建设水厂供应工业水、生活水与高品质工业水，同时配套建设相应的供水管网，实施集中供水。规划建设一座净水厂，近期规模为 6000m³/h，远期规模为 10000m³/h，根据项目落地情况分阶段建设，供水压力为 0.4~0.5MPa。

5.2.5.2 排水工程规划

根据《新疆鄯善绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年）》对于示范区污水量的规划预测，按照不同用地类型用水量折算系数计算本次规划近期污水总量约 3336m³/d，远期新增污水总量约 2178m³/d，近、远期合计新增污水总量约 5514m³/d。

根据污水排放量预测，规划在示范区地势相对低的东北角建设污水处理厂 1

处，近期污水处理量约 5000m³/d，远期规划规模扩至污水处理量约 7000m³/d。

废水排入污水处理厂后经处理生成中水，对中水进行回收综合利用。考虑到示范区所在区域干旱少雨，周边无纳污水体，污水处理厂应设置浓盐水蒸发池，浓盐水蒸发池的设置应符合《浓盐水蒸发塘设计规范》（HG/T 20721-2021）的相关要求。

5.2.5.3 中水工程规划

为减少新鲜水取用量，保护水资源，污水处理工程建设时应配套建设再生水处理与回用设施，实现再生水 100%回收利用。示范区新规划项目属煤化工产业，排放的清净废水主要为循环水排水及脱盐水处理站排水。此类废水污染程度较轻，主要组分为无机盐类，建议由各企业自行建设回用装置处理并回用。

同时，示范区应做好适当的预留用地，拟为远期示范区对再生水回用设施做调标改造做准备。选择《工业循环冷却水处理设计规范》（GB/T 50050-2017）中规定的再生水质作为再生水回用系统的出水水质。

5.2.5.4 供电工程规划

结合示范区项目规模，近期年均用电量预测值约为 5.0×10⁹kWh，远期年均用电量预测值约为 8.4×10⁹kWh。

规划在鄯善绿色能源化工产业示范区周边建设 2 座 220 千伏变电站及 1 座 35 千伏变电站，220 千伏变电站电源来自新疆鄯善 750 千伏变电站及示范区热电中心，满足示范区企业双电源供电设施的要求。

5.2.5.5 供热工程规划

示范区规划建设热电中心 1 处，建设 6 台 480t/h 的燃煤蒸汽锅炉（考虑备用），建设 4 台 135MW 背压式汽轮发电机组（考虑备用），为示范区企业提供蒸汽，供热主管道的管径规划为 DN600mm 以上，沿公共管廊敷设。

蒸汽管网根据示范区企业需求划分为高压蒸汽及中压蒸汽，其中高压蒸汽管网参数为 8.8-12.5MPa、480-560℃，中压蒸汽管网参数为 4.2-4.7MPa、380-460℃。用户蒸汽参数为 8.8MPa 时，蒸汽出口参数 10.0Mpa；用户蒸汽参数为 10.0MPa 时，蒸汽出口参数 11.5MPa；用户蒸汽参数 12.5MPa 时，锅炉蒸汽出口参数 13.5MPa。

5.2.5.6 燃气工程规划

示范区的气源为吐哈油田，与鄯善县城的天然气配气站相连接。规划继续完善由鄯善县城接往产业区的天然气输配管网。园区内燃气管网采用中压一级管网，天然气中压管管径为 DN200mm。

示范区内拟入驻项目生产的天然气通过新建燃气管道与“西气东输”四线对接后输送到国内其他对天然气需求量大的省份地区。

5.2.5.7 环卫设施规划

固体废物处理处置应遵循“资源化、减量化、无害化”的原则，首先应按其可利用性进行回收使用；对不能回收利用的固体废物，应根据其类别进行处理处置。

①一般工业固废处理

园区内一般工业固体废物总量较大，应根据一般工业固体废物的性质分类处理，本着循环经济的理念，优先考虑综合利用的方案，对于不能综合利用的一般工业固体废物，则按不同性质分别处理，例如填埋等。填埋可依托园区及周边区域新建填埋场。

规划在园区西南侧空地建设一处一般固废处置场。

②危险废物处理

参照《化工园区建设标准和认定管理办法（试行）》，绿色能源化工产业示范区及园区内企业应具备危险废物全部收集的能力。目前鄯善县具有危险废物环境无害化销毁单位 5 家，园区内企业可根据企业危险废物性质委托具有相关资质单位进行危险废物处置，产业区内不再规划危险废物处置设施。

③生活垃圾处理

园区内设置一处生活垃圾收集转运站，经收集后集中转运至集中鄯善县生活垃圾处理站。

5.3 环境质量现状调查与评价

5.3.1 环境空气质量现状调查与评价

5.3.1.1 项目所在区域达标判定

本项目位于新疆维吾尔自治区鄯善县绿色能源化工产业示范区中部，本评价收集了鄯善县环境监测站提供的 2022 年和 2023 年数据，评价所在区域环境质量达标情况，具体指标见表 5.3-1 和表 5.3-2。

表5.3-1 区域环境空气质量现状评价结果统计表（2022年）

污染物	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	标准值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	8	60	13.33	达标
	24 小时平均第 98 百分位数	26	150	17.33	达标
NO ₂	年平均质量浓度	21	40	52.50	达标
	24 小时平均第 98 百分位数	62	80	77.50	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	79	70	112.86	不达标
	24 小时平均第 95 百分位数	268	150	178.67	不达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	37	35	105.71	不达标
	24 小时平均第 95 百分位数	114	75	152.00	不达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2.8	4000	0.07	达标
O ₃	24 小时最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	132	160	82.50	达标

表5.3-2 区域环境空气质量现状评价结果统计表（2023年）

污染物	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	标准值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.66	达标
	24 小时平均第 98 百分位数	29	150	19.33	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	50.00	达标
	24 小时平均第 98 百分位数	53	80	66.25	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	120	70	171.42	不达标
	24 小时平均第 95 百分位数	290	150	193.33	不达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	46	35	131.43	不达标
	24 小时平均第 95 百分位数	168	75	224	不达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2	4000	0.05	达标
O ₃	24 小时最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	113	160	70.63	达标

由上表可知，项目所在区域 SO₂、NO₂、CO、O₃ 平均浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准及修改单，PM₁₀、PM_{2.5} 超标，园区所在区域为环境空气质量不达标区域。PM_{2.5} 浓度超标主要受冬季燃煤和机动车尾气的影响，PM₁₀ 浓度超标主要原因是鄯善县所处区域干旱缺水、植被稀疏、地表干燥易起尘，受自然因素的影响比较明显。

5.3.1.2 补充监测

本次大气补充监测数据引用了示范区规划环评监测数据，由新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2024 年 2 月 20 日~28 日进行了现场监测。

（1）监测点位信息

本次环评引用的 2 个大气监测点，监测点位图见图 5.3-1。

(2) 监测时间及频次

连续监测 7 天，提供 24 小时平均。

(3) 评价标准

TSP、苯并[a]芘、汞执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 2 及附录 A 中二级标准，特征污染物 NH₃、H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的标准；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求。见表 5.3-3。

表5.3-3 环境空气质量评价标准

序号	污染因子	标准限值			标准来源
		年平均	日平均	小时平均/ 一次值	
1	TSP	200	300	/	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级 单位: μg/m ³
2	苯并[a]芘	0.001	0.0025	/	
3	汞	0.05			
4	NH ₃			200	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 单位: μg/m ³
5	H ₂ S			10	
6	非甲烷总烃	/	/	2.0	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 详解 单位: mg/m ³

(4) 评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中: I_{ij}—i 指标 j 测点指数;

C_{ij}—i 指标 j 测点监测值 (mg/m³);

C_{si}—i 指标二级标准值 (mg/m³)。

(5) 采样及分析方法

采样和分析方法按照国家环保局颁布的《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 的有关要求和《环境监测技术规范》进行, 详见表 5.3-4。

表 5.3-4 检测方法

项目名称	分析方法	方法来源	最低检测浓度
非甲烷总烃	气象色谱法	HJ 604-2017	小时值: 0.07mg/m ³
氨	纳氏试剂分光光度法	HJ 533-2009	小时值: 0.01mg/m ³
苯并[a]芘	气相色谱-质谱法	HJ 646-2013	日均: 0.0004μg/m ³

TSP	重量法	HJ 1263-2022	日均：0.007mg/m ³
硫化氢	亚甲蓝分光光度法	GB/T 14678-1993	小时值：1.0×10 ⁻³ mg/m ³
汞	金膜富集/冷原子吸收分光光度法	HJ 910-2017	小时值：2ng/m ³

(6) 监测结果

特征污染物监测结果统计，见表 5.3-5。

表 5.3-5 环境空气质量现状监测与评价结果

监测因子	监测结果统计		1#园区内	2#园区下风向
非甲烷总烃	小时值	标准值 (μg/m ³)	2000	2000
		浓度范围 (μg/m ³)	250~350	280~420
		最大超标率%	17.5	21
		超标率 (%)	0	0
		最大超标倍数 (倍)	/	/
硫化氢	小时值	标准值 (μg/m ³)	10	10
		浓度范围 (μg/m ³)	<1	<1
		最大超标率%	10	10
		超标率 (%)	0	0
		最大超标倍数 (倍)	/	/
汞	小时值	标准值 (μg/m ³)	0.05	0.05
		浓度范围 (μg/m ³)	<0.002	<0.002
		最大超标率%	/	/
		超标率 (%)	0	0
		最大超标倍数 (倍)	/	/
氨	小时值	标准值 (μg/m ³)	200	200
		浓度范围 (μg/m ³)	30~70	60~80
		最大超标率%	35	40
		超标率 (%)	0	0
		最大超标倍数 (倍)	/	/
TSP	日均值	标准值 (μg/m ³)	300	300
		浓度范围 (μg/m ³)	207~278	243~271
		最大超标率%	92.67	90.33
		超标率 (%)	0	0
		最大超标倍数 (倍)	/	/
苯并[a]芘	日均值	标准值 (μg/m ³)	0.0025	0.0025
		浓度范围 (μg/m ³)	<0.0004	<0.0004
		最大超标率%	/	/
		超标率 (%)	0	0
		最大超标倍数 (倍)	/	/

监测结果表明：TSP、苯并[a]芘和汞的日均值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 2 及附录 A 中二级标准要求；氨和硫化氢的小时值满足《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；非甲烷总烃的小时值均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）相关浓度限值要求。

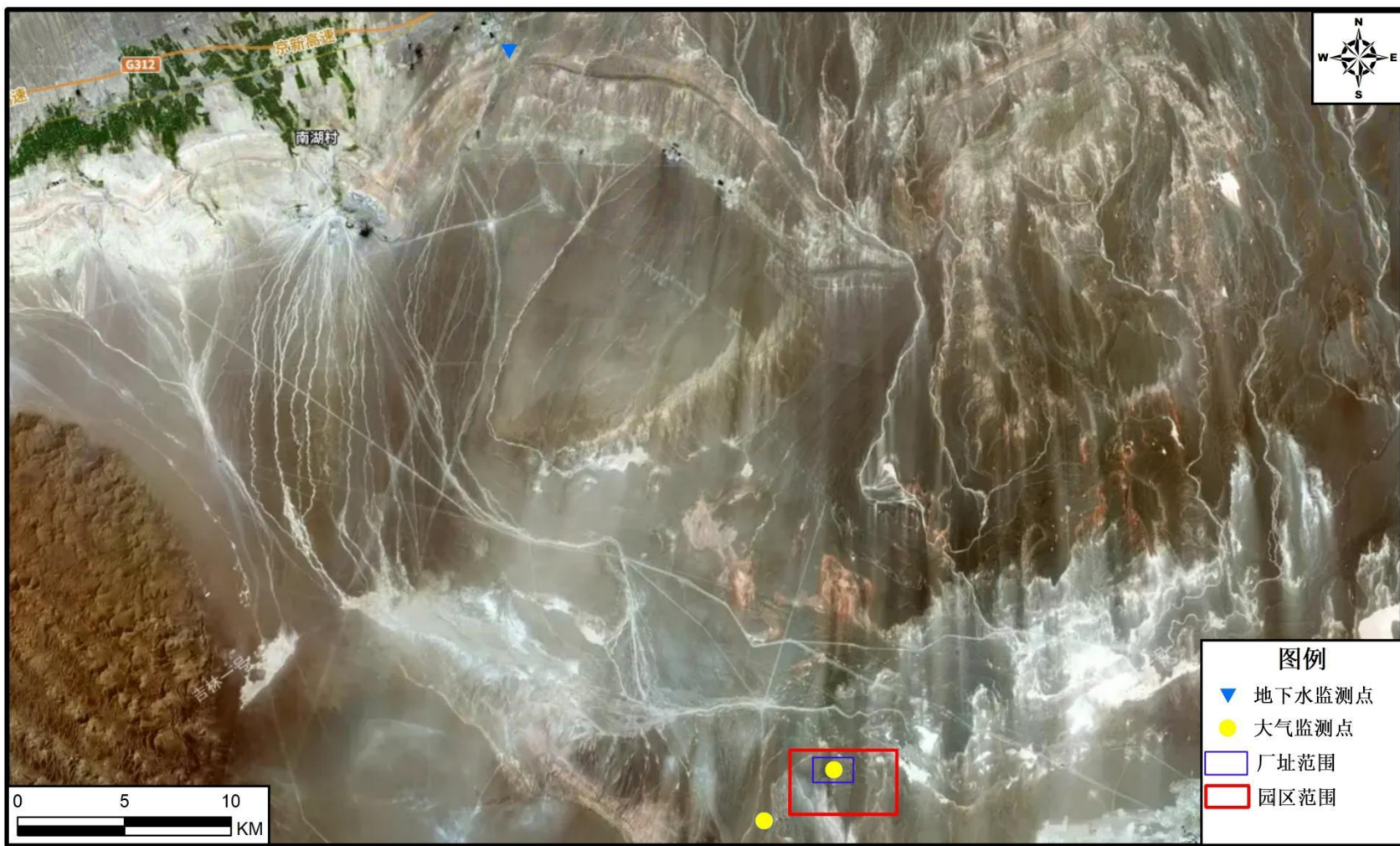


图 5.3-1 环境空气监测布点图

5.3.2 地下水环境现状调查与评价

根据区域现场踏勘及收集的水文地质资料可知，吐鲁番盆地是由侏罗系火山碎屑岩和华力西期花岗岩组成盆地基底，其上部为第三系碎屑岩地层，表层均覆盖第四系河湖相沉积物。厂址所在的示范区位于盆地南部觉罗塔格山以北的凹陷内，属于贫水区。建设单位在前期工程地质勘探过程中，均未见地下水。

5.3.2.1 监测点布设

由于厂址周围30km内无地下水监测点和地下水井，根据现场调查示范区设1个地下水监测点位于示范区北侧约35km，根据资料地下水总流向为自北向南径流，监测点位见表5.3-6。

5.3-6 地下水环境监测点位信息一览表

监测点位	测点编号	监测点位置	坐标	
			E	N
	D1	四十里土墩肉孜苏布坎儿孜	90°46'39.2610"	43°01'39.6573"
监测项目	pH、总硬度、耗氧量（高锰酸盐指数）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氨氮、铁、锰、铅、镉、挥发性酚类、石油类、汞、砷、铬（六价）、溶解性总固体、硫化物、氰化物、氟化物、钙、镁、钠、钾、碳酸根、碳酸氢根、氯化物、硫酸盐、苯并[a]芘、总大肠菌群、细菌总数			

5.3.2.2 监测方法及评价标准

（1）检测方法

地下水水质分析方法见表5.3-7。

表 5.3-7 地下水水质分析方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	最低检测浓度 (mg/L)
1	pH	电极法	HJ 1147-2020	/
2	总硬度	EDTA 滴定法	GB 7477-87	5.00
3	耗氧量 (高锰酸盐指数)	高锰酸盐指数的测定	GB 11892-89	0.5
4	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025
5	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB 11911-89	0.03
6	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB 11911-89	0.01
7	铬（六价）	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2023	0.004
8	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	HJ 1226-2021	0.003
9	挥发性酚类	萃取分光光度法	HJ 503-2009	0.0003
10	氰化物	异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	GB/T 5750.5-2023	0.002
11	碳酸根	酸滴定法	SL 83-1994	/
12	碳酸氢根	酸滴定法	SL 83-1994	/
13	硝酸盐（以 N 计）	离子色谱法	HJ84-2016	0.004
14	亚硝酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.005

	(以 N 计)			
15	氟化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.006
16	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007
17	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018
18	钾	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2023	0.05
19	钠	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2023	0.01
20	钙	原子吸收分光光度法	GB 11905-89	0.02
21	镁	原子吸收分光光度法	GB 11905-89	0.002
22	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L
23	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04μg/L
24	镉	无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2023	0.5μg/L
25	铅	无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2023	2.5μg/L
26	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01
27	溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2023	/
28	细菌总数	平皿计数法	HJ 1000-2018	/
29	苯并[a]芘	液液萃取和固相萃取高效液相色谱法	HJ 478-2009	0.0004μg/L
30	总大肠菌群	酶底物法	HJ 1001-2018	10MPN/L

(2) 评价标准

《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

5.3.2.3 评价方法

评价方法采用标准指数法，对于评价标准为定值的水质因子，公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，量纲为 1； 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。

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH），其公式为：

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，量纲为 1；

pH——PH 的监测值；

pH_{su}——标准中 pH 的上限值；

pH_{sd}——标准中 pH 的下限值。

5.3.2.4 监测及评价结果

地下水监测结果见表 5.3-8。

表 5.3-8 水水质监测结果

序号	监测项目	标准	单位	D1		
				监测结果	污染指数	达标情况
1	pH	6.5~8.5	无量纲	7.6	/	达标
2	总硬度	450	mg/L	10	0.022	达标
3	耗氧量（高锰酸盐指数）	3.0	mg/L	1.1	0.367	达标
4	硝酸盐（以 N 计）	20	mg/L	12.4	0.62	达标
5	亚硝酸盐（以 N 计）	1.0	mg/L	0.062	0.062	达标
6	氨氮	0.5	mg/L	0.089	0.178	达标
7	铅	0.01	μg/L	3.87	0.387	达标
8	镉	0.005	μg/L	<0.5	<0.1	达标
9	挥发性酚类	0.002	mg/L	<0.0003	<0.00015	达标
10	石油类		mg/L	<0.01	<0.2	达标
11	汞	0.001	μg/L	0.22	0.22	达标
12	砷	0.01	μg/L	1.74	0.174	达标
13	铬（六价）	0.05	mg/L	0.012	0.24	达标
14	溶解性总固体	1000	mg/L	1.56×10³	1.56	不达标
15	硫化物	0.02	mg/L	<0.003	<0.15	达标
16	氰化物	0.05	mg/L	<0.002	<0.04	达标
17	氟化物	1.0	mg/L	0.518	0.518	达标
18	钠	200	mg/L	326	1.63	不达标
19	氯化物	250	mg/L	427	1.708	不达标
20	硫酸盐	250	mg/L	506	2.024	不达标
21	苯并[a]芘	0.01	μg/L	<0.0004	<0.04	达标
22	细菌总数	100	CFU/mL	33	0.33	达标
23	总大肠菌群	3.0	MPN/mL	<1	<0.33	达标

监测结果表明：从表中评价结果可知，除溶解性总固体、钠、氯化物和硫酸盐超标，其他均符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，说明区域地下水水质一般。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响。

5.3.3 声环境质量现状监测与评价

5.3.3.1 声环境现状监测

（1）监测布点

根据工程特征及环境影响，本次声环境现状监测在工业场地厂界布置4个监测点（1#~4#）。具体监测内容详见表5.3-9，噪声监测布点图见图4.2-4。

表5.3-9 噪声监测内容一览表

监测点	监测点编号	监测项目	监测时间与频次	监测要求和采样、分析方法和数据处理
工业场地厂界	1#~8#	等效连续 A 声级	监测 1 天，昼、夜各 1 次	监测要求和采样、分析方法按有关标准和监测技术规范执行。场地噪声记录工况；交通噪声记录车流量。

（2）监测时间

本次监测时间为 2024 年 5 月 16 日-17 日，昼夜各一次。

（3）测量方法

监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中规定的测量方法进行。

5.3.3.2 评价标准

工业场地周围 200m 范围内噪声敏感点执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准。

5.3.3.3 评价方法

评价方法采用噪声污染指数法

$$P_n = L_{eq}/L_b$$

式中： L_{eq} 为监测点的等效连续 A 声级

L_b 为适合用于该功能区的噪声标准

5.3.3.4 监测及评价结果

监测结果结果见表 5.3-10。

表5.3-10 评价区域内噪声现状监测结果 单位：dB（A）

监测点位	时间	昼间			夜间		
		监测结果	标准	达标情况	监测结果	标准	达标情况
1#东厂界	2024.5.16	46	65	达标	44	55	达标
	2024.5.17	45	65	达标	42	55	达标
2#南厂界	2024.5.16	45	65	达标	43	55	达标
	2024.5.17	44	65	达标	43	55	达标
3#西厂界	2024.5.16	44	65	达标	41	55	达标
	2024.5.17	44	65	达标	42	55	达标
4#北厂界	2024.5.16	44	65	达标	42	55	达标
	2024.5.17	46	65	达标	41	55	达标

从表5.3-10可以看出，厂界4个监测点位噪声值均未超出《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的3类标准。

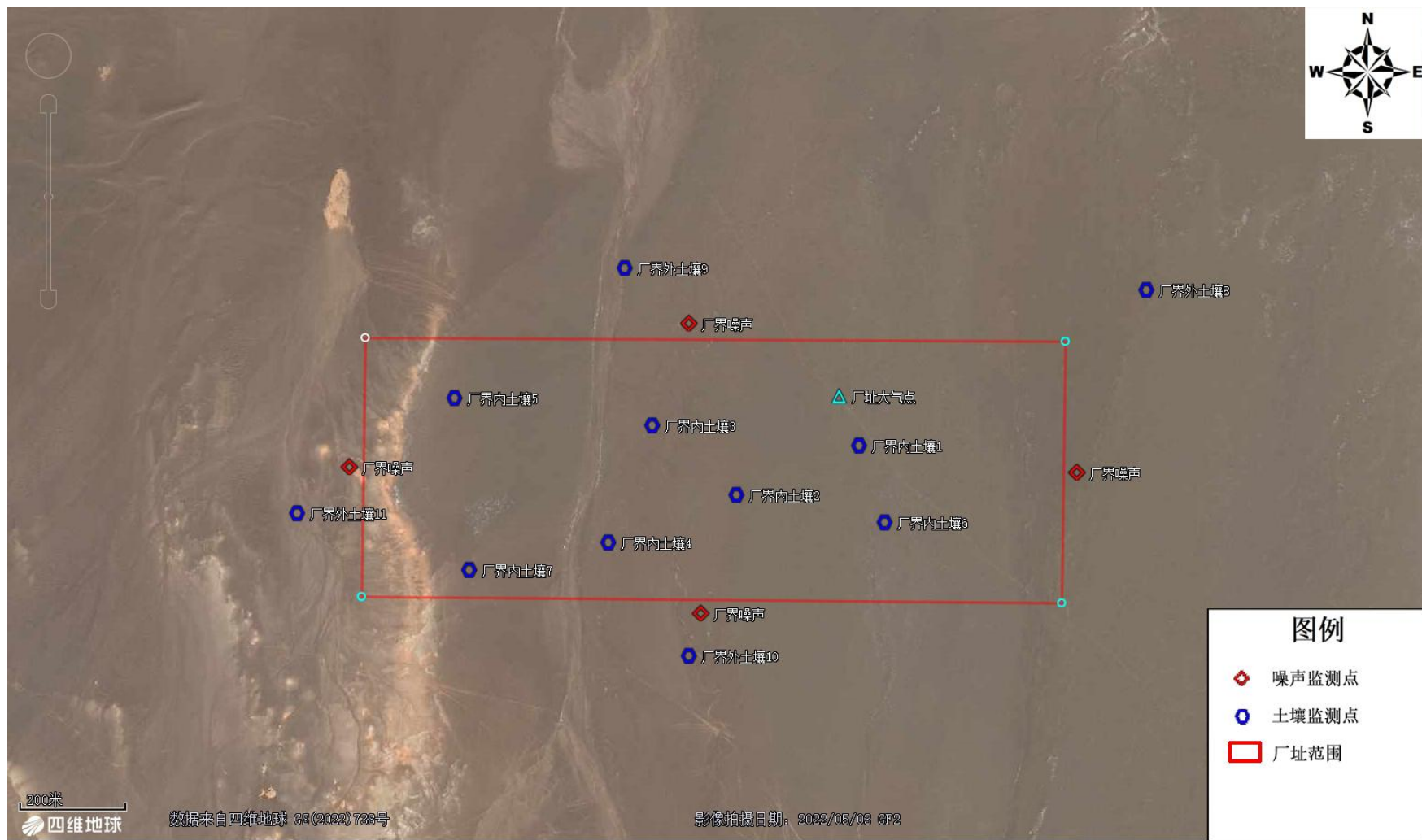


图5.3-2 土壤、噪声监测布点图

5.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

5.3.4.1 土壤类型调查

厂址区域土壤类型较简单，仅有棕漠土一种类型土壤。棕漠土是在广大洪冲积扇上发育的一类土壤，本区域分布的棕漠土多为砾质棕漠土，这种土壤是由该地区特殊的荒漠气候特点下形成的土壤，它的成土母质为洪积冲积物，发育的表土层厚度很小。由于强烈的风蚀作用地表通常是覆盖着砾幕，表层有发育不大明显的孔状荒漠结皮，土层薄，大多数土壤由结皮以下开始有大量的石膏积聚，下部为沙砾层，

5.3.4.2 土壤理化性质调查

2024年5月17日~5月24日，新疆新环监测检测研究院（有限公司）对新疆泰亨能源化工有限责任公司1000万吨煤炭分质分级综合利用示范项目工业场地范围内的土壤进行采样，并分析其理化性质。

土壤采样现场记录了调查时间、经度、纬度、层次、颜色、结构、质地、砂砾含量、其他异物，实验室测定了pH值、阳离子交换量、饱和导水率、土壤容重、总孔隙度。土壤理化性质调查结果详见表5.3-11~13，土壤结构详见表5.3-14。

表5. 3-11 土壤理化特性调查表

点位		T1		时间	2024.5.16	
经度		E:90°57'47.95"		纬度	N:42°42'59.51"	
层次（cm）		0-50	50-150	150-300	/	/
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色	/	/
	结构	团粒	团粒	团粒	/	/
	质地	砂土	砂土	砂土	/	/
	砂砾含量（%）	90%	80%	80%	/	/
	其他异物	无	无	无	/	/
实验室测定	pH 值（无量纲）	8.14	8.06	8.24	/	/
	阳离子交换量（cmol ⁺ /kg）	8.5	7.3	8.1	/	/
	氧化还原电位（mV）	292	287	301	/	/
	饱和导水率（cm/s）	5.22×10 ⁴	4.04×10 ⁴	5.81×10 ⁴	/	/
	土壤容重（g/cm ³ ）	1.41	1.43	1.42	/	/
	孔隙度（%）	82	81	83	/	/

表 5. 3-12 土壤理化特性调查表

点位		T5		时间	2024.5.17	
经度		E:90°57'13.81"		纬度	N:42°43'2.46"	
层次 (cm)		0-50	50-150	150-300	/	/
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色	/	/
	结构	团粒	团粒	团粒	/	/
	质地	砂土	砂土	砂土	/	/
	砂砾含量 (%)	80%	80%	80%	/	/
	其他异物	无	无	无	/	/
实验室测定	pH 值 (无量纲)	8.44	8.31	8.47	/	/
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	5.8	7.8	7.0	/	/
	氧化还原电位 (mV)	286	292	307	/	/
	饱和导水率 (cm/s)	5.81×10 ⁻⁴	7.02×10 ⁻⁴	6.41×10 ⁻⁴	/	/
	土壤容重 (g/cm ³)	1.38	1.39	1.40	/	/
	孔隙度 (%)	80	83	81	/	/

表 5.3-13 土壤理化特性调查表

点位		T8	时间	2024.5.17	
经度		E:90°58'12.21"	纬度	N:42°43'9.15"	
层次 (cm)		0-20	/	/	/
现场记录	颜色	黄色	/	/	/
	结构	团粒	/	/	/
	质地	砂土	/	/	/
	砂砾含量 (%)	90%	/	/	/
	其他异物	无	/	/	/
实验室测定	pH 值 (无量纲)	8.20	/	/	/
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	8.1	/	/	/
	氧化还原电位 (mV)	317	/	/	/
	饱和导水率 (cm/s)	4.041×10 ⁻⁴	/	/	/
	土壤容重 (g/cm ³)	1.36	/	/	/
	孔隙度 (%)	77	/	/	/

表 5.3-14 土壤结构

点位		景观照片	剖面照片	层次

T1	0~0.5 m				黄色、 团粒、 砂土、 干燥
	0.5~1 .5m				
	1.5~3 m				

5.3.4.3 土壤环境现状监测

1、监测点位、监测项目

根据 2.3.3 中土壤环境确定，本项目工业场地土壤环境为污染影响型一级评价。在工业场地内可能影响较重的装置和设施附近共设 5 个柱状样点（危废品存放库、罐区、废水处理站、煤热解制洁净煤装置区、煤气化装置区各布设 1 个），取样深度根据实际土体厚度确定，在办公楼布设 1 个表层样点、煤场煤棚设 1 个表层样，工业场地外设置 4 个表层样点。

具体监测点位及监测项目见表 5.3-15，土壤监测布点图见图 5.3-2。

表 5.3-15 土壤环境监测点位、监测项目一览表

布点原则			监测点 编号	经度	纬度	深度	监测项目
工业 场地	厂址 内	柱状样	T1	E90°57'47.95"	N42°42'59.51"	0~0.5m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)第二类用地中 45 项 基本因子+氰化物、石油烃
						0.5~1.5m	
						1.5~3m	
		柱状样	T2	E90°57'37.60"	N42°42'56.44"	0~0.5m	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、 镍、苯、甲苯、邻二甲苯、间二甲苯 +对二甲苯、苯并[a]芘、氰化物、石 油烃
						0.5~1.5m	
						1.5~3m	

厂址外	柱状样	T3	E90°57'30.50"	NN42°43'0.75"	0~0.5m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)第二类用地中 45 项基本因子+氰化物、石油烃
					0.5~1.5m	
					1.5~3m	
	柱状样	T4	E90°57'26.79"	N42°42'53.49"	0~0.5m	
					0.5~1.5m	
					1.5~3m	
	柱状样	T5	E90°57'13.81"	N42°43'2.46"	0~0.5m	
					0.5~1.5m	
					1.5~3m	
	表层样	T6	E90°57'50.12"	N42°42'54.74"	0.2m	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、苯、甲苯、邻二甲苯、间二甲苯+对二甲苯、苯并[a]芘、氰化物、石油烃
	表层样	T7	E90°57'15.05"	N42°42'51.79"	0.2m	
厂址外	表层样	T8	E90°58'12.21"	N42°43'9.15"	0.2m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)第二类用地中 45 项基本因子+氰化物、石油烃
	表层样	T9	E90°57'28.18"	N42°43'10.52"	0.2m	
	表层样	T10	E90°57'33.59"	N42°42'46.45"	0.2m	
	表层样	T11	E90°57'0.52"	N42°42'55.31"	0.2m	

2、监测时间及频次

2024 年 5 月 16 日土壤取样，监测 1 次。

3、监测方法

监测要求和采样、分析方法按有关标准和监测技术规范执行。

4、监测结果及评价

土壤监测结果详见表5.2-16~表5.2-22。

表 5.3-16 土壤监测结果表

点位 项目	单位	T1		T6		T8		标准值	达标情况	检出限
		0-0.5m		0.0-0.2m		0.0-0.2m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
氰化物	mg/kg	0.02	0.00014	0.04	0.00029	0.05	0.00037	135	达标	0.01
石油烃	mg/kg	27	0.006	ND	/	ND	/	4500	达标	6
砷	mg/kg	6.49	0.108	5.65	0.094	7.87	0.131	60	达标	0.01
镉	mg/kg	0.12	0.0018	0.23	0.0035	0.19	0.0029	65	达标	0.01
六价铬	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5.7	达标	0.5
铜	mg/kg	28	0.0015	27	0.0015	29	0.0016	18000	达标	1
铅	mg/kg	17.5	0.021	10.6	0.013	13.1	0.016	800	达标	0.1
汞	mg/kg	0.046	0.0012	0.031	0.0008	0.027	0.0007	38	达标	0.002
镍	mg/kg	35	0.038	36	0.04	30	0.033	900	达标	3
四氯化碳	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	2800	达标	1.3

三氯甲烷（氯仿）	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	900	达标	1.1
氯甲烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	37000	达标	1.0
1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	9000	达标	1.2
1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5000	达标	1.3
1, 1-二氯乙烯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	6600	达标	1.0
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	596000	达标	1.3
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	54000	达标	1.4
二氯甲烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	616000	达标	1.5
1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5000	达标	1.1
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	10000	达标	1.2
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	6800	达标	1.2
四氯乙烯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	53000	达标	1.4
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	840000	达标	1.3
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	2800	达标	1.2
三氯乙烯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	2800	达标	1.2
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	500	达标	1.2
氯乙烯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	430	达标	1.0
苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4000	达标	1.9
氯苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	27000	达标	1.2
1,2-二氯苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	56000	达标	1.5
1,4-二氯苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	20000	达标	1.5
乙苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	28000	达标	1.2
苯乙烯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1290000	达标	1.1
甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1200000	达标	1.3
间,对二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	570000	达标	1.2
邻二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	640000	达标	1.2
硝基苯	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	76000	达标	0.09
苯胺	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	260000	达标	0.1
2-氯酚	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	2256000	达标	0.06
苯并[a]蒽	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	15000	达标	0.1
苯并[a]芘	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1
苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	15000	达标	0.2
苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	151000	达标	0.1
蒽	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1293000	达标	0.1
二苯并[a, h]蒽	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1
茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	15000	达标	0.1
萘	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	70000	达标	0.09

注：低于检出限用 ND 表示，下同。

表 5.3-17 T2 土壤监测结果表

点位 项目	单位	T2						标准值	达标情况	检出限
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
pH 值	/	8.33	/	8.21	/	8.35	/	/	/	/
石油烃	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4500	达标	6
砷	mg/kg	6.45	0.1	6.55	0.11	6.41	0.10	60	达标	0.01
镉	mg/kg	0.18	0.0027	0.18	0.0027	0.18	0.0027	65	达标	0.01
六价铬	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5.7	达标	0.5
铜	mg/kg	27	0.0015	27	0.0015	27	0.0015	18000	达标	1
铅	mg/kg	12.6	0.016	10.0	0.012	9.5	0.012	800	达标	0.1
汞	mg/kg	0.032	0.0008	0.031	0.0008	0.032	0.0008	38	达标	0.002
镍	mg/kg	37	0.041	36	0.04	34	0.037	900	达标	3

点位 项目	单位	T2						标准值	达标情况	检出限
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
氰化物	mg/kg	0.05	0.00037	0.04	0.00029	0.05	0.00037	135	达标	0.01
苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4000	达标	1.9
甲苯	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	120000	达标	1.3
间,对二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	570000	达标	1.2
邻二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	640000	达标	1.2
苯并[a]芘	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1

表 5.3-18 T3 土壤监测结果表

点位 项目	单位	T3						标准值	达标情 况	检出限
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
pH 值	/	8.41		8.37		8.48		/	/	/
石油烃	mg/kg	9		ND		ND		4500	达标	6
砷	mg/kg	5.52		5.50		5.50		60	达标	0.01
镉	mg/kg	0.13		0.14		0.13		65	达标	0.01
六价铬	mg/kg	ND		ND		ND		5.7	达标	0.5
铜	mg/kg	28		29		28		18000	达标	1
铅	mg/kg	17.4		23.2		23.8		800	达标	0.1
汞	mg/kg	0.031		0.031		0.032		38	达标	0.002
镍	mg/kg	38		39		40		900	达标	3
氰化物	mg/kg	0.02		0.03		0.04		135	达标	0.01
苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4000	达标	1.9
甲苯	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	120000	达标	1.3
间,对二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	570000	达标	1.2
邻二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	640000	达标	1.2
苯并[a]芘	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1

表 5.3-19 T4 土壤监测结果表

点位 项目	单位	T4						标准值	达标情况	检出限
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
pH 值	/	8.16		8.32		8.29		/	/	/
石油烃	mg/kg	ND	/	9	0.002	7	0.0016	4500	达标	6
砷	mg/kg	4.51	0.075	4.51	0.075	4.52	0.0753	60	达标	0.01
镉	mg/kg	0.11	0.0018	0.11	0.0018	0.11	0.0018	65	达标	0.01
六价铬	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5.7	达标	0.5
铜	mg/kg	27	0.0015	27	0.0015	27	0.0015	18000	达标	1
铅	mg/kg	18.2	0.022	11.3	0.014	17.8	0.022	800	达标	0.1
汞	mg/kg	0.009	0.0002	0.010	0.0002	0.009	0.0002	38	达标	0.002
镍	mg/kg	39	0.043	40	0.044	41	0.045	900	达标	3
氰化物	mg/kg	0.03	0.00022	0.04	0.00029	0.05	0.00037	135	达标	0.01
苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4000	达标	1.9
甲苯	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	120000	达标	1.3
间,对二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	570000	达标	1.2
邻二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	640000	达标	1.2
苯并[a]芘	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1

表 5.3-20 T5 土壤监测结果表

点位 项目	单位	T5						标准值	达标情况	检出限
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
pH 值	/	8.44	/	8.31	/	8.47	/	/	/	/
石油烃	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4500	达标	6
砷	mg/kg	4.77	0.0795	4.73	0.0788	4.75	0.0791	60	达标	0.01
镉	mg/kg	0.11	0.0016	0.12	0.0018	0.11	0.0016	65	达标	0.01
六价铬	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5.7	达标	0.5
铜	mg/kg	23	0.00127	24	0.0013	23	0.00127	18000	达标	1
铅	mg/kg	19.2	0.024	13.7	0.017	13.1	0.016	800	达标	0.1
汞	mg/kg	0.026	0.0006	0.028	0.0007	0.028	0.0007	38	达标	0.002
镍	mg/kg	29	0.032	27	0.03	29	0.032	900	达标	3
氰化物	mg/kg	0.04	0.00029	0.05	0.00037	0.06	0.00044	135	达标	0.01
苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4000	达标	1.9
甲苯	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	120000	达标	1.3
间,对二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	570000	达标	1.2
邻二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	640000	达标	1.2
苯并[a]芘	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1

表 5.3-21 土壤监测结果表

点位 项目	单位	T1		T1		T7		标准值	达标情况	检出限
		0.5-1.5m		1.5-3m		0-0.2m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
pH 值	/	8.06	/	8.24	/	8.29	/	/	/	/
石油烃	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4500	达标	6
砷	mg/kg	6.46	0.107	6.34	0.106	5.53	0.092	60	达标	0.01
镉	mg/kg	0.12	0.0018	0.12	0.0018	0.16	0.0025	65	达标	0.01
六价铬	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5.7	达标	0.5
铜	mg/kg	28	0.0016	27	0.0015	24	0.0013	18000	达标	1
铅	mg/kg	16.7	0.02	18.1	0.022	11.9	0.015	800	达标	0.1
汞	mg/kg	0.047	0.0012	0.046	0.0012	0.030	0.0007	38	达标	0.002
镍	mg/kg	34	0.037	35	0.038	36	0.04	900	达标	3
氰化物	mg/kg	0.03	0.0002	0.04	0.00029	0.06	0.00044	135	达标	0.01
苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4000	达标	1.9
甲苯	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	120000	达标	1.3
间,对二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	570000	达标	1.2
邻二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	640000	达标	1.2
苯并[a]芘	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1

表 5.3-22 土壤监测结果表

点位 项目	单位	T9		T10		T11		标准值	达标情 况	检出限
		0-0.2m		0-0.2m		0-0.2m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
pH 值	/	8.35	/	8.19	/	8.29	/	/	/	/
石油烃	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4500	达标	6
砷	mg/kg	6.32	0.11	7.79	0.129	7.67	0.128	60	达标	0.01
镉	mg/kg	0.21	0.0032	0.16	0.0024	0.26	0.004	65	达标	0.01

点位 项目	单位	T9		T10		T11		标准值	达标情况	检出限
		0-0.2m		0-0.2m		0-0.2m				
		监测 结果	Pi	监测 结果	Pi	监测 结果	Pi			
六价铬	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	5.7	达标	0.5
铜	mg/kg	28	0.0015	23	0.00127	26	0.0014	18000	达标	1
铅	mg/kg	12.0	0.015	18.5	0.023	17.4	0.022	800	达标	0.1
汞	mg/kg	0.006	0.00015	0.035	0.0009	0.008	0.0002	38	达标	0.002
镍	mg/kg	29	0.032	28	0.031	32	0.035	900	达标	3
氰化物	mg/kg	0.07	0.0005	0.06	0.0004	0.08	0.0005	135	达标	0.01
苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	4000	达标	1.9
甲苯	mg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	120000	达标	1.3
间,对二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	570000	达标	1.2
邻二甲苯	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	640000	达标	1.2
苯并[a]芘	μg/kg	ND	/	ND	/	ND	/	1500	达标	0.1

根据土壤环境质量评价结果可知，各监测点位监测结果均满足《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，区域土壤环境质量现状良好。

5.3.4.4 土壤酸碱化调查

对照《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录 D，土壤酸化、碱化分级标准见表 5.3-23。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 5.3-24。

表 5.3-23 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

表 5.3-24 土壤盐化、酸化现状

检测项目	pH	碱化程度
T1	8.24	无酸化或碱化
T2	8.35	无酸化或碱化
T3	8.48	无酸化或碱化
T4	8.32	无酸化或碱化
T5	8.47	无酸化或碱化
T6	8.32	无酸化或碱化

T7	8.29	无酸化或碱化
T8	8.20	无酸化或碱化
T9	8.35	无酸化或碱化
T10	8.19	无酸化或碱化
T11	8.29	无酸化或碱化

5.3.4.5 土壤污染现状调查

根据土壤监测结果，各土壤监测点位各项指标均满足相关标准要求，说明现有工程未对区域土壤环境造成明显污染影响。

5.4 区域污染源调查

新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县绿色能源化工产业示范区目前尚未入住其他企业，无现有污染源，目前该区域也未批复其他拟建项目。

6 环境影响预测与评价

6.1 大气环境影响预测与评价

6.1.1 气象观测资料分析

本项目位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县绿色能源化工产业示范区中部。

本次评价采用距离项目最近的吐鲁番东坎气象站（51572）资料，气象站位于新疆维吾尔自治区，地理坐标为东经 89.3056 度，北纬 42.8908 度，海拔高度-48.7 米。气象站始建于 1957 年，1957 年正式进行气象观测。吐鲁番东坎气象站距项目 136.5km，是距项目最近的国家气象站，拥有长期的气象观测资料。

（一）近 20 年气象数据统计资料分析

本次评价收集了吐鲁番东坎气象站 2003~2022 年气象数据统计资料进行分析。

表 6.1-1 吐鲁番东坎气象站常规气象项目统计（2003~2022 年）

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）		15.5	-	-
累年极端最高气温（℃）		46.3	2004-07-13	48.2
累年极端最低气温（℃）		-17.9	2013-01-12	-21.7
多年平均气压（hPa）		1023.0	-	-
多年平均水汽压		7.2	-	-
多年平均相对湿度（%）		36.1	-	-
多年平均降雨量（mm）		11.9	2015-06-17	9.0
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	4.7	-	-
	多年平均雷暴日数（d）	3.8	-	-
	多年平均冰雹日数（d）	0.0	-	-
	多年平均大风日数（d）	7.1	-	-
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		23.2	2010-04-24	30.1、NNW
多年平均风速（m/s）		1.6	-	-
多年主导风向、风向频率（%）		ENE、11.3%	-	-
多年静风频率（风速<0.2m/s）（%）		7.3	-	-

近 20 年资料分析的风向玫瑰图如图 6.1-1 所示，吐鲁番东坎气象站主要风向为 ENE 和 NE、E、C，占 35.8%，其中以 ENE 为主风向，占到全年 11.3%左右。

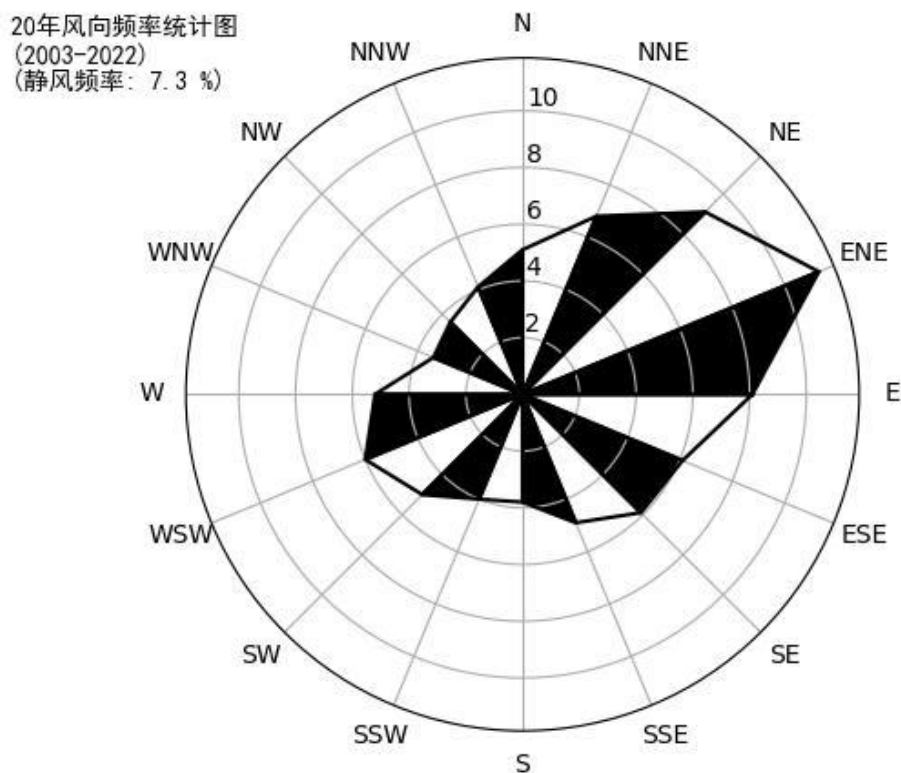


图 6.1-1 吐鲁番东坎气象站近 20 年气象数据统计风玫瑰图

(二) 吐鲁番东坎气象站评价基准年气象数据统计分析

本次评价对吐鲁番东坎气象站 2022 年逐时气象数据进行统计分析。温度、风速、风向等数据统计分析结果如下。

表 6.1-2 2022 年平均温度的月变化 (单位: $^{\circ}\text{C}$)

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
温度	-8.47	3.96	14.42	18.54	25.11	32.15	33.96	32.67	25.82	18.14	5.23	-5.80

表 6.1-3 2022 年平均风速的月变化 (单位: m/s)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速	2.3	2.7	3.0	3.4	4.5	3.6	3.3	3.2	2.6	2.8	2.7	2.0	3.0

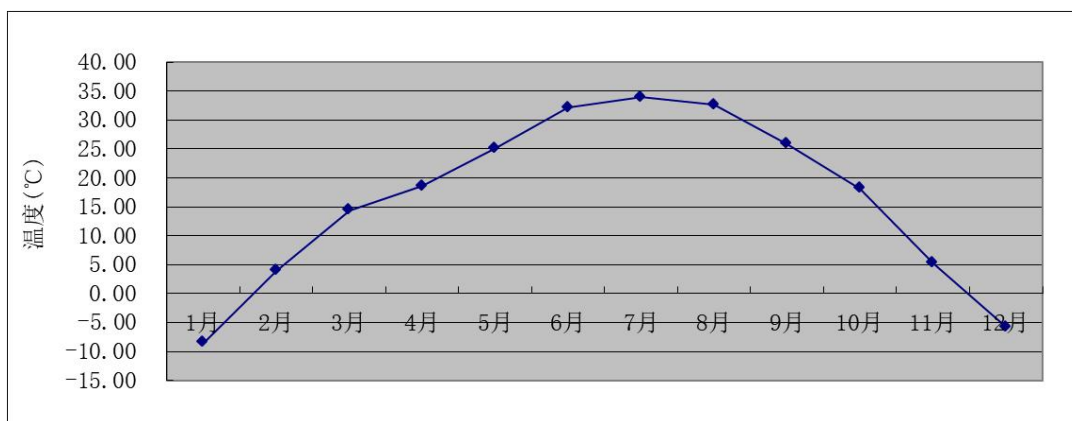


图 6.1-2 2022 年平均温度的月变化图

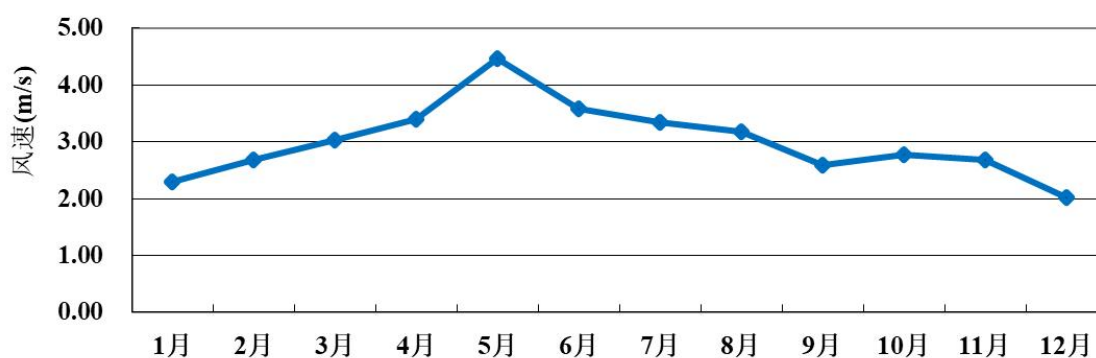


图 6.1-3 2022 年平均风速的月变化图

表 6.1-4 2022 年风频统计 单位: %

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	1.75	0.94	1.88	4.84	16.13	3.49	1.08	0.94	1.61	1.48	3.76	29.57	26.75	2.42	1.08	2.28	0.00
2月	3.72	1.64	1.93	5.65	10.42	3.13	1.79	0.89	2.38	1.04	5.95	21.28	29.02	4.32	3.42	3.13	0.30
3月	8.47	3.49	2.96	3.23	8.87	2.42	2.15	1.08	1.88	2.69	5.65	16.13	20.16	6.18	6.85	7.53	0.27
4月	6.94	3.19	4.31	5.00	14.58	2.50	1.53	1.39	1.67	2.22	2.92	11.11	19.44	5.97	7.92	9.31	0.00
5月	4.84	2.02	3.23	5.11	6.99	2.02	1.34	0.67	1.75	0.81	1.08	8.87	21.77	11.42	13.31	14.52	0.27
6月	4.86	2.92	3.33	6.67	10.69	2.78	1.53	1.25	1.67	2.08	2.64	8.33	19.86	9.31	11.25	10.83	0.00
7月	5.51	3.23	3.23	7.26	9.41	2.69	0.81	0.67	1.61	1.21	3.90	9.14	18.41	7.53	11.16	13.98	0.27
8月	6.18	2.28	5.24	6.59	7.93	1.48	1.08	0.40	1.61	1.88	1.75	7.39	29.44	10.62	8.20	7.80	0.13
9月	6.67	1.25	2.64	7.50	10.28	1.53	2.22	1.11	1.53	1.94	3.61	14.44	24.58	8.75	7.08	4.72	0.14
10月	6.18	3.23	4.17	4.97	6.05	2.42	1.75	0.94	1.34	0.67	1.88	10.22	35.08	7.39	6.59	6.59	0.54
11月	3.75	1.67	1.81	3.75	12.50	4.31	3.06	1.11	1.39	1.67	2.36	12.64	37.78	3.06	3.19	5.69	0.28
12月	2.55	1.61	0.81	2.28	15.46	4.30	0.54	0.40	0.54	1.48	3.23	19.76	40.73	3.49	0.81	1.34	0.67
全年	5.13	2.29	2.97	5.23	10.76	2.75	1.56	0.90	1.58	1.60	3.21	14.04	26.92	6.72	6.76	7.34	0.24

根据统计结果图、表可得：

(1) 2022 年平均温度为 15.4℃，温度随季节变化很大，夏季炎热、冬季寒冷，春季升温与秋季降温变化幅度大，4~9 月月平均温度高于全年平均值，其它月低于全年平均值，7 月平均温度最高，为 35.1℃，1 月平均温度最低，为-8.3℃。

(2) 2022 年平均风速为 3.0m/s，全年月平均风速与季节变化相关，5 月风速最大。

(3) 风向随季节变化较小，5 月-7 月盛行 W-NW 风，全年统计，主导风向为 W-WSW。

6.1.2 预测内容与模型参数设置

(一) 预测因子

根据本项目大气污染物的排放情况，选取有环境质量的污染物作为本项目的预测因子，确定预测因子为：SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、NMHC、H₂S、NH₃、苯并[a]芘、酚类、TSP、硫化氢、氨、苯。

(二) 预测周期

本次评价选取 2022 年为评价基准年，预测周期为连续 1 年。

(三) 预测模型及主要参数设置

本项目 3km 范围内不涉及大型水体，不存在岸边熏烟。根据评价基准年气象数据统计结果，风速≤0.5m/s 的最大持续小时为 4h，近 20 年统计的全年静风频率（风速≤0.2m/s）为 7.3%，不存在长期静小风情况。综上，本次评价采用导则推荐模型 AERMOD 模型对污染浓度进行进一步预测。

(1) 气象数据

地面气象数据选用吐鲁番东坎气象站 2022 年逐日、逐次地面观测数据。吐鲁番东坎气象站位于项目西侧约 135.6km，是与项目位置最近的气象站。高空气象数据采用中尺度气象模式 WRF 模拟数据。气象数据基本信息如下。

表 6.1-5 地面观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			东经	北纬				
吐鲁番东坎	51572	一般站	89.30560°	42.89080°	135.6	-49	2022	风向、风速、温度、总云、低云

表 6.1-6 模拟气象数据信息

模拟点坐标		相对距离/km	数据年份	模拟气象要素	模拟方式
经度	纬度				
90.26260°	42.88650°	59	2022	每天 8、20 时不同等压面上的气压、离地高度、干球温度	中尺度气象模式 WRF

(2) 地形数据

地形数据采用 csi.cgiar.org 提供的 srtm 数据，分辨率为 90m。

(3) 地表特征参数

根据项目周边 3km 范围内的地表利用现状和 AERMET 地表划分类别，项目周边土地利用类型为戈壁荒漠，区域湿度条件为干燥，划分为 1 个扇区，地表特征参数时间尺度按季节划分，具体地面特征参数如下。

表 6.1-7 扇区划分与地表特征参数

扇区	季节	地面反照率	波文比	粗糙度
0°~360° (戈壁荒漠)	春季	0.3	5	0.3
	夏季	0.28	6	0.3
	秋季	0.28	10	0.3
	冬季	0.45	10	0.15

(4) 其他参数

本次预测不考虑建筑物下洗。

(四) 预测点设置

本次评价预测的计算点包括网格点、环境空气保护目标、厂界预测点。

(1) 网格点

按照导则要求，预测网格点间距采用近密远疏法进行设置，距离厂区 5km 范围网格间距设为 100m，5~15km 的网格间距设为 250m，15~25km 的网格间距设为 500m。

(2) 环境空气保护目标

本项目评价范围内无环境空气保护目标。

(3) 厂界预测点

厂界预测点为沿项目厂界红线以 50m 间隔设置的预测计算点，评价大气环境防护距离。

(五) 预测内容和评价要求

根据本项目的污染源及评价区域相关污染源的情况设置预测情景，预测情景设置情况如下。

表 6.1-8 预测和评价内容一览表

评价对象	污染源	排放形式	预测因子	预测内容	评价内容
环境空气质量影响	新增污染源	正常排放	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NMHC、H ₂ S、NH ₃ 、苯、苯并[a]芘、酚类、TSP、	短期浓度、长期浓度	最大浓度占标率

			CO、硫化氢、氨		
	新增污染源	正常排放	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NMHC、H ₂ S、NH ₃ 、苯、苯并[a]芘、酚类、TSP、CO、硫化氢、氨	短期浓度、长期浓度	叠加环境质量现状浓度后的保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度占标率，或短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、汞及其化合物	1h 平均浓度	最大浓度占标率
厂界浓度	项目厂区内新增污染源	正常排放	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NMHC、H ₂ S、NH ₃ 、苯、苯并[a]芘、酚类、TSP、CO、硫化氢、氨	短期浓度	大气环境保护距离

(六) 污染源计算清单

本次预测的污染源本项目新增污染源正常工况、非正常工况排放情况。根据调查，评价范围内无拟建、在建项目。具体污染源参数如下。

表 6.1-9 本项目点源参数表

编号	名称	排气筒底部中心坐标 (m)		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/(m/s)	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)								
		X	Y								SO ₂	NO ₂	TSP	CO	PM ₁₀	PM _{2.5}	硫化氢	氨	汞
P1	卸煤间	448	172	246	15	0.8		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	1.432	0.716	0	0	0
P2	气化备煤 1	376	191	247	15	0.2		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.03	0.015	0	0	0
P3	气化备煤 2	376	191	247	15	0.2		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.03	0.015	0	0	0
P4	气化备煤 3	376	191	247	15	0.2		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.03	0.015	0	0	0
P5	硫回收再生塔顶排空废气	519	198	246	15	0.3		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0	0	0.0004	0.0014	0
P6	热解备煤 1	98	380	241	15	0.5		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P7	热解备煤 2	146	392	245	15	0.5		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P8	热解备煤 3	138	395	245	15	0.5		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P9	热解备煤 4	184	397	245	15	0.5		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P10	热解备煤 5	227	395	246	15	0.5		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P11	热解备煤 6	258	395	246	15	0.5		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P12	热解备煤 7	347	395	245	15	0.5		同环境温度	8000	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0

								温											
P1 3	热解备煤 8	385	409	24 4	15	0. 5		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P1 4	热风炉烟气	539	270	24 5	35	1. 5		120	800 0	正常	1.93	35.39	0	0	2.36	1.18	0	0	0
P1 5	干燥烟气	620	236	24 5	10 0	2. 5		120	800 0	正常	2.9	53.08	0	0	3.54	1.77	0	0	0
P1 6	提质煤筛分输送 1	117	205	24 7	25	0. 4		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	1.22	0.61	0	0	0
P1 7	提质煤筛分输送 2	160	222	24 8	25	0. 4		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	1.22	0.61	0	0	0
P1 8	提质煤筛分输送 3	210	222	24 9	25	0. 4		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	1.22	0.61	0	0	0
P1 9	锅炉烟气	644	328	24 4	12 0	3. 5		120	800 0	正常	20.34	16.89	0	0	4.89	2.445	0	0	0.004
P2 0	输煤系统含尘气 1	716	222	24 5	15	0. 4		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P2 1	输煤系统含尘气 2	797	234	24 5	15	0. 4		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	0.22	0.11	0	0	0
P2 2	清灰装置含尘气 1	932	212	24 5	15	0. 2		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	0
P2 3	清灰装置含尘气 2	968	224	24 5	15	0. 2		同环境气 温	800 0	正常	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	0
P2 4	非正常-干燥烟气	620	236	24 5	10 0	2. 5		120	0.5	非正 常	2.9	53.08	0	0	708	0	0	0	0
P2 5	非正常-锅炉烟气	644	328	24 4	12 0	3. 5		120	0.5	非正 常	162.18	75.048	0	0	816.42 6	0	0	0	0.0055 7

表 6.1-10 本项目面源参数表

编号	名称	面源起点 坐标/m	面源海 拔高 度	面源长 度/ m	面源宽 度/ m	与正北 向夹 角	面源有 效排 放	年排 放小 时数 /h	排放 工况	污染物排放速率/(kg/h)							
										TS P	一氧化碳 CO	苯并 a 芘 (BaP)	非甲烷总 烃	硫化 氢	氨	酚类	氰化 氢

				/m			°	高度 /m										
A1	储煤场	239	246	0	121	295	0	10	8000	正常	1.8 5	0	0	0	0	0	0	0
A2	气化逸散煤气	553	236	0	65	65	0	10	8000	正常	0	2.42	0	0	0.0065	0	0	0
A3	热解逸散煤气	129	404	0	65	65	0	12	8000	正常	0	0.66	5E-05	0.8	0.008	0.002	0	0
A4	热解油气冷凝及 焦油缓冲罐	474	123	247	40	65	0	12	8000	正常	0	0	2E-05	0.689	0.005	0.002	0.00 2	0.001
A5	提质煤场逸散粉 尘	81	203	246	61	148	0	10	8000	正常	1.1 4	0	0	0	0	0	0	0
A6	硫回收无组织	531	193	246	55	85	0	22	8000	正常	0	0	0	0	0.012	0	0	0
A7	废水处理站废气	934	419	240	200	300	0	8	8000	正常	0	0	0	0	0.0025	0.078 6	0	0

表 6.1-11 本项目火炬源参数表

编号	名称	坐标/m		底部海拔高度/ m	火炬等 效高度 /m	等效出 口内径 /m	烟气温 度/°C	等效烟 气流速 /(m/s)	年排放 小时数/h	排放工 况	火炬燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率/（kg/h）		
		X	Y								燃烧物 质	燃烧速 率/ (kg/h)	总热释 放速率/ (cal/s)	SO ₂	NO ₂	PM ₁₀
F22	非正常-火炬	1219	407	240	80	0.21	1000	20	0.5	非正常	煤气	120875	100000	96.7	88.47	5.9

（七）预测叠加环境质量现状浓度选取

本次评价基本污染物采用吐鲁番市例行监测站点 2022 年逐日监测数据，作为评价范围环境质量现状浓度。

特征污染物环境质量现状浓度采用补充监测数据，取各监测时段各污染物浓度值中的最大值作为评价范围网格点对应平均时段的环境质量现状浓度，未检出项目对贡献值做评价。

环境质量现状浓度数据详见下表。

表 6.1-12 环境质量现状背景值取值

序号	预测因子	平均时段	现状浓度取值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
1	SO_2	24h 平均	吐鲁番市长期监测站点 2022 年监测数据
		年平均	
2	NO_2	24h 平均	
		年平均	
3	NMHC	1h 平均	110
4	H_2S	1h 平均	未检出
5	NH_3	1h 平均	25
6	苯	1h 平均	未检出
7	苯并[a]芘	24h 平均	0.00095
		年平均	-
8	酚类	1h 平均	未检出

6.1.3 新增污染源贡献质量浓度预测结果与评价

在项目新增污染源正常排放情景下，预测环境空气保护目标和网格点各预测因子的短期浓度和长期浓度贡献值，根据不同平均时段浓度限值的要求，评价其最大浓度占标率。

（1） SO_2

本项目新增污染源 SO_2 贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-13 新增污染源 SO_2 贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点		最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	1	区域最大落地浓度	41.39		8.28%	达标
24h 平均	1	区域最大落地浓度	2.37		1.58%	达标
年平均	1	区域最大落地浓度	0.66		1.09%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，评价区域预测网格点最大落地 1 小时平均贡献浓度占标率为 8.28%，日均贡献浓度占标率为 1.58%，年均贡献浓度占标率为 1.09%。 SO_2 的小时平均浓度、日均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值的最

大浓度占标率均 $\leq 30\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(2) NO_2

本项目新增污染源 NO_2 贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-14 新增污染源 NO_2 贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	43.64		21.82%	达标
24h 平均	区域最大落地浓度	3.95		4.94%	达标
年平均	区域最大落地浓度	0.88		2.19%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，评价区域预测网格点最大落地小时平均贡献浓度占标率为 21.82%，日均贡献浓度占标率为 4.94%，年均贡献浓度占标率为 2.19%。

各预测点 NO_2 的小时平均浓度、日均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 30\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(3) PM_{10}

本项目新增污染源 PM_{10} 贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-15 新增污染源 PM_{10} 贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
24h 平均	区域最大落地浓度	15.44		10.29%	达标
年平均	区域最大落地浓度	3.92		5.60%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，评价区域预测网格点最大落地日均贡献浓度占标率为 10.29%，年均贡献浓度占标率为 5.60%。各预测点 PM_{10} 的日均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 30\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(4) $\text{PM}_{2.5}$

本项目新增污染源 $\text{PM}_{2.5}$ 贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-16 新增污染源 $\text{PM}_{2.5}$ 贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
24h 平均	区域最大落地浓度	7.72		10.29%	达标
年平均	区域最大落地浓度	1.96		5.60%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，预测网格点最大落地日均贡献浓度占标率为 10.29%，年均贡献浓度占标率为 5.60%。各预测点 $\text{PM}_{2.5}$ 的日均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 30\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(5) NMHC

本项目新增污染源 NMHC 贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-17 新增污染源 NMHC 贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	458.34		22.92%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，预测网格点最大落地小时平均贡献浓度占标率为 22.92%，预测点 NMHC 的小时平均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(6) H_2S

本项目新增污染源 H_2S 贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-18 新增污染源 H_2S 贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	8.07		80.74%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，预测网格点最大落地小时平均贡献浓度占标率为 80.74%，各预测点 H_2S 的小时平均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(7) NH_3

本项目新增污染源 NH_3 贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-19 新增污染源 NH_3 贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	11.48		5.74%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，预测网格点最大落地小时平均贡献浓度占标率为 5.74%，各预测点 NH_3 的小时平均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ 预测结果满足评价标准要求。

(8) 苯

本项目新增污染源苯贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-20 新增污染源苯贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	2.50		2.27%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，预测网格点最大落地小时平均贡献浓度占标率为 2.27%，各预测点苯的小时平均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(9) 苯并[a]芘

本项目新增污染源苯并[a]芘贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-21 新增污染源苯并[a]芘贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
24h 平均	区域最大落地浓度	7.20E-04		28.80%	达标
年平均	区域最大落地浓度	1.10E-04		11.00%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，预测网格点最大落地日均贡献浓度占标率为 28.80%，年均贡献浓度占标率为 11.00%。各预测点苯并[a]芘的日均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 30\%$ ，预测结果满足评价标准要求。

(10) 酚类

本项目新增污染源酚类贡献质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-22 新增污染源酚类贡献质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	28 区域最大落地浓度	19.49		97.47%	达标

从预测结果可以看出：

本项目新增污染源正常排放预测情景下，预测网格点最大落地小时平均贡献浓度占标率为 97.47%。各预测点酚类的小时平均浓度贡献值的最大浓度占标率均≤100%，预测结果满足评价标准要求。

6.1.4 区域叠加环境质量浓度预测结果与评价

在项目正常排放条件下，预测评价本项目新增污染源，叠加区域在建、拟建项目污染源和、区域削减源和环境空气质量现状浓度在网格点的不同时段平均质量浓度的达标情况。

根据调查，评价范围内无拟建、在建工矿企业项目污染源，本项目总量替代源位于评价范围以外，因此本次评价主要对项目新增污染源和空气质量现状浓度进行叠加预测分析。

(1) SO₂

区域叠加情景下，SO₂ 环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-23 区域叠加后 SO₂ 质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ (μg/m ³)	占标率	现状浓度/ (μg/m ³)	叠加后浓度/ (μg/m ³)	占标率	达标情况
24h 平均第 98 百分位数	区域最大落地浓度	1.18	0.79%	29	30.18	20.12%	达标
年均值	区域最大落地浓度	0.83	1.39%	12.25	13.08	21.81%	达标

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，预测网格点 SO₂ 的 98%保证率日均质量浓度最大占标率为 20.12%，年均质量浓度最大占标率为 21.81%。各预测点 SO₂ 的 98%保证率日均质量浓度和年平均质量浓度均满足评价标准要求。

图 6.1-8 SO₂98%保证率日均质量浓度分布图

图 6.1-9 SO₂ 年均质量浓度分布图

(2) NO₂

区域叠加情景下，NO₂ 环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-24 区域叠加后 NO₂ 质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ (μg/m ³)	占标率	现状浓度/ (μg/m ³)	叠加后浓度/ (μg/m ³)	占标率	达标情况
24h 平均第 98 百分位数	区域最大落地浓度	0.73	0.92%	58	58.73	73.42%	达标

平均时段	预测点	贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	达标情况
年均值	区域最大落地浓度	3.87	9.68%	26.08	29.95	74.88%	达标

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，预测网格点 NO_2 的 98%保证率日均质量浓度最大占标率为 73.42%，年均质量浓度最大占标率为 74.88%。各预测点 NO_2 的 98%保证率日均质量浓度和年平均质量浓度均满足评价标准要求。

图 6.1-10 NO_2 98%保证率日均质量浓度分布图

图 6.1-11 NO_2 年均质量浓度分布图

(3) NMHC

区域叠加情景下，NMHC 环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-25 区域叠加后 NMHC 质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	458.34	22.92%	110	568.34	28.42%	达标

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，预测网格点 NMHC 小时平均质量浓度最大占标率为 28.42%，各预测点 NMHC 的小时平均质量浓度满足评价标准要求。

图 6.1-12 NMHC 小时均质量浓度分布图

(4) H_2S

区域叠加情景下， H_2S 环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-26 区域叠加后 H_2S 质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	达标情况
1h 平均	28 区域最大落地浓度	8.07	80.74%	未检出	8.07	80.74%	

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，评价区域预测网格点 H_2S 的小时平均质量浓度最大占标

率为 80.74%，各预测点 H₂S 的小时平均质量浓度满足评价标准要求。

图 6.1-13 H₂S 小时平均质量浓度分布图

(5) NH₃

区域叠加情景下，NH₃ 环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-27 区域叠加后 NH₃ 质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ (μg/m ³)	占标率	现状浓度/ (μg/m ³)	叠加后浓度/ (μg/m ³)	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	11.48	5.74%	25	36.48	18.24%	达标

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，评价区域预测网格点 NH₃ 的小时平均质量浓度最大占标率为 18.24%，各预测点 NH₃ 的小时平均质量浓度满足评价标准要求。

图 6.1-14 NH₃ 小时平均质量浓度分布图

(6) 苯

区域叠加情景下，苯环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-28 区域叠加后苯质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ (μg/m ³)	占标率	现状浓度/ (μg/m ³)	叠加后浓度/ (μg/m ³)	占标率	达标情况
1h	区域最大落地浓度	2.50	2.27%	未检出	2.50	2.27%	达标

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，各预测点苯的小时平均质量浓度满足评价标准要求。

评价区域预测网格点小时平均质量浓度最大占标率为 2.27%。

图 6.1-15 苯小时平均质量浓度分布图

(7) 苯并[a]芘

区域叠加情景下，苯并[a]芘环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-29 区域叠加后苯并[a]芘质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	达标情况
24h 平均第 98 百分位数	区域最大落地浓度	7.20E-04	28.80%	9.50E-04	1.67E-03	66.80%	达标
年均值	区域最大落地浓度	1.10E-04	11.00%	-	1.10E-04	11.00%	达标

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，各预测点苯并[a]芘类的日均质量浓度和年平均质量浓度均满足评价标准要求。

评价区域预测网格点日均质量浓度最大占标率为 66.80%，年均质量浓度最大占标率为 11.00%。

图 6.1-16 苯并[a]芘日平均质量浓度分布图

图 6.1-17 苯并[a]芘年均质量浓度分布图

(6) 酚类

区域叠加情景下，酚类环境质量浓度预测结果见下表。

表 6.1-30 区域叠加后酚类质量浓度预测结果占标率分析

平均时段	预测点	贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	19.49	97.47%	未检出	19.49	97.47%	达标

从预测结果可以看出：

本项目区域叠加预测情景下，各预测点酚类的小时平均质量浓度满足评价标准要求。

评价区域预测网格点小时平均质量浓度最大占标率为 97.47%。

图 6.1-18 酚类小时平均质量浓度分布图

6.1.5 颗粒物大气环境影响可接受分析

根据环境空气质量现状调查结果，区域 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 为超标因子。

根据《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）文件，“原则同意对巴音郭楞蒙古自治州、吐鲁番市和哈密市实施环境影响评价差别化政策，新建项目可不提供颗粒物区域削减方案”；大气环境影响评价按照《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大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）的相关要求开展。

按照环办环评函〔2020〕341 号文件的内容，本项目为新建项目，故可不提供颗粒物区域削减方案。

评价根据环办环评函〔2019〕590 号文大气环境影响评价要求，分析本项目大气环境影响。本项目所在区域吐鲁番市为环境质量 $\text{PM}_{2.5}/\text{PM}_{10}$ 年均值小于 0.5 的不达标城市，大气环境影响为一级评价，相关条件分析如下：

(1) 2018 年 11 月，吐鲁番市人民政府以吐政发〔2018〕111 号文印发关于《吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》的通知；

(2) 根据大气预测结果显示：PM₁₀、PM_{2.5} 新增污染源正常排放下短期浓度贡献值最大浓度占标率≤100%，年均浓度贡献值最大占标率≤30%。

综上，本项目满足环办环评函〔2019〕590 号文中对“可认为大气环境影响可接受”的相关条件。故本项目的颗粒物大气环境影响可接受。

6.1.6 非正常工况预测结果与评价

本次评价对以下 3 种非正常工况情景下的环境空气影响进行预测：

(1) 事故工况下火炬排放

事故工况下火炬排放主要污染物 SO₂、NO₂ 的 1h 平均贡献浓度最大占标率见下表。

表 6.1-31 SO₂ 贡献质量浓度预测结果分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ (μg/m ³)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	62.64		12.53%	达标

表 6.1-32 NO₂ 贡献质量浓度预测结果分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ (μg/m ³)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	区域最大落地浓度	41.97		20.99%	达标

从预测结果可以看出：

SO₂ 在网格点的贡献浓度均满足环境质量标准的要求。

NO₂ 在网格点的贡献浓度均满足环境质量标准的要求。

(2) 锅炉烟气污染防治措施故障排放

主要污染物颗粒物、SO₂、NO₂ 的 1h 平均贡献浓度最大占标率见下表。

表 6.1-33 SO₂ 贡献质量浓度预测结果分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ (μg/m ³)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	1 区域最大落地浓度	3788.71		757.74%	

表 6.1-34 NO₂ 贡献质量浓度预测结果分析

平均时段	预测点	最大贡献值/ (μg/m ³)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	1 区域最大落地浓度	319.07		159.54%	

表 6.1-35 颗粒物贡献质量浓度预测结果分析

平均时段	预测点		最大贡献值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率	达标情况
1h 平均	1	区域最大落地浓度				

根据工程分析，装置事故工况一次的持续时间约 1h，污染物短时间内排放量大，预测结果显示预测网格点 SO_2 、 NO_2 会出现超标情况，但此类排放持续时间较短，一般不会产生持续污染或对周边人群的健康造成危害。

6.1.7 厂界浓度预测结果

计算污染物在厂界的小时平均浓度贡献最大值，见下表，可以看出各类污染物均满足厂界浓度监控限值。

表 6.1-36 厂界浓度预测结果分析

污染物	厂界预测结果		厂界监控限值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
	贡献浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率		
颗粒物			1000	达标
SO_2			500	达标
NMHC			4000	达标
H_2S			10	达标
NH_3			200	达标
苯并[a]芘			0.01	达标
HCN			24	达标
酚类			20	达标

6.1.8 环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中大气环境保护距离的要求，建设项目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，可以自厂界外设置一定范围的大气环境保护区域。

根据预测结果，本项目各项污染物厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，厂界外短期浓度值均满足环境质量标准要求，因此无需设置大气环境保护距离。

6.1.9 大气环境影响预测小结

(1) 新增污染源正常排放下 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、NMHC、 H_2S 、 NH_3 、苯、苯并[a]芘、酚类等污染物的短期浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值的最大浓度占标率均 $\leq 30\%$ 。

(2) 本项目区域叠加预测情景下，基本污染物区域达标因子 SO_2 、 NO_2 及特征污染物 NMHC、 H_2S 、 NH_3 、苯、苯并[a]芘、酚类的质量浓度均满足评价标准要求。

(3) PM₁₀、PM_{2.5}为区域环境空气质量超标因子,根据《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)文件,“原则同意对巴音郭楞蒙古自治州、吐鲁番市和哈密市实施环境影响评价差别化政策,新建项目可不提供颗粒物区域削减方案”,大气环境影响评价按照《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大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函〔2019〕590号)的相关要求开展。

本项目所在区域吐鲁番市为环境质量 PM_{2.5}/PM₁₀年均值小于 0.5 的不达标城市,吐鲁番市已发布《吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》,一级评价预测结果显示:PM₁₀、PM_{2.5}新增污染源正常排放下短期浓度贡献值最大浓度占标率≤100%,年均浓度贡献值最大占标率≤30%,因此认为本项目颗粒物大气环境影响可接受。

(4)根据预测结果,本项目各项污染物短期浓度贡献值在厂界外均满足环境质量标准要求,因此无需设置大气环境防护距离。

表 6.1-37 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目								
评价等级与范围	评价等级	一级 ☒			二级 ☐		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☒			边长=5~50km ☐		边长=5km ☐			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☒		<500t/a ☒				
	评价因子	TSP、SO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、H ₂ S、NH ₃ 、HCN、BaP、酚类、非甲烷总烃、苯			包括二次 PM _{2.5} ☒ 不包括二次 PM _{2.5} ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☒		
现状评价	评价功能区	一类区 ☐			二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2022) 年								
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐		现状补充监测 ☒			
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☒		ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐		EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐

	预测范围	边长≥50km ☒		边长 5~50km ☐	边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 (PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、NH ₃ 、苯、BaP、NMHC、酚类)		包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	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 () 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: (SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物、NMHC、H ₂ S、NH ₃ 、HCN、BaP、酚类)		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: (NMHC、H ₂ S、NH ₃ 、HCN、BaP、酚类)		监测点位数 (1)	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 : () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: () t/a	VOCs: () t/a	烟尘 () t/a

注: “□”, 填“√”; “()”为内容填写项

6.2 地表水环境影响分析

6.2.1 正常排放时地表水的影响分析价

本项目正常运行时, 产生的废水主要有热解气压缩废水、洗氨废水、有机硫水解废水、分子筛脱水废水、煤气冷凝水、热解烟气冷凝水、热解煤气水分离废水、气柜密封水、除盐废水及热力除氧器排水、锅炉排污水、循环水装置排污水; 生活污水等。除热解烟气冷凝水用于产品新型无烟煤增湿, 锅炉排污水一部分用于锅炉冲渣外, 其余废水经厂区污水站和回用水站处理后用于循环水装置补水。

本项目以粉煤综合利用为目的, 以粉煤热解制新型无烟煤产品, 并利用热解气生产 LNG、LPG、轻质化煤焦油等, 主要生产废水来自粉煤热解阶段, 属于典型焦化废水。由于本项目所使用生产工艺技术及污染防治措施均为陕西煤业化工集团神木天元化工有限公司与华陆公司合作研发, 与本工程工艺一致的陕西煤业化工集团神木天元化工有限公司 660 万吨/年粉煤分质综合利用示范项目已建成一期并投产, 本项目生产废水经处理后水质

类比天元公司污水站排放口数据见表 6.2-1。

表 6.2-1 厂区现有污水站及回用水站出水水质

时间	COD mg/L	油 mg/L	总酚 g/L	pH	氨氮 mg/L	电导 μs/cm	TDS mg/L	浊度 NTU	Cr mg/L	总硬度 mg/L	悬浮物 mg/L	总铁 mg/L
8.11	ND	——	——	6.95	0.02	115.4	57.7	0.52	17.09	ND	2	0.05
8.12	ND	——	——	5.79	0.06	108.8	54.5	0.51	15.28	3.01	2	0.05
8.13	4.52	——	——	5.72	ND	127.4	63.7	0.48	20.72	3.01	2	0.05
8.14	4.52	——	——	5.85	ND	145.4	72.7	0.69	18.9	3.01	2	0.07
8.15	ND	——	——	6.35	0.09	217	109.6	0.68	20.72	6.01	2	0.08
8.16	ND	——	——	6.3	0.03	283	141.6	0.31	20.98	4.01	1	0.06
8.17	ND	——	——	6.25	0.38	166.6	83.3	0.33	17.86	4.01	1	0.06
8.18	15.05	——	——	7.3	0.03	170.8	84.7	0.4	24.08	4.02	1	0.07
8.19	6.02	——	——	7.02	0.04	173.2	86.5	0.29	22.01	4.01	1	0.05
8.20	12.57	——	——	6.26	ND	147.9	74.2	0.24	17.87	4.01	1	0.03
8.21	3.01	——	——	6.54	0.05	141.5	70.8	0.61	17.35	5.01	2	0.05
8.22	6.02	——	——	7.11	0.02	150.6	75.2	0.69	20.98	3.01	2	0.06
8.23	10.53	——	——	6.96	0.07	128.3	64.2	0.68	16.83	4.01	2	0.03

由表 6.2-1 可见，本项目废水处理后除 pH 值个别日期偏低外，其余均满足循环水装置补水水质要求，pH 偏低的原因可能是生化段反硝化消耗碱度或 DM 膜出水碳酸盐浓度过低导致出水的缓冲能力不足，在敞开式体系中溶解大气中二氧化碳或有微量其他酸性物质进入水中，使水的 pH 值发生突跃，该种现象在水的深度除盐工艺中较为常见，特别是有离子交换工艺的除盐装置中较常见，通常采用出水加微碱性物质或惰性气体保护，在运行过程中应注意保证生化工段进水碱度大于 100mg/L，并在 DM 膜出水中加入适量微碱性物质即可解决。在保证 pH 合适的条件下，系统出水可用于循环水装置补水，做到废水资源化利用。

回用水站膜处理浓水经浓水回收后蒸发结晶。生产废水和生活污水实现“零排放”，对地表水无影响。

6.2.2 非正常排放时地表水的影响分析

本项目废水非正常排放主要为事故状态如火灾、爆炸及泄漏等紧急情况引起的废水排放。为避免废水超标排放情况的发生，本项目在厂区设置 1 个 25000m³ 的应急事故池。事故废水由废水管道收集储存于事故池内，再逐步送污水处理站进行处理。因此，本项目在非正常情况下事故条件下也能保证地表水环境不受影响。

6.2.3 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表 6.2-2。

表 6.2-2 本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和索饵场、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□	
	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☑		生态环境保护主管部门□；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	调查时期		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□		-	-
现状	评价范围	河流：长度 2km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km ²			
	评价因子	pH、COD、BOD ₅ 、SS、氨氮、石油类、氰化物、硫化物、挥发酚、苯并[a]芘、全盐量			

工作内容		自查项目	
评价	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（）km ²	
	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 ☐	
	预测情景	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 ☐	
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ ；导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐	
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐	
	水环境影响评价	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 ☐	

工作内容		自查项目					
	污染源排放量核算	污染物名称		排放量/(t/a)		排放浓度/(mg/L)	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)	
		()	()	()	()	()	
	生态流量确定	生态流量：一般水期 () m³/s；鱼类繁殖期 () m³/s；其他 () m³/s 生态水位：一般水期 () m；鱼类繁殖期 () m；其他 () m					
防治措施	环保措施	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□					
	监测计划	环境质量		污染源			
		监测方式	手动☑；自动□；无监测□		手动☑；自动□；无监测□		
		监测点位	雨水排放口		回用水池		
		监测因子	COD _{Cr} 、氨氮		pH、COD _{Cr} 、氨氮、挥发酚、氰化物、硫化物、石油类、SS、流量		
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							

6.3 运营期地下水环境影响预测

6.3.1 区域水环境条件调查分析

(1) 地下水形成条件

项目位于吐鲁番盆地内。吐鲁番盆地是东天山中的一个十分封闭的山间盆地，其北面的博格达山山前出现山麓褶皱带，由中生界和新生界陆相沉积的杂岩石层组成，大多数以背斜构造的形式出现，盆地中部是火焰山褶皱带，由一系列走向为北西西——南东东的背斜构造组成，在火焰山褶皱带和博格达山褶皱带之间是个大向斜，其上沉积了巨厚的第四系松散沉积层，其地貌垂直分带景观发育较为完全，鄯善县北部，自北部博格达山及南部火焰山之间，依次发育着中低山、低山、丘陵、山前倾斜平原及南部丘陵地带。

吐鲁番盆地是由侏罗系火山碎屑岩和华力西期花岗岩组成盆地基底，其上部为第三系碎屑岩地层，表层均覆盖第四系河湖相沉积物。项目位于盆地南部觉罗塔格山以北的凹陷内。

(2) 地下水赋存及分布

大部分地带有第四系孔隙潜水，在整个盆地内(除基底隆起带外)分布有中生界侏罗系和第三系砂岩碎屑岩类裂隙孔水裂隙水。盆地南部觉罗塔格山山势低矮，无固体冰川资源，极度干旱区的气象水文要素决定其是贫水区。

①第四系孔隙潜水

分布在鄯善县—七克台以北，为水量丰富区，单井涌水量大于 1000 吨/日，靠近鄯善县地区单井涌水量为 100-1000t/d，矿化度小于 1g/l，多属 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ — $\text{Ca} \cdot \text{Na}$ 型水，岩性主要是卵砾石、砂砾石和亚砂土。在倾斜平原前缘，火焰山以北一带，第四纪堆积物由单一的卵砾石变为多层砂砾石与粘质土互层及砂与粘质土互层的结构，出现双层结构的含水层。在火焰山一带，由于库木塔格沙漠下伏第三系和中生界岩层隆起阻挡，地下水位升高，潜水以泉沟和沼泽的形式向南排泄，从北向南，含水层岩性粒度由粗变细，渗透系数由强变弱。

分布在七克台以南地带，由于火焰山阻水及中新生代隆起构造作用，对该区地下水补给有一定影响，但因沟谷发育，相对有补给来源，含水层岩性多为砂砾石、含土砂砾石，大部分地段为中等富水区，单井涌水量 100-1000t/d，部分地段为贫水区，单井涌水量 10-100t/d。

②碎屑岩类裂隙孔隙水

新、老第三系及中生界地层，在博格达山南麓，火焰山一带均有出露，不少地区被第四系沉积物覆盖。由于构造尤其是新构造运动的影响，隆起、褶皱的不利地质构造条件，不利于地下水形成的补给条件，以及岩层富含石膏、可溶盐类，则成为该区裂隙孔隙水水量贫乏，单井涌水量一般小于 10 吨/日，矿化度大于 3g/l。

③基岩裂隙水

主要分布在博格达山南坡，多为晚古生界火山碎屑岩与火山岩以及不发育的碳酸盐岩类物质交互成层，构成综合岩体，该区单井涌水量小于 10 吨/日，矿化度大于 10g/l，为 Cl·SO₄-Na 型水。

(3) 补给、径流、排泄条件

吐鲁番盆地的地下水主要来自山区河水的入渗，由于特殊的地形地貌、地质构造，使地下水经过三次转化，最后排入艾丁湖。

①补给

大气降水入渗补给：降水入渗补给量不是平原区地下水主要的补给来源，占地下水总补给量的比例非常小。降水入渗补给量受降水特征、包气带岩性和结构特征、以及地下水位埋深等因素的影响。降水入渗多集中在北部博格达山、西部天格尔峰、南部库木塔格山山前一带，补给方式多为暴雨形成的洪水在山前戈壁滩上渗入补给地下水。

现代河流出山口地下潜流的侧向径流补给：盆地北部的博格达山、西部的天格尔峰、南部的库木塔格山等山区中的主要河流出山口顺沉积方向，含水层岩性为冲洪积形成的卵石、砾石及中粗砂，地貌上呈扇状结构，各河流形成的冲洪积扇构成了山前冲洪积扇群。冲洪积扇透水性强，侧向潜流补给条件极佳，是接受山区河谷潜流补给的主要地段。本次勘查工作在没有修建山区拦河水库的黑沟河谷、大河沿河谷、阿拉沟河谷、乌斯通沟河谷、苏贝希沟等 5 条沟中施工了勘探孔，勘探结果证明河谷中地下水非常丰富，构成了平原区地下水强大的补给来源之一，基本代表了天然条件下山区河谷潜流的真实情况。

河道渗漏补给：对于没有修建水库和引水渠的山区河流，河水进入盆地平原区河道，通过河道渗漏补给地下水。对于修建有引水工程的河流，除部分引水外，还有一部分（包括非灌溉期的河流量）泄于平原区河道渗漏补给地下水。

②径流

吐鲁番北盆地地下水径流方向为由北至南，在以火焰山葡萄沟、胜金沟、吐峪沟、连木沁沟、树柏沟等的发源处为中心形成汇流区并溢出地表形成泉集河。盐山与火焰山之间的吐鲁番构造缺口是北盆地地下水的主要汇流通道，北部地下水通过该通道进入南盆地。随着地下水的开采利用增加，在北盆地的绿洲带渐渐形成降落漏斗。

吐鲁番北盆地的地下水流入南盆地后向艾丁湖和以艾丁湖为中心的地下水浅埋区汇流。南盆地的南部山区降水稀少，只有暴雨形成的洪水才对地下水形成有意义的补给，因此南部觉罗塔格山山前洪积扇地下水不会形成向艾丁湖的径流。地下水的径流主要形成于艾丁湖的西部、北部、东部三个地区。

③排泄

天然状态下，盆地平原区浅层地下水的排泄方式主要是潜水蒸发、人工开采、泉水排泄。

潜水蒸发：浅层地下水的蒸发排泄量，取决于地下水的埋藏深度、地下水水位以上地层的岩性。天然条件下，该区浅层水埋藏深度总的特征是从山前平原向火焰山方向（北盆地）和向艾丁湖方向由深变浅（南盆地）。北盆地以大面积分布的、水位埋深超过 5m 的砂砾石为主，几乎不存在蒸发，沿盐山、火焰山北麓分布的水位埋深小于 5m 的细土带分布面积则非常小，虽有蒸发，但蒸发量很小。南盆地的艾丁湖是吐鲁番盆地地表水和地下水的汇集地，在环艾丁湖地区，细颗粒地层分布面积非常广泛：西部到伊拉湖乡，北部到近火焰山山前，东部靠近库木塔格沙漠区。细颗粒地层分布区地下水位埋藏小于 5m 区的面积较大，故潜水蒸发量较大，主要集中于春、夏和秋季。由于地下水的长期蒸发，盐份富积于地表，在环艾丁湖附近一带形成结晶的芒硝、盐碱地等。

人工开采：早期开采地下水的方式主要是坎儿井，后来渐渐形成地下水井方式开采地下水。

泉水排泄：吐鲁番盆地的泉大多分布在北盆地，形成两条东西向的泉水溢出带。一条分布于博格达山山区和平原的交界地带，另一条沿着盐山-火焰山的北缘分布。

（4）地下水动态特征

吐鲁番盆地地下水水位年内变化主要表现出受人工开采活动的影响，特别是农业灌溉等活动。地下水位主要表现出：1~3 月份农业灌溉用水量较小，地下水位逐渐回升，在 3 月份水位达到最大值；4~8 月份正处于农业用水的旺季，开采量大幅度增加，地下水位呈下降态势。并且随作物灌水量的不断增加，下降速率逐渐增大；9~10 月份作物灌水量减少，但地下水位仍然呈不断下降的趋势。10~12 月份地下水停止开采，地下水位缓慢回升。到 10 月以后虽开采量减少，但补给量仍然不能填补夏、秋两季损失的地下水量，使得地下水埋深年末始终大于年初，连年下降。

6.3.2 评价区水文地质条件

（1）地下水类型

根据含水介质和地下水性质划分，调查评价内地下水类型有两类：松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类孔隙裂隙水。

松散岩类孔隙潜水主要分布在火焰山以南的山前倾斜平原洪积砂砾石中，碎屑岩类孔隙裂隙水分布于第三系及中生界泥岩、砂岩中。

（2）含水层富水性

①松散岩类孔隙含水层

受控于搬运能力及沉积物质来源的不同，含水层富水性也不尽相同。依据抽水试验资料，统一换算成 10 寸口径、5m 降深时的涌水量，据表 6.3-1 进行富水性的划分。

表 6.3-1 含水层的富水性级别划分

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏
单井涌水量	>5000	1000~5000	100~1000	10~100	1~10

根据搜集的历史资料，评价区内富水程度属贫乏。冲洪积扇下部孔隙潜水含水层岩性主要是含土砂砾石，地层厚度 25~60m，分选和磨圆都较差，地下水埋深 0~16m。据 SK4、SK6 资料，含水层岩性为 Q_{3-4}^{pl} 含土砂砾石组成，渗透系数在 0.014m/d-0.83m/d，水化学类型为 $Cl \cdot SO_4-Na$ 型水，矿化度在 3g/L~4g/L。

综上所述，评价区内的潜水主要分布于库木塔格沙垄以北及以东的冲洪积平原上。含水层岩性为含土砂砾石。

②碎屑岩类孔隙裂隙水

基本不含水或隔水的碎屑岩组：东部以及西南部的中更新统洪积物，由于下伏第三系的抬升，导致缺少补给来源，水量贫乏，水质较差，水化学类型为 Cl-Na 型水，矿化度多见大于 10~40g/L。

（3）补径排条件

补给：评价区降水稀少，蒸发强烈、空气干燥的气象条件，对地下水的形成极其不利。大气降水对地下水的补给微弱，对地下水的形成意义不大，这里不予考虑。地下水的补给来源主要是地下水的侧向流入补给。评价区主要的侧向流入补给来源：评价区西部库木塔格沙漠与火焰山之间的径流通道，位于火焰山的 4 处沟谷。沟口宽度 430m—2000m，海拔高度在 450m—550m 之间。地下水补给来源主要为西部的地下水侧向流入补给，其次为火焰山沟谷潜流量补给。

径流：地下水总体流向为由西北向东南，由于评价区为一处断块凹陷洼地，造成区内地下水运动方向多变，来自北部的地下水受隆起构造的阻挡，只能沿隆起之间的凹陷带径流，由缺口处向南侧向流入评价区。

排泄：区内地下水的排泄途径主要有：地下水的蒸发、侧向流出。

（4）地下水动态特征

评价区地下水动态类型为径流-蒸发型，地下水接受侧向流入的补给，消耗于蒸发。

（5）地下水化学特征

评价区地下水主要来源于火焰山西北部的地下水侧向迳流补给。火焰山沟谷中的地下水在径流过程中与第三系泥岩、砂岩发生离子交换，地下水的矿化度增高，水质由西北向东南逐渐变差。在调查评价区南部与构造隆起的第三系接触地带形成近南北向条带状的排泄带。区域地下水流向总体为自西北向东南。地层粒度由粗变细，地下水化学特征表现为盐分逐渐富集，Cl⁻增多、水质逐渐变差的过程。这是本地区地下水水化学特征变化的主要基本规律。水化学类型以 Cl⁻·SO₄²⁻-Na（或 Na·Ca 或 Na·Ca·Mg）型水为主。

6.3.3 地下水环境影响预测与评价

1、地下水污染途径

本项目废水包括煤气化单元煤气冷凝水、煤热解单元干燥冷凝水、热解煤气水分离水、酚氨回收废水、LNG 单元热解气压缩废水、洗氨废水、有机硫水解

废水、分子筛脱水废水、气柜密封水排水、锅炉排水、除盐水处理站排水、循环水排水、生活污水等。其中煤气冷凝水、热解煤气水分离水、热解气压缩废水、分子筛脱水废水、气柜密封水排水、生活污水等排入厂区污水处理站处理，其余排水分质分级利用。

废水在输送处理等过程中可能产生跑、冒、滴、漏等现象，在没有防渗措施的情况下，可能产生连续或间歇性入渗污染，并通过径流污染流场下游的地下水。因此，本项目地下水的污染途径主要以连续或间歇性入渗和径流污染为主。主要过程为：池体或罐体等泄漏产生的污染物，当不采取措施或措施不当时，泄漏的污染物在重力作用下从地表逐步渗入地下，并造成局部的地下水环境受到污染，泄漏的污染物随地下水的流动不断扩散，后导致地下水污染范围不断扩大。

（1）正常状况地下水污染途径

在正常状况下，煤气化装置区、煤热解装置区、酚氨装置区、LNG 装置区、储罐区、污水处理站、除盐水处理站、循环水系统等按照项目可行性研究报告和设计文件中的有关水环境保护要求进行防渗设计和施工，并达到《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的防渗要求。在此防渗措施下，渗漏量极微，从源头上控制了对地下水环境的污染。因此，可不考虑在正常状况下对地下水环境的影响，其污染途径可忽略不计。

（2）非正常状况下地下水污染途径

非正常状况是指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。针对本项目来说主要是指在项目生产运行期间各污染源由于防渗系统或管道连接等老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计时造成污染物质泄漏，从而对地下水环境造成影响的情况。

2、地下水环境影响预测与评价

污水处理站调节池防渗层发生破损导致废水泄露、油类物质储罐泄露：

（1）基本情况

预测分区：污水处理站调节池、油类物质储罐区；

预测层位：第四系松散岩类孔隙水含水层；

预测因子：以地下水 III 类水质标准为基准，污水站选取排放浓度占标率最

高的特征污染物为预测因子；油类物质储罐区选石油类；

预测时段：选取可能产生地下水污染的关键时段，污染发生后 100d、1000d。

(2) 预测情景设计

污水处理站调节池池体和池壁发生破损，导致废水通过裂口渗入地下影响地下水水质。油类物质储罐发生泄露，同时罐区防渗层破损，导致油类物质通过裂口渗入地下影响地下水水质。

首先将污水水质与地下水 III 类水质标准进行比对，见表 6.3-2，筛选预测因子，在此基础上结合泄漏源强、场地地形地质与水文地质特征、气象与气候条件等预测与分析污水处理站调节池泄漏可能对地下水造成的污染影响。

表 6.3-2 污水水质比对结果 (mg/L)

项目	污水水质	III类水标准限值	占比 (%)
COD	3500	3	1167
氨氮	120	0.5	240
BOD ₅	500	4	125
挥发酚	400	0.002	200000
氰化物	20	0.05	400
SS	100	20	5
石油类	50	10	5
硫化物	50	≤0.02	2500
总氮	200	1	200

根据表 6.3-2, 选取占比最大的挥发酚作为污水处理站调节池废水特征污染物，挥发酚浓度为 400mg/L。

(3) 预测方法

为了揭示污染物进入地下水体后，地下水质的时空变化规律，将污染场地地下水污染物的溶质迁移问题概化为污染物连续注入的一端定浓度的一维水动力弥散问题。污染物迁移的起始位置为污染源处——污水处理站调节池和油类物质储罐区。

预测按最不利的情况设计情景，污水处理站调节池废水、罐区泄漏的油类物质直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染物浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污染物渗漏对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

由于收集及调查的水文地质资料有限,因此在模型计算中,对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑,对模型中的各项参数均予以保守性估计,主要原因为:①地下水中污染物运移过程十分复杂,不仅受对流、弥散作用的影响,同时受到物理、化学、微生物作用的影响,这些作用通常在一定程度上造成污染物浓度的衰减;而且目前对这些反应参数的确定还没有较为有效的方法。②此方法作为保守性估计,即假定污染物在地下运移过程中,不与含水层介质发生作用或反应,这样的污染质通常被称为是保守型污染质,计算按保守性计算,可估计污染源最大程度上对地下水水质的影响。③保守计算符合工程设计的理念。

解析模型

项目拟建厂区位于吐鲁番盆地南部觉罗塔格山以北的凹陷内,地势较为平坦,潜水流向基本呈延地形向下游方向径流的线状特征;污水处理站调节池和油罐区的渗漏过程,在区域上可假定为定浓度的渗漏点。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求,结合区域水文地质条件和潜在污染源特征,地下水环境影响预测采用一维半无限长多孔介质定浓度边界模型。其公式为:

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

式中: x —距注入点的距离; m;

t —时间, d;

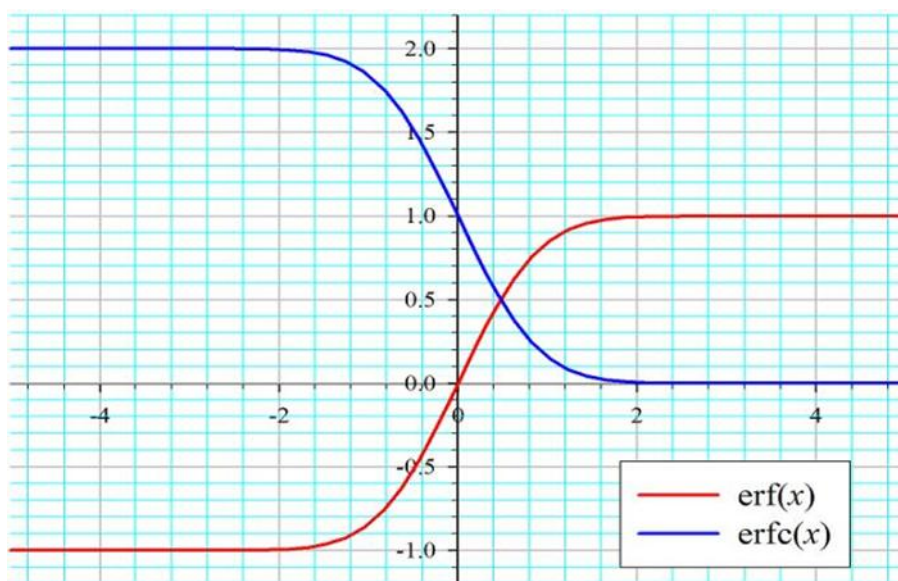
C — t 时刻 x 处的示踪剂浓度, mg/L;

C_0 —注入的示踪剂浓度, mg/L;

u —水流速度, m/d;

D_L —纵向弥散系数, m²/d;

$\operatorname{erfc}()$ —余误差函数(可查《水文地质手册》获得或据下图查得)。



余误差函数图

②模型参数

根据区域内水文地质勘察资料及《水文地质手册》等资料，本次水质预测模型所需水文地质参数一览表见表 6.3-3。

表 6.3-3 水质预测模型所需水文地质参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.01m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据水文地质资料只中抽水试验成果，区内径向渗透系数为 0.014m/d-0.83m/d，本次预测保守起见，取大者 0.83m/d；水力坡度取 2‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.1m ² /d	$D_L=\alpha_L u$ ， α_L 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》（李国敏、陈崇希）中孔隙介质数值模型的 $\lg\alpha_L-\lg L$ ，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	22%	根据《水文地质手册》（中国地质调查局）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，砂砾石、含土砂砾石孔隙度为 0.27，而根据以往生产中经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.27\times0.8=0.22$ 。

（4）水质污染源强特征

污染物迁移的起始位置为污染源处，污染影响预测情景为污水处理站调节池渗漏和油类物质储罐渗漏造成污染物下渗。

①情景分析

非正常状况下，污水处理站调节池发生破损，污水下渗进入地下水造成污染影响。非正常状况下，油类物质储罐发生泄露，同时罐区防渗层破损，油类物质下渗进入地下水造成污染影响。

②排放源强

本项目污水处理站设 1 座调节池，规格为长×宽×高=10m×6m×4m，池体为钢筋混凝土结构。在正常状况下，参考《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141-2008）中关于满水试验验收的要求，钢筋混凝土池体满水试验验收标准为 2.0L/m²·d。本次评价假设项目在非正常状况下污水处理站调节池由于地面沉降或地下水、废水对池体的腐蚀等多种因素影响下，出现防渗层破裂情况，破裂程度引起的地下水渗漏量按照验收标准的 10 倍计算。调节池位于地下，发生渗漏后难以发现，因此，调节池渗漏概化为连续注入。非正常状况下的渗漏源强可设置为：污水处理站调节池池底+池壁面积为 188m²，防渗失效面积按 1%计算，渗透强度按 20L/（m²·d）计算，则渗漏量 37.6L/d。将污水水质与地下水Ⅲ类水质标准进行比对，选取占比最大的挥发酚作为特征污染因子进行预测。

本次评价假设项目在非正常状况下油类物质储罐发生泄露，同时罐区防渗层出现破裂情况。储罐发生破裂及防渗层出现破损的位置均位于罐底，发生渗漏后难以发现，因此，油类物质渗漏概化为连续注入。非正常状况下的渗漏源强可设置为：考虑最大的油类物质储罐发生泄露，储罐截面积 441m²，泄露及防渗失效面积按 1%计算，渗透强度按 20L/（m²·d）计算，则渗漏量 88.2L/d。最终确定污染源强见下表：

表 6.3-4 解析预测污染源强

装置	来源	污染因子	泄漏水量（L/d）	浓度（mg/L）
污水处理站调节池	污水	挥发酚	37.6	400
油类物质储罐	油类物质渗漏	石油类	88.2	900000

（5）预测结果与评价

分别预测污水处理站调节池和油类物质储罐渗漏后，特征污染物挥发酚、石油类在污染源下游的分布情况。将各项参数代入所建立的解析数学模型中，对模型进行试算求解，预测结果见表 6.3-5、表 6.3-6。

表 6.3-5 污水渗漏 100d 污染源下游地下水中污染物浓度变化

序号	距离 (m)	峰值 (mg/L)		时间点 (d)	备注
		挥发酚	石油类		
1	0	400	900000	100	地下水III类水质标准值 挥发酚 0.002mg/L 石油类无对应地下水标准， 区域背景值 0.01mg/L
2	50	239.9795	539953.8572		
3	100	99.6847	224290.5960		
4	150	27.3667	61574.9837		
5	200	4.8273	10861.3907		
6	250	0.5377	1209.8441		
7	300	0.0374	84.1705		
8	350	0.0016	3.6310		
9	400	0.0000	0.0966		
10	450	0.0000	0.0016		
11	500	0.0000	0.0000		

表 6.3-6 污水渗漏 1000d 污染源下游地下水中污染物浓度变化

序号	距离 (m)	峰值 (mg/L)		时间点 (d)	备注
		挥发酚	石油类		
1	0	400	900000	1000	地下水III类水质标准值 挥发酚 0.002mg/L 石油类无对应地下水标准， 区域背景值 0.01mg/L
2	100	363.4262	817708.8415		
3	200	300.6643	676494.5723		
4	300	220.4757	496070.4211		
5	400	140.3284	315738.8638		
6	500	76.3447	171775.5797		
7	600	35.1181	79015.6424		
8	700	13.5537	30495.8468		
9	800	4.3650	9821.2069		
10	900	1.1684	2628.8555		
11	1000	0.2592	583.1527		
12	1100	0.0475	106.9707		
13	1200	0.0072	16.1991		
14	1300	0.0009	2.0226		
15	1400	0.0001	0.2080		
16	1500	0.0000	0.0176		
17	1600		0.0012		
18	1700		0.0001		
19	1800		0.0000		
20	1900		0.0000		
21	2000		0.0000		

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏 100d 挥发酚下游最大迁移距离约为 400m，达标距离约为 350m；泄漏 1000d 挥发酚下游最大迁移距离约为 1500m，达标距离约为 1300m。泄漏 100d 石油类下游最大迁移距离约为 500m，达到区域背景浓度距离约为 450m；泄漏 1000d 石油类下游最大迁移距离约为 1800m，达到区域背景浓度距离约为 1600m。在预测期间，随着距离的增加，污染物的浓度呈减小的趋势；随着泄漏时间的增加，污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大。

在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响较小，企业应加强工程质量控制、施工期施工质量及运营期管理，做好设备、阀门、管线的防渗和防漏处理，最大程度地确保高质量施工和运营期管理，加强设施的维护和管理，减少废水渗漏，落实地下水及土壤污染防控，加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

综上，在非正常状况下，由于项目区周边地下水循环条件较差，因此，泄露对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，企业应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行环境管理、污染防控，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

项目区周边无地下水保护目标，根据预测结果分析可知，正常状况下，污染物从源头和末端均得到控制，污染物污染地下水的可能性很小；在假定的非正常状况下，泄漏废水污染物在模拟期内对地下水产生一定的影响。

综合以上分析，在假定的非正常状况下，泄漏废水在局部区域对浅层地下水产生了一定的影响，在采取严格防渗措施的前提下，项目建设对地下水的影响是可以接受的。

6.4 声环境影响预测与评价

按照《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价工作等级划分依据，本项目所在地的声环境功能区涉及《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的3类区域；厂界外200m范围内无声环境敏感目标，故不涉及项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量问题。因此，本项目声环境影响评价工作等级确定为三级。

6.4.1 预测模型

根据项目建设内容及《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）的要求，项目环评采用的模型为《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4.2021)附录A（规范性附录）户外声传播的衰减和附录B（规范性附录）中“B.1 工业噪声预测计算模型”。

6.4.2 预测参数

（1）噪声源强

项目在生产过程中产生的噪声主要源自本项目噪声源主要来自煤储运、热解、气化、酚氨回收、硫磺回收、液化天然气LNG等工艺过程，这些设备产生的噪声声级一般在75dB以上。项目产生噪声的噪声源强调查清单见表6.4-3、表6.4-4。

（2）基础数据

项目噪声环境影响预测基础数据见表6.4-1。

表 6.4-1 项目噪声环境影响预测基础数据表

序号	名称	单位	数据	备注
1	年平均风速	m/s	2.1	
2	主导风向	/	东风	
3	年平均气温	°C	12.8	
4	年平均相对湿度	%	43	
5	大气压强	atm	1	

声源和预测点间的地形、高差、障碍物、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况（如草地、水面、水泥地面、土质地面等）根据现场踏勘、项目总平面图等，并结合卫星图片地理信息数据确定，数据精度为1m。

厂界西南角坐标为（180，276），厂界东北角坐标为（1035，630）。

表 6.4-1 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	车间/工段	声源名称	空间相对位置/m			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声功率级/dB (A)		
1	热解	备煤除尘器风机	210	450	2	75	基础减振、消声、隔声罩	连续
2			270	450	2	75		
3			300	450	2	75		
4			360	450	2	75		
5			420	450	2	75		
6			450	450	2	75		
7			510	450	2	75		
8			570	450	2	75		
9		热风炉助燃风机	220	670	1.5	75	基础减振、消声、隔声罩	连续
10			265	670	1.5	75		
11			310	670	1.5	75		
12			355	670	1.5	75		
13			400	670	1.5	75		
14			445	670	1.5	75		
15			490	670	1.5	75		
16			535	670	1.5	75		
17		烟气循环风机	220	515	1.5	75	基础减振、消声、隔声罩	连续
18			260	515	1.5	75		
19			310	515	1.5	75		
20			350	515	1.5	75		
21			400	515	1.5	75		
22			440	515	1.5	75		
23			490	515	1.5	75		
24			530	515	1.5	75		
25		干燥烟气风机	220	505	1.5	75	基础减振、消声、隔声罩	连续
26			260	505	1.5	75		
27			310	505	1.5	75		
28			350	505	1.5	75		
29			400	505	1.5	75		
30			440	505	1.5	75		
31			490	505	1.5	75		
32			530	505	1.5	75		
33		冷却风机	220	545	2	75	基础减振、消声、隔声罩	连续
34			260	545	2	75		
35			310	545	2	75		

36			350	545	2	75		
37			400	545	2	75		
38			440	545	2	75		
39			490	545	2	75		
40			530	545	2	75		
41		热解煤气风机	220	525	2	75	基础减振、消声、隔声罩	连续
42			260	525	2	75		
43			310	525	2	75		
44			350	525	2	75		
45			400	525	2	75		
46			440	525	2	75		
47			490	525	2	75		
48			530	525	2	75		
49		提质煤输送除尘风机	220	530	2	75	基础减振、消声、隔声罩	连续
50			265	530	2	75		
51			310	530	2	75		
52			355	530	2	75		
53			400	530	2	75		
54			445	530	2	75		
55			490	530	2	75		
56			535	530	2	75		
57		风机逆流冷却塔	875	305	-1	80	基础减振、消声	连续
58		BAF 反冲泵	780	550	-1	65	半地下、基础减振、隔声罩	连续
59		蒸发器进料泵	800	550	-1	65	半地下、基础减振、隔声罩	连续

表 6.4-2 工业企业噪声源强调查清单（室内声源）

序号	车间/工段	声源名称	声源源强 dB (A)	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离	室内边界声级/dB (A)	运行时段	建筑物插入损失/dB (A)	建筑物外噪声	
					X	Y	Z					声压级 dB (A)	建筑物外距离 (m)
1	煤炭储运	卸煤除尘器风机	95- 100	采用低噪声设备、隔声、基础减振、备煤间厂房隔声	590	368	2.5	3	73	连续	20	53	1
2		进场输送风机	95- 100		565	368	2.5	3	73	连续	20	53	1
3	气化	煤气风机	95- 100	采用低噪声设备、隔声、基础减振、厂房隔声	645	310	2.5	10	63	连续	20	43	1
4		燃气加压机	95- 100		645	350	2.5	10	63	连续	20	43	1
5		燃气净化液泵	75-80		720	300	1.0	5	49	连续	20	29	1
6	空分	空气透平压缩机	95- 100	采用低噪声设备、隔声、基	785	450	2.0	6	67	连续	20	47	1

7	热解	增压透平膨胀机	95- 100	础减振、厂房隔声	795	450	2.0	3	73	连续	20	53	1		
8		干燥水泵	75-80		225	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
9					255	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
10					315	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
11					345	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
12					405	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
13					435	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
14					495	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
15					525	545	1.0	2	56	连续	20	36	1		
16		焦油循环泵	75-80		225	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
17					255	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
18					315	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
19					345	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
20					405	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
21					435	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
22					495	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
23					525	550	1.0	2	56	连续	20	36	1		
24		污水泵	75-80		225	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
25					255	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
26					315	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
27					345	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
28					405	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
29					435	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
30					495	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
31					525	565	1.0	2	56	连续	20	36	1		
32		LNG单元	螺杆压缩机		95-100	采用低噪声设备、隔声、基础减振、厂房隔声	655	300	2.0	5	69	连续	20	49	1
33			原料气接力压缩机		95-100		635	295	2.0	5	69	连续	20	49	1
34			LNG泵		95-100		720	360	2.0	5	69	连续	20	49	1
35			混烃泵		95-100		720	340	2.0	5	69	连续	20	49	1
36			净化液泵		75-80		720	325	2.0	5	49	连续	20	29	1
37			混合冷剂压缩机		95-100		665	320	2.0	5	69	连续	20	49	1
38	氮气循环压缩机		95-100	638	318		2.0	10	63	连续	20	43	1		
39	BOG 压缩机		95-100	695	350		2.0	10	63	连续	20	43	1		
40	硫磺回收单元	鼓风机	90-100	采用低噪声设备、隔声、基础减振、厂房隔声	640	465	1.5	15	53	连续	20	33	1		
41		液泵	75-80		635	455	1.5	5	49	连续	20	29	1		

42	锅炉房及 脱硫脱硝	鼓风机	95-100	采用低噪声设备、隔声、基 础减振、厂房隔声	715	490	3.0	5	69	连续	20	49	1
43		循环水泵	75-80		720	530	1.0	5	49	连续	20	29	1
44		补水泵	75-80		725	530	1.0	5	49	连续	20	29	1
45		还原剂输送泵	75-80		660	535	1.0	5	49	连续	20	29	1
46		脱硝液泵	75-80		640	505	2.0	5	49	连续	20	29	1
47		引风机	95-100		720	490	3.0	10	63	连续	20	43	1
48	给水增压 泵房	增压泵	75-80	采用低噪声设备、隔声、基 础减振、厂房隔声	935	455	0.5	5	49	连续	20	29	1
49	除盐车站	各水泵	75-80	采用低噪声设备、隔声、基 础减振、厂房隔声	695	575	0.5	3	53	连续	20	33	1
50		除碳风机	95-100		755	570	1.0	3	73	连续	20	53	1
51	污水站及 回用水站	曝气风机	95- 100	采用低噪声设备、隔声、基 础减振、厂房隔声	865	590	2.0	3	73	连续	20	53	1
52		各水泵	70-80		865	525	1.0	3	48	连续	20	28	1

6.4.3 预测结果

通过预测模型计算，项目厂界噪声贡献值预测结果与达标分析见表 6.4-3。

表 6.4-3 厂界噪声预测结果与达标分析表

预测方位	空间相对位置/m			时段	贡献值 (dB(A))	标准限值 (dB(A))	达标情况
	X	Y	Z				
东侧	1038	430	1.2	昼间	44.3	65	达标
	1038	430	1.2	夜间	38.2	55	达标
南侧	590	250	1.2	昼间	45.2	65	达标
	590	250	1.2	夜间	39.2	55	达标
西侧	158	445	1.2	昼间	44.8	65	达标
	158	445	1.2	夜间	38.8	55	达标
北侧	580	655	1.2	昼间	43.5	65	达标
	580	655	1.2	夜间	37.6	55	达标

由上表可知，正常工况下，项目厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348.2008) 3 类标准。

6.4.4 噪声污染防治措施

本项目噪声治理主要从选用低噪声设备、加强传播途径控制等方面进行。首先选用低噪声设备，从噪声源头控制噪声产生强度；其次加强噪声传播途径控制，将主要产噪设备尽可能室内布置，设置隔音间，并安装防振、减振、消声等材料；第三，加强厂区绿化措施，降低噪声的传播。

(1) 装置区噪声防护措施

1) 对运行噪声较大且无法控制产生噪声的设备，要将其安装在封闭厂房或室内，如不能达到标准要求，应采取有效的隔声降噪措施，如在空压机进出口等处加装消声器，消声量不小于 20dB(A)。

2) 对空压机等大型产噪设备，由于设备产生噪声声压级强，厂房大部分空间贯通，并且有些部位因生产工艺要求在设备上无法采取隔、吸、消音处理措施，会对操作人员产生长期有害影响。因此，设计时，在操作人员较多的场所，设集中的隔声控制室，流动值班工作人员佩戴耳塞或耳罩，对建筑物、围护物的门外、外窗要求做隔声型或设双层，减少室内噪声传至室外。

3) 所有转动机械部位加装减振固肋装置，减轻振动引起的噪声。各种泵的进、出口均采用减振软接头，以减少泵的振动和噪声经管道传播。

(2) 各种机电产品噪声要求

首先从设备选型入手，从声源上控制噪声。设备选型是噪声控制的重要环节，在设备招标中应向设备制造厂家提出噪声限制要求，要求供货厂商对高噪声设备采取减噪措施，如对高噪声设备采取必要的消音、隔音措施，以达到降低设备噪声水平的目的。

(3) 加强厂区绿化措施，降低噪声的传播

厂区内所有产生高强噪声的厂房车间周围均作为绿化重点，选择的树种应适合当地自然条件，一般选用较矮的常绿灌木与乔木相结合，以常绿乔木为主的配植方式。叶面粗糙、大而宽厚、带有绒毛，树冠浓密的树木吸声性能显著，尤其对高频噪声的吸收更是如此。

厂前区是人员活动中心，防噪绿化应以防噪心理效应为主，对树形与色彩的选择应与建筑物及其周围环境相协调。此外，还可适当多种绿篱、常绿树、开花乔、灌木、草地和绿化小品等。厂区道路两侧和厂界四周可选用白杨等高大树种进行绿化。

在采取以上措施后，可保证本项目厂界噪声级达到相应标准要求。

6.4.5 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查见下表 6.4-4。

表 6.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☐		三级 ☒	
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		国外标准 ☐	
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☐	3 类区 ☒	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☒	
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调 查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☐		研究成果 ☒	
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 ☒		其他 ☐			
	预测范围	200m ☐		大于 200m ☐		小于 200m ☒	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒		不达标 ☐			
	声环境保护目标 处噪声值	达标 ☐		不达标 ☐			
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标 处噪声监测	监测因子：（ ）			监测点位数 （ ）		无监测 ☐
评价结论	环境影响	可行 ☒		不可行 ☐			

6.5 运营期固体废物影响评价

6.5.1 固体废物产生及处置情况

项目运营期固体废物利用处置情况详见表 6.5-1。

6.5-1 项目营运期固体废物利用处置情况表（单位：t/a）

代号	名称	产生环节	属性判定	废物代码	预测产生量（t/a）	利用处置方式	备注
S1-1	收集煤尘	卸煤间	一般固废	/	3807.74	送锅炉作燃料	/
S2-1	收集煤尘	气化备煤	一般固废	/	228.88	送锅炉作燃料	/
S2-2	气化炉炉渣	气化炉	一般固废	/	27336	厂内设渣仓，外售作为建材生产辅料	/
S2-3	气化炉炉灰	气化炉	一般固废	/	49077.6	送锅炉作燃料	/
S2-4	PDS脱硫浓盐液	气化煤气湿法脱硫	一般固废	/	802.96	送废水处理站蒸发结晶处理	/
S3-1	收集煤尘	热解备煤	一般固废	/	13837.36	送锅炉作燃料	/
S3-2	收集煤尘	干燥气除尘	一般固废	/	18640	送锅炉作燃料	/
S3-3	收集煤尘	热解煤气除尘	一般固废	/	11453.84	送锅炉作燃料	/
S3-4	焦油渣	焦油净化及储存	危险废物	HW11（252-002-11）	760	掺入原煤重新热解	
S3-5	收集煤尘	提质煤输送	一般固废	/	5817.84	作为产品外售	/
S5-1	废油吸附剂	热解煤气除油	危险废物	HW08（900-249-08）	200m ³	交由有资质单位处置	1 年 1 次
S5-2	废吸附剂	热解煤气预处理	危险废物	HW42（900-451-42）	260m ³	交由有资质单位处置	1 年 1 次
S5-3	废脱汞剂	热解煤气脱汞	危险废物	HW29（071-003-29）	40m ³	交由有资质单位处置	1 年 1 次
S5-4	MDEA 废液	脱硫脱碳	危险废物	HW42（900-451-42）	400	交由有资质单位处置	2 年 1 次
S5-5	废活性炭	脱硫脱碳	危险废物	HW49（900-039-49）	10m ³	交由有资质单位处置	3 年 1 次
S5-6	废干燥剂	干燥工序	一般固废	/	150m ³	送厂家回收处置	3 年 1 次
S5-7	废纯化吸附剂	纯化工序	危险废物	HW08（900-249-08）	120m ³	交由有资质单位处置	3 年 1 次
S6-1	克劳斯催化剂	硫回收	一般固废	HW50（772-007-50）	5m ³	生产厂家回收	4 年 1 次
S6-2	钴钼加氢催化剂	硫回收	一般固废	HW50（772-007-50）	5m ³	生产厂家回收	5 年 1 次
S6-3	选择性氧化催化剂	硫回收	一般固废	HW50（772-007-50）	6m ³	生产厂家回收	3 年 1 次
S7-1	锅炉粉煤灰	锅炉	一般固废	/	35300	厂内设灰仓，外售作为建材生产辅料	/
S7-2	锅炉炉渣	锅炉	一般固废	/	3900	厂内设渣仓，外售作为建材生产辅料	/
S7-3	脱硫石膏	锅炉烟气脱硫	一般固废	/	10700	厂内设石膏库，外售作为建材生产辅料	/
S7-4	脱硝废催化剂	锅炉烟气脱硝	危险废物	HW50（772-007-50）	9.72	交由有资质单位处置	/
S8-1	含油污泥	生产废水处理系统	危险废物	HW11（252-010-11）	700	交由有资质单位处置	/
S8-2	剩余生化污泥	生产废水处理系统	一般固废	/	1100	送填埋场填埋	/
S8-3	盐泥	化学沉淀浓水蒸发	危险废物	HW11（252-010-11）	13200	交由有资质单位处置	/
S9-1	废分子筛	空分装置	一般固废	/	9	厂家回收	/
S10-1	生活垃圾	办公、生活	一般固废	/	193.14	环卫部门及时清运	/

6.5.2 一般工业固废环境影响分析

本项目运营期劳动定员 580 人，生活垃圾由垃圾收纳系统收集，由市政环卫部门清运、处理，对外环境影响较小，不会对周围环境产生二次污染。本项目产生布袋除尘灰渣等全部回收，外售作为建材生产辅料，气化炉炉渣作为建材生产辅料综合利用，销售不畅时，作为一般固废送新疆鄯善绿色能源化工产业示范区一般固废处置场。

新疆鄯善绿色能源化工产业示范区总体规划（2023-2035 年），规划在示范区区西南侧空地建设一处一般固废处置场，该固废处置场目前在评价阶段，建设周期为 6-8 个月，本项目建设周期为 27 个月，建设时序上可依托一般固废处置场。

（1）对地表水环境影响分析

本项目生产过程中产生的危险废物委托有资质的单位处置，危险废物贮存过程中采取了“防风、防雨、防晒、防渗漏”措施，无危险废物外排。项目运营过程中产生的矸石送原煤供应矿用于井下回填；原料煤和洁净煤除尘灰作为产品外售。对于生活垃圾，做到及时清运，减少在厂区的堆放时间，因此，本项目产生的固体废物也不会有渗滤液外排，不会影响厂区周围地表水环境。

（2）对环境空气的影响分析

本项目日常办公产生的生活垃圾会产生恶臭，尽量减少固废在厂内的存放时间，做到及时处理。减少固体废物对周围环境空气的影响。

（3）对地下水环境的影响分析

本项目对一般工业固废暂存库、危废暂存间地面进行硬化和防渗漏处理，通过采取有效的防渗漏措施可避免固体废物堆放影响地下水环境。

（4）固体废物运输过程中的环境影响分析

本项目固体废物在运输过程中为减轻对运输路途中的环境影响以及避免运输过程中造成的二次污染，应做到以下几点：

1) 在固体废物运输车辆底部加装防渗漏衬垫，避免渗沥水渗出造成二次污染，在车辆顶部加盖篷布，既可避免影响城市景观，又可避免扬尘和遗洒。

2) 选择合理的运输路线。

6.5.3 危险废物环境影响分析

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》的要求对本项目运营期危险废物环境影响进行分析。

6.5.3.1 危险废物的收集暂存和转运措施

(1) 危险废物贮存场所可行性分析

本项目产生的危险废物在处理前先在厂内收集、临时贮存于危废暂存间，均送具有危险废物处理资质的单位统一处置。危险废物于厂内暂存，暂存期限不得超过一年。

(2) 危废暂存库贮存能力保证性分析

本项目危废暂存间占地面积 2000m²，危险废物均采用专用容器分类贮存，暂存间内按照危废的种类分别设置暂存区域，暂存间面积较大，能够满足暂存需求。

(3) 危废暂存库建设合规性分析

根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）危险废物集中贮存设施的建设应满足以下条件：

(1) 地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度的区域内。

(2) 设施底部必须高于地下水最高水位。

(3) 应依据环境影响评价结论确定危险废物集中贮存设施的位置及其与周围人群的距离，并经具有审批权的环境保护行政主管部门批准，并可作为规划控制的依据。”

(4) 应避免建在溶洞区或易遭受严重自然灾害如洪水、滑坡，泥石流、潮汐等影响的地区。

(5) 应在易燃、易爆等危险品仓库、高压输电线路防护区域以外。

(6) 应位于居民中心区常年最大风频的下风向。

(7) 基础必须防渗，防渗层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

(4) 危险废物贮存措施

本项目新建的 2000m² 的危废暂存间要求按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求进行建设，主要建设内容如下：

1) 建设堵截泄漏的裙脚，地面与裙脚采用抗渗等级为 P8 的水泥建设，暂存间全封闭，具有防风、防晒、防雨功能，设置了防盗门，与外界设施了全隔离；

2) 暂存间地面进行防渗处理，采用抗渗混凝土进行浇筑，等效防渗层为至少 1 米厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ 厘米/秒），地面无裂隙。

3) 设置通风口；外部配套建设雨水导排系统，能够有效防止雨水进入为危废暂存库内。

4) 暂存间墙面上按照规范设置贮存危险废物种类标志和警示标志。

5) 杂盐和污水处理站混盐暂按危废管理，于厂内暂存，暂存期限不得超过一年。

(5) 危险废物的转移

本项目危险废物转移按照《危险废物转移管理办法》第三十条规定，危险废物纸质转移联单（包括电子转移联单的打印联、转移信息台账记录）保存期限一般为危险废物利用或者处置完毕后 3 年；危险废物电子转移联单数据永久保留。

(6) 危险废物运输

废物应及时转运，废物的转运过程中应封闭，以防散落，转运车辆应加盖篷布，以防散入路面。

危险废物的内部转运应综合考虑厂区的实际情况确定转运路线，尽量避开生活区和办公区；危险废物内部转运应采用专用的工具，危险废物内部转运应填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清理。废物转移时应遵守《危险废物转移联单管理办法》，作好废物的记录登记交接工作。

综上，本项目危险废物贮存场选址可行、危废暂存库贮存能力满足要求，危险废物按规范贮存后，贮存过程对环境空气、地表水、地下水、土壤及环境敏感保护目标造成的影响较小。

(7) 固体废物管理计划及台账

按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）和《一般工业固体废物管理台账制定指南》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）的相关要求，制定固体废物管理计划和管理台账。

1) 产废单位应当按年度制定危险废物管理计划。应当于每年 3 月 31 日前通

过国家危险废物信息管理系统在线填写并提交当年度的危险废物管理计划，由国家危险废物信息管理系统自动生成备案编号和回执，完成备案。

2) 产废单位应建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责，并对危险废物管理台账的真实性、准确性和完整性负法律责任。根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向，如实建立各环节的危险废物管理台账，危险废物管理台账分为电子管理台账和纸质管理台账两种形式。产生危险废物的单位可通过国家危险废物信息管理系统、企业自建信息管理系统或第三方平台等方式记录电子管理台账。根据危险废物产生规律确定记录频次

6.5.4 结论

本项目一般固体废物产生处置量为181061.22t/a；危险废物产生处置量为16812.72t/a；生活垃圾处置量193.14t/a。为防止固废污染当地的环境采取了一定的措施，充分考虑所产生的固体废物的合理处置。其中，除尘灰渣等全部外售做建材原料；焦油渣、废脱氧剂、废变换催化剂、除油吸附剂、预处理吸附剂、SCR废催化剂、废树脂、废矿物油属危险废物，送有资质单位处理；杂盐、污水处理站污泥暂按危废进行管理，待项目投运后进行属性鉴别，按照鉴别后的属性确定合理的处置途径；生活垃圾，收集后由当地环卫部门统一处理。由此可见，本项目所有固体废物均得到了合理处置，从根本上防止了固体废弃物的污染，对周围环境的影响较小。

6.6 运营期生态影响评价

6.6.1 生态现状调查

6.6.1.1 生态功能区划

新疆鄯善绿色能源化工产业示范区在《新疆生态功能区划》中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。该生态功能区详细情况见表 6.6-1。

表 6.6-1 示范区所属生态功能区划						
生态功能区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向

吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气开发生态功能区	油气资源、荒漠化控制	油气污染、风沙危害、土壤风蚀	土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感	保护地下水、保护荒漠植被和砾幕	规范油气勘探开采作业、废弃物无害化处理、铁路公路沿线采用机械和生物措施防风防洪、节约用水	在保护生态、控制污染的前提下，合理开发油气资源

6.6.1.2 土地利用现状

项目位于园区西北部区域，项目占地面积 67hm²。占地为园区建设用地，场地现状为戈壁荒地。

6.6.1.3 植被现状调查

项目所处区域属于亚洲中部最干旱、荒漠化最强的核心地段。极端干旱的环境严重限制了植物群落的发育，区域 10km 范围内除有沙拐枣分布外，无植被分布，主要野生植物见 6.6-2。

表 6.6-2 区域主要野生植物名录

序号	种名		频度
一	藜科		
1	沙蓬	<i>Agriophyllum squarrosum</i>	-
2	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	+
二	豆科		
1	骆驼刺	<i>Alhagipseudalhagi</i>	+
三	蒺藜科		
1	白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+
2	泡泡刺	<i>Nitraria sphaerocarpa</i> Maxim	+
四	菊科		
1	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	-
五	禾本科		
1	芦苇	<i>Phragmites communis</i>	+
六	廖科		
1	沙拐枣	<i>Calligonum roborowskii</i> Losinsk.	+

6.6.1.4 野生动物现状调查

根据新疆动物地理区划，示范区所在区属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—东疆小区。从地理位置上看，这里是蒙古及准噶尔盆地与新疆南部动物的交流通道，但由于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境条件，致使评价区所属动物区系的野生动物种类组成贫乏，组成简单，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。

根据现状调查和有关资料显示，示范区区域共栖息着各种野生脊椎动物 27 种，其中两栖类 1 种、爬行类 8 种、鸟类 8 种、哺乳类 10 种。

区域主要脊椎动物分布情况见表 6.6-3。从动物栖息种类分析，区域内野生动物种类贫乏，主要为荒漠种类。其中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。而在荒漠戈壁区，野生动物极少分布，仅分布有少量的荒漠动物。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。

表 6.6-3 区域主要野生动物名录

序号	种类	学名	分布	城镇绿洲
			荒漠戈壁	
两栖纲 Amphibla				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		+
爬行纲 Reptilia				
2	变色沙蜥	<i>P. versicolor</i>	+	+
3	叶城沙蜥	<i>P. axillaris</i>		+
4	裸趾虎	<i>C. elongatus</i>		+
5	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>	-	+
6	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+
7	荒漠麻蜥	<i>E. przewalskii</i>	+	
8	花脊游蛇	<i>Coluber ravergieri</i>		+
9	花条蛇	<i>P. lineolatus</i>		+
哺乳纲 Mammalla				
10	大耳蝠	<i>H. auritus Gmelin</i>		+
11	大耳蝠	<i>Plecotus auritus</i>		+
12	伏翼	<i>P. pipistrellus</i>		+
13	晚棕蝠	<i>Eptesicus serotinus</i>		+
14	草兔	<i>Lepus capensis</i>		-
15	长耳跳鼠	<i>Euchoueutes naso</i>		+
16	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	-	+
17	小家鼠	<i>Mus musculus</i>		+
18	子午沙鼠	<i>M. meridianus</i>		
19	灰仓鼠	<i>Cricatulus miaratorius</i>		+
鸟纲 Aves				
20	灰雁	<i>Anser anser</i>	-	
21	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>		+
22	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>		+
23	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>		+
24	小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		-
25	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>		+
26	凤头百灵	<i>Galeruia cristata</i>		+
27	家燕	<i>Hirundo rustica</i>		+

6.6.2 生态影响分析

6.6.2.1 建设期生态环境影响分析

根据本项目建设的基本工序，项目开工建设阶段，在厂区和施工区整平的基础上，采用大开挖的施工工艺，挖掘主厂房等主要设施的基础；由于是新建项目，厂内外工程较多，而且各施工场地基础均采用机械大开挖的施工方式，填方工程

也将使用自卸汽车、碾压机械等大型机具，这种施工方式所决定，施工活动对地表生态的影响相当显著。根据类似项目的建设经验，在工程建设阶段，施工活动对厂址区域的生态的不利影响多体现在水土流失、植被覆盖度减少等方面，且基本上为直接影响。

(1) 水土流失影响因素分析

建设项目水土流失的影响因素主要包括自然和人为因素。自然因素是潜在的，人为因素将诱发和加速水土流失。工程建设活动改变了区域地形和地貌，破坏了水土资源和植被，最终导致土壤加速侵蚀。

项目建设中，由于厂区平整，建（构）筑物地基开挖、回填，修筑道路，埋设管道等施工活动，对原地貌和地表植被进行了扰动和破坏，降低或丧失了原有的水土保持功能，加剧了区域水土流失的发生和发展。根据实地调查，影响该区域水土流失的自然因素主要有气候、地形、地貌、土壤、植被等；人为因素如厂区建（构）筑物基础开挖、回填，修筑道路，埋设管道等破坏了地表植被和原土体结构，改变了外营力与土体抵抗力之间形成的自然相对平衡，加剧了水土流失的发生和发展。

1) 自然因素

项目建设过程中造成水土流失的自然因素主要为侵蚀外营力。侵蚀外营力主要包括风力、水力和重力三种，其中以水力和风力为主。

①大风

风力的大小直接影响下垫面物质的运动和沉积，它的搬运能力取决于风速、风向和风的延续时间。项目建设区属温带大陆性气候，季风强，气温低。强劲的大风构成了风力侵蚀的动力源。

②降水

项目区降水特点是：降水集中、强度大，且常以暴雨的形式出现，为该项目建设形成的开挖面、裸露面以及开挖和回填土料的水力侵蚀提供了外营力。

③下垫面

土壤：土壤既是侵蚀对象，又是影响侵蚀的因素。各种土壤都具有不同的抗蚀力。当侵蚀外营力（水力、风力、重力）一定时，土壤抵抗风蚀的能力主要取决于土壤质地及有机质含量等。土壤颗粒质量越小，沙性越大，有机质含量越低，

抵抗风蚀的能力越小，反之则越大。

植被：由于厂区平整、道路的开挖修筑等活动，破坏了原地表的植被，使植被固沙能力丧失。

2) 人为因素

①建设施工期水土流失影响因素

在施工准备期，主要进行三通一平和打桩，完成部分挖方和填方工作，由此扰动原地表植被，使大面积土壤暴露在外，裸露的土壤在风力的作用下产生土壤风蚀；在土建施工期，场地平整、基础坑基开挖、打桩基及建（构）筑物建设，使地表裸露面进一步扩大，风蚀面积增大，厂区内的临时堆土场，若没有任何覆盖，将产生风蚀、水蚀；在设备安装期，尽管建筑物等已覆盖了部分裸露地表，但仍有裸露面引起的土壤侵蚀。

本区的水土流失主要产生在土建施工期间，在设备安装期由于施工场地被建筑材料及设备占压临时堆土已运走或整平，水土流失轻微。包括进厂道路、在施工期间，由于道路开挖、平整、铺垫等活动，扰动了原地表植被产生土壤风蚀、水蚀。

②项目运营期水土流失影响因素分析

水土保持方案设计与施工，与主体工程建设同步进行，主体工程建设投产后，建设期的水土保持防治工程措施也将一同完成，由于植物措施客观存在着滞后性，又需要一段时间的生长和恢复过程（一般 2 年）。

（2）水土流失类型

根据项目建设区的气候、地形条件、主体工程建设施工计划等，项目建设过程中水土流失类型主要是风力侵蚀，集中分布在工厂建设区范围内。由于厂区及建设区地形平坦，建（构）筑物等基础开挖弃土，堆放高度低，时间短，本地降雨入渗多，几乎没径流，无水力侵蚀，整体属于微度侵蚀范围。项目建设区水土流失类型详见表 6.6-4。

表 6.6-4 项目所在区域水土流失类型

建设施工区域	水土流失类型
厂区	风力侵蚀
施工生产生活区	风力侵蚀
厂外运输系统	风力侵蚀

(3) 水土流失危害预测

项目在建设期间，工程区域的地表受到不同程度的破坏，地形、地貌将产生一定的变化，如不采取任何防治措施，可能产生新增水土流失量，新增水土流失如不进行有效的治理，将会对项目区域的生态环境和社会环境造成严重的不利影响。

1) 对区域生态环境的影响

水土流失本身是一项衡量区域生态环境状况的重要指标，水土流失的加剧，意味着生态环境质量的降低。若该项目建设扰动地表、破坏植被，而得不到有效治理，必将导致土壤侵蚀加剧，土壤肥力和土地生产力降低，植被恢复困难，导致汛期不能滞留雨水，涵养水源能力减弱，抗旱能力降低，使生态环境质量下降。

2) 对社会环境的影响

若该项目建设产生的新增水土流失得不到有效防治，必将使建设区现有水土流失加剧，危及周边区域，不仅给建设区居民生产生活带来不利影响，也直接影响整个地区的经济发展和生存条件的下降。

3) 对本项目安全运行的影响

本项目建设导致的水土流失，如不采取相应治理措施，厂区开挖使地表地貌发生改变，造成原有土地功能丧失，导致水土资源流失，严重的将造成大量的冲沟甚至形成塌方，危及本项目自身安全。这些都会对工程运营安全和周边区域造成很大影响。基于对主体工程安全运行的考虑，在建设生产过程中一定要适时实施水土保持方案，采取必要的防治措施。

6.6.2.2 运营期生态影响分析

(1) 污染物对植物生态的影响

1) BaP 的影响分析

植物根系吸收的 BaP，可以在植物体内转化为 CO₂ 和有机酸，说明植物体对 BaP 有净化作用。土壤微生物对 BaP 也有一定分解作用，但对于 BaP 的毒理性指标影响植物和农作物的试验还很少，进一步的影响尚不清楚。

2) 酚、H₂S 的影响分析

酚、H₂S 对农作物均具有一定的毒害作用。受 H₂S 影响，植物特别是植物的叶片会产生斑点。接触 15000mg/m³ 的 H₂S 四小时可使植物 100% 的叶面产生斑

点，酚类对植物造成伤害的含量不大于 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

3) CO 的影响

CO 对植物的影响相对较小。资料证明，对 100 多种植物进行试验，使其暴露在低于 $15\text{mg}/\text{m}^3$ 的 CO 中，1~3 周未见到有害影响。高浓度 CO 可以使植物细胞色素氧化酶活性减弱，抑制植物的呼吸作用，但一般不影响光合作用的能量代谢及贮存。CO 对暴露植物的损伤主要表现为成花受阻、叶子枯黄和落叶，但只有在高浓度下(一般在 $114\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以上)，CO 才能使植物出现这些可见伤害。

4) SO₂ 的影响

SO₂ 对植物的伤害是从叶片背面的气孔渗入植物组织而造成的。机理为通过叶面气孔进入叶内发生化学反应，影响细胞 pH 值从而产生伤害，并产生自由基引起膜脂过氧化，伤害膜细胞，引起蛋白质变性，造成酶失活，最后导致植物呼吸作用加快，光合作用降低，叶绿素含量减少，使植物发育受阻。SO₂ 引起的急性伤害症状特点是使叶脉间产生不规则的点、块状伤斑，受害时界限分明，严重时叶片呈水渍状软萎，经日晒失水，干枯坏死。一般而言，SO₂ 小于 0.3ppm 时大多数植物不会受到影响。紫苜蓿，松柏类、小麦、大麦、荞麦、西红柿等植物较敏感，中毒浓度在 0.3~0.5ppm。7ppm 以上，植物受害十分严重并逐渐全部枯死。

适宜的温度、光照、湿度和水分条件有利于气孔开放，因而容易使 SO₂ 进入植物体内造成伤害。大气中同时有臭氧、NO₂、乙稀存在时，会增强 SO₂ 的危害作用。作物生长旺盛期易受 SO₂ 危害。

SO₂ 对植物的危害程度是随 SO₂ 的浓度、与植物的接触时间及温度、湿度而变化，低湿时为重，此外还因植物生育期的不同而异。据报道，高 SO₂ 危害后，作物产量会受到明显的影响。如水稻和小麦在扬花期受到 SO₂(35ppm)一次性伤害时，可分别减产 86% 和 55% 左右。

5) NO_x 的影响

NO_x 对植物的危害一般情况下不太明显。浓度大于 $3\sim 5\text{mg}/\text{m}^3$ 时植物会发生中毒现象。NO_x 比 NO 对植物的毒性大，受害机理为形成的二次污染物 PAN（过氧乙酰硝酸酯）破坏植物叶绿素，从而造成褪色伤斑。NO₂ 比 NO 对植物的毒性更大，幼叶受害较重，叶脉间和叶缘出现黄褐色至褐色症状。烟草、芥菜和蕃茄

对 NO_x 较敏感。

6) 非甲烷总烃的影响

非甲烷总烃 (NMHC) 是指除甲烷以外的碳氢化合物 (其中主要是 C₂~C₈) 的总称。主要包括: 烷烃、烯烃、芳香烃、和含氧烃。

极低浓度的乙烯对于植物即有危害作用, 影响植物的生长, 使植物顶端生长受抑制, 而侧向生长受促进。

7) 尘的影响

本项目产生的颗粒物对植物的影响主要表现在对作物光合作用的影响上。生产过程中排放的颗粒物进入大气后, 粒径大于 10μm 的颗粒物在扩散过程中可自然沉降并吸附于植物叶片上, 阻塞气孔, 若截留在叶片上的粉尘量多时, 会造成波长为 400~700nm 的太阳辐射光反射量增加, 从而降低植物的呼吸作用和光合作用, 影响作物的正常生长, 使叶片褪色、变硬, 植物生长不良。若植物在花期亦可影响作物的花粉传播和受粉能力, 致使作物产量降低, 还能使作物籽粒品质下降。同时, 植物表面覆盖的颗粒物对波长 750~1351nm 的辐射光吸收量大大增加, 形成了叶组织内的高温胁迫, 增加了植物对于光的敏感性。

本项目在各产生尘点设置袋式除尘器进行除尘处理, 处理后外排飘尘量很小, 不易集中飘落, 本地常年风大, 微尘更不容易长期滞留于叶片上。因此本项目正常生产后, 排向大气的颗粒物对植物的影响较小。

(2) 污染物对农业生态系统的影响

本项目影响农业生产的途径有二: 一是污染物经水、气进入土壤, 再进入农作物, 在农作物体内产生富集, 影响农作物生长; 二是通过大气污染物直接影响农作物的光合作用、呼吸作用, 从而影响作物的正常生长。

1) 大气污染物对土壤的影响

排放在大气中的颗粒物、SO₂、NO_x、BaP 等污染物以其污染源为中心, 成条带状或椭圆状分布, 其长轴沿当地风向延伸, 污染物随着飘尘以及种气溶胶进入土壤和植物系统, 破坏土壤生态系统。

根据土壤的容重和耕作层的厚度, 耕作层土壤重量为 244.6kg/m² 左右, 而本项目正常运行后排放的颗粒物 145.696t/a, 假定排放量的 70% 为大于 10μm 的可沉降颗粒物, 则年降落到地面的颗粒物约为 101.9t/a, 假定在当地气象条件下,

根据全年风频预测这部分颗粒物中的 50% 左右，降落在其最多风向和次最多风向下风轴线方向两侧扇形区内，则降尘量达 50.95t/a，另外这部分降尘量中有 80% 的颗粒物仅落在以厂址为中心、半径为 0.5km 的圆内，而且是均匀分布，则降尘的落地强度为：颗粒物降落强度 $(50.95\text{t/a} \times 0.8) / (0.25\pi) = 51.9\text{g/m}^2 \cdot \text{a}$ ，假设上述降尘不被植物的叶片截留而全部土壤，该量仅占耕作层土壤重量的 0.02%，其比例很小，故对土壤的结构和理化性质不会产生明显的影响。

2) 大气污染物对农业生态的影响

本项目生产过程中产生的废气污染物经治理后，排放入环境的有害物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、BaP 等。这些污染物进入大气后，随大气扩散，并在一定距离内沉降，部分被作物叶片截留，堵塞植物叶片气孔，影响植物的光合作用和呼吸作用，或者进入作物体内参与植物的生理生化反应，从而影响作物正常生长。

虽然本项目排放的大气污染物贡献率很低，在正常生产情况下，排放的污染物不会对农作物产生明显的毒害影响。但在非正常生产和事故状态下，排放的各类污染物可能出现短时的高浓度，如果持续时间过长，会对农作物生长产生不利影响。因此，应注意加强对工程的生产管理和事故防范。

3) 废水对生态的影响分析

本项目所产生废水均得到了合理处理，因此不会对周围农田生态系统产生不利影响。

4) 固废对生态的影响

本项目所产生的固体废物均得到了综合利用，其中外排的固体废物主要为生活垃圾，由当地环卫部门及时清理处置。因此不会对生态系统产生不利影响。

(3) 工程对动植物资源的影响分析

1) 对植被的影响分析

由于工程所选厂区占地为工业用地，因此不会使评价区植物群落的种类组成发生变化，也不会造成某一物种的消失。本项目建成投产后，由于厂区及周边地区环境的绿化，将使区域内产生新的生态系统，植被盖度增大，就区域环境植被变化来讲，从而可改善当地的生态环境。

2) 对动物资源的影响分析

评价区野生动物种类较贫乏，无大型野生哺乳动物，现有的野生动物多为一

些常见的鸟类、啮齿类及昆虫等，没有国家和地方保护的珍稀、濒危野生动物。本项目的建设不会使评价区野生动物物种数发生变化，其种群数量也不会发生明显变化。

(4) 工程占地对生态环境的影响分析

本项目建设过程中，存在着基地开完，厂房建设，固体废物填埋场的建设。不可避免地会破坏所占用土地上的自然植被植被，从根本上改变了土地的土壤结构，进而影响土地的涵水性能和土壤微生物的种类，加快土壤中的水分和营养物质的流失，使土壤贫瘠，减少区域内的植被覆盖率，对整个生态环境造成一定的影响。

此外，工程占地可能因污染物的排放对周围的土壤造成一定程度的污染，固体废物的堆放也可能因为雨水淋溶、下渗等对土壤以及地下水造成污染，对生态环境造成影响。由于本项目位于工业园区内，厂址所占地主要为规划建设用地，对农作物不会造成太大影响。

6.6.2.3 非正常生产对生态影响分析

与正常生产相比，本项目非正常生产工况时各种污染物排放较正常状态均有增加，对周围生态的影响也相对严重，但颗粒物、SO₂、NO_x的最大一次浓度值仍低于相应的标准要求，在废水处理设施发生事故时，可将各种废水收集在事故池，保证废水不外排。尽管如此，本项目仍要加强管理，采取防范措施，对非正常事故予以高度的重视，而且要制定相应的应急措施，以确保在出现在爆炸、火灾时能及时进行救治，把对环境的影响控制到最小。

6.6.3 生态环境保护措施

良好的生态是经济、社会可持续发展的根本保障。治山治水、改善生态，不仅要加大环保投资力度，实行山水林田路综合治理，而且也要加强环境保护工作的监督管理力度，改变多年来“重建设、轻管理”的落后思想，特别是要改变“只建设、不管理”的陈旧观念。通过对评价区的现状分析和影响分析，针对本项目而言，就目前改善当地生态环境的唯一途径是建立科学、合理、高效的区域人工生态系统——绿色植被系统，因为绿色植被是生态系统的基础，是建立良好人工生态系统的先决条件。项目生态系统的建设与保护实质上是绿色植被的建设问题。因此，建设单位应采取有效、科学、合理、因地制宜的措施，全面保护评价区的

生态环境。

6.6.3.1 强化生态保护职能

(1) 结合开发区所制定的生态建设规划和水土保持规划，搞好项目及其周围地区的生态建设。

(2) 加强生态保护工作专业队伍的建设，制定并落实生态影响防护与恢复的监督管理措施。生态管理人员编制，建议纳入项目的环境管理机构，并落实生态管理人员的职能。要制定并落实对项目进行的生态监测计划。

(3) 工程的环境保护工作不仅要有厂区内污染源监测的职责，而且还应切实做好厂区内绿化工作，并且协助工业园区做好区域生态治理工作。项目运营后，要加强对绿色植被的抚育管理，防止人畜破坏；同时，应加强树木病虫害的防治工作。

6.6.3.2 运营期生态保护措施

(1) 管理原则

坚持生态保护优先、预防为主、综合防治的原则。

(2) 技术要求

1) 加强对生态的管理，应设置生态管理人员，建立各种管理及报告制度，开展对工程影响区的环境教育，提高管理人员环境意识。

2) 加强厂区绿化系统建设，防治水土流失的同时，美化厂区景观环境，减少厂区道路扬尘、废气、噪声对周边环境的影响。加强已种植植被的维护和管理。

(3) 植被恢复与重建措施

1) 本项目的实施过程中占用和破坏的植被，通过厂区内各产业车间与办公楼前后、道路两旁、及其它空阔地带的植树、种草、种花的方式来恢复；具有生物多样性的植物种类，要进行区域外的种植或重建。

2) 本项目实施占用耕地的表层土壤要剥离表层，用于新开垦的耕地或瘠薄耕地的改良。

3) 加大绿化建设，提高绿地面积。

4) 丰富园林绿化植物多样性，优化绿地群落的生态结构。积极引导发展生产多样性植物品种的苗圃，杜绝厂区内绿地直接移用山林树木，从而促进地带性物种资源的合理利用。并有节制地引进适应当地土壤、气候等特点的优良品种，

如花灌木、观果植物、色叶植物和宿根花卉等。建立不同层次，不同类型的自然景观生态生态系统，确保不同生态功能、多彩景观的绿地群落植物，促进栽植植物及建成群落与工业园区整体环境的适应性和稳定性，构筑具有地域区系和植被特征的生物多样性生态系统格局的形成。

5) 营造灌草绿化体系，防止水土流失

主要采取厂区内种草、厂区外防护灌木林等绿化、美化措施，防止水土流失。

6.6.3.3 厂区绿化建设

(1) 应遵循的基本原则

- 1) 与工程基础建设同期进行；
- 2) 尽量保护和利用原有的林、灌木，坚持“适地适树”的原则，科学地进行植被绿化工程建设，根据立地条件，选择适宜种植的植物种类，注重草、灌、乔种类的搭配，短、中、长期效益的结合；
- 3) 因地制宜，生物措施与工程措施相结合，做到适用、经济、美观，起到保护环境和美化环境的作用；
- 4) 厂区绿化应与开发区的整体绿化相结合，统筹兼顾。

(2) 建设目标

最终使厂区的绿化系数达到 15%以上，乔、灌木的成活率达到 90%以上。

(3) 具体建设措施

1) 工艺装置区

- ①工艺装置区周围，不得种植飞扬毛絮、含油脂的树木；
- ②散发有害气体的工艺装置周围，宜广植地被植物和草皮，稀植矮小乔木、灌木；
- ③散发粉尘的工艺装置周围，宜种植枝叶繁茂、滞尘能力强的树木，并配置草皮或其它地被植物；
- ④有强噪声的工艺装置周围，宜种植减噪声效果好的绿筒或分枝低、枝叶茂密的常绿乔木、灌木；
- ⑤仪表控制室和其他人员比较集中的建筑物以及工艺装置出入口等处的周围，宜适当配置观赏性植物；
- ⑥工艺装置与周围消防道之间不宜种植绿篱或茂密的灌木丛。

2) 罐区和装卸设施区

①可燃液体罐组防火堤内的场地，不得种植树木；

②可燃气体罐组防火堤内严禁绿化，防火堤与周围消防道之间不宜绿化；

③汽车装卸设施区的绿化，不应妨碍安全行车视线、信号及照明，不得种植含油脂的树种；

④可燃液体罐区及汽车装卸设施区与工艺装置区、公用设施区和辅助生产设施区相邻的一侧，宜种植易吸附油汽的树种；靠厂区边缘的一侧，宜稀植含水分多的阔叶乔木。

3) 公用设施及辅助生产设施区

①空压站周围，宜混合种植常绿乔、灌木，树木与建筑物之间的空地可种植草皮、花卉，但不得种植飞扬毛絮的植物；

②锅炉房周围的绿化，宜以减噪声为主，宜种植树冠低垂的阔叶乔木及灌木；

③变电所周围，宜种植低矮常绿灌木、花卉和草皮，不得种植飞扬毛絮的植物；

④污水处理场沉淀池和氧化塘周围，宜种植抗污力强的高大常绿树；曝气池周围，宜种植不影响通风的抗污力强的植物，并宜多种植芳香植物；

⑤埋地管线的地面及其附近，宜种植草皮、花卉或根系小于 70cm 的灌木；架空管线和管廊的附近，宜种植耐修剪的灌木以及草皮、花卉。

4) 行政管理及福利设施区

①行政管理及生活福利设施区与其他区相邻的一侧，宜种植绿篱或种植乔木、灌木，组成多层次的绿地；

②行政管理及生活福利设施的周围和工厂大门出入口附近的绿化，宜注重景观效果，合理布置常绿树、落叶树、草皮和花卉，建筑物可垂直绿化。

5) 道路

①主干道的行道树，宜种植树干挺直、树冠开张、枝叶繁茂、分枝点高的抗污、净化力强的阔叶树，并宜常绿树与落叶树适当搭配；

②工艺装置区、公用设施区和辅助生产设施区的次干道，应根据各区的污染情况，种植抗污和净化力强的行道树；

③人行道一侧或两侧，可适当配置绿篱、草皮和花卉；

④消防车道两侧的绿化，必须符合消防车安全行驶和消防作业的要求。

6.6.4 结论

(1) 评价区所处的生态环境为一般区域，生态系统稳定性一般，植物和动物群落结构均较简单，区域空间异质性程度较低。根据大气评价结果，本项目投产后排放的污染物均在国家允许的排放标准范围内，对评价区土壤、植被的影响较小。

(2) 环评报告中提出的各项生态保护措施应在运营期得到落实。项目建成后，随着运营期的不断延长，人为活动对项目周边生态环境的影响将会增加，导致原有生态环境结构发生一定变化，但在积极实施生态恢复与防治措施的情况下，其将被控制在一定范围内，并具有改善的可能性。

因此，本项目从生态影响角度分析可行。

6.7 运营期土壤环境影响预测与评价

本项目在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》(HJ964-2018)的相关要求，本项目土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为一级，本次采用导则附录 E 推荐的数值预测法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要预测、分析运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

6.7.1 预测范围与预测时段

(1) 预测范围

根据《建设项目环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项目土壤环境评价等级为一级，评价范围为厂址区域及周围1km，预测范围与评价范围保持一致。

(2) 预测时段

根据建设项目影响特点，本次评价选取运营期作为土壤环境影响预测与评价的重点时段。

6.7.2 影响因素及预测情景

6.7.2.1 影响因素分析

引起土壤污染的因素大致有以下几个方面：

(1) 地表漫流

地表漫流是指雨水大的地区，由于一次降雨量较大，在地表形成漫流，这些雨水会夹带场地内的污染物，在漫流的过程中渗入土壤。对一般的工业项目来讲，地表漫流影响较大的是没有雨水收集系统的厂区，以及厂区初期雨水的漫流。

(2) 大气沉降

工业企业排放的大气污染物，尤其是重金属会沉降到地表，从而进入土壤环境，对土壤环境造成一定的污染。

(3) 直接入渗

发生事故泄漏的情况下，如果地面没有采取防渗措施，则泄漏物会渗入土壤，对小范围内的土壤造成污染。一般存在直接入渗风险的工业项目对可能造成入渗影响的点位采取了防渗措施，所以即便出现泄露液也不会渗入土壤。

一般情况下，位于地上的管线、设备、储罐等可视环节即便发生泄漏，在极短的时间内就会被发现，且地面采取了防渗措施，很难污染土壤。对土壤环境威胁较大的是位于地下的管网、坑、池等不可视环节，如果防渗层发生泄漏，污染物将直接渗入地下，且不易被发现。

本项目土壤环境影响途径及因子识别见表6.7-1和表6.7-2。

表 6.7-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	影响途径			
	大气沉降	地面径流	垂直入渗	其他
施工期	无	无	无	无
运营期	√	无	√	无

表 6.7-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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
锅炉	烟气	大气沉降	Hg	Hg	正常
煤提质装置 LNG 装置	煤气压缩、 酸性气分离	垂直入渗	COD、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物等	挥发酚、硫化物	事故
火炬设施	分液罐	垂直入渗	石油烃等	石油烃等	事故
污水调节池	各类水工构筑物	垂直入渗	氨氮、硫化物、挥发酚、石油类	硫化物、挥发酚、石油类	事故

初期雨水池	初期雨水池	垂直入渗	石油烃等	石油烃等	事故
事故池	事故池	垂直入渗	石油烃等	石油烃等	事故
危废暂存库	危废暂存库	垂直入渗	催化剂重金属等	Cu、Co、Mo、Pb、V 等	事故
液体罐区	储罐	大气沉降	煤焦油、粗酚、甲醇等	石油类	正常
		垂直入渗	煤焦油、粗酚、甲醇等	石油类	事故
化学品库	化学品库	垂直入渗	酸碱等	pH	事故

6.7.2.2 预测情景设定

(1) 大气污染物正常排放情况下对下风向土壤环境的影响，预测废气中污染物通过大气沉降进入周边土壤中的累积影响程度；

(2) 占地范围内土壤环境影响考虑最不利情况，即锅炉、煤提质装置、煤制氢装置、火炬设施、污水调节池、初期雨水池、事故池、危废暂存库、液体罐区、化学品库泄漏，废水进入土壤环境，预测其可能产生影响的土壤深度。

6.7.3 土壤环境影响预测

6.7.3.1 沉降型土壤环境影响预测

土壤预测模型使用《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018，试行）附录E提供的方法。

a) 单位质量土壤中某种物质的增量值，如下式：

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS—单位质量表层土壤中污染物的增量，g/kg；

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中物质的输入量，g；

L_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中物质经淋溶排出的量，g；

R_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中物质经径流排出的量，%；

ρ_b —表层土壤容重，kg/m³，根据现状监测结果可知，取1320kg/m³；

A —预测评价范围，m²，本项目根据土壤导则判定评价等级为二级，影响类型为污染影响型，调查范围为项目周边0.5km的矩形区域，评价范围面积为427520m²；

D —表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n —持续年份，a。

根据土壤导则，本项目涉及大气沉降影响，可不考虑输出量，因此上述公式可简化为如下：

$$\Delta S = n I_s / (\rho b \times A \times D)$$

b) 单位质量土壤中某种物质的预测值根据其增量叠加现状值进行计算，如下式：

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：\$S_b\$—单位质量土壤中污染物的现状值，g/kg；

\$S\$—单位质量土壤中污染物的预测值，g/kg。

c) 表层土壤中某种物质的输入量计算（\$I_s\$），如下式：

$$I_s = C \times V \times T \times A$$

式中：\$C\$—污染物浓度，g/m³；Hg最大落地浓度取值\$7.2 \times 10^{-10}\$g/m³

\$V\$—污染物沉降速率m/s；由于项目排放的重金属粒度较细，粒度小于1 μm，沉降速率取值为0.1cm/s（即0.001m/s）；

\$T\$—一年内污染物沉降时间，s；取全年330天（每天24小时）连续排放沉降，28512000s；

\$A\$—预测评价范围，m²。

现状 6 个表层样（\$S_1\$-\$S_6\$）的平均值见表 6.7-3。本项目厂址建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

本项目锅炉烟气中的汞大气沉降至土壤中多年预测参数及结果见表 6.7-4。

表 6.7-3 现状 6 个表层样（\$S_1\$-\$S_6\$）的平均值

点位	Hg 现状土壤平均值	单位
\$S_1\$	0.024	mg/kg
\$S_2\$	0.018	mg/kg
\$S_3\$	0.045	mg/kg
\$S_4\$	0.023	mg/kg
\$S_5\$	0.018	mg/kg
\$S_6\$	0.056	mg/kg
平均值	0.184	mg/kg
平均值	1.84E-04	g/kg

表 6.7-4 本项目锅炉烟气中的汞大气沉降至土壤中多年预测参数及结果

序号	污染物	\$N\$	\$\rho b\$	\$I_s\$	\$D\$	现状值	\$\Delta S\$ 现状值	\$S\$ 预测值 g/kg	标准 GB36600-2018	对标结果	结论
		年	kg/m ³	g/m ²	m	g/kg	g/kg		g/kg		
1	Hg	1	1320	1.25E-04	0.2	1.84E-04	4.75E-07	1.845E-04	3.80E-02	0	达标
		5	1320	1.25E-04	0.2	1.84E-04	2.38E-06	1.864E-04	3.80E-02	0	达标

											标
	10	1320	1.25E-04	0.2	1.84E-04	4.75E-06	1.888E-04	3.80E-02	0		达
	20	1320	1.25E-04	0.2	1.84E-04	9.50E-06	1.935E-04	3.80E-02	0.01		达
	30	1320	1.25E-04	0.2	1.84E-04	1.43E-05	1.983E-04	3.80E-02	0.01		达

由预测结果可知，各预测因子叠加背景值后均低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值，说明本项目的运行对周围土壤环境产生影响较小。

6.7.3.2 地面漫流途径

土壤环境影响预测项目厂区可能产生地面漫流的有煤提质装置、LNG 装置、火炬设施、污水调节池、初期雨水池、事故池、液体罐区、化学品库。厂区建设时地面进行水泥硬化防渗处理，厂内建有完善的截排水设施及排水系统。

项目厂区可能对土壤环境产生污染的固体废弃物有危废暂存库；项目在正常工况下，不会由于固体废物中有害成分污染土壤环境。本项目厂址区地面设施的建设，可全面防控可能的污水发生地面漫流而进入土壤环境，因此污染物经地面漫流途径对土壤影响较小。

6.7.3.3 垂直入渗途径

土壤环境影响预测对于地下或半地下工程构筑物，污染物可能在跑冒滴漏条件下由垂直入渗途径污染土壤环境。该途径下采用数值模型预测法进行土壤环境影响预测。

（1）项目区包气带岩性及厚度

本项目场区出露地层为第四系全新统（Q4）松散沉积物，以细颗粒地层为主。根据钻孔揭露，本项目场地地层为含土砂砾石，地层厚度 25~60m，分选和磨圆都较差，地下水埋深 0~16m。，现地层描述如下：

项目区土壤类型较简单，仅有棕漠土一种类型土壤。其土壤剖面特征如下：

0-3cm 棕色，砂壤夹碎石，地表有砾幕，孔状结皮，干，稍松，有大量中细孔，全层多角砾，无植物根系。

3-12cm 棕色，砂壤夹碎石，块状，干，紧，有中量细孔，多石膏结晶，无植物根系。

12-41cm 灰棕色，砂砾层夹砂壤，假块状，干，紧，有少量细孔，无植物

根系。

41-120cm 灰棕色，砂砾层，干，紧，有少量中细孔，无植物根系。

根据收集的资料及本次水位统测成果，该潜水含水层的水位埋深约 16m。最终选取包气带厚度 16m 作为本次计算的模拟剖面，详见表 6.7-5。

表 6.7-5 本项目包气带岩性

土层m	层厚度m	岩性
0-16	1	粉砂

(2) 情景设置与污染物源强

非正常工况下，污水处理车间出现较严重的渗漏，此时的泄漏时间相对较短（由于有流量计显示入水量和出水量，一般可及时发现泄漏状况，假定泄漏时间为 3d），形成污染土壤的瞬时点源。

预测因子：根据工程分析章节中废水污染源强，本项目废水污染物主要涉及“重金属类污染物”和“其他类污染物”，根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 8.5 中关于预测因子的要求，本次评价对各项评价因子采用标准指数法进行排序，取各类污染物中标准指数较大的因子作为预测关键因子。根据标准指数法计算结果（表 6.7-6），选取其他类污染物中的“石油烃”作为污染因子进行预测。考虑以上污染物以点源的形式垂直入渗土壤，重点预测污染物可能影响的深度。

表 6.7-6 本项目主要污染源浓度及等标污染负荷值

污染因子	其他类污染物	
	石油类	苯并芘
Ci	0.0828	0.32
Si	900	5.7
Pi	9.2×10^{-5}	0.056
预测参数选择	石油烃、苯并芘	

本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时并不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。根据工程相关设计，为最大限度预测污染物长期运移扩散情况，本次在模拟时段内，预测污染物浓度变化过程与规律，为评价本项目建成后对土壤环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。

污染情景具体情况表述如下：

污水处理车间出现较严重的渗漏，可能进入包气带的污染物源强见表 6.7-7。

表 6.7-7 可能进入包气带的污染物源强

情景设定	渗漏点	特征污染物	包气带深度m	浓度（mg/l）	渗漏特征
非正常	污水处理车间	苯并芘	16	0.5	瞬时泄漏（3d）
		石油烃		18	

（3）建立数学模型

根据《建设项目环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）采用一维非饱和溶质运移模型，重点预测其影响的深度。

一维非饱和溶质运移模型控制方程如下：

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

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—土壤水动力弥散系数，m²/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿Z轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

预测条件

b) 初始条件

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

c) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件

$$c(z,t)=c_0 \quad t>0, z=0(\text{适用于连续点情景})$$

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases} \quad (\text{适用于非连续点源情景})$$

第二类 Neumann 零梯度边界

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

（4）预测结果

该情景下分别以苯并芘和石油烃为预测因子，利用 HYDRUS-1D 运行溶质

运移模型，将相关土壤参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 3650 天，10 年。

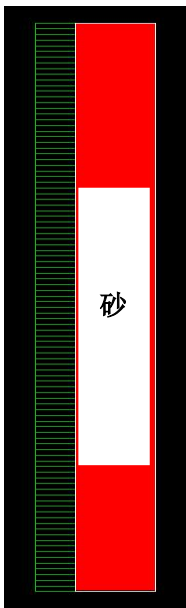


图 6.7-1 土壤岩性概化分布图

不同深度土壤浓度分布情况见图6.7.2~6.7.4。

该情景下分别以和石油烃为预测因子，利用 HYDRUS-1D 运行溶质运移模型，将相关土壤参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 3650 天，10 年。

不同深度土壤浓度分布情况见图 6.7.2~6.7.5。

- 1) 苯并芘
- 2) 石油类

(T0-0 天, T1-1 天, T2-10 天, T3-100 天, T4-200 天, T5-500 天, T6-1000 天,
T7-2000 天, T8-3000 天, T9-3063 天)

图 6.7-5 石油烃在不同时间不同深度沿土壤迁移情况

由土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，在第 3063 天到达 12m。入渗 1 天后，土壤纵向污染深度达到 0.5m，剖面峰值浓度约为 13.41mg/kg；入渗 10 天后，土壤纵向污染深度达到 1.5m，剖面峰值浓度约为 13.03mg/kg；入渗 100 天后，土壤纵向污染深度达到 2.1m，剖面峰值浓度约为 12.89mg/kg；入渗 200 天后，土壤纵向污染深度达到 2.5m，剖面峰值浓度约为 12.62mg/kg；入渗 500 天后，土壤纵向污染深度达到 3.5m，剖面峰值浓度约为 11.73mg/kg；入渗 1000 天后，土壤纵向污染深度达到 5.2m，剖面峰值浓度约为 10.6mg/kg；入渗 2000 天后，土壤纵向污染深度达到 8.5m，剖面峰值浓度约为 9.009mg/kg；入渗 3000 天后，土壤纵向污染深度达到 11.8m，剖面峰值浓度约为 7.968mg/kg；入渗 3063 天后，土壤纵向污染深度达到 12m，剖面峰值浓度约为 7.923mg/kg。由此可知石油烃预测因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值。

本项目废水处理区严格按照土壤和地下水保护措施进行防渗，保证废水处理区域无泄漏，在各项防渗措施完好的情况下，可保证废水对厂区内土壤环境的影响可控。

6.7.4 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查详见表6.7-8。

表 6.7-8 土壤环境影响评价自查表

工作内容		新疆泰亨能源化工有限责任公司1000万吨年低阶煤热解综合利用项目	备注
影响识别	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□	
	占地规模	(73.87) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）	
	影响途径	大气沉降√；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他□	
	全部污染物	废气：汞 废水：苯并芘、石油烃	
	特征因子	废气：汞 废水：苯并芘、石油烃	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类√；II类□；III类□；IV类□；	
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感√；	
评价工作等级		一级√；二级□；三级□	
现状	资料收集	a) √；b) √；c) √；d) √；	

状 调 查 内 容	理化特性	/				同附录C
	现状监测点位		占地范围	占地范围外	深度	点位布 置图
		表层样点数	7	4	0-0.2m	
		柱状样点数	5	/	0-3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的45项基本因子+二噁英				
现 状 评 价	评价因子	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃				
	评价标准	GB15618□；GB36600√；表D.2□；其他（ ）				
	现状评价结论	土壤环境质量较好				
影 响 预 测	预测因子	大气沉降：Pb； 垂直入渗：苯并芘、石油烃、				
	预测方法	附录E√；附录F□；其他（√）				
	预测分析内容	影响范围（大气沉降、垂直入渗、） 影响程度（较小）				
	预测结论	达标结论：a）√；b）□；c）□ 不达标结论：a）□；b）□				
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（ ）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		3	Pb		每年1次	
	信息公开指标	-				
	评价结论	项目建设可行				

注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注2：需要分布开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。

6.8 碳排放影响评价

气候变化是当今人类面临的重大全球性挑战。积极应对气候变化是我国实现可持续发展的内在要求，是加强生态文明建设、实现美丽中国目标的重要抓手，是我国履行负责任大国责任、推动构建人类命运共同体的重大历史担当。为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标和中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，助力产业、能源、运输结构优化升级，充分发挥环评制度源头防控作用，报告中增加了建设项目环境影响评价中碳排放影响评价内容，计算参照煤炭加工焦化行业相关参数进行计算。

6.8.1 评价依据

本项目依据《关于加强企业温室气体排放报告管理相关工作的通知》(环办气候〔2021〕9号)、《中国独立焦化企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》等文件进行碳排放影响评价。

6.8.2 碳排放分析

6.8.2.1 评价对象

本项目碳排放影响评价对象为 1000 万吨/年煤热解生产洁净煤工程，煤气制 LNG 装置。

6.8.2.2 评价基准年

本项目碳排放影响评价基准年为 2024 年。

6.8.2.3 核算边界

本次核算设施范围包括基本生产系统、辅助生产系统、以及直接为生产服务的附属生产系统，其中基本生产系统包括厂区内的备煤系统、炭化系统、气化系统、煤气净化系统、煤气制 LNG 系统、酚氨回收系统、储运系统、污水处理系统等；辅助生产系统包括供电、供水、采暖、制冷、机修、化验、仪表、仓库、运输等；附属生产系统包括生产指挥管理系统以及厂区内为生产服务的部门和单位，如职工食堂、车间浴室等。

6.8.3 排放因子及排放源

6.8.3.1 排放因子

根据工程分析，本项目排放的温室气体主要为 CO₂，依据《工业企业温室气体排放核算和报告通则》(GB/T32150)、《中国独立焦化企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》等文件，本项目温室气体排放因子确定为 CO₂，计算其排放量及排放强度。

6.8.3.2 本项目 CO₂ 排放源

1、燃料燃烧 CO₂ 排放

本项目炭化燃烧室采用气化炉煤气作为燃料，主要考虑荒气燃烧排放的 CO₂ 排放量；LNG 生产过程中排放的 CO₂、锅炉燃料燃烧排放的 CO₂。

2、工业生产过程 CO₂ 排放

LNG 生产过程中排放的 CO₂。

3、CO₂ 回收利用量

包括企业回收燃料燃烧或工业生产过程产生的 CO₂ 作为生产原料自用的部分，以及作为产品外供给其它单位的部分，CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。本项目不涉及 CO₂ 回收利用量，此项为 0。

4、净购入电力、热力隐含的 CO₂ 排放

企业净购入的电力和热力所对应的电力或热力生产环节产生的 CO₂ 排放。
本项目锅炉产生蒸汽，电量需要外购。因此，该部分主要核算购入电力的 CO₂ 排放。

6.8.4 碳排放量核算与评价

本项目从燃料燃烧排放、能源活动排放、净调入电力和热力排放、工业生产过程排放等方面，分别计算产能置换项目、本项目建设实施后的碳排放量以及碳排放强度。

6.8.4.1 碳排放核算

根据《中国独立焦化企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》推荐的公式计算碳排放总量。

温室气体排放总量应等于燃料燃烧 CO₂ 排放量，加上工业生产过程 CO₂ 排放量，减去企业 CO₂ 回收利用量，再加上企业净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量，如下式： $E_{GHG}=E_{CO_2-燃烧}+E_{CO_2-过程}-R_{CO_2-回收}+E_{CO_2-净电}+E_{CO_2-净热}$ 。

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-燃烧}$ ——燃烧设备燃料焦炉煤气产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-过程}$ ——炼焦生产过程中产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$R_{CO_2-回收}$ ——企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-净电}$ ——净购入电力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-净热}$ ——净购入热力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

燃料燃烧 CO₂ 排放按下式进行计算：

$$E_{CO_2-燃烧}=AD_i \times CC_i \times OF_i \times 44/12$$

$$CC_i=NCV_i \times EF_i$$

式中：

AD_i 为进入常规机焦炉燃烧室的焦炉煤气及高炉煤气的燃烧量，以万 Nm³ 为单位；

NCV_i 为化石燃料品种 i 的低位发热量，单位 GJ/万 Nm³；

EF_i 为化石燃料品种 i 的单位热值含碳量，单位吨碳/GJ；

OF_i 为燃料的碳氧化率，无量纲，取值范围为 0~1。

(2) 工业生产过程 CO_2 排放

炭化炉放散管和火炬系统的荒煤气流量通常难以监测，故推荐用碳质量平衡法来核算炼焦过程的 CO_2 排放。以焦炉炭化室到煤气净化与化产品回收工段作为一个相对独立的子系统，根据输入该系统的炼焦原料与输出系统的洁净煤、焦炉煤气、煤焦油等进行碳质量平衡核算出子系统的碳损失，并假定损失的碳全部转化成 CO_2 被排放到大气中。

公式如下：
$$E_{CO_2\text{-净电}} = [PM_r \times CC_r - COK \times CC_{COK} - COG \times CC_{COG} - \sum_p (BY_p \times CC_p)] \times 44/12$$

式中：

PM_r 为进入到焦炉炭化室的洗精煤质量，单位为吨；

CC_r 为洗精煤的含碳量，单位为吨碳/吨；

COK 为焦炉产出的焦炭量，单位为吨；

CC_{COK} 为焦炭的含碳量，单位为吨碳/吨；

COG 为净化回收的煤气量，单位为万 Nm^3 ；

CC_{COG} 为煤气的含碳量，单位为吨碳/吨；

BY_p 为煤气净化过程中回收的各类型副产品 p ，如煤焦油等的产量，单位为吨；

CC_p 为副产品 p 的含碳量，单位为吨碳/吨；

(3) CO_2 回收利用量

本项目无 CO_2 回收利用量，因此 $R_{CO_2\text{-回收}}=0$ 。

(4) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

净购入电力隐含的 CO_2 排放量由下式计算：
$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

其中：

$AD_{\text{电力}}$ ——净购入的电力消耗量，单位为 MWh；

$EF_{\text{电力}}$ ——电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh，依据电网平均供电 CO_2 排放因子取值 0.8834。

经计算，本项目 CO_2 排放总量为 2957868.3t/a，计算过程见表 6.8-1。

表 6.8-1 本项目 CO_2 排放量汇总表

序号	排放环节	各指标名称	数量	备注
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	(1) 燃料名称	煤气	
		消耗量(万 Nm ³ /h)	120875	
		低位发热量(GJ/万 Nm ³)	167.46	缺省值
		单位热值含碳量(tC/GJ)	13.60×10 ⁻³	缺省值
		煤气含碳量(tC/万 Nm ³)	2.2775	由缺省值计算
		碳氧化率	0.99	
		燃料燃烧 CO ₂ 排放量(t)	708614.29	
		(2) 燃料名称	煤炭	蒸汽锅炉
		消耗量(吨)	318000	
		低位发热量(GJ/t)	19.59	缺省值
		单位热值含碳量(tC/GJ)	0.03356	缺省值
		碳氧化率	44/12	由缺省值计算
		碳氧化率	0.99	
		燃料燃烧 CO ₂ 排放量(t)	758909.75	
2	炭化过程 CO ₂ 排放	炼焦用煤量(t)	10000000	
		炼焦煤含碳量(tC/C)	0.7551	由缺省值计算
		烘干筛分下煤(t)	2023883	
		烘干筛分煤含碳量(tC/C)	0.7551	由缺省值计算
		洁净煤产量(t)	5453200	
		洁净煤含碳量(tC/C)	0.8370	由缺省值计算
		煤气量(万 Nm ³)	85650.6	
		煤气含碳量(tC/万 Nm ³)	2.2775	由缺省值计算
		焦油产量(t)	488000	
		焦油含碳量(tC/C)	0.7369	由缺省值计算
		炭化过程 CO ₂ 排放量(t)	903761.16	
3	煤气制 LNG	脱碳再生产碳量	76865.6	
3	CO ₂ 回收利用量	CO ₂ 外供量(万 Nm ³)	0	
		CO ₂ 自用量(万 Nm ³)	0	
		CO ₂ 回收利用量(万 Nm ³)	0	
4	净购入电力隐含 CO ₂ 排放	外购电量(MWh)	775000	
		外供电量(MWh)	0	
		电力供应 CO ₂ 排放因子(tCO ₂ /MWh)	0.6577	新疆电网排放因子

序号	排放环节	各指标名称	数量	备注
		净购入电力隐含 CO ₂ 排放量(t)	509717.5	
5	净购入热力隐含 CO ₂ 排放	外购热力 (GJ)	0	
		外供热力 (GJ)	0	
		热力供应 CO ₂ 排放因子 (tCO ₂ /GJ)	0.11	指南值
		净购入热力消费隐含 CO ₂ 排放 (GJ)	0	
本项目 CO ₂ 排放总量(t)			2957868.3	

6.8.4.2 本项目碳排放评价

本项目 CO₂ 排放量汇总表见 6.8-2。

表 6.8-2 本项目 CO₂ 排放量汇总表

序号	温室气体排放源	焦化工程排放量 (tCO ₂)
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	1467524.04
2	工业生产过程 CO ₂ 排放	980626.76
3	CO ₂ 回收利用量	0
4	全厂净购入电力隐含的 CO ₂ 排放	509717.5
5	全厂净购入热力隐含的 CO ₂ 排放	0
碳排放量合计 (tCO ₂)		2957868.3

根据煤炭加工行业的现实情况来看，实现碳达峰仍然挑战巨大。煤炭加工企业的洁净煤生产量受下游用户消费量和在产焦炉开工率(或称产能利用率)密切相关，在洁净煤市场需求稳定缓慢增长(或出现负增长)的前提下，如钢铁、冶金和化工行业提前实现碳达峰，煤炭加工行业应紧跟着提前实现碳达峰。

6.8.5 本项目降碳措施

6.8.5.1 节能降耗措施

(1) 在炉体设计上，提高结构严密性，采取隔热措施，减少煤气漏失和炉体散热。

(2) 采用双室双闸装煤方式，实现无烟化装煤，从而节省蒸汽，降低能耗。

(3) 总图布置

总图充分考虑各装置单元的有机衔接。通过优化原料堆场与炭化炉之间的布置、优化各工序间物料衔接，充分利用前置工艺（工序）余能余热，降低后续工序能耗；公辅系统与各工艺之间的布局，根据生产、加工储备、输送分配、使用

等各环节的特点，量大优先，竖向布局，统筹兼顾，以减少过程损耗。达到工艺布局合理、物流顺畅、能耗最低的效果。充分利用地形高差，尽可能实现废水无动力自流，降低能耗。

（4）工艺设计和装备水平

在煤气净化、制 LNG 等工艺设计中，采用各种新型高效换热设备，充分回收高温物料的热能，最大限度地节省能源。对不同温度的水和不同压力参数的蒸汽，尽量做到梯级利用，节省能源。在电气设备选择上均考虑节能型机电设备，以节省电力。部分设备和管道保温保冷，以节省能源。采用节能型变压器及节能照明灯具。回收采暖和生产用蒸汽凝结水，节省新鲜水用量。

（5）余热利用

充分利用炭化生产过程中产生的余热余能，提高洁净煤生产能源利用效率，降低能耗。主要余热利用工序包括：炭化炉余热回收、解析气等干馏气利用等。

（6）清洁运输方式

①内部运输：采用封闭皮带通廊、罐车、气力输送等方式密闭输送。厂内非道路移动机械要达到国五及以上标准或使用纯电动，厂内转运车辆要采用国五及以上排放标准的重型车或新能源车。

②外部运输：80%以上的原料、洁净煤、矸石等大宗物料采用铁路运输，其余部分采用国六排放标准的货车运输。

6.8.5.2 其他碳排放减排措施

1、能源管理体系

（1）坚持全过程控制：降低能源消耗、提高能源利用效率都是在产品实现和服务提供的行为活动中体现的，能源管理体系标准更应注重对过程的控制要求。

（2）运用 PDCA 循环：通过在组织内各层次应用 PDCA 概念进行能源因素识别、目标指标和管理方案制定，以及运行控制、检查和管理评审等活动，最终实现保持和持续改进能源管理的过程能力。

（3）充分结合能源管理的特点：将能源管理的特点充分体现在能源管理体系的各项具体要求中，努力与现行的能源管理方法，如与能源诊断、综合能耗计算、节能量计算等技术相结合。

（4）充分借鉴现有的管理体系标准：我国能源管理体系标准遵循了管理体

系标准的国际惯例、发展趋势和一般要求，借鉴 ISO9001、ISO14001、ISO27001 等应用比较广泛的国际管理体系标准的理念和方法，在标准构架、相关表述和要求方面与国际通行的管理模式相协调。

2、项目能源管理

（1）能源管理机构

根据《能源管理体系要求》（GB/T 23331-2012），项目单位应建立能源管理体系，编制和完善必要的文件，并按照文件要求组织具体工作的实施；体系建立后应确保日常工作按照文件要求持续有效运行，并不断完善体系和相关文件；界定能源管理体系的管理范围和边界，并在有关文件中明确；策划并确定可行的方法，满足标准要求，持续改进能源绩效和能源管理体系。

机构设置

项目单位设立以总经理为领导的厂级的能源管理机构，委员会应包括财务、生产计划、物资供应、机电（动力）、计量、后勤等部门领导和和主要生产区（队）领导等，在能源管理委员会下设置节能办公室，作为负责日常工作的能源管理专职职能机构，并配备主任，能源管理工程师和必要的专职人员。

公司能源管理机构由主管生产厂长任组长，各个生产部门领导任副组长，各有关部门为组员，负责办理和协调日常事务。各部门、分厂（部室）应结合本部门实际，分别设置兼职能源管理员。

②机构职责

项目建成投产以后能源管理委员会定期研究和决定能源管理和节能工作的主要问题，决定以后，按原职能分工，由各负责部门贯彻执行。节能办公室负责检查、推动和综合工作。

主要生产、能源消耗部门可成立以科为单位的节能小组。由有关职能人员、各工段长和工人代表参加。按厂级能源管理委员会的指示，推动和开展科级的节能工作。

（队）组设置节能管理员，按科级节能小组的决定，推动本班组节能工作，具体工作内容可纳入岗位责任制中，这样就能使节能工作真正落实到班组和主要耗能设备，形成三级的节能管理网，实现既有专人负责又有群众参加的全面能源管理。

（2）能源统计

能源统计分析工作的内容主要为能源购入需求统计、能源消费统计、产品能耗统计、能源节能统计。企业应该制定能源统计制度，形成相关文件和记录。

（3）能源消耗定额

企业制定能源消耗定额，作为判断能耗状况是否正常的重要依据，并考核完成情况。应制定管理文件，对以下活动作出明确规定：能源消耗定额的制定；定额的下达和责任；实际用能量的计量和核算等。

（4）节能技术进步

项目建成投产后，应积极采用节能技术完成政府节能指标。为使节能技术措施顺利实施，达到预期效果，应制定和执行管理文件，规范协调节能技术措施实施过程中的各项工作。包括：可行性研究；计划和实施；效果评价和保持。组织有关部门和人员对节能技术措施建议进行研究，作出实施决定。

（5）能源管理培训

为使能源管理工作人员能够胜任工作，确保所有从事能源管理有关工作的人员具备相应的能力，就必须使从事能源管理工作的人员进行教育、培训。明确能源管理的重要意义，增强抓好节能工作的责任感、紧迫感和信心，并了解企业能源管理的方法和节能途径，才能有效的推动企业的能源管理工作。

3、能源计量管理

（1）能源计量制度

①建立能源计量管理体系，并保持和持续改进其有效性。

②建立、保持和使用程序来规范能源计量人员行为、能源计量器具管理和能源计量数据的采集、处理和汇总。

（2）能源计量人员

①设专人负责能源计量器具的管理，负责能源计量器具的配备、使用、检定（校准）、维修、报废等管理工作。

②设专人负责主要次级用能单位和主要用能设备能源计量器具的管理。

③能源计量管理人员应通过相关部门的培训考核，持证上岗；用能单位应建立和保存能源计量管理人员的技术档案。

④能源计量器具检定、校准和维修人员，应具有相应的资质。

（3）能源计量器具

①有完整的能源计量器具一览表，表中应列出计量器具的名称、型号规格、准确度等级、测量范围、生产厂家、出厂编号、用能单位管理编号、安装使用地点、状态（指合格、准用、停用等）。主要次级用能单位和主要用能设备应备有独立的能源计量器具一览表分表。

②用能设备的设计、安装和使用应满足《关于用能设备的能源监测要求》GB/T6422-2009、GB/T15316-2009。

③建立能源计量器具档案，内容包括：

- a) 计量器具使用说明书；
- b) 计量器具出厂合格证；
- c) 计量器具最近两个连续周期的检定（测试、校准）证书；
- d) 计量器具维修记录；
- e) 计量器具其他相关信息；

④备有能源计量器具量值传递或溯源图，其中作为用能单位内部标准计量器具使用的，要明确规定其准确度等级、测量范围、可溯源的上级传递标准。

⑤凡属自行校准且自行确定校准间隔的能源计量器具，应有现行有效的受控档（即自校计量器具的管理程序和自校规范）作为依据。

⑥能源计量器具应实行定期检定（校准）。凡经检定（校准）不符合要求的或超过检定周期的计量器具一律不准使用。属强制检定的计量器具，其检定周期、检定方式应遵守有关计量法律法规的规定。

⑦在用的能源计量器具应在明显位置粘贴与能源计量器具一览表编号对应的标签，以备查验和管理。

（4）能源计量数据

①建立能源统计报表制度，能源统计报表数据应能追溯至计量测试记录。

②能源计量数据记录应采用规范的表格式样，计量测试记录表格应便于数据的汇总与分析，应说明被测量与记录数据之间的转换方法或关系。

③根据需要建立能源计量数据中心，利用计算机技术实现能源计量数据的网络化管理，并按生产周期（班、日、周）及时更新能源计量数据。

④根据需要按周期（班、日、周）及时统计计算出其单位产品的各种主要能

源消耗量。

能源管理规定

根据《中华人民共和国节约能源法》和当地能源管理的有关规定，杜绝能源的跑、冒、滴、漏和私自用电现象，节约能源、降低成本、增加效益，安全合理的利用水、电资源，保证工厂的生产、生活的使用。

6.8.5.3 末端控制措施

本项目正常投运后，建议建设单位按照《中国独立焦化企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》文件相关要求，设置碳排放管理机构及人员，配备能源计量、检测设备，定期开展碳排放监测、报告和核查工作；同时建立碳排放相关管理台账，按照核算方法中所需参数，建立碳排放管理及监测计划，明确监测、记录信息和频次，并对相关含碳产品及原料进行含碳量实际监测。监测计划见 6.8-3。

表 6.8-3 碳排放监测计划表

序号	监测点或监测内容	监测项目	监测频次
1	洁净煤	产量、含碳率、低位发热量等	1 次/月
2	煤气	产生量、含碳率、热值、作为各工序燃料消耗量、作为综合利用原料等	1 次/月
3	焦油	产生量、使用量、含碳率等	1 次/月
4	燃料气	产生量、使用量、含碳率等	1 次/月
5	电力	各工序购入电力消耗量，余热发电系统发电量等	1 次/月
6	预留碳捕集设施	碳捕集设施投运时，记录碳捕集量	1 次/月

6.8.5.4 碳减排潜力分析及建议

煤化工中碳氢转化带来的碳排放是能化产品生产流程中最重要的过程排放，煤化工因为煤炭自身碳氢组分的原因自然会带来比油气路径更高的过程排放，另外也因为工艺流程更长带来了相应较高的碳排放。从技术上看，煤化工产品过程排放的问题实际是碳原子利用率，即原料利用和转化率的问题，虽然从反应机理上难以短期逆转，但通过提升物料的利用效率，就能够降低无谓的碳原子损失。

基于以上分析，本次碳排放评价建议企业结合环境经济效益，分析建设项目在现有技术条件下通过优化能源结构、工艺过程、循环利用方案等措施，进一步降低碳排放总量的潜力。从以下方面（但不限于）提出碳减排建议：

1、深入分析各工艺环节，优化工艺条件，降低能耗，提高能源综合利用效率，实现“吃干榨尽”，实施碳减排工程等；

2、清洁运输方式：①内部运输：采用封闭皮带通廊、罐车、气力输送等方式密闭输送。②外部运输：进一步提高出省焦炭铁路运输比例，其余全部采用新能源汽车或达到国六排放标准的全封闭绿色厢车运输。厂内非道路移动机械要达到国三及以上标准或使用纯电动，厂内转运车辆要采用国六及以上排放标准的重型车或新能源。

3、建议企业后续发展中应积极探索余热利用技术，提高热能循环使用，高效节能减碳。煤气初步冷却器上段余热利用系统、循环氨水余热利用系统的稳定运行，节能降碳。煤炭加工企业生产是耗电能源大户，尽量选用高效节能型电机，提升能效，节能降碳。

4、鼓励企业在厂区平面布置预留碳捕集设施场地，为将来碳捕集实施留有空间，后续运行过程中研发建设 CO₂ 捕集回收利用示范项目，用捕集的 CO₂ 作原料，融合煤气制甲醇联产合成氨，制取尿素生产；或研发利用煤气净化与化产系统副产的氨水吸收烟道气中 CO₂，制取农业用碳酸氢铵产品。

5、企业应大力开展全生产工艺流程系统能耗设计及计算与评估工作，评估生产工艺流程设计是否经济合理、比选节能减排情况，应选用高效节能型电机，提升能效，节能降碳。

6、建议企业建立建全温室气体碳排放监管体系，设有碳排放达峰专员，具体负责管理本企业碳减排、碳达峰工作。按照国家标准和有关独立焦化企业温室气体排放核算与报告要求定期编制本企业温室气体 CO₂ 排放核算报告。结合碳交易、碳排放履约、排污许可与碳排放协同管理相关要求等制定合理的管理措施。

6.9 交通运输影响分析

本项目新增外购原料和产品运输量 1705.54 万 t/a，从而引起交通流量和尾气排放量增加。原煤来源于相邻的鄯善县库木塔格煤矿，其它主要原料皆疆内采购，通过汽车运输到厂区内，产品通过汽车运输到区外。其中水通过园区供水管网供给。

原料和产品运输主要以载重车为主，汽车尾气污染物主要为 NO₂、CO 和烃类物等。本项目原料和燃料煤运输距离为 50km，原料和燃料煤运输总量为

10400800t/a, 载重汽车每次运输货物量按 20t 计, 总运输车次为 520040 辆·次, 货车耗油量按照 30L/辆·100km, 原料运输共计耗油量为 7800.6m³; 本项目产品运输总量为 6654600t/a, 载重汽车每次运输货物量按 20t 计, 总运输车次为 332730 辆·次, 产品运出距离按 2500km 计, 车辆运出产品需要的往返里程数约 5000km; 在自治区内采购常见原料和销售产品的距离按照 500 公里计, 覆盖到哈密市、呼图壁县、吐鲁番、克拉玛依等地区的各个工业园区, 往返里程数约 2000km, 则项目运输物料每年合计里程数约 7000km。货车耗油量按照 30L 柴油/100km 计算, 每年产品运输共计耗油量 698733m³, 本项目运输共计耗油 706533.6m³ 参照《环境保护实用数据手册》重型车污染物排放系数分别为: CO, 6.25kg/m³、NO₂, 43.17kg/m³、烃类 4.32kg/m³, 则运输车辆大气污染物排放量为: CO, 4415.8t/a、NO₂, 30501t/a、烃类物质 3052t/a。由于本项目交通运输源废气污染物排放强度较小, 因此对周边环境影响较小。

6.10 施工期环境影响分析

6.10.1 施工期大气环境影响分析

本项目对大气环境的影响主要表现为施工扬尘污染, 其次为汽车运输产生的道路扬尘以及各类施工机械、运输车辆等排放的废气等。

(1) 施工扬尘影响分析

扬尘量的大小与施工现场条件、管理水平、机械化程度及施工季节、土质及大气等诸多因素有关, 是一个复杂、较难定量的问题。北京市环境保护科学研究院曾对建筑工程施工工地的扬尘情况进行了测定(测定时风速为 2.1m/s), 测定结果见表 6.10-1。

表 6.10-1 施工现场扬尘产生情况

与工地距离/m	10	20	30	40	50	100
不洒水时/(mg/m ³)	1.75	1.30	0.78	0.37	0.34	0.33
洒水时/(mg/m ³)	0.44	0.35	0.31	0.27	0.25	0.24

由表 6.8-1 可以看出, 施工现场洒水可以明显降低施工场地及其周围大气环境中的扬尘, 而且随着与施工现场之间距离的增大, 扬尘浓度逐渐降低。当风速低于 1.5m/s 时, 距施工现场 50m 外扬尘对大气环境的影响已经很低。

表 6.10-2 施工场地周围环境 TSP 日均浓度影响监测结果 (μg/m³)

工地名称	工地内 TSP	工地上风侧 TSP	工地下风侧 TSP

		50m	50m	100m	150m
工地 A	759	328	502	367	336
工地 B	618	328	472	356	332
工地 C	596	303	434	372	309
工地 D	409	311	538	465	314
平均值	596	317	487	390	322

由表 6.10-2 可以看出, 建筑施工扬尘严重, 当风速为 2.1m/s 时, 工地内 TSP 浓度为上风向对照点的 1.5~2.3 倍, 平均 1.88 倍, 相当于大气环境标准的 1.4~2.5 倍, 平均 1.98 倍。此外, 建筑施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 之内, 被影响地区的 TSP 浓度平均值为 0.419mg/m³, 为上风向对照点的 1.5 倍, 相当于大气环境标准的 1.6 倍。

由上述分析可见, 施工扬尘主要影响位于主导风向下风向。本项目所在地历年平均风速为 2.3m/s, 由类比资料分析可知, 一般情况下施工扬尘影响范围在 200m 之内, 200m 外 TSP 浓度一般可满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准的要求。

在实际施工中, 扬尘量随管理水平的提高而降低。首先, 采取封闭式施工管理, 施工场地采取洒水降尘、特别是加强土方挖掘、土方堆放、垃圾清理、运输道路等施工管理, 严格控制作业面, 起尘物料、临时堆放土方用帆布覆盖, 强化管理措施, 扬尘量将降低 50-70%。随着本项目施工期的结束, 施工扬尘影响随之消失。

(2) 施工运输扬尘及汽车尾气影响分析

施工废气主要为各种燃油机械和运输车辆产生的尾气, 主要污染物为 NO_x、CO 和碳氢化合物 (THC) 等。本项目施工期运输量较小, NO_x、CO 和碳氢化合物 (THC) 排放量较小, 对周围环境影响较小。

6.10.2 施工期水环境影响分析

施工期对水环境的影响主要为砂石料堆放、土石方工程及雨天引起的水土流失以及施工机械维修冲洗废水, 包括雨污水及场地积水, 这些污水悬浮物浓度较高, 要求在砂石料堆放场地周围设置排水明沟, 场地径流经收集沉淀后予以回用; 工地生活区应配套临时防渗厕所。

(1) 生产废水的环境影响

施工废水主要产生于砂石料清洗以及施工机械维修冲洗废水。砂石料清洗废水主要为洗料废水，水量大，含砂量可达4~70kg/m³。混凝土浇筑废水系生产混凝土过程中产生的废水，其中SS经沉淀后可以大部分去除，经过简易沉淀处理后可回用于施工水池（水源—施工水池—搅拌—沉淀池—施工水池）。

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。其中砂石料生产废水和混凝土浇筑废水如果不加处理，将浪费水资源且污染环境，要求将其经沉淀处理后回用到施工水池或用作防尘洒水用水。

（2）生活污水的环境影响

本项目施工人员按照400人计，生活污水的产生量为12m³/d。类比同类型生活污水排放浓度，本项目施工期排放生活污水中主要污染物的排放量见表6.10-3。

表 6.10-3 施工期生活污水排放的污染物高峰负荷

项目	污水量（m ³ /d）	污染物污染负荷（kg/d）			
		COD	BOD ₅	氨氮	SS
厂区	3.2	0.6	0.4	0.1	0.5

施工人员的生活污水中各污染物负荷量较小，要求在施工生活区内设置防渗厕所，生活污水收集后排入园区污水厂进行处理，不会对周围地表水环境产生影响。

6.10.3 施工期声环境影响分析

本项目涉及的施工机械较全，噪声源复杂且声级各异。施工过程中的噪声源主要为施工中使用的施工机械，包括：推土机、挖掘机、起重机、电锯、打桩机及重型运输卡车等大型机械。这些机械运行时将会对项目厂址周围及车辆途经沿线地区的声环境质量造成一定影响。施工机械噪声对声环境的影响程度视距离而定，在一般情况下噪声衰减为：距离每增加50m，声级可降低10~15dB（A）。利用工程常用施工机械的噪声进行实测，并与达标值进行比较，具体见表6.10-4。

表 6.10-4 施工机械噪声实测值及达标计算值一览表（单位：dB（A））

施工机械名称	测点与噪声源的距离（m）	实测值 （dB （A））	GB12523-2011 限值		达标距离（m）	
			昼	夜	昼	夜
推土机	15	83	70	55	67	377
挖掘机	15	77			34	189
混凝土搅拌机	15	89			134	752

打桩机	15	105			844	4743
振捣机	15	93			212	1191
电锯	15	103			670	3768
吊车	15	73			21	119
升降机	15	78			38	212
扇风机	15	92			189	1062
压风机	15	95			267	1500
重型卡车	15	87			106	597
装载机	15	85			84	474

由表6.10-4可知，在夜间施工时，最强的噪声源打桩机所需的达标距离为4743m，本项目5km范围内无居民区，附近声环境敏感点不会受影响。施工期的主要噪声源有各种施工机械所产生的噪声，并且噪声值相对较高，虽持续时间不长，但应加强管理措施，尽量减少噪声影响。应严格进行施工登记和审批程序，并做好施工的程序安排，并教育和提高施工人员的环境意识，做到文明施工，将施工期间产生的噪声污染降低到最小程度。

6.10.4 施工期固体废物影响分析

施工期的固体废物主要有二类：一是施工建设过程中产生的建筑垃圾；二是施工人员的生活垃圾。

工程施工过程中产生的固体废物主要来源于开挖土方和建筑施工中的废物如水泥、砖瓦、石灰、沙石等。对于建筑垃圾，虽然这些废物不含有毒有害成份，但粉状废料可随降雨产生的地面径流进入水体，使水中悬浮物大量增加，严重时可使水体产生暂时的污染，因此，施工期的垃圾应有计划地堆放，并采取相应的处理措施，如设置挡土墙等，避免废物随地面径流进入附近沟渠。应禁止四处乱堆乱倾倒建筑垃圾，防止对环境景观和土壤的破坏。

根据初步设计资料，本项目场地依据地势建设为四个平台，挖填方平衡。

生活垃圾以有机污染物为主，少量以无机污染物为主，随意堆放将影响周围环境。施工现场应设垃圾桶，将产生的生活垃圾收集，并环卫部门指定的地点交由环卫部门处置。综上，项目施工期建筑垃圾等对环境影响较小。

6.10.5 施工期生态环境影响分析

施工期的影响因子主要为工程建设造成的粉尘、二次扬尘及施工人员生活排放的废水，由于污染物成分简单，影响较小，随着施工期的结束，影响也将消失。

施工期生态影响见表6.10-5。

表 6.10-5 施工期生态环境影响表

建设行为	影响方式	影响程度
物料运输及土方的挖掘填埋	改变地表形态	×
	改变表土结构	×
	土居动物	×
	水土流失	×××
物料运输和堆存	扬尘对作物的影响	×
	噪声对动物的影响	×
生活污染物	对土壤的影响	×
	对植被的影响	×
	对生物的影响	×
	对农作物的影响	×

注：×××—影响严重、××—影响较大、×—影响一般。

由表6.10-5可知，施工过程中的建设行为对生态环境的影响是不容忽视的。

本项目厂址占地类型为工业用地，施工期后期将进行植被恢复措施，包括：场内道路两侧及场区空地绿化；两侧栽植单行行道树；临时占地的施工区将进行植被恢复，选用耐寒的优良品种，如落叶乔木选择国槐、灌木选择刺梅、连翘、大叶黄杨、女贞等，花卉选择菊花、月季等，草种选择小冠花、苜蓿等。这些措施增加了场区内的植被，使评价区内植被种类得到丰富，对改善区域生态环境、提高生物多样性起到了促进作用。

7 环境风险评价

7.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），对建设项目营运期生产、运输、贮存过程中可能造成的事故风险进行分析评价，并提出消除和减缓事故风险影响的措施及应急预案。

7.2 风险调查

7.2.1 风险源调查

依据 HJ169-2018 附录 B 进行危险物质识别，经识别本项目涉及的危险物质为煤气、焦油、轻质油、硫磺、氨水、酸性气、LNG、LPG，危险物质的数量和分布情况见表 7.2-1 和图 7.2-1。

表 7.2-1 项目危险物质数量及分布情况表

序号	危险物质	存储装置	最大储量或在线量（吨）	型号	分布
1	煤气	气柜	6	1 座，20000m ³	热解煤气气柜
2	煤焦油	焦油储罐	14664	2 个 10000m ³	焦油储罐
3	LNG	LNG 储罐	10830	2 个 10000m ³	LNG 储罐
4	LPG	LPG 储罐	7020	2 个 5000m ³	LPG 储罐
5	液氨	液氨贮罐	304.8	V=650m ³ ，压力贮罐	液氨贮罐
6	乙烯	乙烯贮罐	5	V= 15 m ³ 贮罐	乙烯贮罐
7	丙烷	丙烷贮罐	8	V= 20 m ³ 贮罐	丙烷贮罐
8	异戊烷	异戊烷贮罐	7	V= 15m ³ 贮罐	异戊烷贮罐
9	粗酚	粗酚罐	515	1 个 500 m ³	粗酚罐
10	中间煤焦油	中间煤焦油罐	9840	14 个，800m ³	中间煤焦油罐
11	硫磺	液硫池	5	/	硫回收工段
12	酸性气	酸性气分离罐	2	以硫化氢计	酚氨回收工段、硫回收工段

7.2.2 环境敏感目标调查

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》中有关环境敏感区的特征描述，结合环境风险评价范围的区域环境特征，对区域环境敏感因素特征进行分析并予以识别。

本项目涉及的危险物质主要通过大气、水体、土壤扩散的方式进行传播，据调查，本项目5km范围内的无居民、集中供水水源地、分散饮用水源井、地表水体等。建设项目环境风险敏感特征见表 7.2-2 及环境敏感目标图 7.2-2。

图 7.2-1 危险物质分布图

表 7.2-2 项目环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人员数（人）
		无				
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 5 km 范围内人口数小计					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24 h 内流经范围/km	
	1	无	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	无	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E 值					/
	地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能
1		无				
2						
地下水环境敏感程度 E 值					E3	

7.3 环境风险潜势初判

7.3.1 E 的分级

(1) 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 7.3-1。

图 7.2-2 (1) 大气环境风险敏感目标图

图 7.2-2 (2) 地下水、地表水环境风险敏感目标图

表 7.3-1 大气环境敏感程度分级

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

由表 7.3-1 可知，本厂区周边 5km 范围内无居民区，园区目前无其他企业；综合考虑园区 2023-2035 年总体规划，远期规划人口规模约 2000 人。因此，500m 范围内人数小于 500 人，5km 范围内总人数小于 1 万人。

综上所述，本项目大气环境敏感程度为环境低度敏感区（E3）。

（2）地表水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 7.3-2。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 7.3-3 和表 7.3-4。

表 7.3-2 地表水环境敏感程度分级

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

表 7.3-3 地表水环境敏感程度分区

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

表 7.3-4 环境敏感目标分级

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

本项目周边无地表水体，发生事故时危险物质首先在厂内事故池收集，不会排放进入地表水体，本评价不开展地表水环境风险评价。

(3) 地下水环境敏感程度分级

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 7.3-5。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 7.3-6 和表 7.3-7。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 7.3-5 地下水环境敏感程度分级

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

表 7.3-6 地下水功能敏感性分区

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

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

表 7.3-7 包气带防污性能分级

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

Mb: 岩土层单层厚度。
K: 渗透系数。

1) 地下水功能敏感性

本项目评价范围内无集中式饮用水水源(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;不属于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;无分散式饮用水水源地;无特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此,本项目地下水环境敏感程度为不敏感 G3。

2) 包气带防污性能

本项目场地包气带土层厚度为 15m, 渗透系数为 0.014m/d~0.83m/d ($1.62 \times 10^{-5} cm/s \sim 9.62 \times 10^{-4} cm/s$)。因此,本厂区包气带防污性能分级为 D2。

综上所述,本项目地下水环境敏感程度为环境中度敏感区(E3)。

7.3.2 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

(1) 危险物质数量和临界量比值(Q)

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在 HJ169-2018 附录 B 中对应临界量的比值 Q。当只涉及一种危险物质时,计算该物质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):

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

式中: $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量, t;

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时,该项目环境风险潜势为 I;

当 $Q \geq 1$ 时,将 Q 值划分为: $1 \leq Q < 10$, $10 \leq Q < 100$, $Q \geq 100$ 。

表 7.3-8 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 t	临界量 t	该种危险物质 Q 值
1	液氨	1336-21-6	304.8	10	30.48

2	煤气	/	6	7.5	0.80
3	焦油	/	14664	2500	5.87
4	LNG（以甲烷计）	74-82-8	10830	10	1083.00
5	LPG（石油气）	68476-85-7	7020	10	702.00
6	乙烯	74-85-1	5	10	0.50
7	丙烷	74-98-6	8	10	0.80
8	异戊烷	78-78-4	7	10	0.70
9	粗酚（以苯酚计）	108-95-2	515	5	103.00
10	中间煤焦油	/	9840	2500	3.94
11	硫磺	63705-05-5	5	10	0.50
12	酸性气（以硫化氢计）	7783-06-4	2	2.5	0.80
ΣQ					1932.38

本项目 Q 值等于 1932.38，划分为 $Q \geq 100$ 。

（2）所属行业和生产工艺特点（M）

本项目属于煤化工行业，生产工艺评分见表 7.3-9。

表 7.3-9 本项目生产工艺评分（M）

行业	评估依据	分值	本项目
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	本项目涉及煤气化装置 3 套，30 分
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	本项目涉及焦化工艺，煤热解装置 8 套，40 分
	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）	本项目涉及高温 LNG 生产装置 1 套、高温硫回收装置 1 套，10 分
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	不涉及
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	不涉及
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	不涉及

a 高温指工艺温度 $\geq 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{ MPa}$ ；

b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

综上，本项目生产工艺评分为 80 分，属于 M1 ($M > 20$)。

(3) 危险物质及工艺系统危险性 (P)

表 7.3-10 危险物质及工艺系统危险性等级表

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

根据表 7.3-10，本项目危险物质及工艺系统危险性等级为极高危害 P1。

7.3.3 环境风险潜势

根据 HJ169-2018，首先分别判断大气、下水环境风险潜势，环境风险潜势综合等级最终取各要素等级的相对高值。环境风险潜势初判结果见表 7.3-11。

表 7.3-11 危险物质及工艺系统危险性、环境敏感程度判定结果

环境要素	环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性	各要素境风险潜势划分	建设项目境风险 潜势划分
大气环境	E3	P1	III	III
地下水环境	E3	P1	III	

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求：“建设项目环境风险潜势综合等级取各要素等级的相对高值。”因此，本项目的环境风险潜势综合等级为III级。

7.4 环境风险评价级别及评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)规定：“环境风险评价工作是依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进行分级，环境影响评价工作等级划分为一级、二级、三级”，其具体分级判据见表 7.4-1

表 7.4-1 环境风险评价工作级别划分

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
本项目	大气	√		
	地下水	√		

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。

结果显示：本项目的环境风险潜势为III级，因此本项目的环境风险评价等级为二级。环境风险评价范围见表 7.4-2。

表 7.4-2 环境风险评价范围

环境要素	环境风险潜势划分	评价工作等级	评价范围

大气环境	III	二级	距项目边界 5km 范围
地下水环境	III	二级	同地下水评价范围

7.5 风险识别

7.5.1 物料风险识别

对危险物质的识别，主要依据《危险化学品名录》。辨识过程中，结合项目的工艺流程描述，最后查相应物质的理化性质及危险特性表进行分析而得出。工程是将合格原料煤进入煤热解装置加工，通过备煤、热解、冷却和油气分离等工段，生产出洁净煤、荒煤气。洁净煤作为产品送出装置；荒煤气进入 LNG 生产单元，经压缩、除油、水洗、预处理、二次升压、有机硫水解、脱汞、MDEA（二乙醇胺）脱酸、干燥、纯化、液化分离等工序，生产 LNG、LPG 产品；煤热解废水经酚氨回收装置生产液氨及粗酚产品；酚氨回收装置酸性气、LNG 装置酸性气经硫回收装置生产硫磺产品；煤气化装置产生粗煤气经除尘、脱硫后送热解单元热风炉做燃料。

生产过程涉及的危险物质有：产品有 LNG、LPG、粗酚、液氨、硫磺等，中间产品有荒煤气、酸性气等。以上物料理化及燃爆特性见表 7.5-1，主要物料的毒性见表 7.5-2。

表 7.5-1 危险、有害物质危险特性情况一览表

序 号	危险物质名称		危险性类别	火灾危险性分类	物质化学性质（常温状态）			危规号	存在部位	备注
					常温状态	闪点℃	爆炸极限			
1	油类物质（焦油）		第 3.2 类中闪点易燃液体	甲	液	<-18	1.1-8.7	32004	煤焦油罐区	产品
2	粗酚	苯酚	第 6.1 类毒害品	丙	固	79	1.7-8.6	61067	酚氨回收装置、罐区	成品
		邻位甲酚	第 6.1 类毒害品	丙	液	81	1.4	61073	酚氨回收装置、罐区	成品
		间对甲酚	第 6.1 类毒害品	丙	液	86	1.1 (150℃) - 1.3 (150℃)	61073	酚氨回收装置、罐区	成品
		工业甲酚	第 6.1 类毒害品	丙	液	86	1.1 (150℃) - 1.3 (150℃)	61073	酚氨回收装置、罐区	成品
		工业二甲酚	第 6.1 类毒害品	丙	液	86	1.1 (150℃) - 1.3 (150℃)	61073	酚氨回收装置、罐区	成品
3	LNG		第 2.1 类易燃气体		气	-188	5.3-15		LNG 储罐	产品
4	LPG		第 2.1 类易燃气体		气	-74	2.25-9.65		LPG 储罐	产品
5	液氨		2.3 类有毒气体	乙	气		15.7-27.4	23003	酚氨回收装置、罐区	产品
6	硫磺		4.1 类易燃固体	乙	固	—	下限 35mg/m ³	41501	硫磺回收装置，成品库	产品
7	煤气	甲烷	2.3 类有毒气体	甲	气			23030	煤热解装置、煤气化装置、气柜 LNG 装置	中间产品、原料
		氢气								
		一氧化碳								

		硫化氢								
8		硫化氢	第 2.1 类易燃气体	甲	气	<-50	4.0-46.0	21006	某热解装置、煤气化装置、酚氨回收装置、LNG 装置、硫回收装置	煤气和酸性气含硫化氢
9		氨水	第 8.2 类 碱性腐蚀品	乙	液		16-25		酚氨回收装置	产品

表 7.5-2 主要物料的毒理性质

名称	健康危害	毒性			职业接触限值 (mg/m³)			危害程度
		LCHppm)	LDsXmg/kg)	IDLH(ppm)	MAC	PC- TWA	PC-STEL	
氨	低浓度氨对粘膜有刺激作用，高浓度可造成组织溶解坏死。液氨或高浓度氨可致眼灼伤：液氨可致皮肤灼伤	2000， 4 小时 (大鼠吸入)	350 (大鼠经口)	300	-	0.3	-	II
硫化氢	强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用	406 (大鼠吸入)	-	100	10	-	-	II
一氧化碳	在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧	1784， 4 小时 (大 鼠吸入)	-	1200	非高原： -	非高原： 20	非高原： 30	II

由上表可以看出，大部分物料具有易燃、易爆特性，部分还具有毒性。

1) 易燃、易爆物质

根据《危险货物品名表》（GB12268-2005），LPG、LNG、荒煤气、硫化氢、一氧化碳、氨等属于易燃气体；煤焦油属于易燃液体；硫磺属于易燃固体，以上物料均具有火灾爆炸危险性。

2) 有毒、有害物质

根据《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ 230-2010），氨、硫化氢、一氧化碳属于Ⅱ级（高度危害）有毒物质。

氨、硫化氢和一氧化碳被列入《高毒物品名录》（2003年版）。

7.5.2 生产装置风险识别

在本项目生产过程中，涉及到的物料多数具有相应的火灾、爆炸、毒性等危险性。生产过程中，对物料和设备的温度、压力、流量、流速、原料配比等工艺参数要求十分严格。一旦操作不当，极易造成火灾、爆炸以及泄漏事故。

（1）原煤贮运及备煤工序风险识别

煤场中贮存的煤料如果超过贮存期限，有可能会发生氧化自燃。

粉尘爆炸危险。备煤部分，若煤尘、焦尘浓度超标，遇明火可能会造成火灾、爆炸、污染等严重事故。特别是带式输送机部分，此设备是用来输送原料煤及产品洁净煤的设施，其除尘系统的故障会造成积粉或粉尘浓度超标；煤、洁净煤的粉尘与空气形成爆炸性混合物，会造成火灾、爆炸、污染等严重事故。

（2）热解工序风险识别

热解炉高温引起可燃物起火，炉内部温度高，炉体表面散热面积大，如有易燃物或可燃物与炉体接触，易引发火灾，距炉体较近的易燃之物、可燃物也有被辐射引起可燃的危险。

煤干馏热解和煤气化过程产生大量煤气，一旦煤气泄漏极易导致中毒事故，如与空气混合达到爆炸极限，并遇点火源，极易导致爆炸事故的发生。

①未定期组织煤气设备管道阀门的维修，设备管道阀门的密封性不严，导致煤气泄露。

②各种安全防护装置失效，导致煤气泄露。

③管路密集处阀门标识不清，错开阀门造成生产事故或有毒有害气体泄漏事故。

（3）煤气净化工序风险识别

煤气是一种易燃易爆的气体，从荒煤气中回收焦油的过程都具有易燃、易爆的特性。而设备在运行过程中，由于疲劳损伤、磨损、腐蚀以及损伤不当、结构和材料的缺陷、焊接施工缺陷等均会产生故障，特别是有可能产生泄漏等现象，由此带来火灾、爆炸以及急性中毒的危险性。而煤气在输送过程中，由于流速过大，静电未释放等原因综合作用也可能导致在爆炸范围内的气体的爆炸。

①存在点火源，如吸烟、动火，硫化铁、带油破布、绵纱头自燃，携带氧化剂进入现场：机器轴承磨擦发热起火、工具敲击摩擦起火、穿带钉鞋进入禁火区：未使用防爆电器、开关，电气设备超负荷运行，乱拉临时电源：易燃设备管道没有静电良好接地或输送易燃气体流速过大，以及防雷保护装置不完善。

②有导致火灾爆炸的物质条件，如设备密闭性不好导致漏液、漏气，停送煤气时未用惰性气体置换，未进行浓度测定和含氧分析。

③生产工艺控制不好，如压力未在工艺要求范围内。

④没有限制火灾爆炸蔓延的措施，如厂址选择及防爆厂房的布局 and 结构未按照相关要求建设，建筑物间距不合要求，未采用防爆泄压装置及阻火装置等。

（4）LNG 装置风险识别

荒煤气制 LNG 生产过程中用到的原材料、产品都是火险等级较高的物质，整个工艺系统的生产过程温度高、压力较高、各种设备、装置、机泵、管线、以及主要装置、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、人为操作错误、压力容器和管道设计及选材不合理，设备、管道发生泄漏，都可能使系统的运行安全受到威胁，甚至发生燃烧爆炸事故。

（5）酚氨回收风险识别

酚氨回收生产过程中涉及到脱酸塔、脱氨塔、萃取塔等多种塔类装置，整个工艺系统的生产过程涉及罐体、储槽、机泵、管线以及各种安全阀、压力表、液位计等安全附件很多。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、人为操作错误等原因导致罐槽体、管道发生泄漏，都可能使系统的运行安全受到威胁，

甚至发生危险物质泄露危害水体的风险。

（6）煤气柜风险识别

本项目设置一个荒煤气干式气柜，储量为 20000m³，如果气柜、管道、阀门等发生泄漏，煤气与空气混合达到爆炸极限，遇明火或引爆能量时，极易发生火灾、爆炸事故。引起气柜发生火灾、爆炸、泄漏的危险因素如下：

①由于焊接质量不良、导轮与导轨配合不好、柜体焊接应力变形、气柜基础不均匀沉降、塔体倾斜等原因，造成气柜体局部结构破坏受损而漏气。

②由于煤气杂质含量较高或超标，特别是硫化氢对气柜内壁腐蚀严重，腐蚀层可能被破坏，导致钢板被腐蚀而局部漏气。

③设备选用材料不当；阀门、管件选型不合理；应力分析失误；系统设施布置不合理等。

④制造质量低劣：材料本身存在的原始缺陷；焊接结构中有夹渣、气孔、裂纹等焊接缺陷；材料和表面加工粗糙，外形尺寸不合格等。

⑤施工安装焊接质量低劣，存在未焊透、夹渣、气孔、未熔合等质量缺陷；不按设计图纸要求施工，错用材料；无损探伤的比例、部位和评判标准不符合有关标准。

⑥使用管理混乱，无操作规程，违章操作；不按规定进行定期检验等。

⑦年久失修，管理疏忽、防腐措施不完善等原因，或因错用材料致使腐蚀速度加快。

⑧安全附件没有安装或失效，压力表、切断阀、逆止阀有缺陷或不起作用，接地设备不可靠，无防雷设施或失效等。

（7）罐区及装卸站的风险识别

本项目中涉及到的 LNG 储罐、LPG 储罐、焦油储罐区和液氨、苯酚储罐是环境风险较大的场所。储罐中的物料多数为甲类、乙类火灾危险性物质，且毒性较高、物料量大，如果发生风险事故，后果将十分严重。

①储罐未安装导除静电装置或静电导除装置失灵，由于液体在罐壁上集聚的静电荷在一定条件下放电打火，引燃物料蒸气，发生火灾、爆炸、泄漏事故。

②储罐遭受雷击，或者储罐和气柜无防雷接地装置或接地装置失效，防雷接地线不能全部导除雷电电流，而导致雷电电流引起火灾、爆炸事故。

③由于外来明火（违章动火、吸烟等）引燃可燃物料蒸气。操作人员穿化纤服装产生静电火花。储罐周围没有安装导除人体静电的静电消除器。

④储罐的火灾、爆炸事故多数是因泄漏所致，而发生泄漏频率最多的还是集中在焊接点、接口、法兰、阀门盘根附件连接处，以及储罐本体腐蚀、尤其是关闭状态下的阀门内漏等。泄漏的原因主要有以下几种情况：

A、选材不当：材质选择不当，或相连接件的材质不匹配，导致材料断裂、介质泄漏。

B、各种缺陷

a、设备或管道的设计缺陷、制造缺陷、各种腐蚀（包括应力腐蚀和氢脆）、施工缺陷、疲劳应力破坏等都可能引起局部泄漏；

b、泵体、轴封缺陷，润滑系统缺陷；管道系统的阀门、法兰等密封不好；正常腐蚀等易造成物料的泄漏；

c、在仪器仪表接口处，由于仪器仪表本身的质量缺陷及连接处缺陷，计量装置不可靠等可能导致泄漏；

d、安全装置不可靠可能引发工艺设备、罐体破裂而导致泄漏。

C、检测、控制失灵

储罐、管道、输送泵等设备、设施的各种工艺参数，如液位、压力、温度等，都是通过现场的一次仪表或控制室的二次仪表读出的。安全监测、控制系统若出现故障，如出现测量、计量仪表错误指示，或失效、失灵等现象，则容易造成介质跑、冒、滴、漏等泄漏事故。

D、违章作业

违章作业容易造成物料跑、冒、滴、漏等泄漏事故。

E、外部环境的影响

主要表现为碰撞事故、地震破坏、地基不均匀下沉、其他工程施工造成管道破损等造成罐体、管道破损引发的物料泄漏事故。

F、各类密封圈破损、导致所贮物品挥发：

①储罐工艺过程中存在的危险因素。工艺操作没有严格执行操作规程，会造成储罐和气柜内超压、超温、泄漏，当物料在超过规定的压力和温度下产生相态变化，会

酿成爆炸事故。

②腐蚀会使储罐壁厚减薄，致使壳体不能满足强度要求，最后导致储罐和气柜破裂失效。腐蚀的危害会使储罐和气柜发生穿孔泄漏，使易燃介质发生爆炸。

④物料的装、卸车、灌装过程也存在相应的危险，主要危险因素包括火灾、爆炸、泄漏等。可能引发事故的原因主要包括：操作失误、接地不度导致静电 放电或配电设施不符合防爆要求，形成点火源；装卸设备用完后不归位，或平衡不良而未采取固定措施，致使设备被拉坏或压坏，导致泄漏；装卸鹤管回转器结构不合理或密封件性能不良造成泄漏；罐车或槽车溜车，产生静电火花等。

（8）火炬系统的环境风险识别。

火炬系统是化工厂安全生产的必要设施，火炬系统的主要作用是燃烧处理无法收集和再加工的可燃和有毒气体及蒸汽，保证工厂安全生产，减少环境污染。如果火炬系统发生故障，将会导致爆炸、中毒等事故。火炬系统的主要故障及产生的原因包括：

①回火及爆炸。高架火炬系统存在的主要危险因素就是回火及爆炸。火炬越高空气越容易进入火炬筒内，导致形成爆炸性混合物，引起回火或爆炸。

②火炬头烧坏。在火炬点燃的情况下，应在火炬头处保持连续供应一定量的蒸汽，以对火炬头起到冷却保护的作用，即使无气体排放时也不允许停止保护蒸汽的供应，否则极易烧坏火炬头。

③火雨。火炬气中夹带的液体燃烧，会造成火雨，给火炬系统及全厂的安全运行造成危害。

④冻堵。当排放低温物料速度过快时，极易导致火炬管线冷淬，特别是当分液罐和管线内有水时，会造成冻堵，导致火炬不能正常运行。

7.5.3 储运系统风险识别

本项目储罐设置情况及风险类型见表 7.5-3。

表 7.5-3 储罐一览表

序号	设备名称	规格	结构形式	数量	物料性质	涉及压力	操作温度
1	中间煤焦油罐		固定顶储罐		中间物料	常压	70
2	焦油储罐		固定顶储罐		产品	常压	常温
3	LNG储罐		球罐		产品		
4	LPG储罐		压力储罐		产品	常压	常温
5	气柜		干式煤气气柜		中间产品		常温
6	液氨罐		压力贮罐		产品	/	常温

7	粗酚罐		内浮顶储罐		产品	常压	常温
8	乙烯		贮罐		制冷剂		
9	丙烷		贮罐		制冷剂		
10	异戊烷		贮罐		制冷剂		

从表中可以看出，本项目储罐数量多，存储量大，一旦发生事故后果严重，危害巨大。在生产运行中存在着由于静电积聚、设备失修、管道接口/阀门/机泵等泄漏、误操作和明火引起火灾爆炸事故的可能性以及由于设备故障、失效等造成有毒物料泄漏的可能性，从而引发环境事故。

7.5.4 运输风险识别

本项目：LNG、LPG、焦油、粗酚、液氨等产品通过设置在汽车栈桥处的专设鹤位进行装车。

本工程在道路运输中的运输物质包括大多为危险化学品，有易燃、易爆、有毒、腐蚀等特性将对人类生命、物质财产和生态环境的安全构成极大威胁。危险化学品运输是一种动态危险源，在运输过程中火灾、爆炸、泄漏和中毒事故有可能发生。如果出现危化品泄漏事故，还具有污染水体、土壤的风险性，同时还具有生命伤害的风险性。由于各种原因引起危险化学品的泄漏或燃爆，短小时内造成大量危险化学品的释放，释放出来的危险化学品可能产生燃爆危害、健康危害和环境危害。危险化学品运输事故一旦发生，应立即采取相应的应急处理措施并启动相应的应急预案，力求将事故的影响降到最低。

7.6 环境风险类型及危害分析

7.6.1 环境风险类型

根据风险识别分析，确定本项目环境风险类型包括危险物质泄漏、泄漏风险物质发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

7.6.2 环境风险危害分析

(1) 危险物质泄漏危害分析

根据危险单元分析，危险物质如煤气泄漏后直接后果为泄漏物料通过大气扩散至外环境，直接对周围人群健康损害和对环境空气的造成污染，处理事故不当时发生火灾、爆炸产生的消防废水可能通过雨水管道进入地表水体，对地表水造成污染。

根据危险物质危险性分析和国内外同行业、同类型事故调查，物料输送管路系统及贮运系统是最有可能发生泄漏的地方。物料泄漏产生的直接后果为泄漏物料通过蒸

发扩散至周边大气环境，处理事故时泄漏的液体进入水体等，这些情况都可能造成较为严重的环境危害。

(2) 物料输送管路系统事故

物料输送管道与设备相连接的管线、法兰、接头、弯头产生松动、脱落或管口焊缝开裂造成的泄漏；物料输送系统各类阀门壳体、盖孔、螺杆损坏造成的泄漏。

(3) 储运系统事故

主要包括贮存容器破裂造成的泄漏，各类接头破裂产生的泄漏。罐体和罐区是重点防范的主要区域。罐体发生泄漏的原因有以下几个方面：

罐体较大泄漏：由于罐体锈蚀等造成罐体变形泄漏，有可能造成对周围环境的严重污染，危及当地人畜的健康和安全，甚至可能发生爆炸和火灾，进而引发伴生/次生污染物排放，造成重大损失。当人为管理不当或疏忽时也可能造成上述后果。发生此类事故持续时间较短、源强较大。类比国内外其他生产厂家，该种事故发生概率极小。

罐体较小泄漏：贮存过程造成的污染，主要为贮罐破损或装罐过程产生的污染。在加强管理和定期检查的情况下，储罐破损事故可基本消除，但装罐过程泄漏现象不可避免。因此装罐过程中的泄漏是主要的泄漏源，主要产生于管理不当或罐体老化在管道接口处有较小泄漏，会对生产工人造成危害，严重者中毒。

罐区泄漏风险：生产过程中由于管理不善、设备失修、意外跳闸、仪表失灵、技术水平低等原因，可能有个别处发生跑冒滴漏现象，会对工人有不利影响，甚至引发中毒，也可能在某死角集聚发生火灾或爆炸，进而引发伴生/次生污染物排放。

通过对国内外类似行业事故发生原因的调查统计，化工行业以设备、管道、贮罐破损泄漏等引起的事故出现比例最高，而造成设备破损泄漏的直接原因多为管理不善、未能定时检修造成，其中以违法操作规程、操作失误以及不懂技术操作等人为因素引起的事故出现的比例高。

通过对国内 35 家石化工厂 38 年事故调查情况分析，储运系统事故主要为泄漏。事故调查统计情况见表 7.6-1。

表 7.6-1 储运系统风险类型统计结果

事故类型	发生次数	发生频率(1/年·厂)
泄漏	37	0.0278(40 年一次)
火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放	9	0.0068(160 年一次)

由表 7.6-1 可知，储运系统事故主要以泄漏为主，但其频率也较低，仅为 40 年一次。表 7.6-2 给出了国内化工企业一般泄漏事故原因概率统计情况。

表 7.6-2 国内化工企业一般泄漏事故原因概率统计

事故原因	设备破损	人为因素	自然因素
出现几率(%)	72	12	16

由表 7.6-2 可以看出，国内化工企业一般泄漏事故原因主要为设备破损。表 7.6-3 列出了事故状态下有关设备典型泄漏损坏情况。

表 7.6-3 事故下设备典型泄漏统计表

序号	设备名称	设备种类	典型泄漏	损坏尺寸
1	管道	管道、法兰、接头、弯头	法兰泄漏	20%管径
			管道泄漏	100%或 20%管径
			接头损坏	100%或 20%管径
			焊点断裂	100%或 20%管径
2	阀门	球、阀门	壳泄漏	100%或 20%管径
			盖孔泄漏	20%管径
			杆损坏	20%管径
3	贮罐	露天贮罐	容器损坏	全部破裂
			接头泄漏	100%或 20%管径

(4) 火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放危害分析

根据危险单元分析，危险物质为煤气、LNG、LPG、各类油品等易燃物质，发生泄漏后极易发生火灾、爆炸事故，事故发生后燃烧废气中伴生有 SO₂、CO 等有毒有害物质，对周围人群健康造成损害和对环境空气的造成污染。在灭火过程中会形成消防废水，消防废水可能对地下水造成污染。

爆炸事故多发生在贮存或运输高压高温物料的设备，因爆炸后设备中贮存的物料将在短时间内释放，会形成瞬间高浓度区，对周围环境和人群健康威胁较大；就排放量而言，爆炸后外排污染物数量和组成视发生爆炸设备的部位不同而不同，即使是同一设备事故，也可因不同的操作状况而产生不同的影响。爆炸事故发生的原因主要有以下几个方面：①由于生产过程中可燃物料在操作不当混入空气后，造成可燃物料在设备或管道内爆炸引发伴生/次生污染物排放；②可燃物料泄漏时与空气混合发生爆炸或因气体高速喷出摩擦产生静电而导致火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放；③设备老化、维修不善和违章操作；④生产过程中反应器操作温度控制不当，设备超压后卸压不及时。根据国外对化工生产事故的多年统计资料分析，化工生产中极端事故发生

概率相对较小，极端事故概况统计见表 7.6-4。

表 7.6-4 极端事故概率表

事故原因	事故级别	事故概率		持续时间(min)
		次/30 年	次/年	
设备及操作不正当	大	0.5	0.01	3~5

国内企业火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放事故统计结果见表 7.6-5。

表 7.6-5 火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放事故分析表

火源种类	产生原因	发生率(%)	合计(%)
明火	火电焊	22.50	47.50
	加热用火	18.75	
	机械火星	6.25	
高温表面及高热物	赤露高压蒸汽	5.00	30.00
	自身温度高	22.50	
静电火花	电收尘静电火花	8.75	10.00
	摇表静电火花	2.25	
摩擦	盲板与法兰摩擦	2.50	5.00
	钻头钻眼	2.50	
电气火花	电机不防爆	1.25	5.00
	灯泡不防爆	1.25	
起火	雷电起火	2.50	2.25

7.6.3 危险物质转移途径识别

通过对主要生产装置、生产过程、储存设备的分析，结合原辅料、产品的物性及特点，常见的风险类型主要包括泄漏及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目危险物质影响环境的途径为①危险物质泄漏、火灾、爆炸后伴生/次生污染物通过大气扩散；②危险物质泄漏后通过入渗污染周边地下水环境。

7.6.4 风险识别结果

综上，通过对生产过程中的物料、生产装置、储运系统、运输等过程的环境风险识别，按照《建设项目环境风险评级技术导则》（HJ169-2018）附录 J 对建设项目环境风险进行识别，详见下表。

表 7.6-6 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	煤热解单元	热解炉、油气分离系统	煤气、焦油	泄漏及火灾、爆炸引发的伴生/次	扩散进入大气；入渗地下水	周边大气环境、地下水

				生污染物排放		
2	煤气化单元	气化炉、煤气净化	煤气	泄漏及火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放	扩散进入大气；入渗地下水	周边大气环境、地下水
3	LNG 生产单元	气柜、压缩机、制冷装置、塔器、机泵等	煤气、酸性气	泄漏及火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放	扩散进入大气；入渗进入地下水	周边大气环境、地下水
	硫回收单元	燃烧室、反应器、液硫槽等	酸性气、硫磺	泄漏及火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放	扩散进入大气；入渗进入地下水	周边大气环境、地下水
3	酚氨回收单元	氨水槽、氨水储槽	氨水	泄漏	扩散进入大气；入渗进入地下水	周边大气环境、地下水
4	罐区单元	煤焦油罐、中间煤焦油、LNG 储罐、LPG 储罐、粗酚储罐、液氨储罐	焦油、LPG、LNG、粗酚、液氨等	泄漏及火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放	扩散进入大气；入渗进入地下水	周边大气环境、地下水
5	污水处理单元	污水池等池体的破损、管道裂缝	挥发酚、石油类等	泄漏	入渗进入地下水	地下水

7.7 风险事故情形分析

7.7.1 风险事故情形设定

1、风险事故类型

本次模拟预测在设计可能出现的事故类型时，重点考虑发生污染危险可能性较大的工况、危险物质危害性较大以及危险物质对周围环境产生影响的途径。根据物质危险性、项目运营后工艺设备及储罐可能发生泄漏的事故概率及影响途径，设定事故类型为：

（1）泄漏影响大气环境事故类型

煤气气柜进出口管道连接处以及粗酚储罐泄漏导致煤气、粗酚、焦油等易燃易爆有毒物质泄漏直接进入大气，污染大气环境。根据危险物质数量及分布情况，结合各危险物质大气毒性终点浓度值、急性毒性及物质特性，选取煤气气柜泄漏、氨气管道泄漏、焦油储罐泄露、酸性气管线泄露进行预测。

（2）泄漏影响地下水环境事故类型

本项目生产装置区、罐区、污水处理站均按照相关技术规范进行了防防渗设计，正常状况下，不会对周围地下水环境造成不良影响，本次预测针对事故情景下，罐区油罐泄漏，同时防渗破损或因腐蚀防渗完全失效进行。

(3) 火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放事故类型

焦油储罐发生泄漏，溢出的焦油覆盖整个防火堤，并引起防火堤内大面积池火灾，不完全燃烧产生 CO、SO₂ 污染大气环境。

说明：本项目焦油在燃烧过程中会伴生大量烟尘、CO、SO₂ 等污染物，对环境产生影响。由于油罐发生火灾和爆炸后，油品急剧燃烧所需的供氧量不足，属于典型的不完全燃烧，因此燃烧过程中产生的 CO 量较大。假定储罐泄漏后发生池火灾，释放的 CO、SO₂ 等污染物对环境造成影响。

7.7.2 风险事故情形筛选

结合本次评价物质风险识别和生产设施风险识别，本项目预测因子为硫化氢、苯酚、CO、石油类，同时结合风险识别结果，在风险识别和生产过程潜在危险性识别的基础上，本项目风险评价的风险事故情形筛选见表 7.7-1。

表 7.7-1 事故情形筛选情况表

序号	装置/区域	事故情形	危险因子	参数		
				操作温度	操作压力	泄露孔径
1	LNG生产制氢MDEA单元	酸性气管线断裂，H ₂ S泄漏扩散	H ₂ S	40	0.06	全管径400
2	酚氨回收装置	氨管线断裂，氨泄漏扩散	氨	-10-0	0.14-0.25	全管径300
3	焦油储罐	储罐破裂，泄漏引发火灾，伴随CO等有害气体产生，污染环境	CO	常温	常压	100
4	荒煤气气柜	气柜与输送管线接口处破裂，泄漏导致的CO扩散事故	CO	20	0.4	20%管径
5	粗酚储罐	储罐破裂	苯酚	常温	常压	

7.7.3 事故概率确定

按照 HJ169—2018 附录 E 中泄漏频率的推荐值，确定本项目的事故概率。具体的事故概率见表 7.8-2。

表7.7-2 用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
气柜	泄漏孔径为10mm孔径	1.00×10 ⁻⁴
粗酚储罐	泄漏孔径为10mm孔径	1.00×10 ⁻⁴
焦油储罐	泄漏孔径为10mm孔径	1.00×10 ⁻⁴

酸性气管线	全管径泄露	1.00×10^{-6}
氨管线	全管径泄露	1.00×10^{-6}

7.8 风险事故源项分析

7.8.1 事故泄漏时间确定

本项目事故应急反应时间确定主要从以下几个方面考虑：

(1) 国内石化企业的事故应急反应时间

通过调查发现，目前国内石化企业事故反应时间一般在 10min~30min 之间。最迟在 30min 内都能做出应急反应措施，包括切断通往事故源的物料管线，利用泵等进行事故源物料转移等。

(2) 导则推荐的相关资料的应急反应时间

一般情况下，设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 10min；未设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 30min。

(3) 国外石化企业的事故应急反应时间

依据美国国家环保总署推荐的有关石化企业风险事故物料泄漏时间的规定，美国国家环保总署认为，石化企业泄漏时间一般要控制在 10min 内，储罐内物料在参与风险事故，特别是爆炸事故时物料的量要控制在总量的 10% 以内。

综合考虑到事故发生时，预计项目发生事故时需要的应急反应时间要留有一定的余量。即使本项目较国内外一般石化企业的设备、控制技术先进，但是需要留有一定的余量。

综合以上反应时间及现场的实际情况，本项目工程设计中采取了严格的防范措施，确保密闭储存和输送，辅以大量检测报警仪和连锁控制系统，能够保证在泄露的情况下及时报警和关闭阀门切断泄漏源，一般装置泄露可控制在 10min-30min 内，本次评价装置区泄漏时间按 10min 计，气柜泄露时间按 10min 计，储罐区泄漏时间按 30min 计。

7.8.2 大气事故源项分析

1、管线泄露

酸性气管线 H₂S 泄露

假定酸性气管线断裂，H₂S 的泄漏速率约为 34kg/s。若 5min 后采取措施终止其泄

漏，则泄漏量为 10200kg。

(2) 氨精制塔管线氨泄漏

假定氨精制塔管线发生完全断裂，氨的泄漏速率约为 38.3kg/s。若 5min 后采取措施终止其泄漏，则泄漏量为 11490kg。

(3) 煤气气柜输送管道 H₂S 泄漏

煤气中主要成分是甲烷和氢气，另外含有氨、硫化氢、萘等杂质，结合各危险物质大气毒性终点浓度值及物质特性，煤气气柜泄漏以硫化氢进行预测和计算。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中气体泄漏速率计算公式：

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \kappa}{R T_G} \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa + 1}{\kappa - 1}}}$$

式中：Q_G—气体泄漏速度，kg/s；

P—容器压力，Pa，取 0.005MPa；

C_d—气体泄漏系数，假设裂口形状为圆形，取值 1；

A—裂口面积，m²，取值 0.0000785m²；

M—分子量，取值 34；

R—气体常数，J/（mol·K），8.314J/（mol·K）；

T_G——气体温度，K；

Y——流出系数。

通过计算得出，煤气中 H₂S 的泄漏速率 Q_G 为 0.0091kg/s，设定泄漏时间为 30min，则 H₂S 泄漏量为 16.38kg。

2、储罐泄露

(1) 粗酚储罐泄漏

粗酚中主要成分是酚及同系物等物质，结合各危险物质大气毒性终点浓度值及物质特性，粗酚储罐泄漏以苯酚进行预测和计算。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中液体泄漏速率计算公式：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：QL——液体泄漏速度，kg/s；

Cd——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64；取 0.6；

A——裂口面积，m²；0.0000785m²；

ρ——泄漏液体密度，kg/m³；1070kg/m³(粗酚密度)；

P——容器内介质压力，Pa；常压储存；

P0——环境压力，取 1.013×10⁵Pa；

g——重力加速度，9.8m/s²；

h——裂口之上液位高度，m。取 0.2m。

通过计算得出，粗酚中苯酚的泄漏速率 QG 为 0.45kg/s，设定泄漏时间为 30min，则苯酚泄漏量为 810.00kg。

粗酚的常压下沸点均高于环境温度，故蒸发只考虑质量蒸发。其蒸发速率按下式计算：

$$Q_3 = \alpha p \frac{M}{RT_0} u^{\frac{(2-n)}{(2+n)}} r^{\frac{(4+n)}{(2+n)}}$$

式中：Q—质量蒸发速率，kg/s；p—液体表面蒸气压，取 13Pa；

R—气体常数，J/(mol·K)，8.314J/(mol·K)；

T₀—环境温蒂，取 298K；M—物质的摩尔质量，取值 0.094kg/mol；

u—风速，取 1.5、1.61m/s；r—液池直径，取 7.04m；

α、n—大气稳定系数，取值见表 7.8-2。

表 7.8-2 液池蒸发模式参数

大气稳定度	n	α
稳定 (E, F)	0.3	5.28×10 ³

最不利气象条件下，蒸发速率为 0.0074kg/s。

(2) 焦油储罐泄露

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中液体泄漏速率计算公式：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

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；取 0.6；

A ——裂口面积， m^2 ； 0.0000785 m^2 ；

ρ ——泄漏液体密度， kg/m^3 ； 1050 kg/m^3 (焦油密度)；

P ——容器内介质压力， Pa； 常压储存；

P_0 ——环境压力，取 1.013×10⁵Pa；

g ——重力加速度， 9.8 m/s^2 ；

h ——裂口之上液位高度， m。取 10m。

通过计算得出，焦油的泄漏速率 Q_G 为 0.69kg/s，设定泄漏时间为 30min，则焦油泄漏量为 1242kg。

形成的最大液池面积约为 1978 m^2 。若泄漏引发火灾事故，其燃烧过程中会伴生大量的 CO 和 SO₂ 等污染物，将对周围的环境产生影响。由于本项目油类物质中的硫含量较低，燃烧产生的 SO₂ 忽略不计。因此，对油类物质燃烧过程中伴生的 CO 排放情况进行预测。

油类物质燃烧产生的 CO 按下式进行估算：

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中： G ——一氧化碳——一氧化碳的产生量,kg/s；

C ——物质中碳的含量，取 85%；

q ——化学不完全燃烧值，取 1.5%~6.0%；

Q ——参与燃烧的物质质量， t/s

油类物质不完全燃烧值 q 取 5%；油类物质燃烧速率取 1.533 $kg/m^2 \cdot min$ 。燃烧面积按液池面积计算，即 1978 m^2 ，则参与燃烧的油类物质质量为 0.05t/s。

根据公式计算一氧化碳的产生量 $G_{\text{一氧化碳}} = 2330 \times 0.05 \times 0.85 \times 0.05 = 4.95\text{kg/s}$ 。若 30min 后火灾被扑灭，则 CO 的产生量为 8910kg。

7.8.3 下水事故源项分析

本项目厂区废水污染物主要包括：石油类。

以对地下水污染威胁较大的指标对地下水进行预测，本项目选取石油类为预测因子，污染物浓度为油罐泄漏引起发生火灾爆炸事故，事故废水石油类浓度约为3000mg/L。

假定由于火灾爆炸等原因或腐蚀等作用，罐区防渗破损，渗漏面积为总面积的5%。

综上所述，本项目源强汇总见表 7.8-3。

表 7.8-3 建设项目源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率/(kg/s)	释放或泄漏时间/min	最大释放或泄漏量/kg	泄漏液体蒸发量/kg	其他事故源参数
1	酸性气管线泄露	输送管线	H ₂ S	扩散进入大气	34	5	10200	/	/
2	氨精制塔管线泄露	输送管线	氨	扩散进入大气	38.3	5	11490	/	/
3	气柜煤气管道泄漏	气柜管道	H ₂ S	扩散进入大气	0.0091	30	16.38	/	/
4	粗酚储罐泄漏	粗酚储罐	苯酚	扩散进入大气	0.45	30	810.00	最不利气象条件下， 0.0074kg/s	蒸发时间 取 30min
5	焦油储罐泄漏	焦油储罐	油类	下渗进入地下水	0.69	30	1242	/	/
6	事故伴生或次生污染物产生量	油类储罐	CO	扩散进入大气	4.95	30	/	/	/
7	罐区油罐泄漏，发生火灾爆炸事故，防渗破损，含油事故废水进入地下水环境	油罐	石油类	下渗进入地下水	石油类： 3000mg/L	30 (罐区火灾最大持续时间)	石油类： 3.04kg/d	/	/

7.9 风险预测与评价

根据本项目风险识别、风险事故情形及风险源源项分析结果进行预测。

7.9.1 大气环境风险预测与评价

1、预测模型的筛选

(1) 排放形式的确定

根据HJ169-2018附录G判定风险物质排放是连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 T_d （30min）和污染物到达最近的受体点的时间 T 确定。

$$T=2X/U_r$$

式中： X ——事故发生地与计算点的距离，m；

U_r ——10m高处风速，取多年平均风速1.6m/s。

当 $T_d > T$ 时，可被认为是连续排放的；当 $T_d \leq T$ 时，可被认为是瞬时排放。

本项目评价范围内无最近的受体点，按1000km处计算， $T=20.8\text{min}$ ，因此判定风险物质 H_2S 、氨、苯酚、CO为连续排放。

(2) 气体性质的确定

判定烟团/烟羽是否为重质气体，取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因素。通常采用理查德森数（ Ri ）作为标准进行判断。

连续排放公式为：

$$Ri = \frac{\left[\frac{g(Q/\rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

式中： ρ_{rel} ——排放物质进入大气的初始密度， kg/m^3 。

ρ_a ——环境空气密度， kg/m^3 。

Q_t ——瞬时排放烟羽的排放速率， kg/s 。

D_{rel} ——初始的烟团宽度，即源直径，m。

U_r ——10m高处风速，m/s。

对于连续排放， $Ri \geq 1/6$ 为重质气体， $Ri < 1/6$ 为轻质气体。当 Ri 处于临界值附近时，说明烟团/烟羽既不是典型的重质气体扩散，也不是典型的轻质气体扩散。可以进行敏感性分析，分别采用重质气体模型和轻质气体模型进行模拟，选取影响范围最大的结果。具体计算结果见表7.9-1。

表7.9-1 气体性质计算参数表

风险物质	$P_{rd}/(kg/m^3)$	$P_d/(kg/m^3)$	$Q/(kg/s)$	$D_{rd}(m)$	$U_r/(m/s)$	Ri	气体性质
气柜煤气管道泄漏 H_2S	1.54	1.29	0.0091	0.01	2.4	0.43	重质
氨精制塔管线泄露氨	0.771	1.29	38.3	0.01	2.4	-10.30	轻质
酸性气管线泄露 H_2S	1.54	1.29	34	0.01	2.4	7.76	重质
火灾爆炸 CO	1.25	1.29	177.53	8.5	2.4	-0.72	轻质

(3) 地形条件

本项目位于平原地带，地势平坦，按照 HJ169-2018的要求不考虑地形扩散的影响。

(4) 预测模型的确定

氨精制塔管线泄露氨、火灾爆炸CO的流体动力学参数分别为-10.30、-0.72，属于轻质气体，采用HJ169-2018附录G推荐的AFTOX进行预测；气柜煤气管道泄漏 H_2S 、酸性气管线泄露 H_2S 的流体动力学参数分别为0.43、7.76，属于重质气体，采用HJ169-2018附录G推荐的SLAB进行预测。

2、预测范围与计算点

(1) 预测范围即预测物质浓度达到评价标准时的最大影响范围，一般不超过 10 km，本次取10km。

(2) 计算点

计算点分特殊计算点和一般计算点。特殊计算点指大气环境敏感目标等关心点，一般计算点指下风向不同距离点。

本项目无特殊计算点，一般计算点的设置按照距离风险源 500 m 范围内设置50 m间距，大于 500 m范围内设置 100 m间距。

3、事故源参数

大气环境风险预测为气柜煤气管道泄漏、氨精制塔管线泄露、酸性气管线泄露以及油类储罐泄漏后发生火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放，事故源参数见表7.9-3。

4、气象参数

采用 SLAB、AFTOX 模型，选取最不利气象条件进行预测。

表 7.9-2 大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源坐标 m/（X）	
	事故源坐标 m /（Y）	
	事故源类型	泄漏
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速/（m/s）	1.5
	环境温度/°C	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F 类
其他参数	地表粗糙度/m	1
	是否考虑地形	否
	地形数据精度/m	/

7.9.2 大气毒性终点浓度值选取

大气毒性终点浓度见表 7.9-3。

表 7.9-3 危险物质大气毒性终点浓度值表

序号	物质名称	CAS号	毒性终点浓度-1（mg/m ³ ）	毒性终点浓度-2（mg/m ³ ）
1	H ₂ S	7783-06-4	70	38
2	氨气	7664-41-7	770	110
3	CO	630-08-0	380	95
4	SO ₂	/	79	2

1、气柜煤气管道泄漏预测结果

最不利气象条件下风向不同距离处硫化氢的最大浓度见表 7.9-4，泄漏事故源项及事故后果基本信息见表 7.9-5。

最不利气象条件下预测结果见图 7.9-1。

表 7.9-4 最不利气象条件下风向不同距离处硫化氢的最大浓度

序号	距离 m	最大浓度 mg/m ³	出现时间 min
1	50	5.4861E+01	1.6075E+01
2	100	1.0620E+02	1.6985E+01
3	150	9.6315E+01	1.7896E+01
4	200	7.3242E+01	1.8806E+01
5	250	5.5522E+01	1.9717E+01
6	300	4.3105E+01	2.0629E+01

7	350	3.4092E+01	2.1539E+01
8	400	2.7583E+01	2.2449E+01
9	450	2.2875E+01	2.3360E+01
10	500	1.9280E+01	2.4271E+01
11	600	1.4252E+01	2.6093E+01
12	700	1.1045E+01	2.7924E+01
13	800	8.8541E+00	2.9748E+01
14	900	7.4956E+00	3.1283E+01
15	1000	6.2579E+00	3.2641E+01
16	1100	5.2555E+00	3.3982E+01
17	1200	4.4784E+00	3.5276E+01
18	1300	3.8399E+00	3.6534E+01
19	1400	3.3322E+00	3.7757E+01
20	1500	2.9260E+00	3.8952E+01
21	1600	2.5737E+00	4.0122E+01
22	1700	2.2853E+00	4.1270E+01
23	1800	2.0498E+00	4.2396E+01
24	1900	1.8463E+00	4.3504E+01
25	2000	1.6645E+00	4.4597E+01

表 7.9-5 最不利气象条件下气柜管道泄漏事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	最不利气象条件下，气柜煤气泄漏对周围大气环境造成污染				
环境风险类型	泄漏				
泄漏设备类型	管道	操作温度/℃	25	操作压力/MPa	0.005
泄漏危险物质	煤气 (考虑硫化氢)	最大存在量/kg	810	泄漏孔径/mm	10
泄漏速率/(kg/s)	0.0091	泄漏时间/min	30	泄漏量/kg	16.38
泄漏高度/m	10	泄漏液体蒸发量/kg	/	泄漏频率	1.00×10 ⁻⁴ /a
事故后果预测					
大气	危险物质	大气环境影响			
	硫化氢	指标	浓度值 /(mg/m ³)	最远影响距离 /m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	70	210	20.63
		大气毒性终点浓度-2	38	330	20.63

根据表 7.9-5，最不利气象条件下，下风向不同距离处硫化氢的最大浓度为 106.20mg/m³，出现于下风向 100m 处，出现时间为 16.985min。最不利气象条件下，关注高度上硫化氢毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离分别为 210m、330m。

图 7.9-1 最不利气象条件下硫化氢预测结果图

2、氨精制塔管线泄漏预测结果

最不利气象条件下下风向不同距离处氨的最大浓度见表 7.9-6，泄漏事故源项及事故后果基本信息见表 7.9-7。

最不利气象条件下预测结果见图 7.9-2。

表 7.9-6 最不利气象条件下下风向不同距离处氨的最大浓度

序号	距离 m	最大浓度 mg/m ³	出现时间 min
1	50	1.6742E+05	6.6667E-01
2	100	9.4590E+04	1.2222E+00
3	150	5.8946E+04	1.7778E+00
4	200	4.0161E+04	2.3333E+00
5	250	2.9214E+04	2.8889E+00
6	300	2.2292E+04	3.4444E+00
7	350	1.7633E+04	4.0000E+00
8	400	1.4341E+04	4.5556E+00
9	450	1.1924E+04	5.1111E+00
10	500	1.0093E+04	5.6667E+00
11	600	7.5406E+03	6.7778E+00
12	700	5.8791E+03	7.8889E+00
13	800	4.7319E+03	9.0000E+00
14	900	3.9035E+03	1.0111E+01
15	1000	3.2841E+03	1.1222E+01
16	1100	2.8076E+03	1.2333E+01
17	1200	2.4324E+03	1.3444E+01
18	1300	2.1312E+03	1.4556E+01
19	1400	1.8740E+03	1.5667E+01
20	1500	1.7110E+03	1.6778E+01
21	1600	1.5712E+03	1.7889E+01
22	1700	1.4502E+03	1.9000E+01
23	1800	1.3447E+03	2.0111E+01
24	1900	1.2518E+03	2.1222E+01
25	2000	1.1697E+03	2.2333E+01

表 7.9-7 最不利气象条件下氨精制塔管线泄漏事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析	
代表性风险事故情形描述	最不利气象条件下，氨精制塔管线泄漏对周围大气环境造成污染
环境风险类型	泄漏

泄漏设备类型	管道	操作温度/°C	25	操作压力/MPa	0.005
泄漏危险物质	氨	最大存在量/kg	2640	泄漏孔径/mm	10
泄漏速率/(kg/s)	38.3	泄漏时间/min	5	泄漏量/kg	11490
泄漏高度/m	5	泄漏液体蒸发量/kg	/	泄漏频率	1.00×10 ⁻⁴ /a

事故后果预测

大气	危险物质	大气环境影响			
	氨	指标	浓度值 /(mg/m ³)	最远影响距离 /m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	770	2750	30
		大气毒性终点浓度-2	110	2880	30

根据表 7.9-7，最不利气象条件下，下风向不同距离处氨的最大浓度为 $1.67 \times 10^5 \text{mg/m}^3$ ，出现于下风向 50m 处，出现时间为 0.67min。最不利气象条件下，关注高度上氨毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离分别为 2750m、2880m。

图 7.9-2 最不利气象条件下氨预测结果图

3、酸性气管线泄露预测结果

最不利气象条件下下风向不同距离处硫化氢的最大浓度见表 7.9-8，泄漏事故源项及事故后果基本信息见表 7.9-9。

最不利气象条件下预测结果见图 7.9-3。

表 7.9-8 最不利气象条件下下风向不同距离处硫化氢的最大浓度

序号	距离 m	最大浓度 mg/m ³	出现时间 min
1	50	1.1128E+03	1.5165E+01
2	100	9.5548E+02	1.5304E+01
3	150	7.4731E+02	1.5444E+01
4	200	6.1232E+02	1.5583E+01
5	250	5.2031E+02	1.5723E+01
6	300	4.5408E+02	1.5862E+01
7	350	4.0443E+02	1.6002E+01
8	400	3.6585E+02	1.6141E+01
9	450	3.3487E+02	1.6281E+01
10	500	3.0953E+02	1.6421E+01
11	600	2.7012E+02	1.6700E+01
12	700	2.4004E+02	1.6979E+01
13	800	2.1949E+02	1.7258E+01
14	900	2.0180E+02	1.7537E+01
15	1000	1.8723E+02	1.7817E+01

16	1100	1.7517E+02	1.8095E+01
17	1200	1.6502E+02	1.8374E+01
18	1300	1.5608E+02	1.8653E+01
19	1400	1.4846E+02	1.8932E+01
20	1500	1.4208E+02	1.9211E+01
21	1600	1.3638E+02	1.9490E+01
22	1700	1.3114E+02	1.9769E+01
23	1800	1.2636E+02	2.0049E+01
24	1900	1.2207E+02	2.0328E+01
25	2000	1.1819E+02	2.0607E+01

表 7.9-9 最不利气象条件下酸性气管线泄露事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	最不利气象条件下，酸性气管线泄露对周围大气环境造成污染				
环境风险类型	泄漏				
泄漏设备类型	管道	操作温度/°C	25	操作压力/MPa	0.005
泄漏危险物质	硫化氢	最大存在量/kg	3470	泄漏孔径/mm	10
泄漏速率/(kg/s)	34	泄漏时间/min	5	泄漏量/kg	10200
泄漏高度/m	10	泄漏液体蒸发量/kg	/	泄漏频率	1.00×10 ⁻⁴ /a
事故后果预测					
大气	危险物质	大气环境影响			
	硫化氢	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	70	4880	30
		大气毒性终点浓度-2	38	10520	30

根据表 7.9-9，最不利气象条件下，下风向不同距离处硫化氢的最大浓度为 $1.11 \times 10^3 \text{ mg/m}^3$ ，出现于下风向 50m 处，出现时间为 15.17min。最不利气象条件下，关注高度上硫化氢毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离分别为 4880m、10520m。

图 7.9-3 最不利气象条件下硫化氢预测结果图

4、油类储罐泄漏发生火灾、爆炸次生 CO 预测结果

CO 采用 AFTOX 模型进行预测。选取最不利气象条件进行预测。

最不利气象条件下下风向不同距离处 CO 的最大浓度见表 7.9-10，泄漏事故源项及事故后果基本信息见表 7.9-11。预测结果见图 7.9-4。

表 7.9-10 最不利气象条件下风向不同距离处 CO 的最大浓度

序号	距离 m	最大浓度 mg/m ³	出现时间 min
1	50	1.4977E+06	6.6667E-01
2	100	5.9728E+05	1.2222E+00
3	150	3.2762E+05	1.7778E+00
4	200	2.1018E+05	2.3333E+00
5	250	1.4787E+05	2.8889E+00
6	300	1.1053E+05	3.4444E+00
7	350	8.6229E+04	4.0000E+00
8	400	6.9452E+04	4.5556E+00
9	450	5.7333E+04	5.1111E+00
10	500	4.8266E+04	5.6667E+00
11	600	3.5789E+04	6.7778E+00
12	700	2.7764E+04	7.8889E+00
13	800	2.2269E+04	9.0000E+00
14	900	1.8324E+04	1.0111E+01
15	1000	1.5387E+04	1.1222E+01
16	1100	1.3135E+04	1.2333E+01
17	1200	1.1366E+04	1.3444E+01
18	1300	9.9489E+03	1.4556E+01
19	1400	8.7409E+03	1.5667E+01
20	1500	7.9774E+03	1.6778E+01
21	1600	7.3233E+03	1.7889E+01
22	1700	6.7576E+03	1.9000E+01
23	1800	6.2640E+03	2.0111E+01
24	1900	5.8302E+03	2.1222E+01
25	2000	5.4463E+03	2.2333E+01

表 7.9-11 最不利气象条件下 CO 事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	最不利气象条件下，轻油储罐泄漏发生火灾、爆炸次生 CO 对周围大气环境造成污染				
环境风险类型	泄漏				
泄漏设备类型	常压储罐	操作温度/°C	40	操作压力/MPa	常压
泄漏危险物质	CO	最大存在量/kg	/	泄漏孔径/mm	/
泄漏速率/(kg/s)	4.95	泄漏时间/min	30	泄漏量/kg	/
泄漏高度/m	1	泄漏液体蒸发量/kg	/	泄漏频率	1×10 ⁻⁴ /（m•a）
事故后果预测					

大气	危险物质	大气环境影响			
	CO	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离 /m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	380	2880	30
		大气毒性终点浓度-2	95	2880	30

最不利气象条件下，下风向不同距离处 CO 的最大浓度为 $3.0001\text{E}+06\text{mg/m}^3$ ，出现于下风向 10m 处，出现时间为 0.11min。最不利气象条件下，关注高度上 CO 毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离均为 2880m。

图 7.9-4 最不利气象条件下 CO 预测结果图

7.9.3 地下水环境风险预测与评价

根据地下水环境影响预测与评价章节预测结果可知，焦油储罐泄漏风险事故状态下，污染物沿地下水流方向向下游迁移，而且随着迁移距离的变长，污染物浓度峰值变小。泄漏 100d 石油类下游最大迁移距离约为 500m，达到区域背景浓度距离约为 450m；泄漏 1000d 石油类下游最大迁移距离约为 1800m，达到区域背景浓度距离约为 1600m。在预测期间，随着距离的增加，污染物的浓度呈减小的趋势；随着泄漏时间的增加，污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大。

项目区周边无地下水保护目标，在假定的非正常状况下，泄漏污染物在局部区域对浅层地下水产生了一定的影响，在采取严格防渗措施的前提下，项目建设对地下水的影响是可以接受的。

7.10 环境风险管理

7.10.1 风险防范措施

1、大气环境风险防范措施

(1) 煤气系统风险防范与应急措施

- 1) 采用双回路电源，减少停电事故。
- 2) 建立完善的煤气泄漏检测和事故处理的设施和操作规范，设一套自动控制系统操作控制，可自动启动事故应急处理系统进入工作状态。
- 3) 厂区应配有有毒有害气体泄漏监控预警系统。在可能有尾气泄漏的场所设置可燃气体检测报警仪。
- 4) 煤气风机应配有备用设备，发生事故时可以立即启用备用设备，减少事故发生

时间和危害。

5) 在消防给水设计中, 根据有关规定配置相应的消防管道、储水池、消火栓、灭火器、高压水炮等。

6) 启动应急预案, 疏散泄漏源周围的人群, 设立限制区, 同时应急人员佩戴自主式呼吸器, 着火时应先灭火。

7) 在本厂至高点或目标明显的地方, 安装一个或多个风向标和警报器。风向标的位置及高度应便于本厂职工和附近居民观察, 同时备用照明, 以防一旦发生气体泄漏事件时, 人们可以了解当时的主导风向, 迅速疏散。

8) 设备、管道尽可能露天布置。所有含易燃、易爆、有毒有害气体的车间均应设置机械排风系统, 该系统的启动应根据气体爆炸下限的50%确定。在易燃易爆区和散发有毒有害气体场所应设置火灾和有害气体检测报警。对车间和大气中有害污染物浓度进行定期监测分析, 经常对各密封点进行检查, 发现隐患及时消除。

(2) 罐区事故风险预防措施

1) 操作

——密闭操作, 加强通风, 操作人员必须经过专门培训, 严格遵守操作规程;

——作业人员穿戴抗静电工作服和具有导电性能的工作鞋, 佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩), 戴化学安全防护眼镜, 穿防毒物渗透工作服, 戴橡胶耐油手套;

——远离火种、热源, 工作场所严禁吸烟; 使用防爆型的通风系统和设备, 防止蒸气泄漏到工作场所空气中;

——灌装时应控制流速, 且有接地装置, 防止静电积聚;

——搬运时要轻装轻卸, 防止包装及容器损坏;

——配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备, 倒空的容器可能残留有害物。

2) 储存

——储存场所应远离火种、热源

——库温不宜超过 30°C;

——保持容器密封;

——采用防爆型照明、通风设施;

——禁止使用易产生火花的机械设备和工具;

- 机动车辆进入罐区，其排气管必须加装防火帽，以防止喷火引起火灾；
- 储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料；
- 必须配备消防泡沫站，配备消防器材及自动灭火装置，按规定更换灭火剂。

3) 消防措施

按照《消防法》和国家、地方有关消防规定配备相应的设施和设备，配备相应的消防机构和人员，进行人员的消防安全培训、进修应急演练等。

4) 管理措施

- 罐区内各种设备必须按规定定期检查、维修、测试，杜绝跑、冒、滴、漏；
- 严格执行各项安全管理规章制度，严格岗位责任制，全年每日24小时有人看护，节假日不空岗，值班人必须认真操作，加强巡回检查，并做好记录；
- 公司领导将安全、环保工作纳入重要议事日程，实行一票否决制，签订责任书，把安全、环保作为考核的重要内容；
- 加强安全、环保宣传教育工作，提高事故防范意识，安全环保处要加大日常监督检查力度，发现问题及时提出整改建议，杜绝重特大事故发生。

(3) 事故风险应急措施

应急措施指建设项目范围内，在建设和生产中所采取的设备、器材、管理等方面为减少事故危害的活动。

1) 应急设备和器材

应急设备、器材的配备应包括消防和工业卫生等方面。按国家消防法规要求，企业应配备相应的义务消防组织，义务消防队既是生产者又是消防员，项目内部必须组织好这一队伍，进行消防专职培训、使用和维护消防器材、工具、设施。以确保初期火灾的扑救，不延误时间、不扩大事故、不失掉灭火良机。

消防技术装备对项目而言主要是灭火剂配备、小型灭火器等、灭火剂的贮量满足消防规定要求，同时按消防规定要求，配备相应的防火设施、工具、通道、堤堰、器材等。需配备生产性卫生设施和个人防护用品。前者包括工业照明、工业通风、防振、消音、防爆、防毒、防射线等。后者则根据不同工种配备相应的防护帽、防护鞋、防护眼镜、面罩、耳罩、帽盔、呼吸防护器等。

2) 现场管理应急措施

现场管理应急措施包括事故现场的组织、制度、分工、自救等方案制定和训练。

制定项目预防灾难事故的管理制度和技术措施，并加以落实，明确应急处理要求。制定项目化学危险品的安全管理制度和化学灾害事故应急救援预案。组织训练本单位的灾害事故应急救援队伍，配备必要的防护、救援器材和设备，指定专人管理，并定期进行检查和维护保养、确保完好。

（4）风险事故应急撤离方案

本项目厂区发生有毒物质严重泄漏挥发或火灾燃烧次生CO、氨污染事故后，建设单位应立即启动应急预案程序，并及时与开发区、地方政府相关部门联系，启动开发区及地方应急预案。

1) 一旦发生泄漏事故，立即对事件现场封闭，控制人员和车辆流动，立即通知公安、消防、医院，赶往现场，并派出有关人员赶赴现场指挥、协助相关人员撤离，将无关人员迅速撤离至泄漏污染区上风及侧风处，严禁无关人员进入泄漏点100m内；

2) 开发区及地方政府调动警力封锁事故区域，禁止无关车辆和人员进入救援现场；

3) 根据厂区风向标指示的风向，迅速通知危害范围的所有人员在10分钟内撤离至事故源的上风向，并由园区及政府协调调动公交车运送人员。根据需要疏散周围人群；

4) 企业做好紧急救援工作，根据需要合理调动消防、气防资源；

5) 地方政府组织医院做好受伤人员的救治工作；

6) 及时向各级政府汇报事态情况，引导媒体正面报导事故处理情况，稳定民众思想情绪；得到应急终止通知后，组织撤离人员返回，并配合做好事故善后处理工作。

2、事故废水环境风险防范措施

为防止事故废水对地表水体造成污染，本项目建立了事故水防控体系，针对事故情况下的泄漏液体物料及火灾扑救中的消防废水、污染雨水等事故废水采取了以下水环境风险三级防控措施：

（1）一级防控体系（车间级）

设置装置区设围堰和罐区设防火堤，构筑生产过程中环境安全的第一层防控网，有效收纳处理泄漏物料，防止外排污染环境。

1) 生产装置区一级防控措施

本项目在装置区设有围堰，围堰内地沟通往装置区外面连有阀门井（连通厂区雨水管线的阀门）、水封井、检查井，利用围堰控制泄漏物料的转移。在一般事故时利用围堰控制泄漏物料的转移，防止泄漏物料及污染排水造成的环境污染。

2) 罐区一级防控措施

本项目罐区利用防火堤控制泄漏物料的转移。在一般事故时利用防火堤控制泄漏物料的转移，防止泄漏物料及事故排水造成的环境污染。罐区防火堤外设置的雨水系统阀门为常关，其防火堤有效容积不小于罐区内最大 1 个储罐的容积。发生事故时，罐区事故水经事故水管道流入事故池。

以上设施可有效实现装置区和罐区的地面冲洗水及轻微泄漏的事故废水的收集和处理。

(2) 二级防控体系（厂级）

在产生剧毒或者污染严重污染物的装置或区域设置事故池，切断污染物与外部的通道，导入污水处理系统，将污染控制在厂内，防止较大生产事故泄漏物料和污染消防水造成环境污染

厂区二级防控体系建设包括：1 座有效容积 25000m³ 事故池、污水末端切断装置。将应急情况下的消防废水、超指标废水送入事故池，逐步处理后再送至污水处理站，确保高浓度或超指标污水不流出厂区。当发生火灾时，立即关闭全厂的雨水排口，确保全部污水都集中在厂区内部。受污染的初期雨水或消防水通过切换阀门的控制沿雨水管网流入事故池内，收集起来的污水再通过移动泵分批送污水处理站处理。发生事故时，根据本项目厂址地形地势特点，事故废水与初期雨水首先经装置区雨水管线流入雨水收集池，雨水池满水后切换收集于事故池内。

1) 事故水池设计可行性论证

本项目厂区总占地面积约为 670038m²，根据《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2008，2018 年版）、《煤化工工程设计防火标准》GB51428-2021 规定划分为中型煤化工企业，同一时间火灾次数为 2 处（一处为厂区消防用水量最大处，另一处为厂区辅助生产设施），因此本工程事故水量按一次火灾最大事故水量计算。

本项目各区域的设计事故水量见表 7.10-1。

表 7.10-1 本项目各区域事故水量见表

序号	事故区域	V ₁ 事故时雨水量(m ³)	V ₂ 服务范围内最大泄漏物料量(m ³)	V ₃ 事故储罐防火堤容积(m ³)	V ₄ 消防液量(m ³)	V 事故水总量(m ³)	V ₅ 污水系统分流事故水(m ³)	V ₇ 事故池所需容积量(m ³)	备注
1	罐区区域	7000	10000	5000	3780	20780	-	15780	各罐区
2	煤热解装置	7000	300	--	2050	9350	-	9350	

3	荒煤气制 LNG 装置	7000	300	--	972	8272	-	8272	
4	硫回收装置	7000	200	--	1780	8980	-	8980	含辅助生 产设施消 防水量
5	酚氨回收装 置	7000	150	--	1620	8770	-	8770	

由上表可知，本工程事故水量最大为煤焦油罐区火灾时的排水量，包括消防水量（350L/s，延续时间 3h）、排污水量、发生事故时进入系统的降雨量、事故物料泄漏量之和。其中消防水量为 3780m³，雨水量为 7000m³，泄漏液体量为 10000m³，一次事故最大污水量 15780m³。

本工程在厂区新建一座事故污水收集池，事故池有效容积为 25000m³。事故池内设置 1 台事故水提升泵。

2) 事故水收集

事故状态下，生产设施、罐区及管道事故污水收集流向、雨水收集流向示意图见下图 7.10-2。

图 7.10-2 事故污水、雨水流向示意图

(3) 三级防控体系（园区级、厂界外）

正常情况下，本项目事故池可满足事故状态下事故废水的储存需要。为防止极端情况下产生的大量事故废水超过事故池存储能力漫流出厂，本项目消防事故水处理与园区联动，在发生重大消防事故消防时间超过 8 小时，事故池水位达到 80%报警液位，存在消防水溢出风险的情况下，开启园区事故水管网闸门，事故水由泵抽送至园区事故池，疏导消防水。事故废水三级防控体系示意图见图 7.10-3。

图 7.10-3 事故废水三级防控体系示意图

3、地下水环境风险防范措施

本项目地下水环境风险防范措施按照“源头控制、分区防治、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、应急响应进行控制，采取的防范措施主要为：

(1) 源头控制

使用先进工艺，良好的管道、设备和污水储存设施。严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应的措施。优化排水系统设计，地坪冲洗水、事故废水等在厂址区内收集后通过管线送污水处理站处理。管线铺设尽量采用“可视化”。

(2) 分区防渗措施

根据厂区各生产功能单元可能泄漏至地面区域的污染物性质和生产单元的构筑方式，划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。

重点污染防治区是指事故风险危险区、位于地下或者半地下的生产功能单元，污染地下水环境的污染物泄漏后不容易被及时发现和处理的区域或部位。主要包括罐区、生产装置区、危废暂存间、事故池、污水处理站、地下污水管道等，防渗措施确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ）。

一般污染防治区指对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位，主要包括原料煤棚和其他公用工程区域等。防渗措施确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ）。

非污染防治区是指除重点污染防治区、一般污染防治区外的其它建筑区，如厂址区道路、办公区、输电变电区等。对这些区域只需对基础以下采取原土夯实，使渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，即可达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和与基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗的目的，渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。

分区防渗图见 7.10-4。

(3) 监控计划

依据地下水监控原则，结合评价区水文地质条件，本次共布设地下水监井 3 口。应按有关

规定及时建立档案，并定期向厂安全环保部门汇报。如发现异常或发生事故，加密监测频次并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

(4) 事故应急减缓措施

1) 一旦发生地下水污染事故，查明并切断污染源，应立即启动应急预案。

2) 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

3) 依据探明的地下水污染情况，合理布置截渗井，并进行试抽工作。在布置截渗井时，可充分利用水质监控井。

4) 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水，并依据各井孔出水情况进行调整。

5) 将抽取的地下水进行集中收集，并送实验室进行化验分析。

6) 在突发污染事件的处理过程中，应急抽水井所抽取的地下水返回至污水处理站的废水处理系统进行处理。

7) 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，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

4、其他

(1) 针对主要风险源，设立风险监控及应急监测系统，实现事故预警和快速应急监测，配备应急设施及应急物资，设置应急救援队伍。

(2) 本厂应设立应急救援队伍、部分应急物资。

(3) 应急演练是检验、评价和保持应急能力的一个重要手段。它可在事故真正发生前暴露预案和程序的缺陷；发现应急资源的不足（包括人力和设备等）；改善各应急部门、机构、人员之间的协调；增强公众对突发重大事故救援的信心和应急意识；提高应急人员的熟练程度和技术水平；进一步明确各自的岗位与职责；提高各级预案之间的协调性；提高整体应急反应能力。为了保证本预案的可行性和适用性，公司定期组织预案演练。

(4) 与园区/区域环境风险防控体系的衔接

建议本项目建立区域应急联动机制，充分利用园区的应急资源，与园区应急报警电话联网，保证信息传输的畅通。发生重特大突发环境事件时，应在开发区应急指挥中心的统一领导下开展应急处置。

5、应急预案

本项目突发环境事件应急预案应与园区、鄯善县应急预案相衔接，若环境风险事故发生后，首先应启动本项目的应急预案，并在第一时间将事故情况向园区相关部门报告。同时，本项目的应急响应行动应与园区的应急响应保持联动，确保信息传递和人员的就住以及事故处理的及时和准确无误。当需要疏散周边人员时，应在事件发生地成立的现场应急救援指挥部或者园区应急救援指挥部的领导下组织周边人群有序撤离。

（1）应急预案的制定

本项目应按照以人为本、预防为主、分级管理、快速反应、依法规范、依靠科技的总原则，并满足实战性、相容性、层次性、高效性和持续改进型的要求，制定突发环境事件应急预案。

为保证应急预案的科学、高效、有序和针对性，建设单位应急管理部门必须组织开展应急预案的模拟演练，以检验应急部门应对突发环境事件的应急能力，检验各相关部门和各单位之间的协同作战能力。应急预案主要包括如下几个方面：

- 1）明确组织指挥机构，包括应急领导和指挥机构、日常管理机构的人员组成和人员的职责分工，并应建立通畅有效的通讯网络；
- 2）预警和预防机制，建立突发环境事件预警制度，明确预警级别、预警方式；
- 3）应急响应程序，制定突发环境事件的应急响应程序，包括事故的报警、应急响应等级的确定、应急响应启动、紧急救援行动的开展、事故调查以及事故索赔等应急环节；
- 4）应急保障，包括应急反应设备、应急队伍、物资及后勤、经费保障等应急支援与装备保障，技术储备与保障，还应建立培训和演习的相关制度；
- 5）附图附件（应急通讯联络表、应急处理、人员急救方式等）。

（2）本企业环境风险防控机构、制度的建立

1）组织机构及职责

①应急救援组织机构设置

公司应成立突发环境事件应急救援指挥部：由公司常务副总经理以及生产车间和有关职能部门负责人组成，下设五个职能组：通信联络组、抢险救援组、医疗救护组、现场抢修组、物资供应组。

2) 预防与预警

①事件预防:

A.操作人员培训合格后上岗, 定期组织训练。

B.操作人员必须严格遵守安全操作规程, 按时按点进行检查。

C.生产场所严禁烟火。

D.定期进行安全检查与环境监测, 发现问题立即整改。

E.参加救援人员, 必须熟悉应急救援的知识, 组织演练, 在做好防护的前提下参与救援。

F.定期委托疾控中心进行危害因素的检测与评价。

②公司在生产场所、储存场所设置可燃气体报警系统, 在气体浓度超标的情况下, 该系统能自动发出报警, 以便于对环境事件的控制。

信息报告与通报: 事件发生后, 当事人或其他知情人应立即通知公司领导, 事件无法控制时, 立即报 110 指挥中心和 119 消防指挥中心。

报告事件应控制在事件发生后的 10min 内, 报告内容至少应包括事件发生的时间、地点、类型和排放污染物的种类、数量、直接经济损失、已采取的应急措施, 已污染的范围, 潜在的危害程度, 转化方式及趋向, 可能受影响区域及采取的措施建议等。

3) 应急响应与措施

①公司生产贮存过程中有可能发生危险化学品因泄漏或其它诱发因素发生人员急性职业中毒、灼烫伤, 火灾爆炸造成环境污染事件时应采取以下抢救措施:

A.最早发现者应立即向公司领导或其他有关领导报告。

B.公司接到报警后, 立即启动应急救援处置程序, 迅速通知有关部门和人员组织抢修, 组织有关专业人士迅速查明泄漏部位和原因, 并立即采取堵漏、隔离、转移或抢修措施, 情况严重时分别向开发区领导报告, 当事件扩大无法控制时, 应请求支援。

C.组织应急救援队伍进行救援, 有人员受伤或急性职业中毒时, 应立即抢救伤员, 中毒者应尽快移离事件现场, 并进行紧急处理或急救。受伤和中毒严重时应及时送医院抢救。同时组织治安力量, 对事件现场划定禁区并加强警戒, 避免有毒物和腐蚀物外泄。对泄漏在地面上的危险化学品要及时清除, 防止污染环境和伤及人员,

酸类腐蚀性化学品可采取干燥石灰、电石渣或沙土混合覆盖，有毒化学品清理收集后不得随意处置。

D.事件发生后，公司负责生产人员应视事件严重程度和事件蔓延等情况做出局部或全部停产的决定，同时及时转移、隔离有关物品，防止事件进一步扩大。

E.事件发生后，产生的有毒气体，应急救援指挥部应根据当时风向、风速情况、判断其扩散程度和区域，采取强有力的措施避免伤及周围环境和群众。

②公司生产贮存过程中有可能出现一般可燃性物质发生的火灾爆炸事故。事件应采取以下应急救援措施：

A.最早发现者应立即向公司领导报告，并积极参与抢救工作。

B.发生火灾的部门在报警的同时，应组织力量根据不同性质物料的燃烧，采取果断措施进行灭火，火势严重时应急救援指挥部应迅速向公安消防部门报警，火灾造成危险化学品泄漏按应急救援方案处置。

C.公司主管生产人员到达火灾现场后，应就火灾严重情况迅速做出局部或全部停车的准备。

D.公司主管生产人员到达现场后，应按照职责分工积极开展事件救援工作，有人员受伤或中毒时，应立即抢救伤员并及时送医院抢救。同时在事件现场外围设立警戒线，疏散无关人员，疏导交通车辆，引导外援消防车进入事件现场。

E.当事件得到控制后，在总指挥或副总指挥的领导下，立即成立专门小组，调查事件原因，研究落实抢修方案，组织抢修，并按照事件处理“四不放过原则”，落实好防范措施，尽快恢复生产。

F.夜间发生事件，公司值班干部在及时通知公司领导的同时，积极组织事件抢救处理。

③事件类别及处置措施

突发环境事件主要有泄漏、火灾（爆炸）两大类。其中，泄漏分为液体泄漏和气体泄漏，火灾分为固体火灾、液体火灾和气体火灾。主要原因又分为人为操作失误、设备缺陷和自然灾害等不可抗拒因素。针对事件不同类型，采取不同的处置措施。其中主要措施包括：控制、灭火、隔绝、堵漏、拦截、稀释、中和、覆盖、泄压、转移、收集等。

4）危险化学品泄漏事件处置措施

①泄漏现场处理

A.进入泄漏现场进行处理时，应注意安全防护进入现场救援人员必须配备必要的个人防护器具。

B.如果泄漏物是易燃易爆的，事件中心区应严禁火种、切断电源、禁止车辆进入、立即在边界设置警戒线根据事件情况和事件发展，确定事件波及区人员的撤离。

C.如果泄漏物是有毒的，应使用专用防护服、隔绝式空气面具。为了在现场上能正确使用和适应，平时应进行严格的适应性训练。立即在事件中心区边界设置警戒线。

D.根据事件情况和事件发展，确定事件波及区人员的撤离。

E.应急处理时严禁单独行动，要有监护人，必要时用水枪掩护。

F.对厂区内的事件车间或部位作合理分析，将事件部位的雨水沟和污水管路作详细分析，只留流向事件应急池的雨水管路，其它的用口袋堵塞雨水井和关闭阀门，防止污染扩大。

②泄漏源控制

A.关闭阀门、停止作业或改变工艺流程、物料走副线、局部停车、打循环、减负荷运行堵漏等。

B.采用合适的材料和技术手段堵住泄漏处。

③泄漏物处理

A.围堤堵截：筑堤堵截泄漏液体或者引流到安全地点。贮罐区发生液体泄漏时，要及时关闭雨水阀，防止物料沿明沟外流。

B.稀释与覆盖：向有害物蒸汽云喷射雾状水，加速气体向高空扩散。对于可燃物，也可以在现场施放大量水。

C.破坏燃烧条件：对于液体泄漏，为降低物料向大气中的蒸发速度，可用泡沫或其他覆盖物品覆盖外泄的物料，在其表面形成覆盖层，抑制其蒸发。

D.收容（集）：对于大型泄漏，可选择用隔膜泵将泄漏出的物料抽入容器内或槽车内，严禁用普通潜水泵抽吸以免产生着火事件；当泄漏量小时，可用沙子、吸附材料、中和材料等吸收中和。

E.废弃物处置：一旦发生事件，污水站员工应在与抢修组联系后开启应急手动阀，让事件产生的污水、消防水流入，最大限度地不使污染物扩散。对少量的泄漏物，

不挥发物经砂土吸取后作固废处置。对水溶性物料用消防水冲洗，冲洗水排入污水池，不能排入污水池的必须排入事故应急池。

④危险化学品火灾事件处置措施

A.先控制，后消灭

针对危险化学品火灾的火势发展蔓延快和燃烧面积大的特点，积极采取统一指挥、以快制快；堵截火势、防止蔓延；重点突破、排除险情；分割包围、速战速决的灭火战术。

B.扑救人员应占领上风或侧风阵地

进行火情侦察、火灾扑救、火场疏散人员应有针对性地采取自我防护措施。如佩戴防护面具，穿戴专用防护服等。

应迅速查明燃烧范围、燃烧物品及其周围物品的品名和主要危险特性、火势蔓延的主要途径，燃烧的危险化学品及燃烧产物是否有毒。

C.正确选择最适合的灭火剂和灭火方法

火势较大时，应先堵截火势蔓延，控制燃烧范围，然后逐步扑灭火势。

对有可能发生爆炸、爆裂、喷溅等特别危险需紧急撤退的情况，应按照统一的撤退信号和撤退方法及时撤退。（撤退信号应格外醒目，能使现场所有人员都看到或听到，并应经常演练）

D.消灭余火

火灾扑灭后，仍然要派人监护现场，消灭余火。起火单位应当保护现场，接受事件调查，协助公安消防监督部门和上级安全生产监督管理部门调查火灾原因，核定火灾损失，查明火灾责任，未经公安部门和上级安全生产监督管理部门的同意，不得擅自清理火灾现场。

E.在不同危化事件区域采取的应对措施

a.事件中心区域（0m-500m）

事件中心区的救援人员需要全身防护，并佩戴隔绝式面具。救援工作包括切断事件源、抢救伤员、保护和转移其它危险化学品、清除渗漏液态毒物、进行局部的空间洗消及封闭现场等。非抢险人员撤离到中心区域以外后应清点人数，并进行登记。事件中心区域边界应有明显警戒标志。

b.事件波及区域（500m-1000m）

该区域的救援工作主要是指导防护、监测污染情况，控制交通，组织排除滞留的危险化学品气体。视事件实际情况组织人员疏散转移。事件波及区域人员撤离到该区域以外后应清点人数，并进行登记。事件波及区域边界应有明显警戒标志。

c.受影响区域

该区救援工作重点放在及时指导群众进行防护，对群众进行有关知识的宣传，稳定群众的思想情绪，做基本应急准备。

d.后期处理

当事件发生后，公司妥善安置受灾人员，并赔偿其损失，同时组织专家对突发环境事件中长期环境影响进行评估，并提出环境恢复的合理化建议。公司对在职人员办理工伤保险，意外伤害保险及医疗保险等。

5) 应急培训和演练

①为能在事件发生后，迅速准确，有条不紊地处理事件，最大限度地减少事件造成的损失，平时必须做好应急救援的准备工作，落实岗位责任制和各项安全生产，环境保护规章制度。具体措施：落实应急救援组织，并根据人员变化，不定期进行调整，确保救援组织落实。

②落实好救援物资器材准备，并购足必要的通信、消防、抢修及个人防护等器材。上述材料应指定专人负责，并定期保养，使其经常处于良好的备用状态。

③每季度组织 1 次救援训练或演习，并对演练结果进行总结评价，进一步对演练方案进行完善。

④对职工进行经常性突发环境事件救援常识教育。

⑤建立和健全各项制度：

a.公司安全生产值班制度

b.应急预案演习和检查制度

c.安全例会制度

d.奖惩和总评制度

(2) 应急体系及联动机制的建设

本项目突发环境事件应急反应措施应在以下几个方面做好工作：

1) 建立健全应急反应的组织指挥系统

为确保突发环境事件应急反应的有序、高效，建设单位应根据本项目自身特点建

立应急反应的组织指挥系统，并明确不同级别污染事故应急组织指挥人员组成、人员职责及其有效联系方式。

2) 应急反应设施、设备的配备

充分利用开发区相关单位的应急资源，并签订相关合作协议，保证应急资源的有效利用。

③应急防治队伍及演习

建设单位应对应急救援队伍作定期强化培训和演练的计划，加强了解应急防治操作规程，掌握应急防治设备器材的操作使用，一旦发生应急事故，应急队伍能迅速投入防治活动，从而增强应付突发环境事件的处置能力。

④应急通信联络

为确保突发环境事件的报告、报警和通报，以及应急反应各种信息能及时、准确、可靠的传输，必须建立通畅有效、快速灵敏的报警系统和指挥通讯网络，包括与园区应急反应指挥系统。

⑤与各应急力量联动、应急资源共享

应急资源充分就近利用应急资源，必要时上报园区、鄯善县及吐鲁番市，由园区、鄯善县及吐鲁番市统一指挥应急行动。

⑥与政府级相关应急预案的衔接

预案的编制过程中应充分考虑与园区相关应急预案的衔接，将本项目的应急反应体系纳入鄯善县及吐鲁番市应急体系，建立区域应急联动机制。

6、事故应急监测

1、监测程序

发生突发环境事件时，企业先期监测，同时应急指挥部应及时协调监测公司，请求协助应急监测。监测人员赶赴事故现场后，根据实际情况，迅速确定监测方案，及时开展针对环境污染事故的环境应急监测工作，在尽可能短的时间内，用小型、便携、简易的仪器对污染物质种类，污染物质浓度和污染的范围及其可能的危害作出判断，以便对事故能及时、正确的进行处理。监测程序如下：

- 1) 接到应急监测任务后，了解现场情况，确定应急监测方法；
- 2) 准备监测器材、试剂及防护用品，同时做好实验室分析准备；

- 3) 实施现场监测和污染控制建议;
- 4) 实行跟踪监测, 及时报告监测结果;
- 5) 进行综合分析, 编写总结报告上报。

2、监测布点

事故现场处置方案一旦启动, 应立即按监测计划开展环境监测, 应急监测计划见下表。

表 7.10-2 应急环境监测计划表

项目	分区防范范围	重点监测对象	监测点	监测项目及浓度类型	监测目的	监测时间
环境空气	事故风险源 5km 以内区域	厂界四周及泄漏源下风向区域	厂界四周均匀布设点位, 500 米为间距; 泄漏源下风向布设 3-5 个点, 扇形布点	依据事故类型确定	判定事故规模、污染物传播路径和影响范围, 为事故救援和撤离提供决策依据	事故发生至结束
	事故风险源 5km 以外区域	泄漏源下风向区域	依据现场监测浓度在 5km 以外区域进行布点			
水环境	地下水	潜水	厂界及下游			

1) 采样段面(点)的设置一般以环境污染事故发生地点及其附近为主, 同时必须注重人群和生活环境, 合理设置参照点, 以掌握污染发生地点状况、反映事故发生区域环境的污染程度和污染范围为目的。

2) 对被环境污染事故所污染的大气、地下水均应设置对照点、扩散点, 尽可能以最少的监测点获取足够的有代表性的所需信息, 同时需考虑采样的可行性和方便性。

- 3) 发生火灾、爆炸时应及时在距离本厂 1km 范围内进行大气监测。

3、监测频次

应急监测全过程应在事发、事中和事后等不同阶段予以体现, 但各个阶段的监测频次不尽相同, 见下表。

表 7.10-3 应急监测频次的确定原则

事故类型	监测点位	应急监测频次
环境空气污染事故	事故发生地	初始加密（2 次/h）监测，随着污染物浓度的下降逐渐降低频次
	事故发生地下风向	2 次/h 或与事故发生地同频次（应急期间）
	事故发生地上风向对照点	3 次/天（应急期间）
地下水环境污染事故	下游潜水	初始加密（2 次/h）监测，随着污染物浓度的下降逐渐降低频次

4、监测项目

根据主要的危险目标，以及危险目标发生事故的类型，确定大气、地下水监测项目。

7.11 评价结论与建议

7.11.1 危险因素

本项目危险物质主要为油类物质、氨水、粗酚、硫磺、煤气、LPG、LNG 等。主要危险单元为热解单元、气化单元、LNG 生产单元、硫回收单元、酚氨回收单元、罐区等。当罐区危险物质泄漏及火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放事故发生时，危险物质会扩散进入大气、入渗进入地下水，污染周边环境。因此，企业因优化平面布局、尽量减少危险物质储量、加强环境风险控制措施。

7.11.2 环境敏感性事故环境影响

本项目评价范围内无大气环境敏感目标，无地表水体，地下水保护目标主要为评价范围内地下水。根据预测分析结果：

（1）最不利气象条件下，下风向不同距离处硫化氢的最大浓度为 $106.20\text{mg}/\text{m}^3$ ，出现于下风向 100m 处，出现时间为 16.985min。最不利气象条件下，关注高度上硫化氢毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离分别为 210m、330m。

（2）最不利气象条件下，下风向不同距离处氨的最大浓度为 $1.67 \times 10^5\text{mg}/\text{m}^3$ ，出现于下风向 50m 处，出现时间为 0.67min。最不利气象条件下，关注高度上氨毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离分别为 2750m、2880m。

（3）最不利气象条件下，下风向不同距离处硫化氢的最大浓度为 $1.11 \times 10^3\text{mg}/\text{m}^3$ ，出现于下风向 50m 处，出现时间为 15.17min。最不利气象条件下，关注高度上硫化氢毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离分别为 4880m、10520m。

(4)最不利气象条件下,下风向不同距离处 CO 的最大浓度为 $3.0001\text{E}+06\text{mg}/\text{m}^3$, 出现于下风向 10m 处, 出现时间为 0.11min。最不利气象条件下, 关注高度上 CO 毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 对应的最远影响距离均为 2880m。

(5) 本项目建设一座有效容积 25000m^3 应急事故池。对事故废水及事故时污染雨水进行收集, 并建设消防泵、稳压泵、消防栓等配套设施以满足事故消防, 确保发生事故时, 事故废水全部进入应急事故池内, 再逐步处理, 本项目雨排口设置有截断阀, 截断阀平时保持关闭状态, 一般情况下事故废水不会外排进入外环境。

(7) 焦油储罐泄漏风险事故状态下, 污染物沿地下水流方向向下游迁移, 而且随着迁移距离的变长, 污染物浓度峰值变小。泄漏 100d 石油类下游最大迁移距离约为 500m, 达到区域背景浓度距离约为 450m; 泄漏 1000d 石油类下游最大迁移距离约为 1800m, 达到区域背景浓度距离约为 1600m。在预测期间, 随着距离的增加, 污染物的浓度呈减小的趋势; 随着泄漏时间的增加, 污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大。项目区周边无地下水保护目标, 在假定的非正常状况下, 泄漏污染物在局部区域对浅层地下水产生了一定的影响, 在采取严格防渗措施的前提下, 项目建设对地下水的影响是可以接受的。

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、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、应急响应进行控制, 采取的地下水环境保护措施主要为:

对发现破损的防渗层进行修补, 确保重点污染防治区防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$ 黏土层的防渗性能。一般污染防治区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$ 黏土层的防渗性能。

本次在厂址区共布设地下水监控井 3 口。应按有关规定及时建立档案, 并定期向厂安全环保部门汇报。如发现异常或发生事故, 加密监测频次并分析污染原因, 确定泄漏污染源, 及时采取应急措施。

7.11.3 环境风险防范措施和应急预案

本项目设置应急救援中心、配备应急物资和装备。采取选择高质量设备、设越限报警系统、加强生设备管道的管理与维修, 设置水环境风险事故三级防控措施, 地下水源头控制、分区防渗、加强污染监控、应急响应等措施, 减少环境风向影响。建议企业优化调整风险防范措施、制定企业突发环境事件应急预案。

7.11.4 环境风险评价结论与建议

本项目运行过程中存在着泄漏，火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放事故，必须严格按照有关规范标准的要求对生产装置区、储罐区等进行监控和管理。在认真落实评价所提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可控，风险水平是可以接受的。本项目产生的环境风险可能扩大厂界甚至园区外，建议企业应采取措施缓解环境风险，并进行环境影响后评价。

7.11.5 环境风险评价自查表

环境风险评价自查表见表 7.11-1。

表 7.11-1 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况							
风险调查	危险物质	名称	煤气	硫磺	焦油	LNG	氨水	粗酚	
		存在总量/t							
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人				5km 范围内人口数 <u>0</u> 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）					<u>1</u> 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	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 ☒		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 ☒			经验估算法 ☒		其他估算法 ☐		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☒		AFTOX ☒		其他 ☐		
		预测结果							
	地表水	最近环境敏感目标阿拉沟渠，到达时间 <u> </u> /h							
地下水	最近环境敏感目标 <u> </u> ，到达时间 <u> </u> /d								

重点风险防范措施	加强设备与管道的管理与维修，设置报警系统；事故废水采取三级防控措施；地下水风险防范采取源头控制、分区防渗、加强污染监控和应急响应；设立风险监控及应急监测系统，制定企业突发环境事件应急预案
评价结论与建议	按照有关规范标准的要求对生产装置区、储罐区等进行监控和管理。在认真落实评价所提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可控，风险水平是可以接受的。本项目产生的环境风险可能扩大厂界甚至园区外，建议企业应采取措施缓解环境风险，并进行环境影响后评价

注：“□”为勾选项，“”为填写项

8 环境保护措施及其可行性论证

8.1 施工期环境保护措施

8.1.1 施工期废气防治措施

为减轻建设期扬尘污染，在开工前按照“绿色文明工地”标准要求制定扬尘控制方案，报相关主管部门或辖区政府备案。

(1) 根据《建设工程施工现场管理规定》，设置施工标志牌并标明当地环境保护主管部门的污染举报电话。

(2) 施工工地要做到“6个100%”，即施工工地周边100%围挡、物料堆放100%覆盖、出入车辆100%冲洗、施工现场地面100%硬化、场地洒水清洁保洁率100%、渣土车辆100%密闭运输。安装在线监测和视频监控设备，并与当地有关主管部门联网

(3) 禁止施工现场搅拌混凝土，全部采用预拌商品混凝土。

(4) 施工物料运输车辆要合理选择运输路线，尽可能避开集中居民区和主要交通干道，按照批准的路线和时间进行物料运输。

(5) 施工场地边界设置高度2.0m以上的围挡。

(6) 土方的开挖、运输和填筑等施工过程，遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间。遇到四级或四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆盖防尘网。

(7) 施工使用的水泥、石灰、砂石、铺装材料等易产生扬尘的建筑材料，应密闭存储。

(8) 施工过程产生的弃土及建筑垃圾应及时清运，在场区内堆存应覆盖防尘网并定期洒水压尘。

(9) 施工工地内及工地出口至铺装道路间硬化地面采用用水冲洗的方法清洁积尘，道路定时洒水抑尘。

(10) 建设工地应设专职人员负责扬尘控制措施的实施和监督，应有专人负责逸散性材料、垃圾、渣土等密闭、覆盖、洒水作业以及车辆清洗作业等，并记录扬尘控制措施的实施情况。

(11) 施工单位保洁责任区的范围应根据施工扬尘影响情况确定，一般设在

施工工地周围20米范围内。

（12）禁止使用冒黑烟、高排放工程机械（含挖掘机、装载机、平地机、叉车等）。

此外，环境管理部门应加强监督管理，发现问题及时处理、警告，督促施工单位建设行为的规范性要求。

8.1.2 施工期水防治措施

为防止水环境污染，必须采取相应的控制措施：

（1）施工废水

施工现场要严格规定排水去向，对建筑施工中产生的土建泥浆水、车辆冲洗水以及外排淤水等在施工前期设计好排水沟和沉淀池，将建筑泥浆水和冲洗水经沉淀分离后回用，防止泥浆水漫流，沉淀泥浆应定期及时外运。

（2）生活污水

在施工生活区内设置移动厕所，生活污水收集后排入园区现有污水处理站。

（3）雨季施工

施工期间，物料储场要加设顶棚，对于临时进出的物料，在降雨时要临时遮盖，防止雨水冲刷带走物料，降低施工期水土流失，降雨天气禁止开挖管沟。

采取以上措施后，施工废水及生活污水均有效处置利用，节约了水资源且不会对水环境产生影响；施工废水污染防治措施可行。

8.1.3 施工期固体废物污染防治措施

（1）对弃土弃方及时清运，并加强运输及装卸过程的管理，做到文明施工，严禁野蛮装卸。

（2）严禁向周边农田、耕地内倾倒弃土弃渣和生活垃圾；生活垃圾必须统一收集，定时送环卫部门进行统一处理，严禁随意抛散和焚烧。

（3）施工单位必须严格按照规定办理好渣土、建筑垃圾等固体废物的排放的手续，获得当地有关主管部门批准后方可在指定的受纳地点弃土。及时清运，在工程竣工验收前，应将所产生的建设工程废弃物全部清除，防止污染环境。

（4）不得将建筑垃圾混入其他生活废弃物中，建设期间产生的各种固体废物采取有效处置措施集中收集、及时清运，避免露天长期堆放可能产生的二次污染。对于施工垃圾、废弃建材，要求分类收集和处理，其中可利用的物料，应重

点就近利用，纸质、木质、金属质和玻璃质的垃圾可外卖给收购站。

（5）施工人员集中的生活营地，要设专职的环境卫生管理人员，负责营区的生活垃圾统一收集，定期运往环卫部门指定的地点，交由当地环卫部门处置

采取以上措施，施工废弃土方及建筑废料和少量生活垃圾得到有效处置，固废污染防治措施可行。

8.1.4 施工期噪声污染防治措施

为了满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求，评价提出如下噪声防治措施。

（1）工程基础施工阶段和结构施工阶段对周围声环境影响较明显，所以要合理投入人工，加强施工监理，加快施工进度，在保证工程质量的基础上加快基础施工和结构施工进度，缩短噪声主要影响期，降低施工期噪声对区域环境的影响。

（2）评价要求本项目夜间（22:00-06:00）禁止施工。混凝土搅拌、浇筑等施工工艺必须连续施工作业的，应当提前向当地生态环境局办理夜间施工手续，并在施工前以张贴通告等方式告知受影响的居民。

（3）加强施工机械的维护和保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽量选取噪声小、振动小、能耗小的先进设备。

（4）合理布局施工现场，尽量减小噪声影响范围和人群，对于位置相对固定的较大噪声源，如混凝土搅拌机等应布置在厂区中部，对于机械操作人员应采取轮流工作制，减少工人接触高噪声的时间，并按要求佩戴防护耳塞。

（5）加强车辆运输管理，运输任务尽量安排在昼间进行，如果夜间运输，经过居民点时要减速慢行，严禁鸣笛。

根据分析，与噪声源的距离超过 100m，噪声低于 55dB(A)，满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），建筑施工过程中场界环境噪声不得超过昼间 70dB(A)、夜间 55dB(A)，夜间噪声最大值超过限值的幅度不得高于 15dB(A)的要求。施工期采取的噪声污染防治措施可行。

8.2 运营期废气污染防治措施及技术可行性

8.2.1 废气污染防治措施

8.2.1.1 煤炭储运单元废气处理

(1) 原料及燃料煤卸煤输送粉尘

本项目原料及燃料煤卸煤在封闭环境下进行，卸煤间设布袋除尘器除尘，除尘器设计含尘废气量 $188686.2\text{Nm}^3/\text{h}$ ，颗粒物产生量为 $477.4\text{kg}/\text{h}$ ，产生浓度约为 $2530\text{mg}/\text{m}^3$ ，布袋除尘器效率 99.7%，除尘后经 15m 高排气筒排放，颗粒物排放量为 $1.432\text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $7.6\text{mg}/\text{m}^3$ ，低于《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中颗粒物浓度排放限值要求（颗粒物： $10\text{mg}/\text{m}^3$ ），可确保达标排放。

(2) 煤炭在运输过程中应采取封闭式运输，卸车时采取先喷水降尘再卸车的作业方式，应采用全密闭皮带式运输及卸车不露天的作业方式，做到煤炭不落地。

8.2.1.2 煤炭气化单元废气处理

(1) 气化备煤系统

原煤输送过程均在封闭环境下进行，气化炉 3 用 1 备，每套气化炉备煤系统设置一套袋式除尘器，单套除尘器设计含尘废气量 $3940\text{Nm}^3/\text{h}$ ，每套备煤系统粉尘产生量为 $9.6\text{kg}/\text{h}$ ，粉尘产生浓度约为 $2427.96\text{mg}/\text{m}^3$ ，布袋除尘器除尘效率 99.7%，除尘后经 15m 高排气筒排放，粉尘排放量为 $0.09\text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $7.28\text{mg}/\text{m}^3$ ，低于《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中颗粒物浓度排放限值要求（颗粒物 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ），可确保达标排放。

(2) 硫回收再生塔废气

硫回收再生塔自吸空气反应后剩余的气体经再生塔顶排空废气，污染因子为带出极少量的未反应 H_2S 和 NH_3 ，再生塔排空气约为 $168\text{m}^3/\text{h}$ ，废气中 H_2S 含量为 $0.001\text{kg}/\text{h}$ ， H_2S 浓度约为 $6.32\text{mg}/\text{m}^3$ ； NH_3 含量为 $0.0036\text{kg}/\text{h}$ ， NH_3 浓度约为 $22.75\text{mg}/\text{m}^3$ 。废气经排气洗净塔去除 H_2S 后经 15m 高排气筒排放，洗净塔采用 PDS 脱硫贫液，脱硫液循环利用，脱硫效率约为 60%；脱硫溶液呈酸性，氨气很容易被溶液吸收，氨气去除效率为 60%。排放再生塔废气中 H_2S 含量为 $0.0004\text{kg}/\text{h}$ ， H_2S 浓度约为 $2.53\text{mg}/\text{m}^3$ ； NH_3 含量为 $0.00144\text{kg}/\text{h}$ ， NH_3 浓度约为 $9.1\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）中二级标准（ H_2S

为 1.3kg/h, NH_3 为 20kg/h) 要求, 同时满足《炼焦化学工业污染物排放标准》(GB16171-2012) 中脱硫再生塔废气浓度排放限值要求 (H_2S 为 3mg/m³, NH_3 为 30mg/m³), 可确保达标排放。

8.2.1.3 热解单元废气处理

煤热解单元有组织废气主要为热解备煤粉尘、热风炉烟气、干燥烟气、提质煤筛分输送粉尘等。

(1) 热解备煤系统

原料煤从储煤场由备煤系统通过运输设备输送过程中及从运输设备进入炉前煤仓过程中会产生粉尘会产生粉尘, 主要污染源为受煤斗、煤转运站、输煤走廊等, 主要污染物为煤尘。本项目原煤输送过程均在封闭环境下进行, 设布袋除尘器除尘。

项目共设置 9 套 (8 用 1 备) 粉煤热解装置, 配备 9 套备煤系统, 每套备煤系统配备一台除尘器。粉煤热解装置每套备煤系统粉尘产生量为 216.43kg/h, 单台除尘系统烟气量约为 28970m³/h, 粉尘产生浓度约为 7470mg/m³, 采用布袋除尘系统, 除尘效率 99.9%, 除尘后经 15m 高排气筒排放, 粉尘排放量为 1.73kg/h, 排放浓度为 7.47mg/m³; 低于《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中颗粒物浓度排放限值要求 (颗粒物: 10mg/m³), 可确保达标排放。

(2) 热风炉烟气

热风炉系统排放的气化装置来的净化后的燃料气燃烧废气, 根据物料衡算, 气化装置来的净化后的燃料气量约为 120875m³/h, H_2S 浓度为 20mg/m³, 热风炉总烟气量为 589785m³/h, 其中 235914m³/h 通过热风炉烟囱排放, 剩 353871m³/h 经热解炉加热及干燥炉煤炭干燥后经袋式除尘器除尘后经干燥气烟囱排放。

项目共设置 9 套 (8 用 1 备) 粉煤热解装置, 配备 9 台热风炉, 共设置一根 35m 热风炉烟气排气筒, 排放烟气量为 235914m³/h, 根据物料平衡及硫平衡, 烟气中 SO_2 浓度为 8.2mg/m³, 排放速率为 1.93kg/h; 采用低氮燃烧技术控制氮氧化物产生, 烟气中 NO_x 浓度可控制在 150mg/m³ 以内, 排放速率为 35.39kg/h; 烟气中烟尘浓度 10mg/m³, 排放速率为 2.36kg/h。烟气中各污染因子浓度均可满足《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中燃气加热炉排放限值 (颗粒物: 10mg/m³, SO_2 : 30mg/m³, NO_x : 150mg/m³), 可确保达标排。

(3) 干燥炉烟气

干燥炉干燥气来自于热风炉烟气，烟气中 SO_2 及 NO_x 污染物浓度与热风炉中污染物浓度相同， SO_2 浓度为 $8.2\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 浓度 $150\text{mg}/\text{m}^3$ 。烟气经袋式除尘器除尘，效率按 99% 计，排放烟气中粉尘浓度为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。排放干燥烟气中 SO_2 浓度为 $8.2\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放速率为 $2.9\text{kg}/\text{h}$ ； NO_x 浓度 $150\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放速率为 $53.08\text{kg}/\text{h}$ ；烟尘浓度 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放速率为 $3.54\text{kg}/\text{h}$ 。烟气中各污染因子浓度均可满足《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中燃气加热炉排放限值（颗粒物： $10\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 ： $30\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x ： $150\text{mg}/\text{m}^3$ ），可确保达标排。

(4) 提质煤筛分输送废气

提质煤从热解装置通过运输设备输送到提质煤场经筛分分级后堆存，在此过程中会产生粉尘。本项目提质煤输送过程均在封闭环境下进行，筛分过程设布袋除尘器除尘。

项目共设置 9 套（8 用 1 备）粉煤热解装置，配备 9 套提质煤输送系统，配置 3 套筛分设备，每套筛分设备粉尘产生量为 $243.63\text{kg}/\text{h}$ ，废气产生量约为 $314560\text{m}^3/\text{h}$ ，粉尘产生浓度约为 $774.5\text{mg}/\text{m}^3$ ，采用布袋除尘系统，除尘效率 99.5%，除尘后经 25m 高排气筒排放，粉尘排放量为 $1.22\text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $3.87\text{mg}/\text{m}^3$ 。低于《关于推进实施焦化行业超低排放的意见》中颗粒物浓度排放限值要求（颗粒物 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ），可确保达标排放。

8.2.1.4 酚氨回收酸性气处理

酚氨回收工序酸性气主要成分为 H_2S ，流量约为 $2657\text{m}^3/\text{h}$ ， H_2S 产生量为 $293.5\text{kg}/\text{h}$ ， $110462\text{mg}/\text{m}^3$ ，酸性气体进入硫磺回收单元，酚氨回收脱酸塔废气经超级克劳斯硫回收工艺生产副产品硫磺。

8.2.1.5 LNG 单元废气处理

LNG 单元排放气体主要有解析气、脱硫再生塔酸性气、脱碳再生塔酸性气及 BOG 闪蒸汽。

(1) 解析气

解析气不向外环境排放，一部分作为脱硫尾气焚烧单元燃料气，剩余部分返回甲烷化装置与富氢气反应合成 LNG。

(2) 脱硫再生塔酸性气

脱硫再生塔酸性气进入硫磺回收单元，采用二级 CLAU S 反应回收其中的硫分，用于制取硫磺，不向外环境排放。

（3）脱碳再生塔酸性气体

脱碳再生塔酸性气体，主要成分为 CO₂，可研设计直接高空排放。

评价认为虽然现有的大气污染物排放标准中没有列入 CO₂，但它是产生温室效应的主要污染源，它对大气造成了直接破坏作用。为减少温室气体的排放，西方发达国家在油气田开发中做了较多的探索。政府间气候变化专门委员会发布的《IPCC 关于二氧化碳捕获和封存的特别报告》中披露，世界油气田开发产生的二氧化碳多被用于驱油。实践表明，采用二氧化碳驱油比采用水驱可获得更高的油品回收率。我国政府 2007 年 6 月 4 日发布的《中国应对气候变化国家方案》中明确提出了“二氧化碳捕获及利用、封存技术”及“提供油气资源采收率技术”为加大开发和推广力度的重点技术；在“强化重点行业的节能技术开发和推广”一条中明确了“石油化工工业，二氧化碳回注”为重点开发和推广的技术，为今后二氧化碳在油气田开发中的综合利用指明了方向。

在我国的其它行业，二氧化碳的回收利用技术也取得了很多成果。如合成氨生产企业对二氧化碳的回收利用、在可降解塑料领域作为原料的使用；电厂烟囱排放的二氧化碳的回收净化技术等；在国外，利用燃气电厂尾气中的二氧化碳生产尿素，煤气化工厂捕获的二氧化碳用于合成天然气的生产等均有成功的使用实例。

评价建议项目对 MDEA 解吸脱碳再生塔产生的酸性废气中的二氧化碳采取回收利用。常规回收二氧化碳工艺为：吸收 CO₂ 的溶液经过脱吸塔脱吸出的 CO₂，经冷却冷凝器冷却并除去大部分水分后进入纯化系统，再经过压缩、除湿、脱硫、脱烃、制冷等工序，得到最终产品 CO₂（液态）。可将脱除的 CO₂ 集中收集后制造干冰。经实际工艺运行结果表明，制的 1kg 的干冰需要液态的 CO₂ 3.06kg。采用二氧化碳回收综合利用的措施后，不仅减少了 CO₂ 气体排放对大气环境造成的影响，又变废为宝，节约资源。

（4）BOG 闪蒸汽

液化天然气在储罐储存过程中会产生一定量的闪蒸气。由于储罐采取的绝热方式、结构形式、储存温度、压力的不同，蒸发率也有所不同。根据同类型

项目实际情况，LNG 储罐的蒸发率为每日液化天然气储量的 4%。经过项目分析天然气平衡估算结果，液化天然气的蒸发量为 1109kg/h。项目可研采取在罐顶将闪蒸气回收后经压缩机压缩、冷却器冷却后送至冷箱入口处重新进入系统循环程序，不向外环境排放，不会对外环境造成影响，其措施可行。

8.2.1.6 硫回收单元废气处理

硫磺回收单元产生有组织废气主要为焚烧尾气。

酸性气进入硫磺回收单元，经克劳斯反应后进入焚烧炉，会产生焚烧尾气，尾气中含有少量的 SO_2 及 H_2S ，若直接排放会对大气环境造成一定的污染，因此焚烧尾气进入锅炉脱硫系统，对废气中含有的硫化物进一步进行脱除，最终排放浓度符合相关标准要求。

8.2.1.7 锅炉单元废气处理

(1) 锅炉烟气

锅炉排放烟气量为 $235121.25\text{m}^3/\text{h}$ ， NO_2 浓度为 $798\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟尘浓度为 $17361.8\text{mg}/\text{m}^3$ ，采用低氮燃烧+SCR 脱硝+布袋除尘器除尘，脱硝效率为 91%以上，除尘效率为 99.6%以上，净化后 NO_2 浓度为 $70.2\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟尘浓度为 $20.4\text{mg}/\text{m}^3$ 。

脱硝除尘后的锅炉烟气与硫回收尾气合并一起进入脱硫塔进行脱硫。合并后的烟气量为 $240429.25\text{m}^3/\text{h}$ ， SO_2 浓度为 $1724.4\text{mg}/\text{m}^3$ ，脱硫效率为 95%以上，脱汞效率 70%，脱硫后再进入湿式电除尘器。湿式电除尘器作为烟气处理的最终精处理装置，同时湿式电除尘器也可以作为脱除湿法脱硫塔后逃逸的酸水雾的电除雾器。

净化后 SO_2 、 NO_2 和烟尘浓度分别为 $84.6\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $70.2\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $20.4\text{mg}/\text{m}^3$ ，Hg 浓度为 $0.017\text{mg}/\text{m}^3$ ，由 120m 高的烟囱排放，排放浓度和排放速率符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）表 1“大气污染物排放限值”中的燃煤锅炉排放标准。

(2) 锅炉输煤系统废气

锅炉燃料煤由燃料煤场经输煤栈桥内带式输送机输送至炉前煤仓，然后由一次风送入煤粉炉，由于皮带机的转动、落煤管的落差产生一定量的含尘气。每台锅炉输煤系统含尘气量为 $11000\text{m}^3/\text{h}$ ，锅炉两用一备，2 台锅炉共 $22000\text{m}^3/\text{h}$ ，产尘浓度约 $2000\text{mg}/\text{m}^3$ ，通过 2 台锅炉各自炉前仓顶部袋式除尘器处理后排放，排放高度为 15m，布袋除尘效率 99%，排放浓度为 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物

综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中二级标准的规定值。

（3）锅炉及附属设施除尘系统清灰装置含尘气锅炉烟气袋式除尘器和输煤系统袋式除尘器采用气力除灰，利用正压浓相流态化仓泵将除尘器收集的粉煤灰输送至灰仓，锅炉及附属设施共设置 3 个灰仓（2 用 1 备），输送及储存过程中产生一定量含尘气，每套输送装置约 1000m³/h，产生浓度约 2000mg/m³，通过灰仓各自顶部袋式除尘器处理后排放，排放高度为 15m，除尘效率 99%，排放浓度为 20mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中二级标准的规定值。

8.2.1.8 恶臭气体处理措施

（1）恶臭气体的来源

污水处理场收集并处理全厂生产及生活污水，有时候难免有些异味，特别是由于进料的波动或者季节性影响，污水系统的异味会很重，一些异味的存在对操作人员的正常生产工作也有一定的影响，本项目在污水处理场设置废气生物除臭处理装置。在集水池、调节池、污泥浓缩池、污泥脱水间和回用水站的浓盐水池等设置废气收集系统，然后通过主管线送至废气处理除臭装置进行处理，处理后的尾气达标排放。臭气收集与处理系统包括：气体采集系统、气体输送系统、臭气处理系统、排放系统及辅助系统五部分组成。

当上游生产工艺废水进入污水处理各处理设施时，其自身内部溶解有上游工艺带入的产生恶臭成分。污水中的悬浮物、沉淀物 and 无机盐等在处理过程中发生厌氧腐化，从而产生恶臭成分，污水在输送和处理过程中对水体搅拌、翻动以及受到环境温度、风力等因素的影响，会使水中溶解的恶臭物质挥发出来，从而影响周围环境。臭气主要来源于：集水井、调节池、污泥浓缩池、污泥脱水机房及浓盐水缓冲池等部位。

（2）废气收集

结合本项目特点，污水处理场内水流连续，且有曝气系统，产生废气量大的特点，在污水处理场内的集水井、调节池、污泥浓缩池、污泥脱水机房等构筑物采取加盖封闭措施，连续抽气方式，通过引风机将气体收集，对产生恶臭的设备等采取局部引风方式收集废气；恶臭废气经收集后，加压送除臭系统处理。

（3）本项目拟采用技术

结合国内相关企业的运行经验，生物除臭装置对废气中的有机物去除效果好，

对硫化氢、氨气等去除率也很高，可达到 80%以上，且在国内已有较多运行工程实例，处理工艺如下：

臭气收集系统 → 生物除臭装置 → 排放

本项目在污水处理场设置臭气处理装置 1 套，每套处理装置包括臭气收集系统、生物除臭系统及 15m 高排气筒 1 根。

臭气处理后的尾气达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）的 15m 排气筒的排放标准值。

（4）生物除臭系统

恶臭气体经收集后首先进入预处理段，预处理设独立的预处理塔，加强除臭系统去除油类物质的能力，保证后段生物处理效果。

除臭单元的预处理阶段的作用：除油，避免沉积在填料表面从而影响微生物的代谢；通过去除臭气中的粉尘，防止粉尘进入后续生物滴滤池造成压降增大，以避免运行费用的增加甚至运行的失败；通过洗涤，使进入后续生物处理装置的臭气湿度达到饱和程度，满足生物处理对湿度的严格要求。通过水洗涤，还可以去除部分可溶性废气成份，一定程度上减轻致臭成分突变造成的冲击负荷，保证后续生物处理臭气负荷的相对稳定。

经过预处理的废气进入组合式生物处理工艺一段的一级生物滴滤池，进行温度调节、除尘及增湿；然后进入生物一段的二级生物滤床进一步生物处理，延长生物处理时间。生物处理一段主要针对废气中含硫物质的处理，恶臭浓度的去除率 85%以上。处理后的气体残留污染物需更长的生物处理时间，来提高臭气去除率。经生物一段处理后的尾气进入生物二段，生物二段亦为“生物滴滤床+生物滤床”方式，培养与生物一段不同的菌种，来处理生物一段未能处理完全的成分。恶臭浓度的去除率能达到 80%以上。处理后通过 15m 排气筒集中排放。

8.2.1.9 无组织废气处置措施

按照《挥发性有机物污染防治政策》和《石化行业挥发性有机物综合整治方案》对本项目 VOCs 进行控制，控制措施如下：

①对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防治或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制 VOCs 的排放。

LDAR 是指通过对工厂所有的机泵设备及连接组件进行无组织逸散浓度测试，发现逸散量大的设备及组件后对其实施维修以降低总无组织排放量的措施。该措施通常只能用于可实现在线维修的设备或采用改进设备的方法后仍不能有效降低排放量的设备及组件上。实践表明，LDAR 可较好的用于阀门、泵、连接件的控制上。对于压缩机、放空管、释压阀、采样设备等，由于不具有在线维修的条件或出于安全的考量，LDAR 并不太适用。采用此方法，通常需要设定一个无组织逸散阈值，一旦测试超过该阈值，则需要对设备及组件进行维修。同时，进行检测的频率也影响到 LDAR 的实施效果。持续地实施 LDAR，尤其在其初始实施阶段，可将渗漏量超过阈值部分的设备及组件比例（逸散比例）减低。

②焦油中间储罐采用固定顶罐储存，采用与现有厂区储罐之间压力调节措施，减小无组织排放；

③LNG 及 LNG 成品罐区以及装车设施区设油气回收装置；

④阀门管件等选用耐腐蚀材料和可靠密封技术，减少无组织泄漏。

采取上述措施后污染物无组织排放量较少。评价建议还应做好以下管理措施：

①生产过程中，应加强生产管理，优化设计和操作条件，严格控制工艺参数及物料配比；

②对于生产设备，应定期做好检修，减少跑冒滴漏等现象的发生。一般情况下生产设备均为密封装置，容易发生泄漏的地方多为封盖处和接头处，因此应注意对这些地方进行检查和保护；

③对于管道，也应定期做好检修，减少跑冒滴漏等现象的发生。一般情况下管道也为密封管道，无破损时不会发生跑冒滴漏等现象，但在弯头、管道衔接、连接泵等地方易发生泄漏现象，因此应注意保护和维修；

④对生产使用的储罐加强密封、采取夏季水喷淋、罐体隔热、改进操作管理等措施进行综合治理，控制储罐大小呼吸产生的无组织废气；同时，对车间进行强制通风换气，减少厂区内无组织废气外排。

8.2.2 废气污染防治措施技术可行性

8.2.2.1 含尘废气处理措施

（1）技术参数

本项目拟采用覆膜玻纤袋式除尘器，设计参数见表 8.2-1。

表 8.2-1 袋式除尘器技术参数

除尘效率 (%)	进口含尘浓度 (g/m ³)	出口含尘浓度 (mg/m ³)
≥99.5	<15	≤10
≥99..5	<15	≤10

(2) 除尘原理

袋式除尘技术是利用纤维织物的拦截、惯性、扩散、重力、静电等协同作用对含尘气体进行过滤的技术。当含尘气体进入袋式除尘器后，颗粒大、比重大的烟尘，由于重力的作用沉降下来，落入灰斗，烟气中较细小的烟尘在通过滤料时被阻留，使烟气得到净化，随着过滤的进行，阻力不断上升，需进行清灰。按清灰方式分为脉冲喷吹类、反吹风类及机械振打类袋式除尘器。主要采用脉冲喷吹类袋式除尘器，可采取固定行喷吹或旋转喷吹方式。

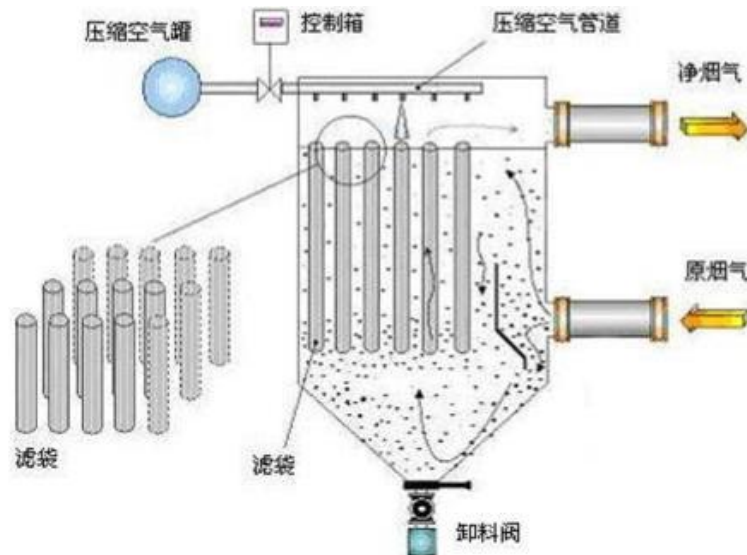


图 8.2-1 布袋除尘器结构示意图

(3) 技术特点及适用性

1) 技术特点

袋式除尘器除尘效率基本不受燃料、烟尘比电阻和烟气工况变化等影响，占地面积小，控制系统简单，可实现较为稳定的低排放。

2) 技术适用性

袋式除尘技术适用燃料及工况条件范围广泛。

3) 影响性能的主要因素

影响袋式除尘器性能的主要因素有设备的运行条件、入口烟尘浓度、设备的设计、制作和安装质量。要考虑滤料选型与烟气成分匹配，运行温度宜高于酸露

点 10℃~20℃。滤袋选型要充分考虑烟气温度、煤含硫量、烟气含氧量和 NO_x 浓度等因素影响。

4) 污染物排放与能耗

袋式除尘器的除尘效率为 99.50%~99.99%，出口烟尘浓度可控制在 30mg/m³ 或 20mg/m³ 以下。当采用高精过滤滤料时，出口烟尘浓度可以实现 10mg/m³ 以下。袋式除尘器的能耗主要为引风机和空压机系统的电耗。

(4) 主要工艺参数及效果

袋式除尘器的主要工艺参数和效果见表 8.2-2。

表 8.2-2 袋式除尘器的主要工艺参数及效果				
项目	单位	工艺参数及效果		
运行烟气温度	℃	高于烟气酸露点15以上且≤250		
除尘设备漏风率	%	≤2		
流量分配极限偏差	%	±5		
过滤风速	m/min	≤1.0	≤0.9	≤0.8
除尘器的压力降	Pa	≤1500	≤1500	≤1400
滤袋整体使用寿命	年	≥4	≥4	≥4
滤料型式	-	常规针刺毡	常规针刺毡	高精过滤滤料
出口烟尘浓度	mg/m ³	≤30	≤20	≤10
注：处理干法、半干法脱硫后的高粉尘浓度烟气时，过滤风速宜小于等于0.7m/min				

(5) 达标排放可行性分析

本项目除尘方式选用除尘效率高且稳定的袋式除尘方式，环评要求滤料选用高精过滤滤料，各袋式除尘系统的设计过滤速度均小于 0.6m/min。根据《火电厂污染防治可行技术指南》（HJ2301-2017），采用高精过滤滤料、过滤风速小于 0.8m/min 的袋式除尘器，除尘效率可达 99.99%，颗粒物的排放浓度不超过 10mg/m³，排放浓度满足《炼焦化学工业污染物排放标准》中特别排放要求，属于《炼焦化学工业污染防治可行技术指南》（HJ2306-2018）表 1 废气污染防治可行技术。因此，本项目拟采用袋式除尘器可行。

8.2.2.2 锅炉烟气脱硫脱硝工艺可行性

国内燃气锅炉目前脱硫脱硝组合技术对比分析见表 8.2-3。

表 8.2-3 国内煤炭加工企业自备锅炉脱硫脱硝技术对比分析一览表							
工 艺	干法脱硫+除尘+选择性催化还原法脱硝技术	干法脱硫+袋式除尘+选择性催化还原法脱硝技术	半干法脱硫+袋式除尘+选择性催化还原法脱硝技术	选择性催化还原法脱硝技术+半干法脱硫+袋式除尘	选择性催化还原法脱硝+湿法脱硫技术	活性炭/活性焦脱硫脱硝一体化技术	选择性催化还原法+新型催化法脱硫脱硝技术

脱硫剂	钙基	碳酸氢钠	碳酸钠、生石灰或熟石灰	熟石灰	石灰石/石灰-石膏法、氨法	活性炭/活性焦	活性炭载体上负载活性催化剂
特点	脱硫过程不消耗水。采用前端脱硫,降低脱硝催化剂中毒概率,配套布袋除尘器烟尘排放浓度可控在 10mg/m ³ 以下;脱硝反应温度低,催化剂要求高	脱硫过程不消耗水,降低脱硝催化剂中毒概率;产生脱硫副产物,废物属性目前难确定,脱硝反应温度低,催化剂要求高	采用前端脱硫,降低脱硝催化剂中毒概率,配套布袋除尘器烟尘排放浓度可控制在 10mg/m ³ 以下;脱硫过程消耗水,在北方地区要考虑防冻问题,脱硝反应温度低,催化剂要求高	配套布袋除尘器烟尘排放浓度可控在 10mg/m ³ 以下,相对前脱硫能耗低;脱硫过程消耗水,在北方地区要考虑防冻问题,采用先脱硝工艺,将会对脱硝催化剂产生一定的影响,脱硝催化剂耐硫性要高,催化剂中毒概率相对先脱硫概率高	要求烟气温度高,脱硝后通常设置烟气余热回收装置;脱硫后烟气温度需过换热使烟气提升门至 130℃ 以上,为满足颗粒物排放要求,通常需设置湿式电除尘器,脱硫过程要消耗水,在北方地区要考虑防冻问题	实现脱硫脱硝除尘一体化,脱硫效率高,不产生脱硫副产物,脱硫过程不消耗水;需考虑再生富 SO ₂ 气体的去处,需定期添加损耗的活性炭/活性焦,运营成本相对较高	脱硫效率高;副产物硫酸有一定经济价值;系统阻力大、能耗高,设备防腐要求高;系统占地面积相对大;活性炭需要定时再生。
排放情况	烟尘<10mg/m ³ SO ₂ <30mg/m ³ NO _x <100mg/m ³	烟尘<10mg/m ³ SO ₂ <30mg/m ³ NO _x <100mg/m ³	烟尘<10mg/m ³ SO ₂ <30mg/m ³ NO _x <100mg/m ³	烟尘<10mg/m ³ SO ₂ <30mg/m ³ NO _x <100mg/m ³	烟尘<10mg/m ³ SO ₂ <30mg/m ³ NO _x <100mg/m ³	烟尘<20mg/m ³ SO ₂ <30mg/m ³ NO _x <100mg/m ³	烟尘<20mg/m ³ SO ₂ <30mg/m ³ NO _x <100mg/m ³
费用	~320 元/t 焦	~300 元/t 焦	~300 元/t 焦	~330 元/t 焦	~250 元/t 焦	~380 元/t 焦	~420 元/t 焦

本项目根据自身特点结合考察结果,锅炉烟气处理选择用 SCR 选择性催化还原法脱硝+湿法脱硫技术,属于排污许可技术规范可行技术,可稳定达标。

锅炉烟气通过“源头预防+过程控制+末端治理”措施,减少污染物排放,减轻对环境的影响。

源头预防——燃用脱硫、脱氨净化后的煤气加热。

过程控制——控制燃烧温度,废气再循环,降低污染物产生。

末端治理——焦炉烟气治理采用“SCR 脱硝+布袋除尘+湿法脱硫”净化工艺。

①脱硫系统

钙基脱硫装置工艺设计参数:

反应温度: 30~300℃

流速: 10~20m/s

接触时间：2~10s

含水率：无要求

入口二氧化硫含量： $\geq 1000\text{mg/Nm}^3$ 。

脱硫剂耗量及脱硫灰产生量：

本项目脱硫采用湿法法脱硫，产生量及组成如下：1 吨脱硫剂约产生 1.2~1.3 吨废剂；废剂的主要成分为：氢氧化钙（40~50%）、碳酸钙（15~25%）、硫酸钙（30~40%）。

②除尘系统

脱硫后的烟气进入布袋除尘器进行除尘。布袋除尘器为结构上独立的壳体。布袋除尘器主要由灰斗、过滤室、净气室、进口烟箱、出口烟箱、低压脉冲清灰装置、电控装置、阀门及其它等部分组成。

烟气布袋除尘器参数见表 8.2-4。

表 8.2-4 烟气布袋除尘器参数表

序号	名称	技术参数		备注
1	烟气温度	220~250	℃	除尘进口
2	烟气量	593514	Nm ³ /h	标况
3	进口气体含尘浓度	<20000	mg/m ³	设计值
4	出口气体含尘浓度	≤30	mg/Nm ³	设计值
5	除尘滤袋	高硅氧		
6	袋笼	20#钢制+有机硅防腐处理		
7	过滤风速	0.60	m/min	
8	除尘效率	≥99.9	%	
9	设备耐压	±6000	Pa	

③脱硝系统

脱硝系统采用选择性催化还原（SCR）脱硝工艺，还原剂采用质量浓度为 20%的氨水，氨水经蒸发稀释后通过氨喷射系统喷入 SCR 反应器前部烟道与烟气进行充分混合，经过 SCR 催化剂层时烟气中的 NO_x 被催化还原为 N₂、H₂O 等无毒成分。

SCR 反应器内预留一层备用安装层，同时初装层催化剂上方布置声波吹灰器，用于吹扫催化剂层的积灰。

系统设置一套烟道式燃烧器系统，用于对脱硝催化剂进行热解析。加热解析系统主要包括燃烧器、助燃风机及检测自控系统等。该系统以焦炉煤气作为热源，从燃烧室出来的热风将 SCR 反应器单元内的催化剂加热至 320℃以上，使催化剂表面粘结的硫酸铵、硫酸氢氨等高温分解。

脱硝系统的技术指标见表 8.2-5。

表 8.2-5 烟气脱硝系统的技术性能指标

序号	项目	单位	参数	备注
1	设计烟气量（标况）	Nm ³ /h	593514	
2	总烟道废气温度	℃	220~250	脱硫后控制
3	SO ₂ 浓度	mg/Nm ³	≤100	脱硫后
4	NO _x 浓度	mg/Nm ³	≤100	
5	颗粒物	mg/Nm ³	≤30	除尘后
6	进入 SCR 脱硝系统温度	℃	≥180	

达标可行性：根据项目可研，本项目锅炉燃烧烟气出口浓度为 798mg/m³，进 SCR 脱硝装置烟气温度约 300℃，脱硝效率不低于 85%，加低氮燃烧装置，综合脱硝效率按 91%计算，NO_x 的排放浓度为 70.2mg/m³，排放浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》表 1 排放标准要求。因此，本项目拟采用 SCR 脱硝工艺可行。

8.2.2.3 酸性气处理措施可行性

本工程酸性气处理采用采用两级常规克劳斯+加氢反应+选择性催化氧化组合式先进的硫回收工艺，该工艺主要由酸性气体部分氧化燃烧转化、两级常规克劳斯催化反应（带有机硫水解反应）、一级加氢催化反应、一级选择性催化氧化反应、尾气焚烧等过程组成。该工艺路线在满足性能保证值的前提下，投资低，经济合理，硫回收率可达 95%以上。

1) 制硫工艺

在石油化工企业中硫回收一般均采用工艺路线成熟的高温热反应和两级/三级催化反应的 Claus 硫回收工艺，根据酸性气中 H₂S 含量不同，通常采用部分燃烧法或分流法。酸性气中 H₂S 浓度较高时采用部分燃烧法，此法是将全部原料气引入制硫燃烧炉，在炉中按制硫所需的 O₂ 量严格控制配风比，使 H₂S 燃烧后生

成 SO₂ 的量满足 H₂S/SO₂ 接近于 2，H₂S 与 SO₂ 在炉内发生高温反应生成气态硫磺。未完全反应的 H₂S 和 SO₂ 再经过转化器，在催化剂的作用下，进一步完成制硫过程。对于含有少量烃类的原料气用部分燃烧法可将烃类完全燃烧为 CO₂ 和 H₂O，使产品硫磺的质量得到保证。部分燃烧法工艺成熟可靠，操作控制简单，能耗低，是目前国内外广泛采用的制硫方法。酸性气浓度较低时常采用分流法，分流法是将约 1/3 的原料气引入制硫燃烧炉，在炉中按制硫所需的 O₂ 量严格控制配风比，使 H₂S 在炉中全部生成 SO₂。另外 2/3 的原料气在炉后与其混合进入一、二级转化器，在催化剂的作用下，发生 Claus 反应生成硫磺，完成制硫过程。对于不含烃类、甲醇的原料气，采用分流法，产品硫磺的质量也可以得到保证。

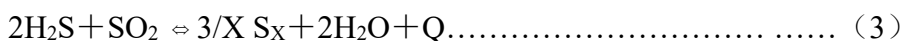
Claus 制硫总的反应可以表示为：



在反应炉内，反应（1）是部分燃烧法的主要反应，反应比率随炉温变化而变化，炉温越高平衡转化率越高；除反应（1）外，还进行以下反应：



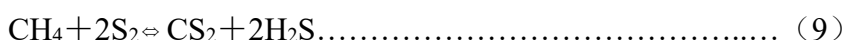
采用分流法时，反应炉内的主反应是反应（2），进入反应炉的 H₂S 几乎全部生成 SO₂。在转化器中发生以下主反应：



由于酸性气中存在烃类，反应炉内还发生烃类的分解反应。烃类完全燃烧需要炉温达到 1000℃ 以上。



由于复杂的酸性气组成，反应炉内可能发生以下副反应：



在转化器中除反应（3）外，在 300℃ 以上还发生 CS₂ 和 COS 的水解反应：



本次设计硫回收装置的制硫部分采用一级高温转化，两级催化转化工艺。

2) 选择性加氢还原工艺和选择性氧化工艺

经常规克劳斯部分总硫转化率约为 95%~96%，转化率较低，尾气中的硫化物和硫单质含量较高，焚烧后 SO₂ 的含量较高，总硫转化率低，需要进一步提高总硫转化率。

选择性加氢还原工艺是将硫回收尾气中的SO₂、COS和CS₂等含硫化合物，在很小的氢分压和很低的操作压力下，用特殊的尾气处理专用加氢催化剂，将其还原和水解为单质硫。加氢反应不需要外供氢源，用克劳斯反应生成的氢气作为加氢反应的氢气。若有不足，可考虑系统外补氢气。

选择性氧化工艺是将加氢后的含H₂S的制硫尾气进行选择氧化，在选择性氧化催化剂的作用下将尾气中的H₂S直接氧化成单质硫，经选择性氧化反应工艺之后，制硫部分总硫转化率能达到99%以上。

选择性加氢还原尾气处理的基本工艺原理是：



选择性氧化的基本工艺原理是：



本次设计采用的是加氢还原+选择性氧化工艺。

3) 液硫脱气工艺

硫回收部分的冷凝冷却器产出的液态硫磺进入液硫脱气池，为了避免液硫中溶解的少量硫化氢在后续工序过程中对环境造成污染，并损害操作人员的健康，需要对液硫进行脱气处理。液硫脱气的主要方法有空气氧化脱气法、鼓泡脱气法和循环脱气法。

I. 空气氧化脱气法是通过特殊设计的液硫脱气塔，塔内装填催化剂，空气从下部分散注入脱气塔的液硫层，将液硫中溶解的H₂S氧化、吹脱进入气相，送

至制硫反应炉或尾气焚烧炉。

II. 鼓泡脱气法是通过特殊的装置，将空气分散鼓入，将液硫中溶解的 H_2S 吹脱进入气相，送至尾气焚烧炉。由于大量的气体进入脱气池，气相的硫分压降低将造成硫的损失，并使尾气排放烟气中的 SO_2 增加；液硫脱气池中的钢铁材料不可避免会生成硫化亚铁，氧气可以使硫化亚铁自燃，有发生火灾的潜在危险。

III. 循环脱气法是往液硫脱气池中注入少量的催化剂，促使以多硫化物形式存在于液硫中的 H_2S 分解；再通过液硫脱气泵的循环——喷洒过程使 H_2S 逸入气相，用吹扫气-- N_2 将 H_2S 赶出，废气用蒸汽喷射器抽出至尾气焚烧炉焚烧。

本项目尾气送烟气脱硫处理，从降低投资考虑，液硫脱气采用循环脱气法，废气引至锅炉脱硫工序处理后达标排放。

4) 液硫成型工艺

脱气后的液硫用液硫提升泵将其送至成型机，成型为半球状的固体硫磺；固体硫磺直接送到下料仓，再送入全自动包装机，进行称重、上袋、装袋、缝袋等步骤，成袋的粒状硫磺放在托盘上，然后用叉车送至产品库房，最终产品汽车运出厂。

5) 尾气焚烧排放

由于 H_2S 的毒性远比 SO_2 大且有恶臭，因此硫磺回收装置尾气均应通过焚烧将净化尾气中微量的 H_2S 和其它硫化物氧化为 SO_2 后排放，尾气焚烧有热焚烧和催化焚烧。本设计采用热焚烧，焚烧后的烟气送至锅炉脱硫塔进行脱硫。

8.2.2.4 锅炉烟气脱硫处理措施可行性

本项目锅炉脱硫拟采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，采用价廉易得的石灰石作为脱硫吸收剂，石灰石小颗粒经磨细成粉状与水混合搅拌制成吸收浆液。在吸收塔内，吸收浆液与烟气接触混合，烟气中的 SO_2 与浆液中的碳酸钙及鼓入的氧化空气进行化学反应被脱除，最终反应产物为石膏。脱硫后烟气经除雾器除去携带的细小液滴后排入烟囱。

脱硫石膏浆液经脱水装置脱水后回收，实现脱硫废水不外排。

根据市场对脱硫石膏的需求，脱硫石膏的质量等因素，对脱硫副产物石膏可以采用填埋和回收利用两种方式进行处理。

该工艺适用于任何含硫率煤种的烟气脱硫，脱硫效率可达到95%以上。石灰

石-石膏湿法脱硫工艺由于具有脱硫效率高(Ca/S 大于 1 时, 脱硫效率可达 95~98%)、吸收剂利用率高、技术成熟、运行稳定等特点, 因而是目前世界上应用最多的脱硫工艺。

本项目脱硫方案设计脱硫钙硫比取 1.03、脱硫效率不低于 96%。本次评价保守取 95%, 二氧化硫排放浓度为 84.6mg/m³, 排放浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)表 1“大气污染物排放限值”中的燃煤锅炉排放标准, 且属于《炼焦化学工业污染防治可行技术指南》(HJ2306-2018)表 1 废气污染防治可行技术。

8.2.2.5 除臭措施技术可行性

污水产生的恶臭气体处理采用的技术主要有催化燃烧、热力燃烧、化学洗涤、生物脱臭等技术, 每种工艺方法各有其优缺点, 比较见表 8.2-6。

表 8.2-6 主要恶臭处理方法比较一览表

序号	方法	原理	优点	缺点
1	催化燃烧法	利用催化剂在较低温度下 200-400℃氧化分解	可充分利用臭气中有机物质热值高的特点, 解决高温燃烧带来的困难	仅适用高浓度、有机成分高的臭气, 臭气成分复杂, 对催化剂技术要求高, 费用高
2	热力燃烧法	在高温下恶臭物质与燃料充分混合, 实现完全燃烧	净化效率高, 恶臭物质被彻底氧化分解	设备易腐蚀, 消耗燃料, 单建焚烧炉处理成本较高
3	化学洗涤	利用吸收液(水、药剂等)的物理、化学特性去除空气中的恶臭物质	针对特定物质、浓度高的臭气特别有效, 属物化处理方法	产生二次污染, 净化效率低, 运行费用高
4	吸附法	用活性炭、硅胶、沸石等对气体具有强吸附能力的物质去除恶臭物质, 常用于浓度臭气和脱臭的后处理	管理方便, 可回收所吸附的有用物质, 吸附无选择性	非根治方法, 只是转移, 尚需对富集的恶臭物质进行后续处理, 费用高, 吸附受臭气中水分影响
5	高级氧化法	利用臭氧、光化学、光催化氧化、等离子等强氧化性以及光电化学新技术	光电化学技术, 作用快, 高效, 易于自动控制	仍处研发阶段, 工程应用较少
6	生物过滤脱臭	利用微生物对恶臭成分的生物吸附降解功能达到脱臭目的	使用范围广, 设备简单, 投资省, 运行费用低, 无二次污染	占地面积相对较大, 需要生物培养, 填料需定期更换, 对疏水性和难生物降解物质的处理还存在较大难度

催化燃烧工艺是在反应器内利用 Pt、Pd 贵金属作催化剂, 在 250℃~450℃

条件下，可将 VOCs 氧化成 CO_2 和 H_2O ；其净化效率高，恶臭物质被彻底氧化分解，当烃类浓度低时需要外加热源，投资高，处理成本高（催化剂有使用寿命，更换费较高）。

化学洗涤工艺采用氢氧化钠、次氯酸钠等化学试剂用于洗涤、氧化废气中恶臭物质，多种恶臭化合物处理一般需多级和多种化学试剂，吸收液需进一步处理。

生物脱臭工艺利用填料附着的微生物，对废气中的恶臭物质进行吸附降解，从而达到除臭的目的；其投资、运行费用较低，脱臭效率在 85%~95% 之间。研究和实践表明，生物法可以降解 $\text{C}_4\text{-C}_{18}$ 的挥发和半挥发烷烃、烯烃和芳烃，生物法具有相当强的吸附能力，可将水溶性较差的烃类物质吸附下来，由微生物降解从而达到脱臭目的。

光触媒净化法采用的二氧化钛超微粒子接受波长为 253.7nm 以下的紫外线照射时，其内部由于吸收光能而激发产生电子及空穴对，即光生载流子，然后迅速迁移到其表面并激活被吸附的氧和水分，产生活性自由氢氧基（OH）和活性氧（O）。活性自由基 OH、O 等具有极强的氧化能力，可氧化分解各种有机化合物和部分无机物，把有机污染物分解成无污染的水和二氧化碳。此种方法强氧化性自由基产生的条件温和。

随着对大气污染治理的要求越来越高，为了更彻底的去除污染物，减少排放量，避免对环境造成不良影响，对以上处理方法进行技术组合，优势互补，如“生物除臭+热力锅炉燃烧”、“生物除臭+吸附”、“生物除臭+催化氧化”等，逐渐成为产生臭气成分复杂、浓度较高企业的最佳选择。

本项目的采用的二级生物除臭的组合，可以比传统单一生物除臭更有效，更稳定，负荷能力大，耐抗冲击负荷强。生物滴滤池与生物滤池同属于生物处理，均是利用生物填料与气体有效接触来达到去除气体有害成分的目的。生物滴滤池占地面积小，采用多孔惰性填料，孔隙率大，填料比表面积大、压损小。生物滤池要求生物接触时间较长，采用有机和无机混合填料级配堆填，压损较大。因本项目气量较大，成分复杂，结合生物滴滤池与生物滤池的优点，以生物滴滤池作为生物滤池的预洗段，增加其有效停留时间，减少进入生物滤池的烃类气体含量，进一步提高可生化性气体的处理效率。因此，本项目采用的二级生物除臭的组合进行污水处理站恶臭的治理，技术上是可行的。

8.3 运营期废水治理措施及可行性分析

8.3.1 本项目废水水质及水量

本项目废水根据工程分析主要煤气化单元废水、煤热解单元废水、LNG 单元废水、气柜密封水排水以及除盐水、锅炉、循环水单元废水、生活污水。各废水水质见表 8.3-1。

本项目各废水中，需进行预处理废水 165.12m³/h，生化处理废水 109.07m³/h，回用水处理废水 468.27m³/h。

8.3.2 污水站-回用水站处理工艺和设计规模

厂区新建污水站及回用水站采用预处理-生化-回用水处理-蒸发结晶工艺，预处理段为 180m³/h 隔油-萃取-蒸氨-气浮；生化段工艺为 120m³/h 水解酸化-SHA-二次沉淀；回用水处理段为 500m³/h 混凝沉淀-石英砂过滤-DM 膜处理，膜处理浓水采用 80m³/h 蒸发结晶。工艺流程见图 8.3-1。

8.3.3 污水处理可行性分析

本项目以粉煤综合利用为目的，以粉煤热解制提质煤产品，并利用热解气生产 LNG、LPG、轻质化煤焦油等，主要生产废水来自粉煤热解阶段，属于典型焦化废水。

焦化废水具有废水量大、污染物浓度高、处理难度大的特点，由于近年来焦化工业的蓬勃发展和污水排放标准的不断提高，业界已探索出一套可行的处理模式，其关键在于预处理段对高油、高氨、高酚生产废水的处理，回收利用部分污染物质，并使其浓度适合后续生化处理。生化处理段应尽可能去除足够多有机物，提高回用水处理段膜抗污染性能。

(1) 预处理

焦化废水中主要污染物 COD、NH₃-N、总酚、石油类浓度极高，直接进行降解处理难度极大而且浪费能源和资源，《焦化废水治理工程技术规范》（HJ2022-2012）规定：“废水处理物化部分对半焦（兰炭）废水，应进行除油、脱酚、蒸氨处理”。

①隔油

油类属于憎水物质，除重焦油相对密度大于 1.1 外，其余油类密度均小于 1，在油水分散体系中形成浮油、分散油、乳化油或溶解油体系。隔油是利用油类与

表 8.3-1 拟建项目废水产生及排放情况汇总表

序号	单元	废水种类	数量	污染物种类及浓度 (mg/L, 除 pH 外)							去向
			m³/h	COD	NH ₃ -N	石油类	硫化物	挥发酚	pH	盐分	
W2-1	煤气化	煤气冷凝水	54.72	110	630	4	/	0.09	/	/	污水站预处理
W3-1	煤热解	干燥冷凝水	28.71	60	/	/	/	/	/	/	产品增湿
W3-2		热解煤气水分离水	105.6	42500	4000	3250	/	11250	/	/	污水站预处理
W4-1	酚氨回收	脱酸、氨精馏及萃取	105.6	3000	160	120	/	45	/	/	污水站预处理
W5-1	LNG 单元	热解气压缩废水	4.3	300	1500	10	40	/	/	/	污水站预处理
W5-2		洗氨废水	0.4	/	1800	/	/	/	/	/	锅炉烟气脱硫
W5-3		有机硫水解废水	0.3	/	/	/	175	/	/	/	回用水站
W5-4		分子筛脱水废水	1.54	300	10	10	/	/	/	/	污水站生化
W2-2 W3-3	储存	气柜密封水排水	0.5	110	630	4	/	0.09	/	/	污水站预处理
W7-1	锅炉	锅炉及除氧排水	19.84	/	/	/	/	/	/	2000	回用水站
W10-1	除盐车站	除盐车站废水	71.94	/	/	/	/	/	4~10	4000	回用水站
W10-2	循环水站	循环水排水	102	/	/	/	/	/	/	4000	回用水站
W10-3	办公生活	生活污水	1.93	350	25	/	/	/	/	/	污水站生化

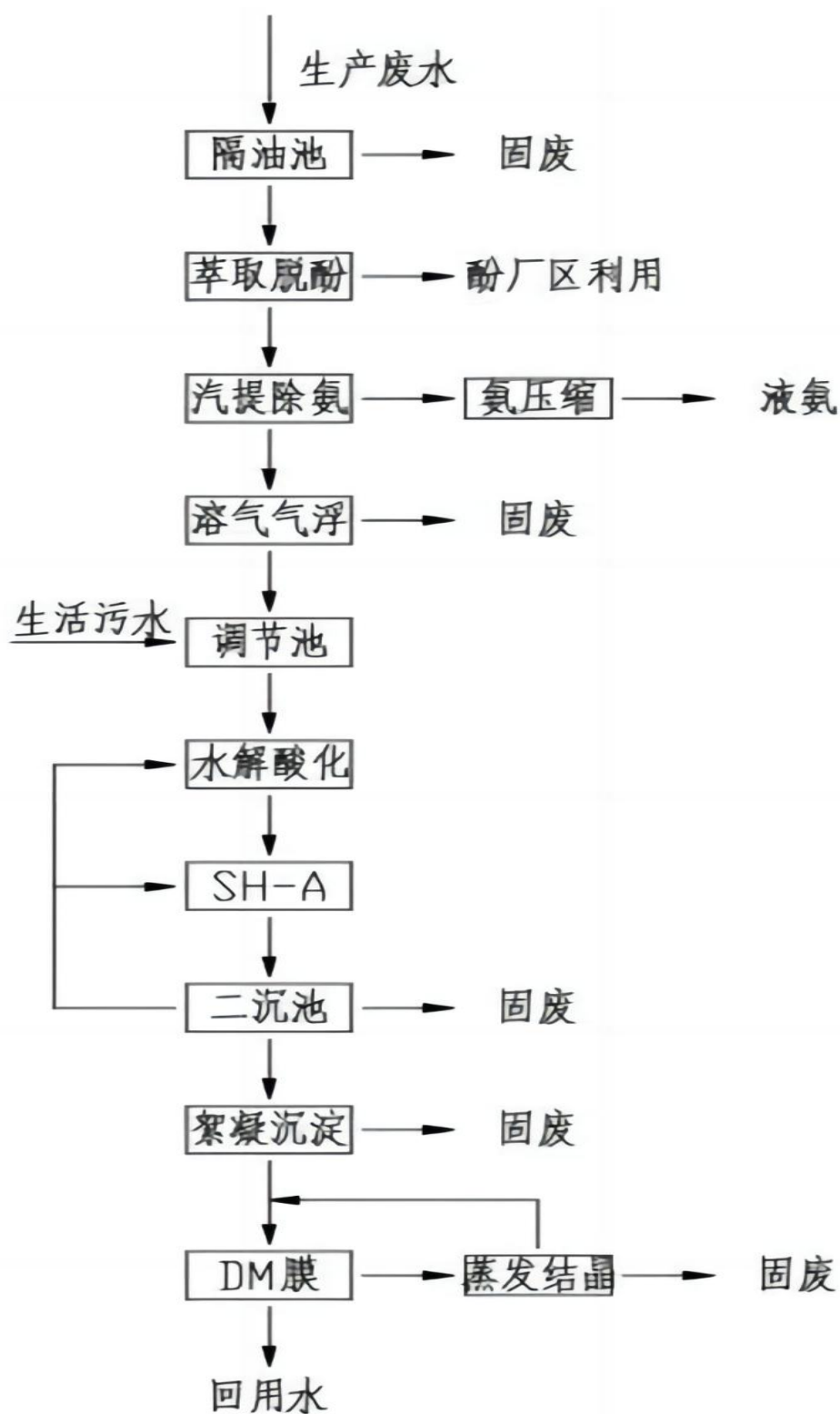


图 8.3-1 废水站工艺流程图

水的密度差对废水中油进行重力分离的工艺，污水进入隔油池后通过重力作用，轻质油、水、重质油自然分离，依次浮于水面或沉入池底。浮于水面的轻质油和沉入池底的重质油均由刮油机定期刮入集油斗。

根据工程分析，废水中苯酚浓度远未饱和，氨属极易溶解物质，二者均为溶解态，仅油属憎水物质，首先进行隔油处理，可以较低的成本去除废水中相当部分污染物质，也降低了对后续溶解态污染物去除的干扰。

②萃取

苯酚微溶于水，常温下在水中饱和浓度高于本项目废水中苯酚浓度，呈溶解态，不能通过重力沉降或混凝沉降方式去除，但苯酚在有机溶剂中溶解度较大，可通过萃取去除，萃取相中富集的苯酚通过溶剂分离回收利用，分离的萃取剂重复利用。国内焦化厂广泛采用脉冲筛板塔对焦化废水进行溶剂萃取脱酚，可以脱出废水中 90~95% 的酚。根据《工业废水治理》中的实例，脱酚处理前水中含酚量平均为 4000mg/L，脱酚处理后水中含酚量可下降至 300mg/L，本项目废水经萃取脱酚后总酚浓度约 700mg/L，而生化系统可以接受的挥发酚浓度可以由 100mg/L 到 1800mg/L，经萃取脱酚后的废水，酚浓度已处于后续生化处理可接受浓度范围内。

③汽提除氨

氨氮是又一可通过物化手段回收利用的污染物。煤化工行业通行利用汽提即蒸氨工艺除氨，在汽提塔中通入水蒸气，降低气相中氨分压，促使其从液相中转入气相，达到分离目的。分离的氨可利用水吸收或酸吸收制成氨水、硫酸铵等物质回收，本项目利用汽提塔顶氨气经氨精制工段制成液氨，产品外售。

废水生物脱氮处理比较经济和有效的氨氮浓度范围在 80mg/L~150mg/L 之间，极限浓度控制范围为 40mg/L~300mg/L。汽提法对氨氮的去除效率一般在 95% 左右，可使氨氮含量降到 150~300mg/L 左右，本项目废水经汽提除氨后氨氮浓度约 130mg/L，汽提法处理后的废水，氨氮浓度也已处于后续生化处理可接受浓度范围内。

④溶气气浮

溶气气浮是针对废水中经隔油、萃取及汽提后仍未去除的油类及其他有机物，继续降低废水中污染物浓度，提高生化段进水水质的保证装置。由于萃取段对有

机物的去除和汽提段附带的有机物去除效果，污水中有机物已大幅度降低，原本与部分有机物互溶而呈现溶解态的油类此时转变为浮油和分散油，部分原本在废水中分散的很细的乳化油，废水中剩余的大分子有机物，均可经过混凝-溶气气浮方式去除。

（2）生化处理

经过预处理的废水，可回收污染物质已回收利用，主要污染物浓度降低至生物处理的技术可行和经济合理水平，可通过生化处理进一步去除剩余污染物质。

①水解酸化

水解酸化是完全厌氧三阶段反应的前两阶段，即水解发酵阶段和产氢产乙酸阶段，而不进行产甲烷甲烷阶段反应。在该两阶段复杂有机物在微生物胞外酶的作用下进行水解和发酵，大分子物质破链形成小分子物质如单糖、氨基酸等，进而被分解成乙酸和氢，所以经过水解酸化的废水，可生化性有一定程度的改善，但有机物降解不完全，COD 去除率较低，多作为较低浓度难降解废水的前段生化处理工艺或将较高浓度废水的完全厌氧三阶段限定在两个反应器中进行，即所谓两相厌氧。

根据污水站进水水质分析和同类装置运行经验，系统出水水质正常，可满足回用水水质要求。

②SH-A

《焦化废水治理工程技术规范》（HJ2022-2012）指出：“废水生化处理应采取生物脱氮工艺，且应包括前置反硝化段”。

SH-A 属于 A/O 工艺的变种，拟建污水站含 1-3#三个 SH-A 池，分别进行好氧-缺氧-好氧反应，均属于生物脱氮工艺，具有前置反硝化功能。在设计合理的条件下 SH-A 符合本项目废水处理要求。

水解酸化-SH-A 对有机物去除效率很高，具有生物脱氮功能，同时避免了完全厌氧对有机物去除过高导致反硝化碳源不足，通过生物处理，废水中的污染物质大大降低，通过后续膜的进一步处理，出水可满足相关要求，因此生化处理工艺可行。

（3）回用水处理

污水站出水与除盐车站废水、锅炉排污水、循环水装置排水等较清洁排水混

合后进入回用水站处理。

本项目运行后回用水站采用混凝沉淀-石英砂滤-DM 振动膜过滤工艺。

①制水端混凝沉淀-石英砂滤-DM 振动膜

均为除盐水及回用水处理常见工艺，石英砂滤为单介质机械过滤，DM 震动膜属于反渗透膜的一种，石英砂滤+DM 震动膜为单膜法处理工艺，在纯水及回用水处理领域应用十分成熟。

《焦化废水治理工程技术规范》（HJ2022-2012）指出：“（生化）后处理工艺应包括絮凝沉淀和过滤”、“采用干法熄焦的独立焦化企业，应采取深度净化处理（膜法处理）和除盐处理后作为循环冷却水装置补水”混凝沉淀-石英砂滤-DM 振动膜符合上述规定。

预处理-生化处理段已尽可能去除了本项目废水中各种污染物，需进行回用水处理的废水，各项污染物浓度已处于较低水平，DM 膜的致密层孔径达到 0.8~1nm，切割分子量达到 200 道尔顿，分子和离子级的污染物质可被截留，良好的截留性能可保证出水满足后续的水质要求，系统主要的问题不是膜处理出水水质，而是膜的抗污染性能，抗污染性能不佳的膜易堵塞，需要频繁冲洗和清洗，甚至无法运行。

DM 膜是一种具有震动效果的分离膜，其进水方向与膜面垂直，并通过振动泵 为膜体提供震动弹力，使颗粒物不能在膜表面富集，能够维持膜通量不受影响，避免了膜堵塞问题的发生。

从污水站-回用水站工艺特点分析可得出，回用水站膜处理的出水水质可满足循环水装置补水要求。

②浓水端直接蒸发和投药-TMF 回收浓水后蒸发

膜处理浓水的去向是能否真正实现废水“零排放”的关键，废水中所含的各类污染物质均被富集到浓水中，因此需对浓水进行合理处理。浓水除直接回用外，可行的处理措施为蒸发结晶，将其中无机盐分结晶，高沸点物质残留在母液中，以固废形式移出系统，蒸发形成的冷凝液返回回用水站处理。

污水站采用浓水投药-TMF 微滤回收浓水后再蒸发结晶，针对浓水中存在无机盐、部分有机物的特点，加入碱性物质、混凝剂转化为颗粒物，利用 TMF 微滤膜截留，截留的 TMF 浓水进行蒸发结晶，滤后水返回回用水站处理。浓水回

收后减少了蒸发量，降低了系统能耗。

由工艺分析可以看出，本项目所采取的废污水处理工艺，预处理段对污染物质有较高的处理率，可回收部分污染物质变废为宝综合利用，且可使主要污染物质浓度降低至生化处理的经济可行水平；生化处理段结合废污水特性采取了水解酸化、生物脱氮工艺，工艺路线完整，针对性强，充分发挥了生化工艺在低浓度废水处理方面的经济和技术优势，为后续回用水处理创造了良好条件；在回用水处理阶段，利用 DM 膜切割分子量达到 200 道尔顿，离子和分子级污染物被截留的性能，出水稳定达到回用水质要求；从稳定运行考虑，采用了抗污染性能强的 DM 膜，减轻了膜的污堵情况，确保了膜的正常运行。因此，本项目所用的工艺从理论分析是可行的。

如前所述，本项目废污水仍属典型的焦化废水，陕西煤业化工集团神木天元化工有限公司 660 万吨/年粉煤分质综合利用示范项目与本项目除生产规模外，生产工艺一致，废水处理工艺也一致，该项目已建成运行多年，且已通过环保验收，本项目废污水处理工艺可靠性可通过类比得出，原装置出水水质见表 8.3-2。

表 8.3-2 类比同工艺神木天元污水站及回用水站出水水质

时间	COD mg/L	油 mg/L	总酚 g/L	pH	氨氮 mg/L	电导 μs/cm	TDS mg/L	浊度 NTU	Cl ⁻ mg/L	总硬度 mg/L	悬浮物 mg/L	总铁 mg/L
8.11	ND	——	——	6.95	0.02	115.4	57.7	0.52	17.09	ND	2	0.05
8.12	ND	——	——	5.79	0.06	108.8	54.5	0.51	15.28	3.01	2	0.05
8.13	4.52	——	——	5.72	ND	127.4	63.7	0.48	20.72	3.01	2	0.05
8.14	4.52	——	——	5.85	ND	145.4	72.7	0.69	18.9	3.01	2	0.07
8.15	ND	——	——	6.35	0.09	217	109.6	0.68	20.72	6.01	2	0.08
8.16	ND	——	——	6.3	0.03	283	141.6	0.31	20.98	4.01	1	0.06
8.17	ND	——	——	6.25	0.38	166.6	83.3	0.33	17.86	4.01	1	0.06
8.18	15.05	——	——	7.3	0.03	170.8	84.7	0.4	24.08	4.02	1	0.07
8.19	6.02	——	——	7.02	0.04	173.2	86.5	0.29	22.01	4.01	1	0.05
8.20	12.57	——	——	6.26	ND	147.9	74.2	0.24	17.87	4.01	1	0.03
8.21	3.01	——	——	6.54	0.05	141.5	70.8	0.61	17.35	5.01	2	0.05
8.22	6.02	——	——	7.11	0.02	150.6	75.2	0.69	20.98	3.01	2	0.06
8.23	10.53	——	——	6.96	0.07	128.3	64.2	0.68	16.83	4.01	2	0.03

由上表可以看出，该出水水质各项指标远低于《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2024）中表 1 再生水用作工业用水水源的敞开式循环冷却水系统补充水标准。

如前所述，从使用同种生产工艺及废水处理工艺的神木天元 600 万吨粉煤分质综合利用项目运行效果看，废水处理后可用于循环水装置补水，因而本项目废

水处理工艺可行。

8.3.4 废水零排放可靠性

本项目建设运行后，全厂废污水处理后共计 $468.27\text{m}^3/\text{h}$ ，循环水装置补水量为 $643.5\text{m}^3/\text{h}$ ，处理后废污水量小于循环水装置补水量，可全部用于循环水装置补水，不外排。

综上，本项目各废水针对各自水质特点进行分类收集，采取了合理的预处理和生化处理措施，最终经回用水站处理后回用，由于 DM 膜优良的截滤性能，出水水质良好，可满足循环水装置补水水质要求。预处理和生化段完善的处理工艺及 DM 膜的抗污染特点、保证了膜系统正常运行，出水稳定达标。膜处理浓水回收后蒸发结晶处理，系统中未被去除的污染物以结晶盐泥和废母液的形式移出系统，真正实现了废水“零排放”因此，本项目废水处理措施可行。

8.3.5 污水和回用水处理要求

煤化工废水具有水量大、处理难度高，废水处理后可回用且回用要求相对较低的特点，其处理工艺流程长，管理要求高，为确保项目运行后实现废水“零排放”，减少新鲜水消耗，降低水环境污染，应注意以下几点：

①确保废水预处理段运行效果，使其出水保证在后续生化系统经济运行范围内。原废污水污染物质浓度高，主要污染物氨氮、总酚超出废水生物处理经济可行范围，因此应注重预处理段处理效果，降低污染物质浓度，为后续处理创造条件。

②生化处理段提高反硝化效率，确保出水氨氮和总氮处于较低水平。氨氮和硝酸盐氮属于溶解性污染物质，絮凝沉淀和石英砂滤对其去除效果不佳，当被 DM 膜富集在浓水中最终进行蒸发结晶时氨氮易挥发也易结晶堵塞设备，因此应提高生化段反硝化效率，具体从控制回流比，控制进水 COD 和碱度角度，提高反硝化效率。

③提高膜处理运行管理水平，保证膜的抗污染性能。由于循环水装置补水水质要求相对较低，一般膜处理出水可满足水质，但膜系统能否正常运行，抗污染性能和膜清洗（冲洗）操作至关重要，应根据运行效果总结膜污染和清洗规律，不断提高运行管理水平，确保膜系统正常运行。

8.3.6 地下水环境保护措施

本次评价从源头控制、地下水防渗措施、地下水污染监控措施、风险事故应急响应措施等四个方面结合地下水环境影响调查、预测、评价结果提出必要的针对性防渗措施。

8.3.6.1 地下水污染防治原则

本项目地下污染防治应遵循下列原则：

- (1) 源头控制、防漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合；
- (2) 地上污染地上治理，地下污染地下治理；
- (3) 按污染物渗漏的可能性严格划分为污染区和非污染区，污染区应根据可能泄漏污染物的性质划分为一般污染防治区和重点污染防治区；
- (4) 防渗设计应依据污染防治分区采取相应的防渗方案。污染防治区应采取防止污染物漫流到非污染防治区的措施；
- (5) 污染区内应根据可能泄漏污染物的性质、数量及场所的不同，设置相应的污染物收集及排放系统；污染区内设置污染物泄/渗漏检测设施，及时发现并处理泄/渗漏的污染。
- (6) 场区内建设项目的防渗设计应满足环评批复文件和环境影响报告书的要求。
- (7) 污染监测以厂区为重点，兼顾外围：厂区内可能的污染设施如有毒原料储罐、污水储存池、固废暂存间附近均需设置监测点。以下游监测为重点，兼顾上游和两侧。

1、源头控制措施

本次评价本着尽可能提高水的重复利用率，通过串用、复用，达到节约新鲜水，尽最大可能地减少污水排放量，对废水处理措施规定如下：

(1) 为避免事故状态下高浓度废水排放对区域地下水造成影响，罐区及生产装置区各贮槽设防火堤和收集池，生产装置区设置收集沟和收集池，厂区设事故池和雨水收集池，对故障时厂内的生产废水、污染区的初期雨水、发生火灾时的消防水、含有较高污染成分的废水进行收集贮存，经处理后回用。事故池和雨水收集池的设立保证了在最不利条件下，可确保废水事故状态下不外排。

(2) 加强工业固体废物的管理，按照危险废物的要求，确保得到合理贮存、

处置。

(3) 加强管理，确保生活污水收集设施的有效稳定运行，保证生活污水全部送往污水处理站。

(4) 生产装置区、罐区施工过程中从设计、施工等方面全过程加强了对工艺、管道、设备等的质量控制，以防止污染物的跑、冒、滴、漏，将废水泄漏的环境风险事故降低到最低程度。

(5) 生产装置区、罐区、原料煤棚、洁净煤贮存棚、炭化区、事故池和雨水收集池、危废暂存间、混盐暂存库、回配室等进行防渗处理，防渗性能满足 GB/T50934-2013 和 GB18599-2023 的要求。

8.3.6.2 分区防渗治理措施

1、厂区分区防渗要求

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），本项目将厂区需要防渗区域分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区。其中重点污染防治区指对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位；一般污染防治区指对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位；非污染防治区主要指除一般和重点污染防治区外的区域。

本项目防渗部位及采取的防渗措施见表 8.3-3。

表 8.3-3 本项目防渗部位及采取的防渗措施

防渗分区	防渗区域	防渗要求
重点污染防治区	罐区、炭化、LNG 生产装置区、危废暂存间、事故池、初期雨水池、污水沟、污水收集池、酚氨回收装置区、污水处理站、回配室等	防渗层可由单一或多种防渗材料组成，防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能
一般污染防治区	原料煤棚、提质煤贮存棚及其它公用工程区域	防渗层可由单一或多种防渗材料组成，防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能
非污染防治区	办公楼、综合楼、道路等	原土夯实，使渗透系数不大于
备注：具体的防渗措施参照地下水章节要求		

(1) 重点污染防治区

是指事故风险危险区、位于地下或者半地下的生产功能单元，污染地下水环境的污染物泄漏后不容易被及时发现和处理的区域或部位，包括罐区、生产装置

区、事故池、初期雨水池、污水沟、污水收集池、污水处理站及酚氨回收装置区、危险暂存间、混盐暂存库和回配室等。

(2) 一般污染防治区

一般污染防治区指对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后,可及时发现和处理的区域或部位,主要包括原料煤棚、洁净煤棚及其他公用工程区域。

(3) 非污染防治区

除重点污染防治区、一般污染防治区外的其它建筑区,厂区道路、办公楼、综合楼等,划为非污染防治区。

8.3.6.3 防渗方案基本要求

(1) 设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限;地下水污染设防的单元或设施设置防渗层。

(2) 防渗层由单一或多种防渗材料组成。污染物都有不同程度的腐蚀性。为减少污染物对防渗材料的腐蚀,避免防渗系统出现问题,防渗材料与接触的物料或污染物应具有兼容性。

(3) 地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟。

(4) 防渗层将使其失去作用,为防止不均沉降引起防渗层产生裂缝,地下水防渗层的地基应均沉;当地基遇到淤泥、淤泥质土、冲填土、杂填土及其它高压缩性土层等软弱地基时,应根据不同情况对地基土进行换土、机械压夯等加固处理。

(5) 在使用过程中,防渗层会有不同程度的老化和腐蚀,因此,在达到设计使用年限后,如继续使用,应进行检测和鉴定。

8.3.6.4 各区污染防治防渗

根据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T5034-2013)、《地下水污染源防渗技术指南(试行)》等相关的防渗标准和规范,结合目前施工过程中的可操作性和技术水平,针对不同的防渗区域采用的防渗措施如下:

(1) 地面防渗

1) 地面防渗采用混凝土防渗,其强度等级不宜小于 C30,水灰比不宜大于 0.50;

2) 一般污染防治区防渗混凝土的防渗等级不宜小于 P8，其厚度不宜小于 100mm；重点污染防治区防渗混凝土的防渗等级不宜小于 P10，其厚度不宜小于 150mm。并严格落实防腐、防渗、防混措施。

3) 水泥基渗透结晶型防水涂料厚度不应小于 1.0mm；喷涂聚脲防水涂料厚度不应小于 1.5mm；

4) 当混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂时，掺量不应小于胶凝材料总量的 1%；

5) 抗渗混凝土用的水泥宜采用普通硅酸盐水泥；

6) 抗渗混凝土用的砂、石、矿物掺合料、外加剂应符合国家现行标准的有关规定。

地面防渗结构见图 8.3-2。

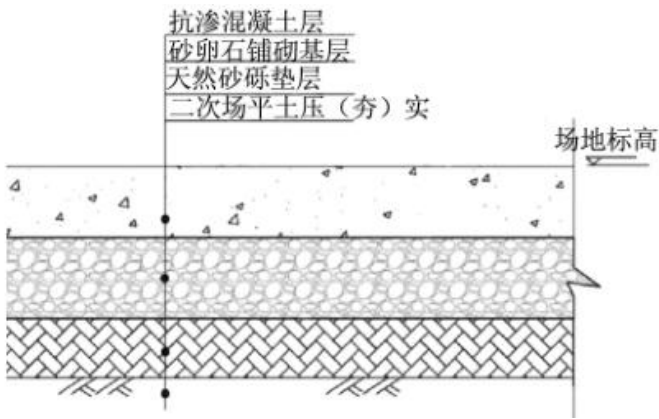


图 8.3-2 地面防渗结构图

(2) 污水池

1) 事故池和雨水收集池池体混凝土强度等级不宜小于 C30，结构厚度不应小于 200mm，钢筋混凝土水池的抗渗等级不应小于 P8。

2) 废水处理装置各池体、生产装置区池体混凝土强度等级不宜小于 C35，结构厚度不应小于 250mm，钢筋混凝土水池的抗渗等级不应小于 P10。

污水池防渗结构见图 8.3-3。

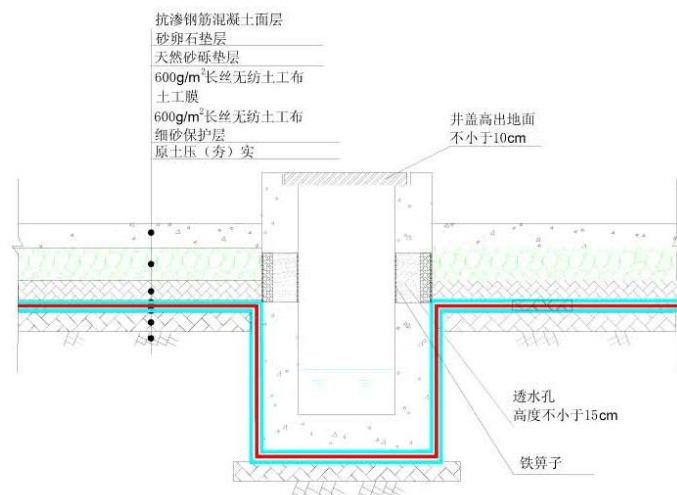


图 8.3-3 污水池防渗结构图

(3) 污水沟

池体混凝土强度等级不宜小于 C35，结构厚度不应小于 150mm，钢筋混凝土水池的抗渗等级不应小于 P10。

污水沟防渗结构见图 8.3-4。

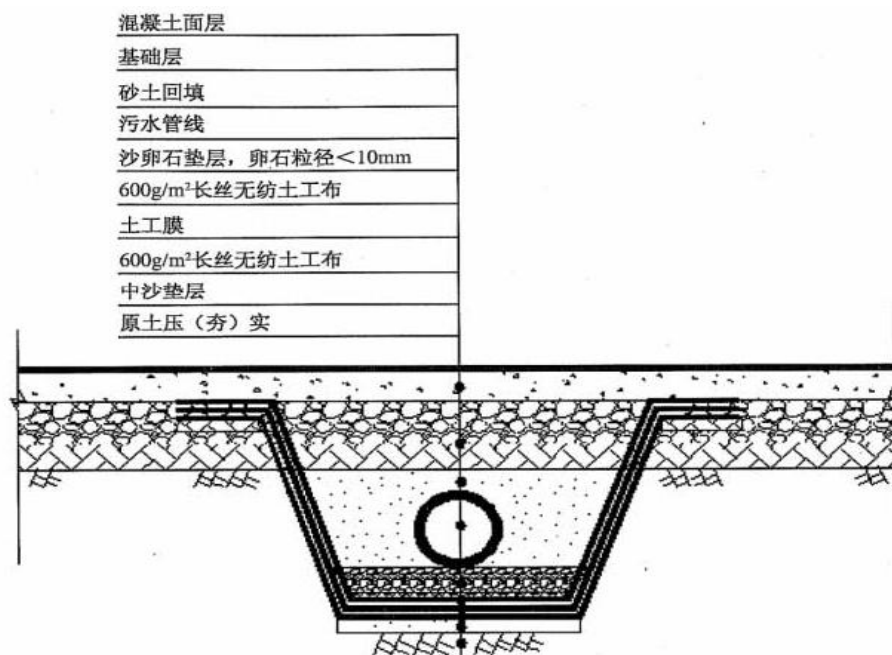


图 8.3-4 污水沟防渗结构图

污水沟的所有缝均应设止水带，止水带宜采用橡胶止水带或塑料止水带，施工缝可采用镀锌板止水带。橡胶止水带宜选用氯丁橡胶和三元乙丙橡胶止水带；塑料止水带宜选用软质聚氯乙烯塑料止水带。

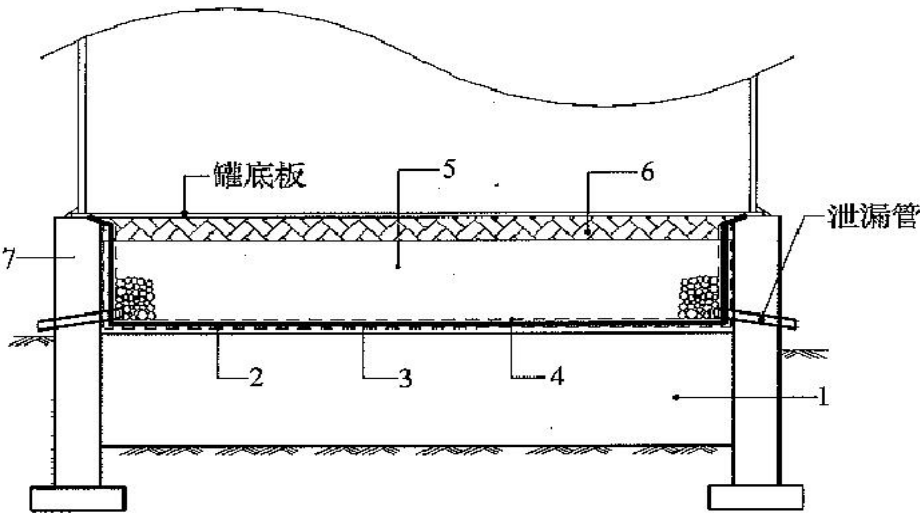
(4) 罐区

罐基础的防渗，需从上至下依次采用“沥青砂绝缘层+砂垫层+长丝无纺土工布+1.5mm 厚高密度聚乙烯 HDPE 防渗膜（渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-12} \text{cm/s}$ ）+长丝无纺土工布+罐基础填料层或原土夯实”的防渗方式。膜上、膜下应设置保护层，保护层可采用长丝无纺土工布，膜下保护层也可采用不含尖锐颗粒的砂层，砂层厚度不应小于 100mm。高密度聚乙烯(HDPE)膜铺设应由中心坡向四周，坡度不宜小于 1.5%。环墙基础采用抗渗混凝土，抗渗等级不应低于 P10。

罐基础环墙周边泄漏管宜采用高密度聚乙烯(HDPE)管，泄漏管的设置应符合现行国家标准《钢制储罐地基基础设计规范》GB50473 的有关规定。

当泄漏管低于地面标高时，泄漏管对应位置处应设置检漏井，检漏井顶部应设置活动防雨钢盖板。检漏井的平面尺寸宜为 500mm×500mm，高出地面 200mm，井底应低于泄漏管 300mm。检漏片应采用抗渗钢筋混凝土，强度等级不宜低于 C30，抗渗等级不宜低于 P10。检漏井壁和底板厚度不宜小于 100mm。

罐区防渗结构见图 8.3-5。



1—罐基础填料层或原土夯实；2—膜下保护层；3—高密度聚乙烯(HDPE)膜；
4—膜上保护层；5—砂垫层；6—沥青砂绝缘层；7—环墙基础

图 8.3-5 环墙式罐基础高密度聚乙烯膜防渗层示意图

厂区分区防渗图见图 7.10-4。

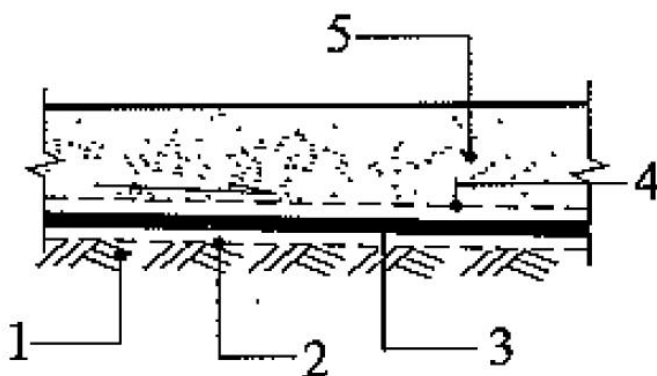
(5) 污水处理站底部及四周

1) 底部

污水处理站底部采用高密度聚乙烯（HDPE）（见图 8.3-6）膜防渗层应符合

下列规定：

- ①高密度聚乙烯(HDPE)膜，厚度不宜小于 1.50mm，埋深不宜小于 300mm。
- ②膜上、膜下应设置保护层，保护层可采用长丝无纺土工布。
- ③膜上保护层以上应设置砂石层，厚度不宜小于 200mm。
- ④离密度聚乙烯(HDPE)膜应坡向排水沟。盲沟内的排水材料采用长丝无纺土工布包覆的卵石或碎石等渗透性较好的材料。



1—地基；2—膜下保护层；3—高密度聚乙烯(HDPE)膜；
4—膜上保护层；5—砂石层

图 8.3-6 污水处理站底部高密度聚乙烯膜防渗层示意图

2) 四周

- ①四周设污水检查井，每天检查次数不少于 4 次；
- ②四周混凝土强度等级不低于 C30。抗渗等级不应低于 P8，混凝土垫层的强度等级不低于 C15；
- ③厚度不宜小于 200mm。
- ④内表面和顶板顶面应抹聚合物水泥防水砂浆，厚度不应小于 10mm。

(6) 非污染防治区

除绿化区域以外全部采混凝土进行地面硬化。

五、防渗层的寿命要求

设计使用年限应不低于其防护主体的设计使用年限；正常条件下，设计年限内的防渗工程不应对地下水环境造成污染。

8.3.6.5 环境保护管理措施

1、检修维护制度和组织管理

按照行业生产的相关管理要求，全厂各排水设施应与其他主体生产设施一样建立定期检修维护制度，把废水污水的非正常外泄控制在未出现之前。煤场、危废暂存间、罐区、各生产装置区、软水站、污水处理站、事故池和雨水收集池至每天至少巡查 1 次，一旦发生泄漏应立即腾空池内物料。加强水污染防治工作，减少废水等的跑、冒、滴、漏现象。加强全厂防渗系统的维护并完善检漏措施。对防渗系统的维护要建立制度，定期排查检修，并应由专业人员负责实施。全厂有统一的环保责任制，同时积极接受当地环保主管部门的监督和指导，做好地下水环境保护的宣传教育，提高员工环保意识，保证排水和水处理设施正常运行，减少对地下水环境的影响。

2、应急响应预案

本项目为煤炭加工企业，物料产品种类繁多，物性复杂，并且多易燃易爆、有毒有害的物质，不同物料的泄漏对环境造成的危害程度差异较大。因此，在事故情况下污染物泄漏至地下水使其受到污染，应采取应急措施，防止污染物向下游扩散。

本次环评要求建设单位应制定并实施地下水污染应急预案，明确风险事故状态下应采取的封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。可将地下水监测井作为事故应急抽水井，根据水文地质条件说明应急抽水井的抽水时间、抽水量等。

(1) 地下水污染应急预案编制要求

1) 在制定环境管理制度的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并与其它应急预案相协调。

2) 应急预案编制组应由应急指挥、环境评估、环境生态恢复、生产过程控制、安全、组织管理、医疗急救、监测、消防、工程抢险、防化、环境风险评估等各方面的专业人员及专家组成，制定明确的预案编制任务、职责分工和工作计划等。

3) 在项目污染源调查，周边地下水环境现状调查、地下水保护目标调查和应急能力评估结果的基础上，针对可能发生的环境污染事故类型和影响范围，编制应急预案。对应急机构职责、人员、技术、装备、设施（备）、物资、救援行

动及其指挥与协调等方面预先做出具体安排。应急预案应充分利用社会应急资源，与地方政府预案、上级主管单位以及相关部门的预案相衔接。

(2) 地下水应急预案纲要

应急预案的要求，地下水事故应急预案纲要见表 8.3-4。

表 8.3-4 地下水污染应急预案纲要内容

序号	项目	内容及要求
1	总则	目的、依据、适用范围及与其它预案的衔接、应急预案体系的构成等
2	污染源概况	详述污染源类型、数量及其分布，包括生产装置、辅助设施、贮运工程和公用工程
3	应急计划区	列出危险目标：生产装置区、辅助设施、公用工程区，标于总图上。厂周围环境保护目标，标于区域位置图上。
4	应急组织	指挥部：应急指挥部—负责现场全面指挥；专业救援队伍—负责事故控制、救援、善后处理； 地区：指挥部—负责邻近地区全面指挥，救援、管制、疏散；专业救援队伍—负责专业救援队伍的支援； 专业监测队伍负责应急监测的支援； 地方医院负责收治受伤、中毒人员；联动关系：一级(各装置)、二级(企业)、三级(区域)
5	应急状态分类及应急响应程序	规定地下水污染事故的级别及相应的应急分类响应程序
6	应急设施、设备与材料	防有毒有害物质外溢、扩散的应急设施、设备与材料。
7	应急通讯、通讯和交通	规定应急状态下的通讯方式、通知方式和交通保障、管制
8	应急环境监测及事故后评估	由应急监测站进行现场地下水环境进行监测，无法完成的监测项目，请外单位环境监测站协助。 对事故性质与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
9	应急防护措施、清除泄漏措施方法和器材	事故现场：控制事故、防止扩大、蔓延及连锁反应。清除现场泄漏物，降低危害，相应的设施器材配备。邻近区域：控制污染区域，控制和清除污染措施及相应设备配备
10	应急浓度、排放量控制、撤离组织计划、医疗救护与公众健康	事故现场：事故处理人员制定污染物的应急控制浓度、排放量，现场及邻近装置人员撤离组织计划及救护
11	应急状态终止与恢复措施	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
12	人员培训与演练	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
13	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
14	记录和报告	设置应急事故专门记录，建档案和专门报告制度，设专门部门和负责管理
15	附件	与应急事故有关的多种附件材料的准备和形成

8.4 固体废物处置措施分析

8.4.1 处置措施评述

1、工业固废

一般固废煤尘及气化炉灰由除尘器灰仓直接气力输送至锅炉炉前粉仓，作为燃料利用。气化炉炉渣及锅炉灰渣设置灰渣仓储存，外售作为建材生产辅料。脱硫浓盐液送废水处理站蒸发结晶处理。废分子筛、废干燥剂和克劳斯催化剂、钴钼加氢催化剂、选择性氧化催化剂厂家回收综合利用。

当气化炉炉渣及锅炉灰渣作为建材生产辅料销售不畅时，作为一般固废送鄯善工业园（一般）固体废物填埋场进行填埋，该填埋场按Ⅱ类一般工业固废填埋场设计，并采取了严格的防渗措施。

2、危险废物

废吸附剂、废活性炭、污泥及废脱硝催化剂等危险废物交有相应资质单位处理。

根据《现代煤化工建设项目环境准入条件》“废水处理产生的无法资源化利用的盐泥暂按危险废物进行管理；作为副产品外售的应满足适用的产品质量标准要求，并确保作为产品使用时不产生环境问题”，目前企业产生的蒸发结晶盐泥尚无资源化利用途径，因此暂按危险废物进行管理，待后续有资源化利用途径后，可不按危险废物管理。但做为副产品外售时应满足适用的产品质量标准要求，并确保作为产品使用时不产生环境问题。

厂区危险废物暂存量及危险废物储存方式见表 8.4-1。

表 8.4-1 危废暂存量及储存方式

代号	名称	废物代码	预测产生量 (t/a)	暂存量 (t/a)	储存方式
S3-4	焦油渣	HW11 (252-002-11)	760	0	掺入原煤不暂存
S5-1	废除油吸附剂	HW08 (900-249-08)	200	200	桶装
S5-2	废吸附剂	HW42 (900-451-42)	260	260	桶装
S5-3	废脱汞剂	HW29 (071-003-29)	40	40	桶装
S5-4	MDEA 废液	HW42 (900-451-42)	400	400	储罐
S5-5	废活性炭	HW49 (900-039-49)	10	10	桶装
S5-7	废纯化吸附剂	HW08 (900-249-08)	120	120	桶装
S6-1	克劳斯催化剂	HW50 (772-007-50)	5	5	桶装
S6-2	钴钼加氢催化剂	HW50 (772-007-50)	5	5	桶装
S6-3	选择性氧化催化剂	HW50 (772-007-50)	6	6	桶装
S7-4	脱硝废催化剂	HW50 (772-007-50)	9.72	20	桶装
S8-1	含油污泥	HW11 (252-010-11)	700	20	储泥池
S8-3	盐泥	HW11 (252-010-11)	13200	400	盐泥池

厂区拟新建一座约 2000m² 的危险废物临时储存库，临时储存场位置详见总平面布置图。厂内临时贮存应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18579-2023）及《危险废物污染防治技术政策》的规定，设置临时贮存设施，采取防风、防雨、防逸散措施。危险废物贮存区设置危险废物贮存标志。厂区危险废物暂存库的设置要求见表 8.4-2。

表 8.4-2 危险废物临时储存场所建设要求

序号	政策要求
1	地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造， 建筑材料必须与危险废物相容。
2	必须有泄漏液体收集装置。
3	设施内要有安全照明设施和观察窗口。
4	用以存放装载液体、半固体危险废物容器的地方，必须有耐腐蚀的硬化地面， 且表面 无裂隙。
5	应设计堵截泄漏的裙脚，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或 总储量的五分之一。
6	不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。
7	贮存设施应建有堵截泄漏的裙脚,地面与裙脚要用坚固防渗的材料建造。应有隔离设施、报警装置和防风、防晒、防雨设施。
8	贮存设施基础防渗层为粘土层的,其厚度应在 1 米以上,渗透系数应小于 10 ⁻⁷ 厘米/秒;基础防渗层也可用厚度在2 毫米以上的高密度聚乙烯或其他人工防渗材料组成,渗透系数 应小于 10 ⁻¹⁰ 厘米/秒。

3、生活垃圾

产生的生活垃圾，厂区内设垃圾收集点，集中贮存，同时对各生产、生活设施设置专门的垃圾箱（桶），垃圾堆放场地需进行防渗处理，设置防雨设施，并及时清运交环卫部门送鄯善生活垃圾填埋场填埋。

4、事故状态装置排出物料的临时收集贮存和处理处置途径

当生产发生事故状态时，需要临时导出物料对设备进行检修，临时导出物料应导入备用物料储罐中，导排过程尽量使用封闭系统，防止跑冒滴漏现象发生。待事故排查结束后，导出的物料按照生产需求逐步导回至生产系统利用。

本项目固体废物处置符合“减量化、资源化、无害化” 的处置原则。

8.4.2 要求与建议

（1）落实固体废物处理处置途径，与相关有危险废物处理资质的单位签订收购协议，使环保措施落到实处。

（2）本工程产生的危险废物的贮存必须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，贮存场所地面做好防渗，满足防风、防雨、防晒

要求。

(3) 加强管理，禁止危险废物混入一般固体废物中处置，禁止各种固体废物乱堆乱放，防止对周围景观及随风起尘或随雨下渗对空气环境和地下水环境造成污染。

8.5 噪声治理措施分析

本项目噪声治理主要从选用低噪声设备、加强传播途径控制等方面进行。首先选用低噪声设备，从噪声源头控制噪声产生强度；其次加强噪声传播途径控制，将主要产噪设备尽可能室内布置，设置隔音间，并安装防振、减振、消声等材料；第三，加强厂区绿化措施，降低噪声的传播。

(1) 装置区噪声防护措施

1) 对运行噪声较大且无法控制产生噪声的设备，要将其安装在封闭厂房或室内，如不能达到标准要求，应采取有效的隔声降噪措施，如在空压机进出口等处加装消声器。烟道口消声器的消声量不小于 20dB(A)。

2) 对空压机等大型产噪设备，由于设备产生噪声声压级强，厂房大部分空间贯通，并且有些部位因生产工艺要求在设备上无法采取隔、吸、消音处理措施，会对操作人员产生长期有害影响。因此，设计时，在操作人员较多的场所，设集中的隔声控制室，流动值班工作人员佩戴耳塞或耳罩，对建筑物、围护物的门外、外窗要求做隔声型或设双层，减少室内噪声传至室外。

3) 所有转动机械部位加装减振固肋装置，减轻振动引起的噪声。各种泵的进、出口均采用减振软接头，以减少泵的振动和噪声经管道传播。

(2) 各种机电产品噪声要求

首先从设备选型入手，从声源上控制噪声。设备选型是噪声控制的重要环节，在设备招标中应向设备制造厂家提出噪声限制要求，要求供货厂商对高噪声设备采取减噪措施，如对高噪声设备采取必要的消音、隔音措施，以达到降低设备噪声水平的目的。

(3) 加强厂区绿化措施，降低噪声的传播

厂区内所有产生高强噪声的厂房车间周围均作为绿化重点，选择的树种应适合当地自然条件，一般选用较矮的常绿灌木与乔木相结合，以常绿乔木为主的配植方式。叶面粗糙、大而宽厚、带有绒毛，树冠浓密的树木吸声性能显著，尤其

对高频噪声的吸收更是如此。

厂前区是人员活动中心，防噪绿化应以防噪心理效应为主，对树形与色彩的选择应与建筑物及其周围环境相协调。此外，还可适当多种绿篱、常绿树、开花乔、灌木、草地和绿化小品等。

厂区道路两侧和厂界四周可选用白杨等高大树种进行绿化。

在采取以上措施后，可保证本项目厂界噪声级达到相应标准要求。

8.6 土壤环境保护措施与对策

土壤污染防治应当坚持预防为主、保护优先、分类管理、风险管控、污染担责、公众参与的原则。本项目从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制，采取的土壤环境保护措施主要为：

（1）源头控制措施

本项目主要的污染源包括生产装置区、废水收集管网及各类罐区。污染源头的控制，首先要求企业通过合理规划布局和调整结构来控制污染，其次要求企业严格按照国家相关规范，采取先进的工艺，并对管道、设备及相关构筑物采取相应的措施，确保废气达标排放，固废合理处置，防止和降低污水的跑、冒、滴、漏，将污水泄漏的环境风险事故降到最低程度；管线敷设尽量采用“可视化”原则，做到污染物“早发现、早处理”。切实贯彻执行“预防为主、防治结合”的方针，严禁渗坑渗井排放，所有场地全部硬化和防渗，严禁下渗污染。进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。

（2）过程控制措施

根据本项目特点，从大气沉降、垂直入渗 2 个途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

1) 大气沉降途径

对于大气沉降途径的影响，首先应采取高效的废气处理措施，最大限度降低废气中污染物浓度；其次在本项目占地范围内及厂区外加强绿化工作，加大绿化系数，以种植具有较强吸附能力的植物为主，减轻污染。

2) 垂直入渗途径

对于垂直入渗途径的影响，参照《石油化工工程防渗技术规范》

（GB/T50934-2013）中的要求，根据场地特性和项目特征，制定分区防渗措施。

将厂区划分为非污染防治区和污染防治区。污染防治区按一般污染防治区、重点污染防治区分别进行防渗设计。具体的污染物防治分区、防渗等级和防渗措施与地下水防控措施一致。

严密监控污染源污染状况，设置必要的检修时间及检修周期，在一个检修周期内，对可能有污染物跑冒滴漏等产生的地区进行必要的检修工作，及时发现污染物渗漏等事件，采取补救措施。

（3）应急响应措施

设立土壤监测小组，负责对土壤环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

8.7 生态保护措施

（1）采用清洁生产工艺，从源头上控制污染排放。加强污染防治措施的建设和管理，从企业内部控制污染排放对周边生态环境的影响；定期进行职工培训，培养职工环保意识。

（2）充分利用植物对污染物的净化作用，通过加强厂区绿化来治理大气污染。绿化布置要综合考虑，全面规划，按照不同的功能区选择不同的绿化树种。厂区主要干道宜选择易于管理且抗旱性强的树种，如梧桐、柳树、刺槐和杨树等，并注重绿树与落叶树搭配种植；对产生有毒有害气体的生产装置区及产生烟气的锅炉房周围，宜选择适宜当地生长具有滞尘、抗毒性较强的树种；在空压站房等噪声源四周应选用树冠低矮、分枝低、树叶茂密的常绿乔、灌木搭配种植，形成一定宽度的吸声林带；厂前区应绿化美化相结合。绿化应派专人负责管理。

8.8 非正常排放的污染控制措施分析

（1）非正常排放废气治理措施

本项目生产废气非正常排放主要考虑煤气净化装置故障与环保系统发生故障。

当煤气净化装置故障时废气引入火炬系统焚烧处理；当除尘、脱硫、脱硝故障时，本次评价要求建设单位立即进行停产检修，确保废气处理措施正常运行。

（2）非正常废水治理措施

1) 事故状态下产生的消防废水，保证做到事故废水在厂内收集不外排。

当装置发生火灾需进行消防时，会产生消防废水。消防废水视事故大小、物料泄漏量不同，水量和所含污染成分和浓度也不同，变化较为复杂。将这部分水收集起来后，再逐步送污水处理装置进行治理。厂区建设了1座有效容积25000m³的事故池，能够满足本项目本项目事故废水收集需求。

2) 污水处理装置故障时，检修期需暂存的部分生产废水和生活污水。

8.9 环保措施汇总及投资估算

本项目环境保护对策措施汇总及相应的环保投资估算见表 8.9-1。本项目总投资 979617.31 万元，环保投资约 14595 万元，占工程总投资的 1.49%。

表 8.9-1 环保投资估算

序号	车间 工段	治理内容	主要环保设施	数量	投资估算 (万元)
1		废气			2635
1.1	煤炭 储运	卸煤间粉尘	布袋除尘器+15m排气筒	1套	60
1.2		储煤场逸散粉尘	采用密闭储煤场，设洒水装置	1套	100
1.4	煤炭 气化	气化备煤粉尘	布袋除尘器+15m排气筒	3套	90
1.5		硫回收再生塔排空 废气	PDS脱硫液洗净塔+15m排气筒	1套	20
1.6	煤炭 热解	热解备煤粉尘	布袋除尘器+15m排气筒	8套	240
1.7		热风炉烟气	燃用净化脱硫后煤气，采用低氮燃烧技术 +35m烟囱	1套	70
			在线监测系统	1套	50
1.8		干燥烟气	布袋除尘器+100m烟囱	1套	85
			在线监测系统	1套	50
1.9		提质煤筛分输送粉 尘	布袋除尘器+15m排气筒	3套	90
1.10		提质煤煤场逸散粉 尘	采用密闭储煤场，设洒水装置	1套	100
1.11	锅炉 房	锅炉烟气	低氮燃烧+SCR脱硝+袋式除尘器+湿法脱硫 +湿法电除尘	3套	1500
			120m烟囱	1根	10
			在线监测系统	1套	80
1.12		锅炉输煤系统含尘 气	袋式除尘器+15m排气筒	3套	60
1.13		清灰装置含尘气	袋式除尘器+15m排气筒	3套	30
2	废水	生产废水与生活污 水	预处理段为180m³/h隔油-萃取-蒸氨-气浮； 生化段工艺为120m³/h水解酸化-SHA-二次 沉淀；回用水处理段为500m³/h混凝沉淀-石 英砂过滤-DM膜处理，膜处理浓水采用 80m³/h蒸发结晶。	1套	5000
3		噪声			153
3.1	煤炭 储运	卸煤除尘器风机	基础减振、消声、隔声罩	1套	2
	煤炭 气化	备煤除尘器风机	基础减振、消声、隔声罩	3套	6
3.3		煤气风机	基础减振、消声	3套	3
3.4		燃气加压机	基础减振、消声	3套	3
3.5		燃气净化液泵	基础减振	7套	/

3.6	空分	空气透平压缩机	基础减振、消声	1套	1
3.7		增压透平膨胀机	基础减振、消声	1套	1
3.8	煤炭 热解	备煤除尘器风机	基础减振、消声、隔声罩	8套	16
3.9		热风炉助燃风机	基础减振、消声	8套	8
3.10		烟气循环风机	基础减振、消声	16套	16
3.11		干燥烟气风机	基础减振、消声	16套	16
3.12		干燥水泵	基础减振	8套	4
3.13		冷却风机	基础减振、消声	16套	16
3.14		热解煤气风机	基础减振、消声	8套	8
3.15		焦油循环泵	基础减振	8套	4
3.16		污水泵	基础减振	8套	4
3.17		提质筛分除尘器风机	基础减振、消声、隔声罩	3套	6
3.18	LNG 单元	螺杆压缩机	基础减振、消声	3套	3
3.19		原料气接力压缩机	基础减振、消声	1套	1
3.20		各类泵	基础减振	10套	/
3.21		混合冷剂压缩机	基础减振、消声	1套	1
3.22		氮气循环压缩机	基础减振、消声	2套	2
3.23		BOG压缩机	基础减振、消声	2套	2
3.24	硫回 收	鼓风机	基础减振、消声	2套	2
3.25		各类泵	基础减振	2套	/
3.26	锅炉 房	鼓风机	基础减振、消声	3套	3
3.27		循环水泵	基础减振	6套	/
3.28		补水泵	基础减振	4套	/
3.29		锅炉排气	消声	6套	6
3.30	SCR	还原剂输送泵	基础减振、隔声罩	1套	1
3.31	脱硫	各类泵	基础减振、隔声罩	4套	4
3.32	风机	引风机	基础减振、消声	3套	3
3.33	给水	增压泵	基础减振	5套	/
3.34	除盐 水站	各水泵	基础减振	12套	/
3.35		除碳风机	基础减振、消声	1套	1
3.36	循环	给水泵	基础减振	4套	/
3.37	冷却	风机逆流冷却塔	基础减振、消声	6套	6
3.38	污水 站及 回用 水站	曝气风机	基础减振、消声	1套	1
3.39		BAF 反冲泵	基础减振、隔声罩	2套	2
3.40		各水泵	基础减振	7套	/
3.41		蒸发器进料泵	基础减振、隔声罩	1套	1
4	固废				387
4.1	锅炉 房	粉煤灰	粉煤灰库	3套	180
4.2		炉渣	炉渣库	3套	60
4.3	煤炭	气化炉炉渣	炉渣库	1套	40
4.4	气化	空分装置废分子筛	一般固废暂存场	1间	5
4.5	硫磺	废催化剂			
4.6		废干燥吸附剂			

4.7	LNG 单元	废除油吸附剂	危废暂存场	1间	100
4.8		预处理废吸附剂			
4.9		废脱汞剂			
4.10		MDEA 废液			
4.11		废活性炭			
4.12		废纯化吸附剂			
4.13	锅炉	废催化剂			
4.14	污水 站	含油污泥			
4.15		盐泥			
4.16	生活垃圾		生活垃圾桶	若干	2
5	风险				420
5.1	易燃、有毒气体		80m高事故火炬	1座	20
5.2	事故废水		25000m³事故水池	1座	400
6	地下水防渗		生产装置区、原料堆场、污水处理站、污水池等基础	/	6000
合计					14595

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构

9.1.1.1 环境管理机构的设置及主要职责

针对本项目建设，环评要求企业环境管理机构针对本项目增设人员，确保本项目的环境管理和监测分析由专人负责。

环保机构的主要职责如下：

（1）确定环境影响因素

本工程生产过程中存在的环境问题包括了气、水、固废及噪声等不同的污染方面。不同时期的环境影响性质也不尽相同，因此，环境管理部门的主要管理人员应通过不断学习国家和地方政府制定的有关环境保护的法律法规及其它相关知识，提高自身素质，具有判断和分析环境影响因素的能力，针对本工程环境特点，分析确定出影响产品质量和环境的主要因素。

（2）确定企业阶段性环境目标

环保机构应根据同类型企业生产及排污特点，在结合本项目实际情况的基础上，制定出运营期可以达到的环境目标和指标，如耗电、耗水指标以及污水处理率、污染物排放指标等，将其层层分解到各车间，并不断予以提高和完善。

（3）确定环境管理方案

环保机构应根据以上确定的环境因素及环境目标指标，规定企业内部各职能机构及各层次职工的职责，以及完成以上目标的时间和方法。

1) 机构根据各环保部门下达的任务和要求，建立、健全环境管理制度，制定各项环保计划，建立环境保护目标，确定企业内部环保目标的时间和方法。

2) 加强环保责任制设施运行的考核，每班均应有设施运转情况记录，发现问题及时上报，对本工程关心的工段，应每班检查进出口污染物排放情况，若出现不符合设计及评价要求者，应告知专人，立即寻找原因，及时解决，并将结果汇总，作为考核车间的指标，与个人经济利益挂钩。保证配套环保设施正常运行。

9.1.1.2 管理方案的贯彻实施

为方便有效管理，环境管理机构应按时将制定的阶段目标传达至车间或个人，并

派具体人员负责对其进行定时监测与检查，及时准确的统计院内污染物排放情况，监督管理院内各项环保设施的运行。特别是污水处理装置更应勤于检查，发现问题，及时处理，最大限度保证其符合设计及评价要求。

同时，企业应在当地各级环保部门的指导下，将环境保护纳入企业管理和生产计划，制定合理的污染控制指标，保证污染物达标排放和满足总量控制要求。

另外，本项目还应加强清洁生产及信息交流，定时派专人学习国内外先进经验，将其尽可能在企业内部消化吸收，提高企业污染控制水平。

9.1.1.3 应急和响应

对可能出现的潜在事故或紧急情况，机构应制定专门的预防措施，并规定一旦发生事故，各级部门应做出的反应，以使事故影响降至最低。

9.1.1.4 及时总结，及时修订

机构应组织有关专家及职工及时总结各岗位的操作经验及操作困难，分析不达要求的因素及原因，寻求合理适宜的解决方法，并作为规章制度予以肯定。对目标指标完成较好者，予以奖励，并制定新的目标，以不断完善和改进操作和技术水平。

9.1.1.5 环保档案管理

建立健全环保设施档案管理，运行期间则应建立环保设施运行档案，从开始时间的环保设施配套情况到正常运行后的运转率、事故出现及维修情况、污染控制效果或监测结果等均应列入档案管理范围。

9.1.1.6 环境管理制度

环境管理水平的高低与企业污染控制水平直接相关。而完善的环境管理制度、严格的制度执行体系是环境管理得以顺利实施的重要保证。建立健全必要的环境管理规章制度，将环境管理的任务、内容和准则罗列其中，使环境管理的特点和要求逐项渗透到企业的各项生产管理工作中。

最基本的环境管理制度有以下几方面：

①环境保护管理条例；②环境质量管理规程；③环境管理的经济责任制；④环境管理岗位责任制；⑤环境技术管理规程；⑥环境保护的考核制度；⑦环保设施管理制度。

此外，为保证各项环保设施的正常运行，保证监测数据的真实有效，企业还应根据具体情况，分别设置：

(1) 环保总制度：《企业环境保护条例》、《环境管理机构设立及工作任务》、《各车间环境保护管理规定》。

(2) 环保设施运行管理制度：《环保设施运行和管理规定》、《环保台帐管理制度》、《环保设施故障停运制度》、《车间环保工作考核标准》。

(3) 环境监测及奖惩制度：《厂内排污管理和监测规定》、《环保工作奖惩方案》。

(4) 档案管理制度：《环保资料归档制度》。

(5) 人员管理制度：《环保科科长责任制》、《环保人员工作手册》。

通过对各项环境管理制度的建立和实施，可形成目标管理和监督反馈信息系统，使企业内部污染防治有章可循，更具科学性。

9.1.2 环境管理手段

9.1.2.1 经济手段

企业应根据生产中主要排污环节的排污状况，结合企业制定的《车间环保工作考核标准》，进行“职责计奖、超额加奖”，使岗位责任制与经济责任制紧密结合起来，将环境保护与经济效益统一考虑。

9.1.2.2 技术手段

由于企业污染排放水平与职工操作及整体管理水平有着较大的直接关系，且环保设施操作要求高，发展速度快，因而，企业应在项目前期进行人员技术和环保培训，并不定期派技术人员向国内外同类型环保先进企业进行学习和培训，熟悉操作规程、掌握操作要点、提高职工预先发现问题和及时解决问题的意识和能力，使企业在搞好生产的同时保护好环境。

9.1.2.3 教育手段

通过环保知识、环保法律、法规以及化工污染控制新技术、新工艺的定期学习和宣传，不断提高职工的生产技能和环保意识，以人为主体的保证生产质量、减少污染排放。设置环保法规宣传栏，积极开展环保宣传。

9.1.2.4 行政手段

以行政手段监督、检查环境管理制度的执行，对执行效果给予鉴定、奖惩，对环境保护工作的顺利进行起积极促进作用。

9.1.3 施工期环境监理计划

9.1.3.1 环境监理依据和目的

(1) 环境监理的依据

国家和地方有关的环境保护法律、法规和文件，环境影响报告书或项目的环境行动计划，技术规范，设计文件，工程和环境质量标准等。

(2) 环境监理的目的

工程环境监理工作作为建设项目环境保护工作的重要组成部分，是建设项目全过程环境保护中不可缺少的重要环节，目的就是国家有关的资源环境保护法律法规、环境质量法规、建设项目环境影响评价报告书等要求贯彻落实到工程的设计和施工管理工作中。开展环境监理工作，对加强建设项目施工期的环境保护管理和监控，保障基础设施建设的顺利进行，具有重要的意义。

9.1.3.2 监理内容和要求

(1) 监理范围

项目施工期环境监理范围包括时间和空间。

时间范围为监理合同规定的时间范畴，包括施工准备阶段、施工阶段、竣工验收阶段和缺陷责任期。

空间范围为项目所在区域与工程影响区域。包括施工场地、施工营地以及承担大量工程运输的当地现有道路。

工程环境监理范围及监理项目见表 9.1-1。

表 9.1-1 工程环境监理范围及监理项目

项目	水土保持	声环境	水环境	环境空气
地基工程	√	√	√	√
地面工程	√	√	√	√
施工营地		√	√	
环保设施		√	√	√

注：√表示重点监理内容。

(2) 监理内容

主要包括环保达标监理和环保工程监理。

(3) 监理工作划分

全线实行工程监理与环境监理相结合的环境监理工作模式。环境监理在环保工程

监理中的工作包括项目实施监督、设计方案监督、施工质量和进度监督、资金落实监督等。

9.1.4 环境管理计划

制定的环境管理计划要具有针对性和可操作性。具体计划见表 9.1-2。

表 9.1-2 项目不同建设阶段环境管理工作计划

阶段	环境管理工作主要内容
环境管理机构 的职能	根据国家建设项目管理规定，认真履行、落实各项环保手续，完成各级环保主管部门对企业提出来的环境要求，对企业内部各项管理计划的执行及完成情况进行监督、控制，确保环境管理工作真正发挥作用
项目建 设前期	1.与项目可行性研究同期，委托评价单位进行项目的环境影响评价工作。 2.积极配合环评工作所需进行的环境现场调研。 3.评价报告编制完成后，上报环保主管部门审查。 4.针对评价报告对本项目的环境管理和监测要求，建立企业内部必要的环境管理与监测制度。 5.对所聘生产工人进行岗位培训，学习相关企业的先进生产经验。 6.根据环评及设计要求，企业应与环保设施提供单位及施工单位签订双向合同，保证环保设施按要求运行
施 工 阶 段	1.严格执行“三同时”制度，施工开始后即时向环保主管部门汇报。 2.按照环评报告中提出的要求，制定出施工期间各项污染的防治计划，并安排具体人员进行监督，减轻施工阶段对环境的不良影响。 3.聘请有资质的单位进行现场环境监理工作，切实保证各项环保设施与主体工程同步建设，严格监督环保设施施工质量。 4.保证厂区绿化工作的同步实施和效果实现。 5.按照环评要求，留出污染源监测采样口
自 主 验 收阶段	建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。
生 产 运 行 期	1.针对本工程实际建设情况，企业应严格按照本次评价提出的环保设施完善时间，完成各种环保设施的建设。 2.严格执行各项生产及环境管理制度，保证生产的正常进行。 3.设立环保设施档案卡，对环保设施定期进行检查、维护，做到勤查、勤记、勤养护。 4.按照监测计划定期组织厂内的污染源监测，对不达标装置立即寻找原因，及时处理。 5.生产操作与污染控制很大程度上取决于操作工人的经验意识和技术水平，企业应让职工享有环境知情权，使职工切身理解操作不当和环境污染给自己身心健康带来的影响，积极主动的学习技术和环保知识。 6.企业应不断给职工提供去先进企业学习的机会，加强技术培训，强化环保意识，提高操作水平，减少因人为因素造成的非正常生产状况。 7.重视群众监督作用，提高全员环境意识，鼓励职工、附近居民和其它技术人员就环境问题提出意见，积极采纳其合理要求。 8.积极配合环保部门的检查、验收。 9.定期总结数据，寻找规律，不断改进生产操作，降低排污

9.1.4.1 重点岗位的环境管理要求

随同本次工程的建设，公司应完善环境管理制度，同时针对本项目生产装置特点加强重点岗位的环境监督管理工作，具体内容如下：

（1）加强操作技术培训，安排具有一定技术素质的人员上岗操作，组织技术负责人去相应生产企业调研学习，了解项目装置存在问题和学习生产操作经验，保证生产正常稳定运行。

（2）对与环境密切相关的装置进行严格管理，保证其始终处于正常运转状况，杜绝非正常排污发生。

（3）环保人员应特别关注各废气处理装置、污水处理装置等重点处理设施的运行情况，特别在装置运行初期，应提高监测频率，请设计单位和相关专业技术人员现场指导。

（4）要有专人负责管道的日常维修和巡检，避免出现泄漏，同时派专人负责厂内外运输道路的清洁及维护工作，要求运输单位密闭性运输。

（5）各相关岗位要加强主要污染控制设施的检查检修，降低突发性事故的发生几率，保证事故防范措施能时刻发挥效果。同时，要保证环保设施的备品备件，以减少事故发生后的抢修时间。

（6）厂区内应进行必要的绿化，树木种植应结合生产和环境特点，保证绿化树种的成活率。

9.1.4.2 规范排污口

根据《环境保护图形标志排放口（源）》（GB15562.1—1995）及《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2—1995）中有关规定，在厂区“三废”及噪声排放点设置标志牌。标排放口图形标志见图 10.1-1。



图 9.1-1 排放口图形标志

标志牌应设在与之功能相应的醒目处。标志牌必须保持清晰、完整，当发现有形象损坏、颜色污染、退色等情况时，应及时修复或更换。检查时间至少每年一次。同时厂内主要废气排放点、生化处理站进出口均应根据环保要求留有采样口，并设置明显标志，以便环保部门定期检查、监督和验收。

9.2 环境监测

9.2.1 环境监测工作的目的和重要性

环境监测是环境管理的依据和基础，它为环境统计和环境定量评价提供科学依据，并据此制定防治对策和规划。

9.2.2 一般要求

(1) 建设单位应按照《排污单位自行监测技术指南 钢铁工业及炼焦化学工业》(HJ878-2017)、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》(HJ880-2017)和《环境监测管理办法》等规定，建立企业监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响委托有资质的监测单位开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

(2) 企业应按照环境监测管理规定和技术规范的要求，设计、建设、维护永久性采样口、采样测试平台和排污口标志。

(3) 对企业排放废气的采样，应根据监测污染物的种类，在规定的污染物排放监控位置进行，有废气处理设施的，应在处理设施前后进行监测。

(4) 企业原(料)加工量的核定,以法定报表为依据。

(5) 大气监测与分析

1) 排气筒中大气污染物的监测采样按 GB/T16157、HJ/T397、HJ732、HJ/T373 或 HJ/T75、HJ/T76 的规定执行。企业边界大气污染物监测按 HJ/T55 的规定执行。

2) 工业企业的设备与管线组件应设置编号和永久标志,泄漏检测按 HJ733 的规定执行。

(6) 水污染物监测与分析

水污染物的监测采样按 HJ/T91、HJ493、HJ494、HJ495 的规定执行。

9.2.3 环境监测计划

本项目环境监测计划以污染源监控性监测为主,监测内容主要为本项目污染源、环境空气质量和地下水环境。污染源和环境质量监测由建设单位委托有资质的监测单位进行。监测时必须保证所有装置稳定运行,并记录操作工况。环境监测计划的制定依据项目内容和企业实际情况,制定相应切实可行的监测方案。

9.2.3.1 大气环境监测计划

大气环境自行监测计划见表 9.2-1~9.2-3。

表 9.2-1 有组织废气监测计划表

监测点位		监测指标	监测频次	执行排放标准
原料煤转运	袋式除尘器排气筒	颗粒物	年	《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171-2012）
原料煤筛分、破碎	袋式除尘器排气筒	颗粒物	年	
装煤	袋式除尘器排气筒	颗粒物	年	
洁净煤转运	袋式除尘器排气筒	颗粒物	年	
筛焦	袋式除尘器排气筒	颗粒物	年	
脱硫再生塔	洗涤塔排气筒	H2S	半年	
		NH3		
脱炭解析气	洗涤塔排气筒	H2S	半年	
		NH3		
		氰化氰		
		苯		
加热炉	排气筒	烟尘	半年	《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171-2012）
		SO2		
		NOx		
锅炉	排气筒	烟尘	半年	《火电厂大气污染物排放标

监测点位		监测指标	监测频次	执行排放标准
		SO ₂		准》（GB13223-2011）
		NO _x		
尾气焚烧炉	排气筒	SO ₂	半年	《石油炼制工业污染物排放标准》GB31570-2015 表 3;
		NO _x		
油气回收装置	排气筒进出口	NMHC	半年	
		酚类		
污水处理站	排气筒	H ₂ S	半年	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
		NH ₃		
		NMHC		《石油炼制工业污染物排放标准》GB31570-2015 表 3

表 9.2-2 无组织废气监测计划表

监测点位	监测指标	监测频次	执行排放标准
企业边界	H ₂ S	季度	《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171-2012）
	NH ₃		
	氰化氢		
	酚类		
	BaP		
	非甲烷总烃		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
厂区	非甲烷总烃		《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB3782-2019）

表 9.2-3 环境质量监测计划表

监测点位	监测指标	监测频次	执行排放标准
厂址 5km 区域内	BaP	半年	GB3095-2012 中二级标准
	H ₂ S		HJ2.2-2018) 表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考值
	NH ₃		
	氰化氢		前苏联居住区大气中有害物质的最大允许浓度（CH245-71）
	酚类		参照《大气污染物综合排放标准详解》
	非甲烷总烃		

9.2.3.2 废水监测计划

废水环境监测及记录信息见表 9.2-4。

表 9.2-4 污染源监测计划及记录信息表

序号	排放口 编号	污染物名称	监测设 施	自动监测设 施安装位置	自动监测设施的 安装、运行、维护 等相关管理要求	自动监 测是否 联网	自动监 测仪器 名称	手工监测采 样方法及个 数 ^(a)	手工监 测频次 ^(b)	手工测定方法 ^(c)
1	回用水 池	pH	☐ 自动 ☒ 手工	/	/	/	/	混合采样（3 个混合）	1次/月	玻璃电极法
		浊度								分光光度法
		色度								铂钴比色法
		COD								重铬酸盐法
		BOD ₅								稀释与接种法
		NH ₃ -N								蒸馏和滴定法
		总磷								钼酸铵分光光度法
		石油类								红外分光光度法
		粪大肠菌群								多管发酵法
2	雨 水 排口	COD							下雨时	重铬酸盐法
		NH ₃ -N							监测	蒸馏和滴定法

a指污染物采样方法，如“混合采样（3个、4个或5个混合）”“瞬时采样（3个、4个或5个瞬时样）”。

b雨水排放口有流动水排放时开展监测，排放期间按日监测，如监测一年无异常情况，每季度第一次有流动水排放时按日开展监测。

c指污染物浓度测定方法，如测定化学需氧量的重铬酸钾法、测定氨氮的水杨酸分光光度法等

9.2.3.3 声环境监测计划

声环境监测点位、监测项目、监测频率见表 9.2-5。

表 9.2-5 声环境监测点位、监测项目及监测频率一览表

监测位置	监测项目	监测频次
厂界	等效 A 声级	每季度监测一次（昼夜各一次）

9.2.3.4 地下水污染监控系统

(1) 监控计划

为了及时准确掌握厂址区及下游地下水环境质量状况和地下水中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖全区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监控制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

目前尚没有针对建设项目地下水环境监测的法律法规或规程规范，本项目地下水环境监测主要参考《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164—2004），结合研究区地下水系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素，并结合模型模拟预测的结果来布置地下水监控点。

(2) 监控原则

地下水监控将遵循以下原则：

- 1) 加强重点污染防治区监控；
- 2) 以最容易受污染的含水层地下水监控为主；
- 3) 充分利用现有监测孔；
- 4) 水质监测项目参照《地下水质量标准》相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监控井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目；
- 5) 水质监控井同时具有应急抽水井的功能。当厂址污染事件发生后，可以把水质监控井做为抽水井，是应急措施之一。

(3) 监控井布置

依据地下水监控原则，结合研究区水文地质条件，本次共布设地下水监控孔 3 口。地下水监控孔位置、监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等如表 10.2-6 和图 4.2-7。

(4) 监控数据管理

上述监控结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

表 9.2-6 地下水监控计划

编号	名称	方位	作用	结构	监测层位	孔深要求	监测频率	监测项目	备注
1	1# 监控井	厂址西北边界	监测上游背景值	PVC 套管	潜水	孔深以不贯穿潜水含水层底板为准	单月（1月、3月、5月、7月、9月、11月）各一次	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、苯、石油类	新建
2	2# 监控井	罐区东南侧	监测污染源处水质动态，发生事故时，用作应急抽水井	PVC 套管	潜水				新建
3	3# 监控井	污水处理站东南侧	监测污染源处水质动态，发生事故时，用作应急抽水井	PVC 套管	潜水				新建
4	4# 监控井	厂区东南侧 50m	监测厂区下游地下水水质动态，用于监控污染扩散情况	PVC 套管	潜水				新建

9.2.3.5 土壤环境跟踪监测

(1) 跟踪监测计划

根据 HJ964-2018《环境影响评价技术导则土壤环境》要求，参考《在产企业土壤及地下水自行监测技术指南（征求意见稿）》，提出本项目土壤环境跟踪监测计划。具体内容见表 9.2-7。

表 9.2-7 土壤环境跟踪监测计划

监测区域		序号	点位名称	取样深度 (m)	监测项目	监测 频次
占地 范围 内	表层 样	1#	炭化生产装置区	0-0.2m	GB36600-2018 中规定的建 设用地基本因子 45 项、pH 值、阳离子交换量、苯、氰 化物、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	1 次/ 年
		2#	酚氨回收区			
		3#	罐区			
占地 范围 外	表层 样	4#	项目场地东侧		pH 值、阳离子交换量、镉、 汞、砷、铜、铅、铬、锌、 镍、多环芳烃、苯、苯并[a] 芘、氰化物、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
		5#	项目场地西侧			

(2) 跟踪监测制度

本项目土壤跟踪监测每年开展 1 次，以表层土壤（0-0.2m 处）为重点采样层，采样深度应扣除地表非土壤硬化层厚度。占地范围内土壤监测项目包括 GB36600-2018 中规定的建设用地基本因子 45 项、pH 值、阳离子交换量、氰化物、石油烃（C₁₀-C₄₀），占地范围外土壤监测项目包括 pH 值、阳离子交换量、镉、汞、砷、铜、铅、铬、锌、镍、多环芳烃、苯并[a]芘、氰化物、石油烃（C₁₀-C₄₀）。跟踪监测建议委托有资质的监测单位开展，监测结果需向社会公开。当发生物料泄漏事故或发现土壤污染现象时，应加密监测点位和监测频次，并根据实际情况调整监测项目，分析污染原因，确定污染源，及时采取应急措施。

9.3 环境管理与监测经费预算及筹措

本项目环境管理和监测经费预算可分为常规开支和专项拨款。

(1) 常规开支

常规开支主要包括环境保护科室人员进行学术研讨、技术强化、外出学习培训、开展宣传教育、报刊订阅以及每年四季的常规监测费用及设备折旧费，初步预计 5 万元。

(2) 专项拨款

企业应根据情况设置特定的款项，用于环境污染专项设施、专项治理、事故性污染处理等方面。对具有研究价值的环保措施的改进及环境管理及监测课题，可申请专项资金。

(3) 费用来源

企业应根据情况划出特定的款项，用于环境污染专项设施、专项治理、事故性污染的处理等。对具有研究价值的环保措施的改进及环境管理及监测课题，可申请专项资金。

9.3.1 对达标排放的监督

除企业要加强自身的环境管理工作外，当地环保部门还应在各阶段监督企业环保设施的正常运行和达标排放情况，特别在环保设施竣工验收合格后，仍要定期或不定期监督、检查企业污染治理工作，发现问题及时纠正处理，以利于企业环保设施的长期有效运行和污染物连续稳定达标排放。

9.3.2 污染物排放清单

根据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）等有关规定，评价列出了本项目的污染物排放清单，见表 9.3-1。主要包括企业环保污染源、污染物排放情况、污染控制措施及效果、污染物排放水平及执行的排放标准等内容。

表 9.3-1 污染物排放清单

10 环境影响经济损益分析

10.1 经济及社会效益分析

本项目总投资 979617.31 万元，均为企业自筹。产品市场前景广阔，经济效益好，对企业的发展具有重要的意义。此外，本工程建成投产后，还可带动当地相关产业的经济发展，提高地方政府的税收收入，对解决剩余劳动力，增加就业机会，改善周围村民生活水平具有一定的积极作用。同时，在企业形成现代化的生产模式后，良好的管理和清洁的厂容厂貌也可为企业下一步发展征得公众的认可提供条件。

从以上分析可知，项目的实施，在企业提高经济效益的同时，社会效益也较为显著。

10.2 环保投资

本项目环保投资约 35064 万元，占工程总投资的 12.2%。

10.3 项目费用指标

环保费用指标由治理费用和辅助费用两部分组成，其中治理费用是指一次性投资和运行费用，辅助费用是为了充分发挥治理方案的效益而发生的管理、科研、监测、办公等费用。

10.3.1 治理费用（C1）

治理费用计算公式如下：

$$C_1 = C_{1-1}/n + C_{1-2}$$

式中： C_{1-1} —环保投资，为 35064 万元；

C_{1-2} —运行费用，取 C_{1-1} 的 20%；

n —设备折旧年限，取 $n=20$ 年。

由上式计算出本工程环保治理费用为 1800.94 万元/年。

10.3.2 辅助费用(C2)

辅助费用计算公式如下：

$$C_2 = U + V + W$$

式中： U —管理费用，取 50 万元/年

V —科研、咨询、学术交流费用，取 50 万元/年；

W—准备和执行环保政策的费用，取 200 万元/年。

由上式计算出辅助费用 C2 为 300 万元/年。

费用总指标 $C=C_1+C_2=2100.94$ 万元/年。

10.4 项目经济效益

污染治理措施的实施，不仅可有效控制污染，而且会带来一定的经济效益，主要体现在两方面，一是直接经济效益(R_1)，环保措施对废物回收利用所获得的产品价值；二是间接经济效益(R_2)，环保措施实施后的社会效益。

10.4.1 直接经济效益(R_1)

直接经济效益按下式计算：

$$R_1=N_i+M_i+Q_i+S_i+T_i$$

式中： N_i —能源利用的经济效益

M_i —水资源利用的经济效益

Q_i —废气利用的经济效益

S_i —固体废物利用的经济效益

T_i —废水中物质利用的经济效益

i —利用项目个数

本项目在污染治理过程中回收和利用的各种物料及节能降耗所带来的经济效益情况见表 11.4-1。

表 11.4-1 环保措施经济效益估算表

序号	能源、资源利用项目	数量 t/a	单价 (元/t)	经济效益 (万元/a)
1	煤矸石	345500	50	1727.5
2	除尘灰	11954	100	119.54
3	焦油渣回收	1100	200	22
4	污废水回用	247.8m ³ /h	5 元/m ³	991.2
合计		--	--	2860.24

10.4.2 间接经济效益(R_2)

间接经济效益 R_2 是由环保设施投入运行期间，所能减少的损失和补偿性费用构成的，一般按下式计算：

$$R_2=J_i+K_i+Z_i$$

式中： J_i —控制污染后对环境减少的损失

K_i —控制污染后对人体减少的损失

Z_i —控制污染减少的排污费

间接经济效益是由环保设施投入运行期间，所能减少的损失，因无实际数据，取直接经济效益的 5% 计算，则 $R_2=3408.5$ 万元。

经计算，本工程经济效益总指标 $R=R_1+R_2=6268.9$ 万元。

10.5 环境影响损益的静态分析

10.5.1 年净效益

年净效益为环保投资的直接经济效益扣除污染控制费用 (R_1-C)，即：

$6268.9-2100.94=4167.96$ 万元。

10.5.2 效益与费用比

效益与费用之比 $R/C=4167.96/2100.94=1.98>1$

由此可以看出，本工程在进行污染物治理的同时，也将带来良好的经济效益，同时，环保设施的运行也为经济操作，因此，本工程具有良好的环境效益。

10.6 结论

综合上述对本工程经济、社会、环境效益三方面的分析可知，本工程投产后，不仅可增加当地财政收入，解决部分人员就业问题，还在减轻污染排放的同时，通过回收物料和加强综合利用，体现出污染治理节能降耗带来的经济效益，可实现社会、经济、环境效益的和谐统一。

11 评价结论

11.1 项目概况

新疆泰亨能源化工有限责任公司 1000 万吨/年低阶煤热解综合利用项目位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县绿色能源化工产业示范区中部，鄯善县 Z486 公路以南约 11.5km，新疆硝石钾肥有限公司厂区以西约 16km 处。项目占地面积 670038m²。项目总投资 979617.31 万元，全部为自有资金。本项目劳动定员 580 人，年操作时间 8000 小时，生产制度执行四班三运转制。主要建设内容包括建设 1000 万吨/年低阶粉煤热解装置，36.1 万吨/年液化天然气 LNG 生产装置，配套建设 12 万 Nm³/h 煤气发生单元。建设原料、燃料煤封闭条形料场及备煤设施，产品新型无烟煤转运输送及封闭条形储存场，热解煤气、气化煤气储存设施，液化天然气及液化煤气储运设施，以及煤焦油及焦油渣储运设施等。建设机修、空压与空分、中控、办公等辅助工程及给排水、供电、供热、消防等公用工程。

11.2 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

评价基准年 2023 年吐鲁番市基本污染物 PM₁₀、PM_{2.5} 超标，SO₂、NO₂、CO、O₃ 满足环境空气质量标准二类区限值要求，因此判定项目区域为不达标区。根据补充监测结果，区域内 TSP、苯并[a]芘和汞的日均值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 2 及附录 A 中二级标准要求；氨和硫化氢的小时值满足《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；非甲烷总烃的小时值均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）相关浓度限值要求。

（2）地下水环境质量现状

根据补充监测，建设项目评价区域范围内地下水现状各项监测指标除溶解性总固体、钠、氯化物和硫酸盐超标，其他均符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，说明区域地下水水质一般。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响。

（3）声环境质量现状

监测结果表明，厂界 4 个监测点位噪声值均未超出《声环境质量标准》

（GB3096-2008）中的 3 类标准。

（5）土壤环境质量现状

根据土壤环境质量评价结果可见，各监测点位监测结果均满足《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，区域土壤环境质量现状良好。

11.3 污染物排放情况

11.3.1 大气污染物排放情况

本项目生产过程主要废气排放源各原料煤、洁净煤破碎、筛分、转运含尘废气、锅炉烟气、加热炉烟气、脱硫再生尾气、脱炭废气、生产装置收集 VOCs 催化燃烧装置排气、污水处理收集废气及无组织废气，主要污染物为烟尘、粉尘、SO₂、NO_x、H₂S、NH₃、HCN、BaP、酚类、NMHC，各污染物排放量分别为烟（粉）尘 145.696t/a、二氧化硫 201.36t/a、氮氧化物 842.88t/a、氨 0.01t/a、硫化氢 0.0032t/a、氰化氢 0.008t/a、酚类 0.016t/a、BaP0.00056t/a、非甲烷总烃 11.912t/a。

11.3.2 水污染物排放情况

本项目酚氨废水、生活化验水、地坪设备冲洗水、生产废水送生化站处理后进入园区再生水厂深度处理，浓相水蒸发结晶处理，处理后的出水统一回用于全厂工业用水，本项目无废水外排。

11.3.3 固废排放情况

本项目为防止固废污染当地的环境采取了一定的措施，充分考虑所产生的固体废物的合理处置。本项目产生的危险废物主要有焦油渣、废脱氧剂、废变换催化剂、除油吸附剂、预处理吸附剂、废沸腾床催化剂、废固定床催化剂、废惰性瓷球、SCR 废催化剂、废树脂、废矿物油、废棉纱等，其中废树脂送回配室，用于掺煤提质，其余危废在厂内暂存后定期送有处理资质的单位处理。杂盐、污水处理站污泥暂按危废进行管理，待项目投运后进行属性鉴别；按照鉴别后的属性确定合理的处置途径。在采取以上措施后，可有效避免其它处置方式带来的二次污染。本项目产生的一般工业固废主要包括煤矸石，送原料煤供应矿用于矸石回填；产生的含煤除尘灰作为产品外售。生活垃圾送当地环卫部门指定场所统一处理。

11.3.4 环境噪声排放情况

本项目的噪声设备较多且个别声源噪声较强，按本项目可研及评价提出的降噪措施，对周围环境的噪声影响将大大缓解。预测结果表明，厂界噪声贡献值31.4~34.6dB(A)之间，可以达到GB12348-2008中3类标准要求。

11.4 主要环境影响

11.4.1 建设期环境影响

本项目施工过程中产生的污染影响主要为大气、水、噪声和固废的影响。采取环评提出的各项措施后，使建设期对大气环境的影响降低到最小；施工噪声对周围环境影响可以降低到允许的范围之内；本项目建设期施工人员的生活污水，经沉淀后用于施工过程；建设期间产生的渣土、砖石、废装修材料由当地环卫部门将建筑垃圾及时清运，对周围环境影响较小。

11.4.2 运营期环境影响

11.4.2.1 环境空气影响

本项目位于环境质量非达标区，大气环境影响预测评价结果如下：

(1) 新增污染源正常排放下SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、NMHC、H₂S、NH₃、苯、苯并[a]芘、酚类等污染物的短期浓度贡献值的最大浓度占标率均≤100%，年均浓度贡献值的最大浓度占标率均≤30%。

(2) 本项目区域叠加预测情景下，基本污染物区域达标因子SO₂、NO₂及特征污染物NMHC、H₂S、NH₃、苯、苯并[a]芘、酚类的质量浓度均满足评价标准要求。

(3) PM₁₀、PM_{2.5}为区域环境空气质量超标因子，根据《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）文件，“原则同意对巴音郭楞蒙古自治州、吐鲁番市和哈密市实施环境影响评价差别化政策，新建项目可不提供颗粒物区域削减方案”，大气环境影响评价按照《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大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590号）的相关要求开展。

本项目所在区域吐鲁番市为环境质量PM_{2.5}/PM₁₀年均值小于0.5的不达标城

市，吐鲁番市已发布《吐鲁番市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》，一级评价预测结果显示： PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 新增污染源正常排放下短期浓度贡献值最大浓度占标率 $\leq 100\%$ ，年均浓度贡献值最大占标率 $\leq 30\%$ ，因此认为本项目颗粒物大气环境影响可接受。

(4) 本项目各项污染物短期浓度贡献值在厂界外均满足环境质量标准要求，无需设置大气环境防护距离。卫生防护距离设置为以热解装置区外 2000m 范围。

综上所述，从大气环境影响的角度讲，本项目总平面布置较为合理，采取的大气污染控制措施可行，在工程投产后本项目大气污染物排放环境影响是可接受的。

11.4.2.2 地表水环境的影响

本项目受纳水体为阿拉沟渠，平时无水。本项目生产生活污水经酚氨回收处理、生化处理、深度处理、蒸发结晶处理后，出水全部回用于循环水系统补水、煤棚洒水等，不外排。同时，本项目正常生产及非正常生产均满足水污染控制和水环境影响减缓措施的有效性，故本项目地表水环境影响可以接受。

11.4.2.3 地下水环境的影响

在运营期内的正常状况下，本项目不会对地下水环境产生影响。地下水污染预测结果表明，在非正常状况或事故状态下调节池非正常状况下污染物进入含水层中，挥发酚持续泄漏 1000d，下游最大迁移距离约为 1500m，达标距离约为 1300m。根据调查，本项目周边 1500m 范围内无地下水敏感目标，在假定的非正常状况下，泄漏废水在局部区域对浅层地下水产生了一定的影响，在采取严格防渗措施的前提下，项目建设对地下水的影响是可以接受的。

11.4.2.4 声环境影响

根据噪声源特性，工程分别要求设置减震垫、减振基础、室内隔声等降噪措施。在采取以上措施后，可有效地控制噪声源强，同时还通过在装置区内部及周边绿化起到阻噪的目的。噪声预测结果表明，本项目建成后，正常生产时对各监测点位的噪声贡献值 36.84~52.6dB(A) 之间，厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 3 类标准值。

11.4.2.5 固体废物影响

本项目一般固体废物产生处置量为 181061.22t/a；危险废物产生处置量为 16812.72t/a；生活垃圾处置量 193.14t/a。为防止固废污染当地的环境采取了一定的措施，充分考虑所产生的固体废物的合理处置。其中，矸石送原料煤矿进行回填；除尘灰外卖；焦油渣、废脱氧剂、废变换催化剂、除油吸附剂、预处理吸附剂、废沸腾床催化剂、废固定床催化剂、废惰性瓷球、SCR 废催化剂、废树脂、废矿物油、废棉纱属危险废物，除废树脂送回配室，用于掺煤提质，其余危废送有资质单位处理；杂盐、污水处理站污泥暂按危废进行管理，待项目投运后进行属性鉴别，按照鉴别后的属性确定合理的处置途径；生活垃圾，收集后由当地环卫部门统一处理。由此可见，本项目所有固体废物均得到了合理处置，从根本上防止了固体废弃物的污染，对周围环境的影响较小

11.4.2.6 生态影响

本项目拟在工业用地进行建设，拟选场地及周边主要为工业企业，生态环境较为简单，工程通过加强厂区硬化和绿化，可在一定程度上减轻其对现状生态环境的影响，使区域内生态环境不因本项目建设而退化。

11.4.2.7 环境风险

根据分析，大气评价等级为一级，地表水评价等级为三级 B，地下水等级为二级。本项目危险物质主要为干馏煤气、焦油、氨水、粗酚。危险单元为炭化单元、煤气制 LNG 单元、气柜、罐区。本项目运行过程中存在着泄漏，火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放事故，必须严格按照有关规范标准的要求对生产装置区、储罐区等进行监控和管理。在认真落实评价所提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可控，风险水平是可以接受的。本项目产生的环境风险可能扩大厂界外，建议企业应采取措施缓解环境风险，并进行环境影响后评价。

11.4.2.8 土壤环境影响

根据预测，在正常状况下，采取措施后，污染污会对周围土壤环境造成一定的影响，但污染物未穿透土层进入地下水；非正常状况下，周围土壤环境中污染物可能出现超标现象，在采取土壤防治措施后项目对周围土壤环境的影响在可接

受范围内。

11.5 总量控制

本项目最终向环境空气排放的属于国家总量控制的大气污染物为氮氧化物、VOCs，本项目各污染物排放总量指标见表 11.5-1。

表 11.5-1 总量指标表

因子	废气污染物 (t/a)				
项目	烟尘	粉尘	SO ₂	NO _x	VOCs
污染物排放总量指标	/	/	/	842.88	11.912

11.6 环境保护措施

11.6.1 废气防治措施

(1) 有组织

原料煤、洁净煤筛分破碎设袋式除尘器，转运采用封闭式输送皮带，并设布袋除尘设备，要求排气筒出口浓度不超过 15mg/m³。熄焦废气、焦油氨水分离区、焦油罐区废气通过活性炭吸附+锅炉燃烧处理，要求 VOCs 出口浓度不超过 50mg/m³。制氢、加氢及酚氨产生酸气均回到脱硫系统脱硫后排放，脱硫再生气经中和洗涤后，要求出口 H₂S 浓度不超过 1mg/m³；锅炉和加热炉燃烧制氢解析气，采用低氮燃烧装置，二氧化硫和氮氧化物要求浓度不超过 30mg/m³ 和 150mg/m³；成品油罐区的挥发性气采用油气回收装置，要求挥发性有机物去除率大于 98%，排放浓度≤2.3g/m³；污染站尾气采用“碱洗+生物滴滤+活性炭吸附”装置+RTO 催化燃烧进行处理，控制排气筒出口硫化氢浓度≤1.25mg/m³、氨浓度≤5mg/m³、VOCs 浓度≤120mg/m³。

(2) 无组织

对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复 (LDAR) 计划，定期检测，及时修复。企业可通过自行组织、委托第三方环境服务公司或者两者相结合的方式开展工作，LDAR 工作应严格按照《石化企业泄漏检测与修复工作指南》等相关规范进行。

11.6.2 废水防治措施

本项目各工段含酚含氨废水先经酚氨废水回收粗酚和液氨，出水和生活化验水、地坪设备冲洗水送生化站处理，处理后与生产循环冷却浓水进入深度处理系

统，浓相水蒸发结晶处理，处理后的出水统一回用于全厂工业用水。

11.6.3 地下水污染防治措施

地下水污染防治措施采用源头控制、分区防治、污染监控、应急响应相结合的原则。在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏；参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的防渗标准设计厂区污染防渗措施，进行分区防治。参考《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004），在厂区上游、左侧和下游布置地下水监测点

11.6.4 环境噪声防治措施

本项目噪声源主要来自于机械设备，项目拟通过选用低噪声设备、减振、隔声、吸声、优化平面布置、绿化等措施降低项目建设对声环境的影响，厂界噪声和区域声环境可满足相应标准的要求，措施合理可行。

11.6.5 固体废物防治措施

本项目为防止固废污染当地的环境采取了一定的措施，充分考虑所产生的固体废物的合理处置。本项目产生的危险废物主要有焦油渣、废脱氧剂、废变换催化剂、除油吸附剂、预处理吸附剂、废沸腾床催化剂、废固定床催化剂、废惰性瓷球、SCR 废催化剂、废树脂、废矿物油、废棉纱等，其中废树脂送回配室，用于掺煤提质，其余危废在厂内暂存后定期送有处理资质的单位处理。杂盐、污水处理站污泥暂按危废进行管理，待项目投运后进行属性鉴别；按照鉴别后的属性确定合理的处置途径。在采取以上措施后，可有效避免其它处置方式带来的二次污染。本项目产生的一般工业固废主要包括煤矸石，送原料煤供应矿用于矸石回填；产生的含煤除尘灰作为产品外售。生活垃圾送当地环卫部门指定场所统一处理。

11.6.6 环境风险防范措施

本项目设置应急救援中心、配备应急物资和装备。采取选择高质量设备、设越限报警系统、加强生设备管道的管理与维修，设置水环境风险事故三级防控措施，地下水源头控制、分区防渗、加强污染监控、应急响应等措施，减少环境风向影响。建议企业优化调整风险防范措施、制定企业突发环境事件应急预案。

11.7 公众参与

根据《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号），新疆泰亨能源化工有限责任公司1000万吨/年低阶煤热解综合利用项目于2024年4月22日通过网站进行了第一次公示，2025年2月25日通过自治区环保产业协会网站、新疆法制报等方式进行了二次公示。公示期间未收到相关反对信息。

11.8 环境影响损益分析结论

本项目建设在企业取得经济效益同时，还可带动当地区域的经济的发展，对解决农村剩余劳动力，增加就业机会，改善村民生活水平具有一定的积极作用，经济效益和社会效益显著。另外，本项目通过物料回收等的实施，对污染物产生和排放进行全过程控制，体现了良好的环保效益。

11.9 环境管理与监测计划

环评明确规定了建设单位环境管理机构的设置及环境管理制度的制定和实施，规范了排污口的设置，制定了详细的环境监测计划，明确了监测项目、监测点位和监测频率，要开展自行环境监测工作。并要求企业按照《企业事业单位环境信息公开办法》的要求，对本企业环境信息进行公开。建设单位应严格按照环评的规定，配备专职的技术人员和监测人员，制定文件化、程序化、系统化的环境管理制度和执行体系，担负企业日常环境管理和监测工作。

11.10 环境影响可行性结论

新疆泰亨能源化工有限责任公司1000万吨/年低阶煤热解综合利用项目符合煤化工相关产业政策、园区总体规划、生态分区管控及环境准入条件要求，选址可行，规模合理。项目建设遵循清洁生产的理念，符合清洁生产要求，工艺环境友好。所采取的污染防治措施技术经济可行，在切实落实本报告书中提出的各项环保措施和管理措施的前提条件下，废气、废水、噪声、固体废物均能实现达标排放和安全处置，符合达标排放和总量控制的要求。预测结果表明项目建设对周围的水环境、大气环境、声环境、土壤环境以及生态影响较小。通过采取有效的事故防范和应急措施后，可以将环境风险的发生控制在可接受水平。公众对项目的建设持支持态度。从环境保护角度讲，本项目的建设是可行的。