中国石油化工股份有限公司安庆分公司

100万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油化工股份有限公司安庆分公司

编制单位：安徽华境资环科技有限公司

目　录

概 述 4
1 总则 9
1.1 编制依据 9
1.2 评价原则 14
1.3 评价重点 14
1.4 环境因素识别和评价因子筛选 15
1.5 评价等级 16
1.6 评价范围 20
1.7 评价标准 21
1.8 与相关政策、规划符合性分析 25
1.9 环境敏感点及保护目标 55
1.10 评价程序 77
2 企业现状回顾性评价 78
2.1 安庆分公司概况 78
2.2 现有项目生产工艺 93
2.3 产品方案 101
2.4 公用工程及辅助设施情况 102
2.5 储运工程 105
2.6 现有环保治理设施 116
2.7 现有及在建项目污染物排放情况 129
2.8 排污许可证执行情况 151
2.9 安庆分公司厂区现有卫生防护距离及搬迁现状 153
3 扩能改造项目概况 156
3.1 本次扩能改造项目概况 156
3.2 扩能改造工程内容 157
3.3 公用工程 182
4 工程分析 190
4.1 航煤加氢装置生产工艺及产污环节 190
4.2 航煤加氢装置物料平衡 195
4.3.航煤加氢装置污染源 203
4.4 与扩能改造项目相关的常减压装置 221
4.5 柴油加氢装置生产工艺及产污环节 222
4.6 项目航煤加氢装置扩能改造前后涉及的污染物变化情况 253
5 环境质量现状调查与评价 255
5.1 自然环境现状调查 255
5.2 环境功能区划 263
5.3 环境保护目标调查 263
5.4 环境空气质量现状监测与评价 264
5.5 地表水环境质量现状监测与评价 268
5.6 声环境现状监测与评价 273
5.7 地下水环境质量现状评价 275
5.7.1 包气带现状监测 275
5.7.2 地下水现状监测 275

5.7.3 现状评价 279
5.8 土壤环境质量现状评价 281
5.8.1 土壤理化特性调查 281
5.8.2 土壤环境质量现状监测 282
5.8.3 现状评价 291
6 环境影响预测与评价 298
6.1 大气环境影响预测与评价 298
6.2 地表水环境影响分析 314
6.3 声环境影响预测与评价 318
6.4 固体废物环境影响评价 321
6.5 地下水环境影响预测与评价 321
6.5.2 区域水文地质条件 326
6.6 土壤影响预测与评价 347
6.6.4 土壤影响预测 348
6.7 施工期环境影响分析 353
6.7.1 施工期水环境影响分析 354
6.7.2 施工期大气环境影响分析 356
6.7.3 施工期声环境影响分析 359
7 环境风险评价 363
7.1 环境风险调查 363
7.1.2 环境敏感目标调查 364
7.2 环境风险潜势初判 364
7.2.1 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定 364
7.2.2 环境敏感程度（E）的分级 366
7.2.3 环境风险潜势分级 369
7.2.4 评价等级的确定 369
7.2.5 评价范围 370
7.3 环境风险识别 370
7.3.1 物质危险性识别 370
7.3.2 生产系统危险性识别 371
7.4 最大可信事故 373
7.5 风险预测与评价 376
7.6 环境风险管理 389
7.7 评价结论 408
8.1 施工期环境保护措施 410
8.2 运行期措施及可行性分析 415
8.2.3 噪声治理措施 426
8.2.4 固废处理措施及可行性分析 427
8.2.5 地下水污染防治措施 428
9.1 环境管理 433
9.2 污染物排放清单 435
9.3 环境监测计划 436
9.4 排污许可制度 440
9.5 排污口规范化 441
9.6 建设项目环保“三同时”验收内容 443
10 评价结论 445

10.1 项目概况 445
10.2 产业政策及选址合理性 445
10.3 总量控制要求 445
10.4 环境现状评价 446
10.5 工程环境影响评价 447
10.6 环境污染防治措施及可行性 448
10.7 总结论 451

概 述

1.项目背景

中国石油化工股份有限公司安庆分公司（以下简称“安庆分公司”），始建于 1974 年 7 月。既是国家特大型联合企业，又是中石化直属大型企业，也是安庆市最大的工业企业，中石化安庆分公司为安庆市乃至安徽省的经济社会发展做出了重要贡献。随着 2013 年 9 月 28 日炼化一体化项目全面建成投产，中石化安庆分公司迈入了新的历史发展阶段。150 万吨/年常减压、尿素、毛条等一批低效落后装置相继关停，热电锅炉、催化烟气脱硫脱硝改造等“碧水蓝天”项目陆续投用，按期实现普通柴油和国Ⅳ 汽油质量升级，以中石化安庆分公司为核心的安徽省首批战略性新兴产业聚集发展基地加速形成。

进入“十四五”之后，中石化安庆分公司紧密围绕“一基两翼三新”发展格局，立足公司炼化产业基础，坚持一体化发展方向和绿色低碳战略，统筹资源整合和优化配置，采取特色化、差异化、高端化发展思路和成本优胜型、科技创新型产品的竞争策略，把创新驱动、节约发展、清洁发展、低碳发展作为提升企业经营发展效率的内在需求和谋求生存的内生动力。2021 年，中石化安庆分公司实现营业收入 460 亿元、税费 115 亿元、利润 17.4 亿元，取得“十四五”开门红。

截至目前，中石化安庆分公司拥有年综合加工能力 800 万吨的炼油，日处理煤 2000 吨的壳牌粉煤气化、年产 33 万吨合成氨、21 万吨丙烯腈、7 万吨腈纶、10 万吨乙苯—苯乙烯等各类生产装置共计 70 余套，以及配套的热电、码头、供水、铁路专用线等系统，在册员工总数 4430 人，累计上缴国家和地方税金超过 1136 亿元，为国家和地方经济的发展做出了积极贡献。

安庆分公司航煤加氢装置前身为 60 万吨/年柴油加氢装置，2015 年改造为 40 万吨/年航煤加氢装置，根据安庆分公司规划发展需要，装置规模 2019 年已扩能至 80 万吨/年。与之配套的出厂方式及能力：水路 35 万吨/年，铁路 5 万吨/年，公路、管道 60 万吨/年。

当前，安庆分公司I套常减压装置常一线拔出率为 10.6%，仍有提升空间，考虑航空产业发展情况和航煤增长需求，近期拟对I套常减压装置进行改造，拟将常一线拔出率提升至 13%。根据《安庆分公司老旧设备更新方案论证意见（总流程及装置组）》中规划优化建议的要求，需对航煤加氢装置进行扩能及适应性改造。

本次项目对现有航煤加氢装置进行改造，改造后航煤加氢装置产能由 80 万吨/年提升到 100 万吨/年，年开工 8400h，操作弹性范围为 60%～105%保持不变。本次扩能改造内容具体如下：

（1）在装置西南角新建反应进料加热炉（F-201），将抗氧剂加剂设施（含利旧的两台抗氧剂罐 D-209/1.2）和更新的两台抗氧剂泵（P-206/1.2）、脱硫罐（D-205/1、2）移至冷高分罐（D-202）东侧原膜分离区域布置；

（2）抗氧剂泵（P-206/1.2）移位更新；

（3）汽提塔顶回流泵新增一台（P-204/3），与原有 P-204/1.2 两开一备操作；

（4）拆除原有新氢压缩机（K-201/1.2），用于布置本次更新的二台循环氢压缩机（K-202/1.2）；

（5）在脱硫罐（D-205/1、2）北侧新增长明灯燃料气分液罐（D-211）；

（6）在框架-2 的 7 米层利旧原精制油水冷器（E-207）作为新增的精制油热媒水换热器（E-209）；

（7）在框架-1 的 5 米层增加一台精制油水冷器（E-207）；

本项目实施后航煤生产潜力将得到充分发掘，产能将得到进一步提升，整个项目内部收益率达 57.19%。在优化产品结构、适应市场需求和提高企业效益等诸多方面考虑，项目的建设十分必要。

本项目虽属于石油化工项目，但原油加工产能未发生变化，仅是中石化安庆分公司基于产品方案和结构调整为目标，而针对配套航煤加氢装置进行的改扩建类型，不属于皖发〔2018〕21 号文件《中共安徽省委文件、安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见》中 5km 范围内的严控项目。

另外，项目也不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“限制类”和“淘汰类”，因此该项目符合国家产业政策。项目厂址位于安庆分公司内部，不新增用地。因此项目选址符合相关规划要求。

根据《国民经济行业分类（2019 修订版）》（GB/T4754-2017），本项目属于“C2511 原油加工及石油制品制造”类别，对照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于“二十二、石油、煤炭及其他燃料加工业 25”——“精炼石油产品制造 251；煤炭加工 252”——“全部（单纯物理分离、物理提纯、混合、分装的除外；煤制品制造除外；其他煤炭加工除外）”，应编制环境影响报告书。为此，建设单位委托安徽华境资环科技有限公司（以下简称“环评单位”）承担本项目的环境影响评价工作。接受委托后，环评单位随即成立了专项课题组，组织开展了现场勘查和详细的调研工作。在建设单位提供的项目相关资料及调查结果的基础上，根据环境影响评价技术导则及相关技术资料编制完成了《中国石油化工股份有限公司安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目环境影响报告书》，呈报生态环境主管部门审批。

2、项目特点

本项目主要特点有：

（1）改扩建项目，位于安庆分公司内部，符合《安庆石化化工园区总体发展规划》，项目虽属于改扩建项目，但原油加工产能未发生变化，仅是中石化安庆分公司基于质量升级和结构调整为目标，而针对配套航煤加氢装置进行的改扩建类型，不属于皖发〔2018〕21 号文件《中共安徽省委文件、安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）

经济带的实施意见》中 5km 范围内的严控项目。

（2）项目依托现有装置，工艺流程不做调整，改扩建后产生的废气仍为加热炉的燃料气燃烧时产生烟气；分馏塔汽提产生的酸性气体；低压分离罐产生的尾氢和紧急状态下放空气体；还有汽车发油站（少量采取铁路和码头）装车时产生的挥发性油气；

（3）项目产生的废水主要为反应部分低压分离器产生的含硫污水、机泵冷却和地面冲洗等产生的含油污水、初期雨水以及循环水系统排污水等。项目产生的废水均依托现有工程污水处理设施。其中含硫污水送至厂区污水汽提装置进行处理后部分回用；含油污水和初期雨水依托石化现有含油污水处理站处理后，达到回用水指标后部分进行回用，部分尾水最终达标排入长江安庆段；循环水系统排污水进入污水处理站含盐系列处理，监控合格后直接排入长江。

3.环境影响评价开展情况

中国石油化工股份有限公司安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目环境影响评价的工作过程如下：

◆2025 年 5 月 15 日，中国石油化工股份有限公司安庆分公司委托环评单位编制 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目环境影响报告书。

◆2025 年 5 月 16 日，中国石油化工股份有限公司安庆分公司在公司网站发布了中国石油化工股份有限公司安庆分公司委托环评单位编制 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目环境影响评价第一次公示。

◆2025 年 6 月至 7 月，收集区域环境质量现状数据，对环境要素进行现状监测（必要时进行特征因子的补测），并进行各专题编写、汇总，提出污染防治对策并论证其可行性，得出项目建设环境可行性结论；

◆2025 年*月*日，该项目环评第二次公示在“安庆大观区环保局网站”上发布，对项目所在区域进行公众参与问卷调查；

◆2025 年 7*月*日，该项目环境影响报告书进入内审程序，经校核、审核、审定后定稿（送审稿）。

4.分析判定相关情况

环评文件类型判定：根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号），扩能改造项目属二十二、石油、煤炭及其他燃料加工业 25 中的“精炼石油产品制造 251”中的全部，应当编制环境影响报告书。

“三线一单”判定：

根据《安徽省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（皖政秘〔2020〕124号）、《安徽省生态环境厅关于印发安徽省“三线一单”生态环境分区管控管理办法（暂行）的通知》（皖环发〔2022〕5号）、《长江经济带战略环境评价安庆市“三线一单”文本》、《长江经济带战略环境评价安庆市“三线一单”生态环境准入清单》及2022年区域环境质量公报等对项目的“三线一单”符合性进行分析。

（1）与生态红线区域保护规划的相符性

扩能改造项目位于安庆石化现有厂区内，属于重点管控单元。根据安庆市生态保护红线图可知，扩能改造项目不涉及生态保护红线。

（2）环境质量底线相符性

项目所在区域基准年（2024年）各基本污染物年均及相应百分位数24小时平均及8小时平均质量浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的浓度限值要求，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）“6.4.1.1城市环境空气质量达标情况评价指标为SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO和O_3，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”，故项目所在地区为城市环境空气质量达标区。根据安庆市生态环境局发布的《2024年安庆市环境质量公报》结论，2024年安庆市主要地表水体环境质量稳定，全市41个国、省控断面中，40个断面达到考核要求，38个断面达到或优于Ⅲ类标准，纳入国家考核的地表水断面水质优良比例为94.4%，水环境质量总体评价为优。12个主要湖库中，6个湖库富营养化状态为轻度富营养，其余湖库均为中营养。县级以上在用集中式饮用水水源地水质达标率100%。基本满足《安徽省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（2020年7月）中重点管控单元“以守住环境质量底线、积极发展社会经济为导向，强化环境质量改善目标约束”的要求。

5.环境影响评价关注的主要问题

根据提扩能改造项目特点，本次环评关注的主要问题包括：

◆关注扩能改造前后的污染物变化情况及产生的环境影响。

◆关注扩能改造项目采用的工艺技术、技术装备和污染物排放控制指标、清洁生产指标能否满足国内各项环保政策和标准的要求。

◆关注扩能改造项目所采用的污染防治技术措施和环境管理能否达到国家、行业、地方排放标准的要求。

◆关注环境风险的防范和应急措施，尤其关注企业环境风险三级防控体系、应急能力建设问题。

◆关注扩能改造实施后产生的环境影响的可接受性，重点是大气、地下水和土壤的环境影响。

◆关注公众参与，高度重视项目过程公众意见，严格按照国家关于公众参与和建设项目环境信息公开的要求开展相关工作。

6.环境影响报告书的主要结论

中国石化安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目符合产业政策，选址合理。扩能改造项目采取的生产工艺和生产设备先进可靠，通过采取污染防治措施，并依托现有和新建工程污染治理措施，各项污染物可以做到达标排放；排放的各种污染物对周围空气环境、地表水、地下水、土壤及声环境等影响能控制在国家相关的标准要求范围内。建设单位按照有关规定进行了公示，没有收到反对意见。拟建设项目在建设过程中，应严格执行环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产的“三同时”制度。本项目在严格落实本报告书提出的各项污染防治、总量控制、环境风险防范及应急管理措施的基础上，从选址、规划相符性、环境保护角度是可行的。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 国家法律

（1） 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日修订，2015 年 1 月 1 日起实施)；

（2） 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日第二次修正)；

（3） 《中华人民共和国水污染防治法》(2017 年 6 月 27 日第二次修正)；

（4） 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(1997 年 3 月 10 日起实施，2018 年 12 月 29 日修改)；

（5） 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2005 年 4 月 1 日起实施，2020 年 4 月修正)；

（6） 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日起施行）；

（7） 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修订，2012 年 7 月 1 日起实施）；

（8） 《中华人民共和国环境影响评价法》（2003 年 9 月 1 日起施行，2018 年 12 月 29 日第二次修正）。

（9） 《中华人民共和国长江保护法》（2021 年 3 月 1 日起实施）。

1.1.2 国家法规

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起实施）；

（2）《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 年 4 月 2 日；

（3）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》国发〔2013〕37 号，2013 年 9 月 10 日；

（4）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国务院，国发〔2016〕31 号，2016 年 5 月 28 日）；

（5）《中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 2 日）；

（6）《国家危险废物名录》（2025 年版）。

1.1.3 国家部门规章、规范性文件

（1） 《排污许可管理办法》（生态环境部第 32 号令，2024 年 4 月 1 日）；

（2） 《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；

（3） 《突发环境事件应急管理办法》环境保护部第34号令，2015年6月5日实施；

（4） 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；

（5） 关于印发《石化行业挥发性有机物综合整治方案》的通知，环发〔2014〕177号；

（6） 《关于开展全国重点行业企业环境风险及化学品检查验收工作的通知》，环办〔2011〕25号；

（7） 《关于开展涉及易燃易爆危险品建设项目环境风险排查和整改的通知》，环办〔2010〕111号；

（8） 《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）；

（9） 《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506号；

（10）关于印发《石化行业VOCs污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知（环办〔2015〕104号）；

（11）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（国家环境保护总局环发〔2012〕77号文，2012年7月3日）；

（12）《产业结构调整指导目录（2024年本）》，国家发展改革委2023年第7号；

（13）《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，环境保护部，2014.12.30；

（14）关于加强长江黄金水道环境污染防控治理的指导意见的通知(发改环资〔2016〕370号)；

（15）《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）；

（16）《关于加强长江经济带工业绿色发展的指导意见》（工业和信息化部、发展改革委、科技部、财政部和环境保护部，工信部联节〔2017〕178号）；

（17）《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年11月15日）；

（18）关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知（环大气〔2019〕53号）；

（19）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021年1月1日起实施）；

（20）《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》（国家环境部，环保部

环发〔2015〕163号，2015年12月10日）；

（22）《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）；

（23）《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》；

（24）《关于进一步梳理“十四五”拟投产达产“两高”项目的通知》（发改办环资〔2021〕188号）

1.1.4 地方法律、法规

（1） 安徽省人民代表大会常务委员会，《安徽省环境保护条例》，2018年7月30日发布，2018年1月1日施行；

（2） 安徽省环境保护局环监〔2002〕46号文：《关于进一步提高环境影响评价质量的若干意见》，2002年4月10日；

（3） 安徽省环境保护厅环评函〔2011〕739号《关于督促重点行业企业补充完善环境风险专章的通知》，2011年7月22日；

（4） 安徽省环境保护局环法函〔2005〕114号《安徽省污染源排放口规范化整治管理办法》，2005年3月17日；

（5） 《安徽省水污染防治工作方案》（安徽省人民政府，皖政〔2015〕131号，2015年12月29日）；

（6） 《安徽省大气污染防治条例》（安徽省第十二届人民代表大会第四次会议通过，2015年3月1日起施行，2018年9月29日修正）；

（7） 《安徽省人民政府关于印发安徽省大气污染防治行动计划实施方案的通知》皖政〔2013〕89号，2013年12月30日；

（8） 《安庆市人民政府关于印发安庆市大气污染防治行动计划实施细则的通知》宜政发〔2014〕3号，2014年2月21日；

（9） 《安庆市水污染防治工作方案》宜政秘「2017」94号，2017年5月11日；

（10）《安徽省环保厅关于加强土壤环境污染重点监管企业土壤环境监管的通知》（皖环函〔2018〕955号）；

（11）《安徽省人民政府关于同意认定第一批安徽省化工园区的批复》（皖政秘〔2021〕93号）；

（12）《安庆市人民政府关于印发安庆市大气环境质量限期达标规划（2019-2025年）的通知》（宜政秘〔2021〕72号）

（13）《安徽省经信厅等五部门关于进一步规范化工项目建设管理的通知》（皖经信

原材料函〔2022〕73号）；

（14）《关于加强化工行业建设项目环境管理的通知》（安徽省生态环境厅，皖环发〔2020〕73号）；

（15）《关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见（升级版）》（皖发〔2021〕19号）；

（16）《关于统筹做好固定污染源排污许可日常监管工作的通知》（皖环发〔2021〕7号）；

（17）《关于深入开展挥发性有机物污染治理工作的通知》（皖大气办〔2021〕4号）；

（18）《安徽省“三线一单”生态环境分区管控管理办法（暂行）》（皖环发〔2022〕5号）；

（19）《安徽省生态环境厅关于印发加强高耗能、高排放项目生态环境源头防控的实施意见的通知》；

（20）《关于印发安徽省2021-2022秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案的通知》（皖大气办〔2021〕7号）；

（21）《长江经济带战略环境评价安庆市“三线一单”文本》，2020年12月；

（22）《长江经济带战略环境评价安庆市“三线一单”生态环境准入清单》，2020年12月；

（23）《安庆市人民政府关于印发安庆市“十四五”生态环境保护规划的通知》（宜政秘〔2022〕16号，2022年2月24日）；

（24）《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)；

（25）《安徽省“两高”项目管理名录（试行）的通知》（皖节能〔2022〕2号，2022年6月21日）；

（26）《进一步加强新上“两高”项目管理的通知》（皖节能〔2021〕3号，2021年12月31日）；

（27）《安徽省空气质量持续改善行动方案》（皖政〔2024〕36号，2024年6月26日）。

1.1.5 技术导则、标准与规范

（1） 《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》（HJ/T2.3-2018）；

（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－生态影响》（HJ19-2022）；

（7） 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（8） 《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ25.1-2019）；

（9） 《建设用地土壤风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）；

（10） 《建设用地土壤风险评估技术导则》（HJ25.3-2019）；

（11） 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）；

（12） 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）；

（13） 《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）；

（14） 《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）；

（15） 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

（16） 《石化企业水体环境风险防控技术要求》(Q/SH0729-2018)；

（17） 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18598-2001 及 2023 年修订)；

（18） 《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）；

（19） 《排污单位自行监测技术指南石油化学工业》（HJ947-2018）；

（20） 《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）；

（21） 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 9 月 1 日）；

（22） 《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；

（23） 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

（24） 《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）。

1.1.6 相关规划文件

（1） 《安徽省水环境功能区划》，安徽省人民政府，2003.03；

（2） 《安徽省“十四五”生态环境保护规划》；

（3） 《安徽省主体功能区规划》；

（4） 《安庆市城市总体规划》（2010~2030）（2018 修改）；

（5） 《安庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；

（6） 《安庆市“十四五”生态环境保护规划》；

（7） 《安庆市土地利用总体规划》；

（8） 《安庆石化化工园区总体发展规划环境影响报告书》及相关批复意见。

1.1.7 有关项目技术文件

（1） 中国石油化工股份有限公司安庆分公司关于开展环境影响评价工作的委托书；

（2） 《中国石油化工股份有限公司安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目可行性研究报告》，中国石化工程建设公司，2025 年 2 月；

（3） 中国石油化工股份有限公司安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目备案表，安庆市发展和改革委员会，2025 年 12 月 22 日；

（4） 《中国石油化工股份有限公司安庆分公司航煤加氢装置扩能改造项目环境影响报告书环境影响报告书》，安庆市环信环保技术有限公司，2019 年 2 月。

（5） 《中国石油化工股份有限公司安庆分公司炼油转化工结构调整项目环境影响报告书》，北京实华油海工程技术有限公司，2020 年 4 月；

（6） 《中国石油化工股份有限公司安庆分公司碳一板块安全环保提升及节能优化改造项目环境影响报告书》，北京实华油海工程技术有限公司，2022 年 3 月；

（7） 《中国石油化工股份有限公司安庆分公司新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目环境影响报告书》，安徽锦程安环科技发展有限公司，2024 年 3 月。

（8） 《中国石油化工股份有限公司安庆分公司延迟焦化装置安全节能提升改造项目环境影响报告书》，安徽省绿怡生态科技有限公司，2024 年 12 月。

1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.3 评价重点

评价重点为分析扩能改造项目改造前后的污染物变化，扩能改造项目与现有工程的依托关系；突出工程分析，合理确定生产过程中各类污染物的排放节点、排放规律及排放量，为环境影响预测分析和提出污染防治措施提供依据，分析扩能改造项目的环境风险，提出可行

性防范、应急及减缓措施；环境污染防治措施及可行性论证。

1.4 环境因素识别和评价因子筛选

1.4.1 环境因素识别

从项目施工期和生产运营期环境影响要素分析，本次改造工程可能对环境产生的污染因素有废气、废水、噪声、工业固体废物等，这些污染因素可能导致的环境影响涉及大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境等。

表 1.4-1 环境影响因素识别表

环境要素	建设期	生产运行期			
		废气排放	废水排放	固体废物	噪声
大气环境	-S1★	-L2★			
地表水环境			-L2★		
地下水环境			-L2★●	-L2★●	
土壤环境			-L2★●	-L2★●	
声环境	-S1★○				-L1★○
环境风险		-★S1○	-S1★○		
备注：＋：有利影响，－：不利影响； S：短期影响，L：长期影响； 1：可逆影响，2：不可逆； ★：直接影响，☆：间接影响； ●：累积影响，○：不累积影响。					

1.4.2 评价因子筛选

由环境影响因素分析结果，结合初步工程分析得出扩能改造项目环境影响评价因子见下表。

表 1.4-2 评价因子筛选表

类别	项目	评价因子
水环境	地表水现状评价因子	pH、COD、BOD、溶解氧、SS、高锰酸盐指数、氨氮、总氮、石油类、硫化物、总磷、挥发酚、总汞、总镉、铬、砷、镍、铅、氰化物、阴离子表面活性剂、粪大肠杆菌、TOC
	地下水现状评价因子	地下水环境中 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}的浓度； 基本因子：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、细菌总数
	地下水预测因子	CODmn、硫化物
环境空气	现状评价因子	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、硫化氢、氨
	预测评价因子	SO_2、NO_x、颗粒物、非甲烷总烃
声环境	现状评价因子	等效声级
	预测评价因子	等效声级

固体废物	评价因子	一般工业固体废物、危险废物
环境风险	预测因子	CO、SO_2
土壤	现状评价因子	基本因子：重金属和无机物（砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍）、挥发性有机物（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）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（a,h）蒽、茚并（1，2，3-cd）芘、萘） 特征因子：石油烃
	预测评价因子	石油烃

1.5 评价等级

（1）大气评价等级

依据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），选择扩能改造项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐的 AERSCREEN 估算模型对污染源进行估算并确定评价等级与范围。

根据项目污染源强分别计算各污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i(第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i 计算公式如下：

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

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，μg/m³；

C_{0i}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

评价等级按表 1.5-1 的分级判据进行划分。最大地面空气质量浓度占标率 P_i 按公式计算，如污染物 i 大于 1，取 P 值中最大者 P_{max}。

表 1.5-1 评价等级判别表

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

扩能改造项目估算模型参数取值见表 1.5-2，计算结果见表 1.5-3。

表 1.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	城市
	人口数（城市选项时）	276800
最高环境温度/℃		40.9
最低环境温度/℃		-10.1
土地利用类型		城市
区域湿度条件		潮湿
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/°	—

根据估算结果，项目各大气污染源中航煤加氢装置无组织排放的非甲烷总烃最大地面浓度占标率 P 最大，Pmax 为 8.18%＜10%。本项目属于化工类项目，根据导则评价等级判别标准，确定本次项目大气环境影响评价等级为一级。

表 1.5-3　环境空气评价等级计算

污染物		Pmax（%）	判断值	评价等级
加热炉烟囱点源 G_1	SO_2	1.05	三级	二级
	NO_X	3.45	三级	
	颗粒物	0.08	三级	
I、II硫磺装置尾气焚烧炉排气筒出口 G_2	SO_2	2.06	三级	
	NO_X	3.29	三级	
汽车发油站油气排放口点源 G_3	非甲烷总烃	6.09	三级	
航煤加氢装置区面源 G_4	非甲烷总烃	7.88	三级	
航煤五罐区面源 G_5	非甲烷总烃	8.18	三级	

（2）地表水环境评价等级

扩能改造项目改造完成后废水量略有增加，根据《环境影响评价技术导则-地面水环境》（HJ2.3-2018）中的有关规定，依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，因此扩能改造项目水环境评价工作等级为三级 B，判定依据如下。

表 1.5-4 水污染影响型建设项目评价等级判定依据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/（m^3/d）水污染物当量 W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥60000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q＜200 且 W＜6000
三级 B	间接排放	-
注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染物当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。		

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水及其他含污染物极少的清净下水的排放量。
注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。
注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。
注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、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等保护目标时，评价等级不低于二级。
注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。
注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量≥500 万 m^3/d，评价等级为一级；排水量＜500 万 m^3/d，评价等级为二级。
注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。
注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。
注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

（3）地下水评价等级

a、建设项目分类

对照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中“附录 A 地下水环境影响评价行业分类表”本项目属于地下水环境影响评价项目类别中的I类项目。

b、建设项目等级划分

根据现场调查，厂内及周边均已接通自来水，居民、工业无取用地下水。建设项目所在地不存在敏感区集中式饮用水水源（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；不存在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及较敏感区-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。故地下水环境敏感程度为不敏感。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据，确定扩能改造项目地下水环境影响评价工作等级为二级，评价工作等级划分依据详见表 1.5-5。

表 1.5-5 项目地下水环境评价工作等级划分依据表

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

（4）声环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009），噪声影响评价等级划分依据包括：

a）建设项目所在区域的声环境功能区类别；

b）建设项目前后所在区域的声环境质量变化程度；

c）受建设项目影响人口的数量。

本次项目位于安庆石化现有用地地块，项目所在区域声环境功能区划属于 3 类区。项目运营期噪声源主要为生产设备、风机、泵等设备噪声。扩能改造项目改造前后在敏感目标噪声级增高量在 3dB（A）以下，且受影响人口数量变化不大。因此，根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009），扩能改造项目声环境评价工作等级确定为三级。

（5）环境风险评价等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）表 1（见下表 1.5-6）判定项目环境风险评价等级。

表 1.5-6 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]
[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说明。				

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照《建设项目环境风险评价技术导则》表 2（见下表 1.5-7）确定环境风险潜势。

表 1.5-7 建设项目环境风险潜势划分

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

环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ

扩能改造项目危险物质及工艺系统危险性为 P1，环境空气、地表水和地下水环境敏感程度分别为 E1、E2、E3，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，扩能改造项目的风险潜势综合等级为IV^+，为极高环境风险。

表 1.5-8 建设项目环境风险潜势的判定

环境要素	危险物质及工艺系统危险性	环境敏感程度	环境风险潜势	综合等级
环境空气	P1	E1	IV^+	IV^+
地表水		E2	IV	
地下水		E3	Ⅲ	

本次项目的环境风险潜势综合等级为IV^+，判断项目环境风险评价等级为一级。

（6）土壤环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 判定，项目为I类建设项目。项目占地面积属于“小型（≤5hm²）”。建设项目周边存在居民区、学校、医院等土壤环境敏感目标，敏感程度属“敏感”。故判定土壤环境影响评价工作等级为一级。

1.5-9 项目土壤环境评价工作等级划分依据表

占地规模 / 工作等级 / 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

1.6 评价范围

各环境要素评价范围确定见表1.6-1。

表 1.6-1 主要环境要素的评价范围

环境要素	评价范围
环境空气	以扩能改造项目为中心，边长为 5km 的矩形区域
声环境	现有厂区厂界外 200m 范围内
地下水环境	扩能改造项目所在区域周边约 22km² 区域
土壤环境	现有厂区厂界外扩 1 公里范围
大气环境风险	扩能改造项目界区外延 5km 的矩形区域
地表水环境风险	公司现有雨水排放口至下游 10km 范围

地下水环境风险	同地下水评价范围

扩能改造项目大气环境评价范围和大气环境风险评价范围示意图见1.9-3和1.9-4。

1.7 评价标准

1.7.1 环境质量标准

（1）环境空气

扩能改造项目执行环境空气质量标准详见表 1.7-1。非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中计算非甲烷总烃排放量标准时使用的环境质量标准值，硫化氢、氨执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值，具体标准值见下表。

表 1.7-1 大气环境质量标准

污染因子	浓度限值(mg/m³)				选用标准名称或数据来源
	1h平均	8h平均	日平均	年平均	
SO_2	0.50	/	0.15	0.06	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级
NO_2	0.20	/	0.08	0.04	
TSP	/	/	0.30	0.20	
PM_{10}	/	/	0.15	0.07	
CO	10	/	4	/	
O_3	0.20	0.16	/	/	
$PM_{2.5}$	/	/	0.075	0.035	
NOx	0.25	/	0.1	0.05	
非甲烷总烃	2	/	/	/	《大气污染物综合排放标准详解》中计算值
硫化氢	0.01	/	/	/	参照《环境影响评价技术导则-大气环境》中附录D表D.1
氨	0.2	/	/	/	

（2）地表水环境

长江安庆段执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水域水质标准，详见表 1.7-2。

表 1.7-2 地表水环境质量相关标准单位：mg/L

序号	项目	Ⅲ类标准值（mg/L）	标准来源
1	pH	6～9	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）
2	CODCr	≤20	
3	氨氮	≤1.0	
4	石油类	≤0.05	
5	TP	≤0.2	
6	硫化物	≤0.2	

（3）地下水环境 pH、COD、BOD、溶解氧、SS、高锰酸盐指数、氨氮、总氮、石油类、

硫化物、总磷、挥发酚、总汞、总镉、铬、砷、镍、铅、氰化物、阴离子表面活性剂、粪大肠杆菌、TOC

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准，具体标准值详见表 1.7-3。

表 1.7-3 地下水质量标准

水质类别	pH	总硬度	溶解性总固体	硫酸盐	氯化物	挥发性酚类
Ⅲ类	6.5~8.5	≤450	≤1000	≤250	≤250	≤0.002
水质类别	氨氮	耗氧量	硝酸盐	亚硝酸盐	氟化物	铁
Ⅲ类	≤0.5	≤3.0	≤20	≤1.0	≤1.0	≤0.3
水质类别	氰化物	砷	镉	六价铬	铅	锰
Ⅲ类	≤0.05	≤0.01	≤0.005	≤0.05	≤0.01	≤0.1
水质类别	汞(μg/L)	总大肠菌群（MPN/100ml）	细菌总数（CFU/mL）	石油类	苯并(a)芘(μg/L)	苯乙烯(μg/L)
Ⅲ类	≤1	≤3	≤100	≤0.05	0.01	20

注：石油类参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）

（4）声环境

项目区域环境噪声评价标准采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准，其等效声级昼间为 65dB(A)，夜间为 55dB(A)。

表 1.7-4 声环境质量标准值

类别	昼间 dB(A)	夜间 dB(A)
3 类	65	55

（5）土壤环境

评价区居住用地和工业用地土壤环境质量分别执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地和第二类用地筛选值标准值，建设用地土壤环境质量标准见表 1.7-5。

表 1.7-5 建设用地土壤环境质量标准值(mg/kg)

序号	污染物项目	CAS编号	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）筛选值	
			第一类用地	第二类用地
重金属和无机物				
1	砷（As）	7440-38-2	20	60
2	镉（Cd）	7440-43-9	20	65
3	铜（Cu）	7439-89-6	2000	18000
4	铅（Pb）	7439-92-1	400	800

序号	污染物项目	CAS编号	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）筛选值	
			第一类用地	第二类用地
5	汞（Hg）	7439-97-6	8	38
6	镍（Ni）	7440-02-0	150	900
7	六价铬（Cr^{6+}）	18540-29-9	3.0	5.7
8	氰化物	57-12-5	22	135
挥发性有机物				
9	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8
10	氯仿	67-66-3	0.3	0.9
11	氯甲烷	74-87-3	12	37
12	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9
13	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5
14	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66
15	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596
16	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54
17	二氯甲烷	75-09-2	94	616
18	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5
19	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10
20	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8
21	四氯乙烯	127-18-4	11	53
22	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840
23	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8
24	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8
25	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5
26	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43
27	苯	71-43-2	1	4
28	氯苯	108-90-7	68	270
29	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560
30	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20
31	乙苯	100-41-4	7.2	28
32	苯乙烯	100-42-5	1290	1290
33	甲苯	108-88-3	1200	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3，106-42-3	163	570
35	邻二甲苯	95-47-6	222	640
半挥发性有机物				
36	硝基苯	98-95-3	34	76
37	苯胺	62-53-3	92	260
38	2-氯酚	95-57-8	250	2256
39	苯并（a）蒽	56-55-3	5.5	15
40	苯并（a）芘	50-32-8	0.55	1.5

序号	污染物项目	CAS编号	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）筛选值	
			第一类用地	第二类用地
41	苯并（b）荧蒽	205-99-2	5.5	15
42	苯并（k）荧蒽	207-08-9	55	151
43	䓛	218-01-9	490	1293
44	二苯并（a,h）蒽	53-70-3	0.55	1.5
45	茚并（1，2，3-cd）芘	193-39-5	5.5	15
46	萘	91-20-3	25	70
氰化物				
47	氰化物	57-12-5	22	135
石油烃类				
48	石油烃（C_{10}-C_{40}）	-	826	4500

1.7.2 污染物排放标准

（1）废气

施工期施工场地颗粒物执行《施工场地颗粒物排放标准》（DB 34/4811-2024）。

项目加热炉废气执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 规定的大气污染物特别排放限值；厂界浓度限值执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015（含 2024 修改单））、和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中最严格浓度限值。

表 1.7-6 大气污染物排放标准　　单位：mg/m^3

序号	装置工段	污染物	执行排放标准	排放浓度限值
1	加热炉	颗粒物	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中工艺加热炉	20
2		二氧化硫		50
3		氮氧化物		100
4		非甲烷总烃		-

表 1.7-7 企业边界大气污染物浓度限值　　单位：mg/m^3

污染物项目	颗粒物	硫化氢	非甲烷总烃
《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5	1.0	/	4.0
《恶臭污染物排放标准》表 1	/	0.06	/
项目执行标准	1.0	0.06	4.0

（2）废水

根据项目废水污染源和特性，航煤加氢装置废水主要包括蒸汽冷凝水、含硫污水、含油污水和循环冷却水含盐废水。扩能改造项目改造前后废水类不发生变化，废水排放量略有增

加。蒸汽冷凝水属于清净废水，可直接回用于循环水补水；含硫污水中主要包括硫化物、氨氮、石油类等。含硫污水集中收集送至厂区现有酸性水汽提装置处理；含油污水污染物主要包括 COD、氨氮、石油类、硫化物等，含油废水送至厂内总污水处理站含油废水处理系列深度处理后，全部回用至现有循环水场补水；循环水场定期排污水属于含盐废水，排至厂区污水处理站含盐污水处理系统处理后进入长江。污水处理站在转型发展项目实施后污水排放执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）、《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）四个排放标准直接排放限值中最严格浓度限值，具体详见表 1.7-8。

表 1.7-8 污水排放标准单位：mg/L

指标	COD_{Cr}	BOD_5	氨氮	石油类	硫化物	挥发酚
《石油炼制工业污染物排放标准》	60	20	8.0	5.0	1.0	0.5
《石油化学工业污染物排放标准》	60	20	8.0	5.0	1.0	0.5
《合成氨工业水污染物排放标准》	80	/	25	3.0	0.5	0.1
扩能改造项目废水执行标准	**60**	**20**	**8.0**	**3.0**	**0.5**	**0.1**

（3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。

运行期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准：昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。

（4）固体废物

一般固体废物参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的规定；危险废物在厂内贮存时执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关规定。

1.8 与相关政策、规划符合性分析

1.8.1 产业政策符合性

1.8.1.1 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的符合性分析

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，扩能改造项目不属于限制类和淘汰类项目。

2025 年 12 月 22 日，安庆市发展和改革委员会以备案号 AQ20250059 出具了项目备案文件（项目代码 2512-340800-40-02-800098）。同时对照上述产业政策准入清单，扩能改造项目不属于禁止类，且与《当前国家重点鼓励发展的产业、产品和技术目录(2000 年修订)》

是相符合的。综上，扩能改造项目的建设符合国家的产业政策。

1.8.1.2 与《全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安庆段）经济带“1515”方案》的符合性分析

中共安庆市委安庆市人民政府于 2018 年 7 月印发《全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安庆）经济带“1515”方案》的通知，本次建设内容与该方案相符性内容详见下表。

表 1.8-1 与全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安庆段）经济带的实施意见相符性

序号	政策要求	相符性分析	符合性
1	严禁 1 公里范围内新建项目。2018 年 7 月起，长江干流及华阳河、皖河、菜子湖等主要支流岸线 1 公里范围内，除必须实施的防洪护岸、河道治理、供水、航道整治、港口码头及集疏运通道、道路及跨江桥隧、公共管理、生态环境治理、国家重要基础设施等事关公共安全和公众利益建设项目，以及长江岸线规划确定的城市建设区内非工业项目外，不得新批不合规建设项目，不得布局新的工业园区。	扩能改造项目为在现有厂区内的改建项目，不新增占地。扩能改造项目不在长江及皖河 1 公里范围内。因此项目建设符合长江及皖河 1 公里范围内禁新建内容要求。	符合
2	沿江 5 公里范围内做到“五个一律”。除提升安全、环保、节能水平，以及质量升级、结构调整的改扩建项目外，严格控制新建石油化工和煤化工等重化工、重污染项目。合规化工园区内，严禁新批环境基础设施不完善或长期不能问的运行的企业新建和扩建化工项目。	扩能改造项目选址位于长江干流岸线 5 公里范围内。项目为 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目，项目石油炼化总规模不变，项目航煤加氢装置产能提升，同学柴油加氢装置产能下降，本项目属于结构调整类的改扩建项目，不属于新建石油化工和煤化工等重化工、重污染项目。项目位于安庆石化现有厂区内，符合园区产业规划。废气排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93)及《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015，含 2024 年修改单）。各项污染防治措施均可满足最新环保要求。企业环境基础设施可长期稳定运行。	符合
3	严格控制污染物排放。加强重点行业脱硫、脱硝、除尘设施运行监管，鼓励企业通过技术改造实现超低排放。	扩能改造项目加热炉采用脱硫燃料气作为燃料，采用低氮燃烧器，烟气通过 1 根 34.6m 高排气筒排放。	符合
4	长江干流及华阳河、皖河、菜子湖等主要支流岸线 1 公里范围内的 4 家化工企业，2020 年底前完成搬迁或关闭。对长江干流及华阳河、皖河、菜子湖等主要支流岸线 1 公里及长江干流岸线 5 公里范围内的在建项目进行全面摸排，建立清单，分类处理。其中 1 公里范围内的在建项目，应当搬迁的全部依法依规搬入合规园区；长江干流岸线 5 公里范围内的在建重化工项目，难以整改达标必须搬迁的，全部依法依规搬入合规园区	根据安徽省安庆化学工业园总体规划（2022-2035 年）及规划环境影响报告书审查意见，以炼油和石化产品精深加工为主线，以煤化工和生物质化工为两翼，重点发展清洁油品、合成材料、精细专用化学品、化工新材料及合成材料加工等产品，成为长江沿线上又一综合性国家石油化工基地。扩能改造项目在安庆石化现有厂区内改造，不新增占地，符合园区规划用地，因此符合 5 公里范围内进入合规园区的相关要求。	符合

5	严格实施能源消耗总量和强度“双控”制度，强化煤炭消费减量替代，推进燃煤锅炉淘汰和整治	扩能改造项目蒸汽及供电由现有热电工程供应，不新建锅炉设施。扩能改造后全厂燃料气消耗量整体保持不变。	符合
6	园区企业污水处理全覆盖。园区工业污水和生活污水必须全部纳入统一污水管网，实行统一管理、不留死角。企业工业废水在排入园区污水处理厂之前，必须各自进行预处理，且达到园区污水处理厂统一纳管标准。加快园区污水集中处理设施和管网建设，尚未建设的，2018 年底前全部开工建设，在建项目完工试运行。	污水依托石化现有污水场处理。安庆石化现有污水处理站能接纳处理扩能改造项目产生的污水。现有污水处理厂外排废水能稳定达标排放。	符合
7	沿江 15 公里范围内做到“五个合规”。现有污水处理厂出水水质全面合规，全部达到一级 A 排放标准。新建项目全部合规，环保和安全达标，工艺技术和装备水平行业先进，产品处于产业链、价值链中高端。工业园区优化整合全面合规，不合规的园区全部整治清理，打造主业突出、特色鲜明、竞争力强、绿色发展的产业集聚区。	扩能改造项目上游石油炼化总规模不发生变化，仅对下游的催化加氢产品柴油和煤油产量重新进行分配，不改变产品类型。石化现有污水场出水满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015，含 2024 年修改单）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015，含 2024 年修改单）、《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015，含 2024 年修改单）四个排放标准直接排放限值中最严格浓度限值。根据相关监测数据，长江安庆段水质可以满足《地表水环境质量标准（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。	符合

1.8.1.3《长江保护修复攻坚战行动计划》符合性分析

长江是中华民族的母亲河，也是中华民族发展的重要支撑。推动长江经济带发展必须从中华民族长远利益考虑，把修复长江生态环境摆在压倒性位置，共抓大保护、不搞大开发。为深入贯彻全国生态环境保护大会精神，打好长江保护修复攻坚战，2018 年 12 月 31 日生态环境部、国家发展改革委发布《长江保护修复攻坚战行动计划》行动计划。扩能改造项目相关符合性具体如下：

表 1.8-2 扩能改造项目建设与《长江保护修复攻坚战行动计划》相符性分析

序号	政策要求	相符性分析	符合性
1	优化产业结构布局。加快重污染企业搬迁改造或关闭退出，严禁污染产业、企业向长江中上游地区转移。长江干流及主要支流岸线 1 公里范围内不准新增化工园区，依法淘汰取缔违法违规工业园区。以长江干流、主要支流及重点湖库为重点，全面开展“散乱污”涉水企业综合整治，分类实施关停取缔、整合搬迁、提升改造等措施，依法淘汰涉及污染的落后产能。加强腾退土地污染风险管控和治理修复，确保腾退土地符合	扩能改造项目选址位于安庆石化现有厂区，不新增占地。扩能改造项目不改变现有的产品方案，经过改造，提升装置的安全及环保水平。	符合

	规划用地土壤环境质量标准。		
2	新建工业企业原则上都应在工业园区内建设并符合相关规划和园区定位，现有重污染行业企业要限期搬入产业对口园区。工业园区应按规定建成污水集中处理设施并稳定达标运行，禁止偷排漏排。加大现有工业园区整治力度，完善污染治理设施，实施雨污分流改造。组织评估依托城镇生活污水处理设施处理园区工业废水对出水的影响，导致出水不能稳定达标的，要限期退出城镇污水处理设施并另行专门处理。依法整治园区内不符合产业政策、严重污染环境的生产项目。	扩能改造项目选址位于安庆石化现有厂区，不新增占地，符合园区用地规划。拟建工程及现有厂区均严格落实雨污分流、污污分流相关要求，企业严格落实在线监测相关要求，安庆石化现有工程污水处理设施可以稳定达标运行。	符合

1.8.1.4 与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》相符性分析

2019 年 6 月 26 日，生态环境部发布了《关于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），安徽省属于重点区域范围，故分析挥发性有机物治理方案与扩能改造项目相关的部分内容，具体内容如下：

表 1.8-3 与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的相符性分析

序号	相关要点摘要	扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	加强设备与场所密闭管理。含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。高 VOCs 含量废水（废水液面上方 100 毫米处 VOCs 检测浓度超过 200ppm，其中，重点区域超过 100ppm，以碳计）的集输、储存和处理过程，应加盖密闭。含 VOCs 物料生产和使用过程，应采取有效收集措施或在密闭空间中操作。	在设计过程中，充分考虑了涉及 VOCs 物料的储存、转运、投料、生产等各环节的无组织废气收集要求。在设计上合理布置生产布局，采用密闭管道输送涉及 VOCs 物料。	符合
2	采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。石化、化工行业重点推进使用低（无）泄漏的泵、压缩机、过滤机、离心机、干燥设备等，密闭式循环水冷却系统。	扩能改造项目含 VOCs 物料生产设备均为密闭自动化生产。	符合
3	鼓励企业采用多种技术的组合工艺，提高 VOCs 治理效率。低浓度、大风量废气，宜采用沸石转轮吸附、活性炭吸附、减风增浓等浓缩技术，提高 VOCs 浓度后净化处理；高浓度废气，优先进行溶剂回收，难以回收的，宜采用高温焚烧、催化燃烧等技术。油气（溶剂）回收宜采用冷凝+吸附、吸附+吸收、膜分离+吸附等技术。低温等离子、光催化、光氧化技术主要适用于恶臭异味等治理；生物法主要	扩能改造项目新建加热炉，新建的加热炉燃烧效率高于 99%，项目航煤发货油气（溶剂）回收采用冷凝+吸附技术	符合

	适用于低浓度 VOCs 废气治理和恶臭异味治理。非水溶性的 VOCs 废气禁止采用水或水溶液喷淋吸收处理。采用一次性活性炭吸附技术的，应定期更换活性炭，废旧活性炭应再生或处理处置。有条件的工业园区和产业集群等，推广集中喷涂、溶剂集中回收、活性炭集中再生等，加强资源共享，提高 VOCs 治理效率。		
4	车间或生产设施收集排放的废气，VOCs 初始排放速率大于等于 3 千克/小时、重点区域大于等于 2 千克/小时的，应加大控制力度，除确保排放浓度稳定达标外，还应实行去除效率控制，去除效率不低于 80%；采用的原辅材料符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的除外，有行业排放标准的按其相关规定执行。	扩能改造项目新建加热炉，新建的加热炉 VOCs 燃烧效率高于 99%	符合
5	全面加大石油炼制及有机化学品、合成树脂、合成纤维、合成橡胶等行业 VOCs 治理力度。重点加强密封点泄漏、废水和循环水系统、储罐、有机液体装卸、工艺废气等源项 VOCs 治理工作，确保稳定达标排放。重点区域要进一步加大其他源项治理力度，禁止熄灭火炬系统长明灯，设置视频监控装置；非正常工况排放的 VOCs，应吹扫至火炬系统或密闭收集处理；含 VOCs 废液废渣应密闭储存；深化 LDAR 工作。严格按照《石化企业泄漏检测与修复工作指南》规定，建立台账，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。加强备用泵、在用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等检测工作，强化质量控制；要将 VOCs 治理设施和储罐的密封点纳入检测计划中。参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》有关设备与管线组件 VOCs 泄漏控制监督要求，对石化企业密封点泄漏加强监管。鼓励重点区域对泄漏量大的密封点实施包袋法检测，对不可达密封点采用红外法检测。	中石化安庆分公司按照文件要求全面开展泄漏检测与修复（LDAR），建立台账，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。装置发生故障时排放的废气送至火炬进行处理。	符合

1.8.1.5 与《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的实施意见》相符性分析

根据《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》（中发〔2018〕17 号）和《中共安徽省委、安徽省人民政府关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的实施意见》（皖发〔2018〕23 号），中共安庆市委安庆市人民政府于 2018 年 11 月 8 日以庆发〔2018〕23 号文发布《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的实施意见》，主要相关内容及相符性如下：

表 1.8-4 与《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的实施意见》的相符性

序号	相关要点摘要	扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	促进经济绿色低碳循环发展。开展重点区域、	扩能改造项目属于安庆石化现有厂区	符合

	重点流域、重点行业和产业布局规划环评，调整优化不符合生态环境功能定位的产业布局、规模和结构。着力构筑沿江1公里、5公里、15公里“三道防线”，全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安庆）经济带。禁止新建化工园区，加大现有化工园区整治力度，加快城市建成区和重点流域等环境敏感区的重污染企业和危险化学品企业搬迁改造；沿江1公里范围内不达标的重污染企业和危险化学品企业2020年前全部依法搬迁或关闭。促进传统产业优化升级，构建绿色产业链体系。	内改造项目，不新增占地，污染物均能达标排放	
2	加强工业企业大气污染综合治理。深化企业环保能力提升年活动，深入推进工业企业全面达标排放，强化工业企业无组织排放管理，推进挥发性有机物排放综合整治。到2020年，挥发性有机物重点排放单位全部完成提升改造。安庆石化热电厂、曙光化工、安徽华泰等企业燃煤锅炉2018年底前完成超低排放改造。	企业采用的各项污染防治措施均可满足最新环保要求，经预测分析项目实施产生的各项污染物经处理后可以满足达标排放要求。项目建设不新增燃煤锅炉，目前安庆石化热电厂已完成超低排放改造工程。企业在生产过程制定了LDAR计划，定期开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。	符合
3	大力推进散煤治理和煤炭消费减量替代。到2020年年底，每小时65蒸吨以下燃煤锅炉全部执行特别排放限值，每小时65蒸吨以上燃煤锅炉全部实施节能和超低排放改造。推广清洁高效燃煤锅炉。2020年年底前，省级以上开发区全部实现集中供热。	扩能改造项目由现有热电工程集中供应蒸汽供热，不新增锅炉，目前安庆石化热电厂已完成超低排放改造工程。	符合
4	着力打好碧水保卫战。深入实施水污染防治行动计划，重点做好“五治”，即治理城镇污染、治理农业农村污染、治理水源地污染、治理工业污染、治理船舶港口污染。	扩能改造项目严格执行水环境保护相关标准和要求，坚持环保优先原则，强化水资源管理。项目现有厂区内污水全部进行有效收集处理，且经专用管道输送至现有污水系统，总排口设置在线监控；项目高度重视水资源节约利用，推行企业用水总量控。	符合
5	扎实推进净土保卫战。全面实施土壤污染防治行动计划，突出重点区域、行业和污染物，有效管控农用地和城市建设用地土壤环境风险。	本次评价开展了土壤环境质量现状调查及监测工作，土壤环境质量满足相应标准要求	符合

1.8.1.6 与《安徽省大气办关于深入开展挥发性有机物污染治理工作的通知》（皖大气办〔2021〕4号）相符性分析

安徽省生态环境厅于2021年6月28日发布《安徽省大气办关于深入开展挥发性有机物污染治理工作的通知》（皖大气办〔2021〕4号），主要相关内容及符合性分析如下：

表1.8-5 与《安徽省大气办关于深入开展挥发性有机物污染治理工作的通知》的相符性

序号	相关要点摘要	扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	制定“一企一案”。243家涉VOCs省级重点企业（含省重点排污单位名录企业）及年排放量超过10吨的企业，8月31日前对方案进行评估完善，及时核实治理效果，并报至省大气办备案。	已落实	符合
2	石化、化工等行业企业检维修前应制定检维修期间VOCs管控方案，并向当地生态环境部门备案同意后方可实施检维修作业。	已落实	符合

1.8.1.7 与《中华人民共和国长江保护法》相符性分析

2020年12月26日，中华人民共和国第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过《中华人民共和国长江保护法》，自2021年3月1日起施行。主要相关内容及符合性分析如下：

表 1.8-6 与《中华人民共和国长江保护法》的相符性

序号	相关要点摘要	扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目	扩能改造项目属于安庆石化现有厂区内改造项目，不新增占地。扩能改造项目选址不在长江及皖河1公里范围内。	符合
2	禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外	扩能改造项目不属于尾矿库	符合
3	禁止在长江流域河湖管理范围内倾倒、填埋、堆放、弃置、处理固体废物	扩能改造项目固废均综合利用或委托有资质单位处置	符合
4	长江流域县级以上地方人民政府应当推动钢铁、石油、化工、有色金属、建材、船舶等产业升级改造，提升技术装备水平；推动造纸、制革、电镀、印染、有色金属、农药、氮肥、焦化、原料药制造等企业实施清洁化改造。企业应当通过技术创新减少资源消耗和污染物排放	扩能改造项目实施后安全环保水平较改造前提升，能耗较改造前降低，非甲烷总烃的排放也较改造前降低。	符合

1.8.1.8 与《长江岸线保护和开发利用总体规划》相符性分析

2016年9月，水利部、国土资源部正式印发由长江委技术牵头编制完成的《长江岸线保护和开发利用总体规划》（以下简称《岸线规划》）。《岸线规划》全面分析了长江岸线保护和开发利用存在的主要问题及经济社会发展对岸线开发利用的要求；按照岸线保护和开发利用需求，划分了岸线保护区、保留区、控制利用区及开发利用区等四类功能区，并对各功能区提出了相应的管理要求。扩能改造项目位于中石化安庆分公司现有航煤加氢装置区范围内，不新增征地，选址不在长江及皖河1公里范围内。

1.8.1.9 与“两高”项目及碳排放相关政策符合性分析

2022年6月21日，安徽省节能减排及应对气候变化工作领导小组办公室印发《安徽省“两高”项目管理名录（试行）的通知》[皖节能〔2022〕2号]，根据名录项目属于“两高”项目。

表 1.8-7 “两高”项目管理名录

序号	行业	国民经济行业分类名称	行业小类代码	包含内容
1	石化	原油加工及石油制品制造	2511	炼油
2	焦化	炼焦	2521	煤制焦炭、石油焦（焦炭类）、沥青焦、其他原材料生产焦炭、机炭、型焦、土焦、半焦炭、其他工艺生产焦炭、矿物油焦、兰炭
3	煤化工	煤制液体燃料生产	2523	甲醇、烯烃、乙二醇
4	化工	无机碱制造	2612	烧碱、纯碱
5		无机盐制造	2613	电石
6		有机化学原料制造	2614	醋酸、乙烯、对二甲苯、丁二醇、二苯基甲烷二异氰酸酯、乙酸乙烯酯、用汞的氯乙烯
7		基础化学原料制造	2619	黄磷
8		氮肥制造	2621	合成氨、氮肥（含尿素）
9		磷肥制造	2622	磷酸一铵、磷酸二铵
10		初级形态塑料及合成树脂制造	2651	用汞的聚氯乙烯
11	建材	水泥制造	3011	水泥熟料
12		石灰和石膏制造	3012	石灰
13		黏土砖瓦及建筑砌块制造	3031	烧结砖瓦，不包括资源综合利用项目
14		平板玻璃制造	3041	平板玻璃，不包括光伏压延玻璃、显示玻璃
15		建筑陶瓷制品制造	3071	建筑陶瓷
16		卫生陶瓷制品制造	3072	卫生陶瓷
17		耐火材料制品制造	3081/3082/3089	烧结工序制造的硅砖、镁铬砖、铝含量 42%以下的粘土砖、不包括资源综合利用项目
18		石墨及碳素制品制造	3091	铝用碳素
19	钢铁	炼铁	3110	炼钢用高炉生铁、直接还原铁、熔融还原铁
20		炼钢	3120	非合金钢粗钢、低合金钢粗钢、合金钢粗钢(不包括高炉—转炉长流程炼钢就地改造转型发展电炉短流程炼钢等未增加产能的技术改造项目）
21		铁合金冶炼	3140	普通铁合金、特种铁合金、锰的冶炼、铁基合金粉末
22	有色	铜冶炼	3211	铜冶炼，不包括再生铜冶炼项目
23		铅锌冶炼	3212	铅冶炼、锌冶炼，不包括再生铅、再生锌冶炼项目
24		铝冶炼	3216	氧化铝(不包括以铝酸钠、氢氧化铝或氧化铝为原料深加工形成的非冶金级氧化铝)、电解铝
25		硅冶炼	3218	工业硅
26	煤电	火力发电	4411	燃煤发电
27		热电联产	4412	燃煤热电联产

表 1.8-8　与两高”项目及碳排放相关政策符合性分析相符性分析

环保政策文件	政策文件要求	本项目情况	符合性分析
《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)	(三)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。	本项目符合生态保护法律法规，扩能改造项目实施后碳排放量整体保持不变。满足生态环境准入清单要求，扩能改造项目位于安庆市安庆石化化工园区内，园区总体规划环境影响评价已于 2024 年 8 月 6 日获得审查意见,符合规划环评的产业定位。	符合
	(四)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。	扩能改造项目实施后全厂污染物排放量有没有增加。	符合
	(六)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。	本项目采用先进的工艺技术和装备，本报告要求建设单位制定并严格落实防治土壤与地下水污染的措施；本项目不建设燃煤自备锅炉。	符合
《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)	(三)工业领域碳达峰行动。		
	5.推动石化化工行业碳达峰。优化产能规模和布局，加大落后产能淘汰力度，有效化解结构性过剩矛盾。严格项目准入，合理安排建设时序，严控新增炼油 和传统煤化工生产能力，稳妥有序发展现代煤化工。引导企业转变用能方式，鼓励以电力、天然气等替代煤炭。调整原料结构，控制新增原料用煤，拓展富氢原料进口来源，推动石化化工原料轻质化。优化产品结构，促进石化化工与煤炭开采、冶金、建材、化纤等产业协同发展，加强炼厂干气、液化气等副产气体高效利用。鼓励企业节能升级改造，推动能量梯级利用、物料循环利用。到	经过与产业政策对照，本项目不属于落后产能及过剩产能。项目使用燃料为脱硫后的燃料气,扩能改造项目实施后,全厂 CO_2 排放量不增加。	符合

	2025 年，国内原油一次加工能力控制在 10 亿吨以内，主要产品产能利用率提升至 80%以上。		
	6.坚决遏制“两高”项目盲目发展。采取强有力措施，对“两高”项目实行清单管理、分类处置、动态监控。全面排查在建项目，对能效水平低于本行业能耗限额准入值的，按有关规定停工整改，推动能效水平应提尽提，力争全面达到国内乃至国际先进水平。科学评估拟建项目，对产能已饱和的行业，按照“减量替代”原则压减产能；对产能尚未饱和的行业，按照国家布局和审批备案等要求，对标国际先进水平提高准入门槛；对能耗量较大的新兴产业，支持引导企业应用绿色低碳技术，提高能效水平。深入挖潜存量项目，加快淘汰落后产能，通过改造升级挖掘节能减排潜力。强化常态化监管，坚决拿下不符合要求的“两高”项目。	扩能改造项目不属于产能已饱和的行业，项目扩能改造后加热炉热效率提高，整体清洁生产水平提高。	
《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	四、深度调整产业结构		
	(七)坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。新建、扩建钢铁、水泥、平板玻璃、电解铝等高耗能高排放项目严格落实产能等量或减量置换，出台煤电、石化、煤化工等产能控制政策。未纳入国家有关领域产业规划的，一律不得新建改扩建炼油和新建乙烯、对二甲苯、煤制烯烃项目。合理控制煤制油气产能规模。提升高耗能高排放项目能耗准入标准。加强产能过剩分析预警和窗口指导。	(七)扩能改造项目不在“坚决遏制高耗能高排放项目”之列。	符合
	五、加快构建清洁低碳安全高效能源体系		
	(九)强化能源消费强度和总量双控。坚持节能优先的能源发展战略，严格控制能耗和二氧化碳排放强度，合理控制能源消费总量，统筹建立二氧化碳排放总量控制制度。 (十)大幅提升能源利用效率。把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域，持续深化工业、建筑、交通运输、公共机构等重点领域节能。(十一)严格控制化石能源消费。 (十二)积极发展非化石能源。实施可再生能源替代行动，大力发展风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等，不断提高非化石能源消费比重。统筹推进氢能“制储输用”全链条发展。	(九)扩能改造项目尽可能优化工艺及公用工程的配置，提高能源综合利用率，采用低能耗清洁生产工艺技术，提升能量利用水平；扩能改造后全厂碳排放未增加。 (十)扩能改造项目加热炉采用能量梯级利用。	符合

1.8.1.10 与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》的符合性分析

表 1.8-9 与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》的相符性分析

序号	相关要点摘要	扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	禁止未经许可在长江干支流及湖泊新设、改设或扩大排污口	扩能改造项目依托安庆石化现有排污口，不新增排污口。	符合
2	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目	扩能改造项目为在安庆石化现有厂区的航煤加氢站装置原址进行扩能改造，不新增占地。航煤加氢装置扩能改造项目不在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内	符合
3	禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外	本项目不涉及尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库	符合
4	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目	扩能改造项目在安徽省安庆化学工业区内，2021 年 4 月 19 日，安徽省人民政府《关于同意认定第一批安徽省化工园区的批复》（皖政秘〔2021〕93 号），同意认定安庆石化化工园区为第一批安徽省化工园区之一。	符合
5	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目	本次扩能改造，全厂石油炼化总规模保持不变，仅对产品方案进行调整。	符合
6	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放项目	本次扩能改造，全厂石油炼化总规模保持不变，仅对产品方案进行调整。扩能改造全厂的污染物排放量不增加	符合

1.8.1.11 与《中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》的符合性分析

表 1.8-10 与《中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》的相符性分析

序号	相关要点摘要	航煤加氢装置扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。严把高耗能高排放项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能	扩能改造项目改造后全厂能耗整体保持不变，污染物排放量也未增加。	符合
2	重点区域严禁新增钢铁、焦化、水泥熟料、平板玻璃、电解铝、氧化铝、煤化工产能，合理控制煤制油气产能规模，严控新增炼油产能	项目扩能改造前后，全厂的炼油产能不变。	符合

1.8.1.12 与《安徽省生态环境厅关于加强化工行业建设项目环境管理的通知》（皖环发〔2020〕73 号）的符合性分析

表 1.8.1-11 与《安徽省生态环境厅关于加强化工行业建设项目环境管理的通知》（皖环发〔2020〕73 号）的相符性分析

序号	相关要点摘要	扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	在长江、淮河、新安江流域建设化工项目的，要严格执行《中共安徽省委安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见》的要求	扩能改造项目严格执行《中共安徽省委安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见》的要求	符合
2	化工项目环境影响评价应科学预测评价突发性事件或事故可能引发的环境风险，提出合理有效的环境风险防范和应急措施	扩能改造项目环境风险评价章节已科学预测评价突发性事件或事故可能引发的环境风险，并提出合理有效的环境风险防范和应急措施	符合

1.8.1.13 与《安徽省经济和信息化厅安徽省发展和改革委员会安徽省自然资源厅安徽省生态环境厅安徽省应急管理厅关于进一步规范化工项目建设管理的通知》（皖经信原材料函〔2022〕73 号）的符合性分析

表 1.8-12 与《关于进一步加强化工项目建设管理的通知》（皖经信原材料函〔2022〕73 号）的相符性分析

序号	相关要点摘要	扩能改造项目建设情况	符合性分析
1	禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目；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。	扩能改造项目为在安庆石化现有厂区航煤加氢装置原址的实施的改造项目，不新增占地。选址不在长江干支岸线 1 公里范围内。	符合
2	长江干流岸线 5 公里范围内，严格控制新建石油化工和煤化工等重化工、重污染项目。	扩能改造项目不属于新建项目，项目实施后全厂的炼油产能不变，污染物排放不增加，仅对产品方案进行调整	符合
3	新（改、扩）建化工项目应与“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）相协调，并符合国土空间规划及规划环评要求，按有关规定设置合理的环境防护距离，环境防护距离内不得有居民区、学校、医院等环境敏感目标。	扩能改造项目与“三线一单”相协调，并符合园区产业定位、园区规划及规划环评要求，并按有关规定设置合理的环境防护距离。	符合
4	新（改、扩）建化工项目污染物排放执行相应行业特别排放限值，采取有效措施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废物属性分类收集、贮存和处理，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。	扩能改造项目废气执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93)及《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015（含 2024 修改单）。生产废水经处理达标排放。	符合

1.8.1.14 与《中共安徽省委安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见》（升级版）（皖发〔2021〕19 号）的符合性分析

表 1.8-14 与《中共安徽省委安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见》（升级版）的实施意见相符性

序号	政策要求	相符性分析	符合性
1	严禁 1 公里范围内新建化工项目	扩能改造项目为在安庆石化现有厂区的改造项目，不新增占地，不新增占地。扩能改造项目选址不在长江及皖河 1 公里范围内。	符合
2	严控 5 公里范围内新建重化工污染项目。长江干流岸线 5 公里范围内，全面落实长江岸线功能定位要求，实施严格的化工项目市场准入制度，除提升安全、环保、节能水平，以及质量升级、结构调整的改扩建项目外，严控新建石油化工和煤化工等重化工、重污染项目	本项目位于长江干流岸线 5 公里范围。本项目不属于新建项目，项目实施后全厂的炼油产能不变，污染物排放不增加，仅对产品方案进行调整，不属于长江干流岸线 5 公里范围内严控项目类别。项目位于安庆石化现有厂区的航煤加氢装置原址，不新增用地，符合园区产业规划。	符合
3	严管 15 公里范围内新建项目	本项目不属于新建项目，项目实施后全厂的炼油产能不变，仅对产品方案进行调整	符合
4	严控新增耗煤项目，大气污染防治重点区域内新（改、扩）建项目实施煤炭消费减量替代	本属于不新增耗煤项目	符合
5	重点排污单位依法安装使用污染物排放自动监测设备，规范监测和运维，并依法公开排污信息	安庆石化已安装使用污染物排放自动监测设备，规范监测和运维，并依法公开排污信息	符合

1.8.1.15 与《安徽省空气质量持续改善行动方案》符合性分析

为持续深入打好蓝天保卫战，保障人民群众身体健康，以空气质量持续改善推动经济高质量发展，根据国务院《空气质量持续改善行动计划》要求，2024 年 6 月 26 日安徽省人民政府发布《安徽省空气质量持续改善行动方案》。

表 1.8-15 与《安徽省空气质量持续改善行动方案》相符性分析

序号	政策要求	相符性分析	符合性
1	（四）有序推动落后产能淘汰。严格执行《产业结构调整指导目录》。综合运用能耗、环保、质量、安全、技术等要求，依法依规推动落后产能退出，逐步退出限制类涉气行业工艺和装备。有序推动生产设施老旧、工艺水平落后、环境管理水平低下的独立焦化、烧结、球团、热轧企业和落后煤炭洗选企业退出市场。逐步淘汰步进式烧结机和球团竖炉以及半封闭式硅锰合金、镍铁、高碳铬铁、高碳锰铁电炉。严禁违规新增钢铁、水泥（熟料）、焦化、电解铝、平板玻璃（不含光伏压延玻璃）产能。鼓励钢铁行业龙头企业实施兼并重组，到 2025 年，短流程炼钢产量占比达 15%	扩能改造项目实施前后不涉及焦化装置的产能变动，扩能改造项目尽可能提高能源综合利用率，采用低能耗清洁生产工艺技术，提升能量利用水平。	符合

	（十八）加强 VOCs 综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理站所高浓度有机废气单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气密闭收集处理。石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。 （十九）加快低（无）VOCs 原辅材料替代。严格控制生产和使用高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目。推动现有高 VOCs 含量产品生产企业加快产品升级转型，提高低（无）VOCs 含量产品比重。加大工业涂装行业、包装印刷行业及电子行业低（无）VOCs 含量原辅材料替代力度。室外构筑物 防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs 含量涂料。严格执行 VOCs 含量限值标准，确保生产、销售、进口、使用符合标准的产品。	项目改造前后全厂石油炼化规模不变，仅产品方案进行了调整，同时项目原有加热炉使用年限较久，腐蚀较为严重，项目实施后安全环保水平较改造前略有提升。针对生产装置无组织废气，建设单位对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄露的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，减少和防止跑、冒、滴、漏现象	符合
2	（十一）推动货物运输清洁化。大宗货物中长距离运输优先采用铁路、水路运输，短距离运输优先采用封闭式皮带廊道或新能源车船。推进多式联运，大宗货物“散改集”，集装箱铁水联运量力争年均增长 15%。在合肥市推广采取公铁、公水联运等“外集内配”物流方式。将清洁运输作为煤矿、钢铁、火电、水泥、有色、焦化、煤化工等行业新改扩建项目审核和监管重点。到 2025 年，铁路、水路货运量分别比 2020 年增长 10%和 12%左右，钢铁、煤炭、焦化、火电、有色等行业清洁运输（含新能源车）比例达到 80%，建材（含砂石骨料）清洁运输比例达到 60%。加强铁路专用线和联运转运衔接设施建设，最大程度发挥既有线路效能，精准补齐工矿企业、港口、物流园区铁路专用线短板，“十四五”末基本实现长江干线港口铁水联运设施联通。	扩能改造项目实施前后不涉及厂区内焦化产能的变动。项目改造前后全厂石油炼化规模不变，仅产品方案进行了调整，项目在设计过程中，充分考虑了涉及 VOCs 物料的储存、转运、投料、生产等各环节的无组织废气收集要求。在设计上合理布置生产布局，采用密闭管道输送涉及 VOCs 物料。	符合
3	（二十）加快涉气重点行业深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全省钢铁冶炼企业、燃煤锅炉全面完成超低排放改造，独立烧结、球团、热轧企业参照钢铁超低排放标准力争完成改造。推进重点行业深度治理，推进燃气锅炉低氮燃烧改造。生物质锅炉采用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施。推进整合小型生物质锅炉，积极引导城市建成区内生物质锅炉（含电力）超低排放改造。减少非正常工况排放，重点涉气企业逐步取消烟气和含 VOCs 废气旁路。	扩能改造项目不涉及锅炉，项目改造前后全厂石油炼化规模不变，仅产品方案进行了调整，项目扩能改造后全厂污染物排放量保持不变。	符合

1.8.1.16 与《石化建设项目环境影响评价文件审批原则》符合性分析

序号	审批原则要求	相符性分析	符合性
1	本审批原则适用于以原油、重油等为原料生产汽油馏分、柴油馏分、燃料油、石油蜡、石油沥青、润滑油和石油化工原料，以及以石油馏分、天然气为原料生产有机化学品或者以有机化学品为原料生产新的有机化学品、合成树脂、合成纤维、合成橡胶等执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571）、《合成树	项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中精炼石油产品制造 251，适用该审批原则。	符合

	脂工业污染物排放标准》（GB31572）的石油化学工业建设项目环境影响评价文件的审批，具体涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中精炼石油产品制造 251、基础化学原料制造 261、合成材料制造 265 行业中的石油化学工业建设项目。		
2	项目应符合生态环境保护相关法律法规、法定规划以及相关产业结构调整、区域及行业碳达峰碳中和目标、煤炭消费总量控制、重点污染物排放总量控制等政策要求。新建、改扩建炼油和新建乙烯、对二甲苯、二苯基甲烷二异氰酸酯（MDI）项目应符合国家批准的石化产业规划布局方案等有关产业规划。	项目符合生态环境保护相关法律法规、法定规划以及相关产业结构调整、区域及行业碳达峰碳中和目标、煤炭消费总量控制、重点污染物排放总量控制等政策要求。本项目不属于改扩建炼油，项目仅对现有航煤加氢装置进行扩能改造，全厂的石油炼化规模保持不变。	符合
3	项目选址应符合生态环境分区管控要求。新建、扩建建设项目应布设在依法合规设立的产业园区，并符合园区规划及规划环境影响评价要求。项目选址不得位于长江干支流岸线一公里范围内、黄河干支流岸线管控范围内等法律法规明令禁止的区域，应避开生态保护红线，尽可能远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。	本项目选址位于中国石油化工股份有限公司安庆分公司现有厂区内，项目在现有航煤加氢装置原址进行建设，符合生态环境分区管控要求。本项目位于安庆石化化工园区内，项目建设符合园区规划及规划环境影响评价要求。 本项目选址不在长江干支流岸线一公里范围，项目生产装置距离长江 2.46 公里，项目选址选址不涉及生态保护红线，项目装置周边无居民集中区、医院、学校等环境敏感区。	符合
4	新建、扩建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、污染物排放量和资源综合利用等应达到行业先进水平。炼油、乙烯、对二甲苯项目能效应达到行业标杆水平。鼓励使用绿色原料、工艺及产品，使用清洁燃料、绿电、绿氢。鼓励实施循环经济，统筹利用园区内上下游资源。强化节水措施，减少新鲜水用量。具备条件的地区，优先使用再生水、海水淡化水，采用海水作为循环冷却水；缺水地区优先采用空冷、闭式循环等节水技术。	本次扩能改造项目采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗、污染物排放量和资源综合利用到行业先进水平。本次扩能改造项目不涉及炼油、乙烯、对二甲苯。项目使用绿色原料、工艺及产品，项目使用使用脱硫干气清洁燃料、绿电、绿氢。鼓励实施循环经济，统筹利用园区内上下游资源。项目采取相应的节水措施。	符合
5	项目优先采用园区集中供热供汽，鼓励使用可再生能源，原则上不得配备燃煤自备电厂，不设或少设自备锅炉。确需建设自备电厂的，应符合国家及地方的相关规划和排放控制要求。加热炉、转化炉、裂解炉等应使用脱硫干气等清洁燃料，采取低氮燃烧等氮氧化物控制措施；催化裂化装置和动力站锅炉等应采取必要的脱硫、脱硝和除尘措施；其他有组织工艺废气应采取有效治理措施，减少污染物排放；原则上不得设置废气旁路，确需保留的应急类旁路，应安装流量计等自动监测设备。上下游装置间宜通过管道直接输送，减少中间储罐；通过优化设备、储罐选型，加	本项目不设置锅炉。项目裂解炉等使用脱硫干气等清洁燃料，采取低氮燃烧等氮氧化物控制措施；催化裂化装置采取必要的脱硫、脱硝和除尘措施；其他有组织工艺废气应采取有效治理措施，减少污染物排放；原则上不得设置废气旁路，确需保留的应急类旁路，应安装流量计等自动监测设备。项目上下游装置间通过管道直接输送，减少中间储罐；项目通过优化设备、储罐选型，加强源头、过程、末端全流程	符合

	强源头、过程、末端全流程管控，减少污染物无组织排放；挥发性有机液体装载优先采用底部装载， 采用顶部浸没式装载的应采用高效密封方式；废水预处理、污泥储存处置等环节密闭化；有机废气应收尽收，鼓励污水均质罐、污油罐、浮渣罐及酸性水罐有机废气收集处理；依据废气特征、挥发性有机物组分及浓度、生产工况等合理选择治理技术，高、低浓度有机废气分质收集处理，高浓度有机废气宜单独收集治理，优先回收利用，无法回收利用的采用预处理+催化氧化、焚烧等高效处理工艺，除单一恶臭异味治理外， 一般不单独使用低温等离子、光催化、光氧化等技术；明确设备泄漏检测与修复（LDAR）制度。非正常工况排气应收集处理，优先回收利用。动力站锅炉烟气应符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271）或《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223)要求；恶臭污染物应符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554)要求；其他污染物排放及控制应符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB 31571）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572）等要求。大宗物料中长距离运输优先采用铁路、管道或水路运输，厂区内或短途接驳优先使用国六排放标准的运输工具或新能源车辆、管道或管状带式输送机等清洁运输方式。合理设置大气环境防护距离，环境防护距离范围内不应有居民区、学校、医院等环境敏感目标。	管控，减少污染物无组织排放；项目挥发性有机液体装载优先采用底部装载，采用顶部浸没式装载的应采用高效密封方式；废水预处理、污泥储存处置等环节密闭化；有机废气应收尽收，鼓励污水均质罐、污油罐、浮渣罐及酸性水罐有机废气收集处理；项目依据废气特征、挥发性有机物组分及浓度、生产工况等合理选择治理技术，高、低浓度有机废气分质收集处理，高浓度有机废气优先回收利用，无法回收利用的采用焚烧等高效处理工艺，项目废气治理不单独使用低温等离子、光催化、光氧化等技术；企业已明确设备泄漏检测与修复（LDAR）制度。项目对非正常工况排气收集处理，优先回收利用。项目恶臭污染物符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554）要求；其他污染物排放及控制符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570）、《石油化学工业污染物排放标准》等要求。企业大宗物料中长距离运输优先采用铁路、管道或水路运输，厂区内或短途接驳优使用国六排放标准的运输工具或新能源车辆、管道或管状带式输送机等清洁运输方式。企业已合理设置大气环境防护距离，环境防护距离范围内环境敏感目标等处于搬迁之中。	
6	将温室气体排放纳入建设项目环境影响评价，核算建设项目温室气体排放量，推进减污降碳协同增效，推动减碳技术创新示范应用。鼓励有条件的地区、企业采取风光水电、非粮生物质等可再生能源资源制氢，二氧化碳合成甲醇、烯烃、芳烃、可降解塑料、碳酸二甲酯、聚酯、二甲醚等化工产品，二氧化碳高效和低成本捕集、输送、长期稳定封存等减碳技术。	本次评价已将温室气体排放纳入建设项目环境影响评价，项目核算建设项目温室气体排放量，项目优化加热炉。加热炉热效率提高，单位产品温室气体排放量有所减少。	符合
7	做好雨污分流、清污分流、污污分流。废水分类收集、分质处理、优先回用，含油废水、含硫废水经处理后最大限度回用，含盐废水进行适当深度处理，污染雨水收集处理。严禁生产废水未经处理或未有效处理直接排入城镇污水处理系统。项目排放的废水污染物应符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572）等要求。	企业已做好雨污分流、清污分流、污污分流。废水分类收集、分质处理、优先回用，含油废水、含硫废水经处理后最大限度回用，含盐废水进行适当深度处理，污染雨水收集处理。项目严禁生产废水未经处理或未有效处理直接排入城镇污水处理系统。项目排放的废水污染物应符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570）、《石油化学工业污染物排放标准》(GB31571)、《合成树脂工业污染物排放标准》	符合

		（GB31572）等要求。	
8	土壤和地下水污染防治应坚持源头控制、分区防控、跟踪监测和应急响应的防控原则。对涉及有毒有害物质的生产装置、设备设施及场所， 需提出防腐蚀、防渗漏、防扬散等土壤污染防治具体措施，并根据环境保护目标的敏感程度、项目平面布局、水文地质条件等采取防渗措施，提出有效的土壤、地下水监控和应急方案，符合《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934）等相关要求。对于可能受影响的地下水环境敏感目标，应提出保护措施，涉及饮用水功能的，强化地下水环境保护措施，确保饮用水安全。可能造成地下水污染的建设项目不得位于泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域。	项目土壤和地下水污染防治坚持源头控制、分区防控、跟踪监测和应急响应的防控原则。项目对涉及有毒有害物质的生产装置、设备设施及场所，需提出防腐蚀、防渗漏、防扬散等土壤污染防治具体措施，并根据环境保护目标的敏感程度、项目平面布局、水文地质条件等采取防渗措施，提出有效的土壤、地下水监控和应急方案，符合《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934）等相关要求。项目对于可能受影响的地下水环境敏感目标，应提出保护措施，涉及饮用水功能的，强化地下水环境保护措施，确保饮用水安全。项目选址不在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域。	符合
9	按照减量化、资源化、无害化的原则，妥善处理处置固体废物。 一般工业固体废物应通过项目自身或委托其他企业综合利用，无法综合利用的就近妥善处置，需要在厂内贮存的应按规定建设贮存设施、场所。大型炼化一体化等产生危险废物量较大的石化项目宜立足于自身或依托园区危险废物集中设施处置。危险废物和一般工业固体废物贮存和处置应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597）及其修改单、《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）、《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484）等相关要求。	项目按照减量化、资源化、无害化的原则，妥善处理处置固体废物。一般工业固体废物应通过项目自身或委托其他企业综合利用。项目产生的危险废物部分依托石油炼化一体化项目处置，部分依托园区危险废物集中设施处置。危险废物和一般工业固体废物贮存和处置符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597）及其修改单、《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）、《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484）等相关要求。	符合
10	优化厂区平面布置，优先选用低噪声设备和工艺，采取减振、隔声、消声等措施有效控制噪声污染，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。位于噪声敏感建筑物集中区域的改建、扩建项目，应强化噪声污染防治措施，防止噪声污染。	优化厂区平面布置，优先选用低噪声设备和工艺，采取减振、隔声、消声等措施有效控制噪声污染，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。本次项目装置在航煤加氢装置原址建设，项目航煤加氢装置位于厂区中心内部区域，不在噪声敏感建筑物集中区域，本装置周边 500m 范围无居民点，建设对周边噪声环境影响较低。	符合
11	严密防控项目环境风险，建立完善的环境风险防控体系，提升环境风险防控能力。环境风险防范和应急措施合理、有效。确保具备事故废水有效收集和妥善处理的能力。针对项目可能产生的突发环境事件制定有	企业已落实环境风险防范措施，环境风险防范和应急措施合理、有效。本次项目全厂石油炼化规模未增加。项目原有加热炉使用年限较久，腐蚀较为严重，项目实施后安全环	符合

	效的风险防范和应急措施， 建立项目及区域、园区环境风险防范与应急管理体系，提出运行期突发环境事件应急预案编制要求。	保水平较改造前略有提升。企业已设置事故废水有效收集措施，编制环境风险应急预案。本次项目及区域、园区环境风险防范与应急管理体系，项目建成运行后及时修编突发环境事件应急预案。	
12	改、扩建项目全面梳理涉及的现有工程存在的环保问题或减排潜力，应提出有效整改或改进措施。	本次评价全面梳理涉及的现有工程存在的环保问题，以新代老，提出了有效整改或改进措施。	符合
13	新增主要污染物排放量的建设项目应执行《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》（环办环评〔2020〕36 号）。项目所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的因子，原则上其对应的国家实施排放总量管控的重点污染物实行区域等量削减。项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的因子，其对应的主要污染物须进行区域倍量削减。二氧化氮超标的，对应削减氮氧化物；细颗粒物超标的，对应削减二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和挥发性有机物；臭氧超标的，对应削减氮氧化物、挥发性有机物。区域削减措施原则上应与建设项目位于同一地级市或市级行政区域内同一流域。地级市行政区域内削减量不足时，可来源于省级行政区域或省级行政区域内的同一流域。配套区域削减措施应为评价基准年后拟采取的措施，且纳入区域重点减排工程的措施不能作为区域削减措施。	本次项目建成后，未新增主要污染物排放量。	符合
14	明确项目实施后的环境管理要求和环境监测计划。根据行业自行监测技术指南要求，制定废水、废气污染物排放及厂界环境噪声监测计划并开展监测，排污口或监测位置应符合技术规范要求。重点排污单位污染物排放自动监测设备应依法依规与生态环境主管部门的监控设备联网。涉及水、大气有毒有害污染物名录中污染物排放的，还应依法依规制定周边环境监测计划。	已明确项目实施后的环境管理要求和环境监测计划。已根据行业自行监测技术指南要求，制定废水、废气污染物排放及厂界环境噪声监测计划并开展监测，排污口或监测位置应符合技术规范要求。本项目为重点排污单位，污染物排放自动监测设备已经依法依规与生态环境主管部门的监控设备联网。本次航煤加氢装置扩能改造不涉及水、大气有毒有害污染物名录中污染物排放的污染物。	符合
15	按相关规定开展信息公开和公众参与。	项目已按相关规定开展信息公开和公众参与	符合
16	环境影响评价文件编制规范，基础资料数据应符合实际情况，内容完整、准确，环境影响评价结论明确、合理，符合环境影响评价技术导则或建设项目环境影响报告表编制技术指南要求。	本项目环境影响评价文件编制规范，基础资料数据符合实际情况，内容完整、准确，环境影响评价结论明确、合理，符合环境影响评价技术导则要求。	符合

1.8.2 规划符合性及选址合理性分析

1.8.2.1 与《安庆市城市总体规划》（2010-2030 年）（2018 年修改）的符合性分析

根据《安庆市城市总体规划》，安庆市工业用地主要为三大工业区：城西工业区、城东

工业区和安庆经济技术开发区工业区。

西部工业组团包括安庆石化、安庆化工园区凤凰片区、安庆高新技术产业开发区等工业集群主体，是安庆市最为重要的化工核心产业集聚区。其中，安庆石化、安庆化工园区凤凰片区、安庆高新技术产业开发区为三类工业用地，以石油化工、石化深加工、精细化工、高分子化工、生物工程和制药产业及高分子材料和新型材料产业为主。

扩能改造项目为在安庆石化现有厂区的改造项目，不新增占地，与《安庆市城市总体规划》（2010-2030年）（2018年修改）相符。

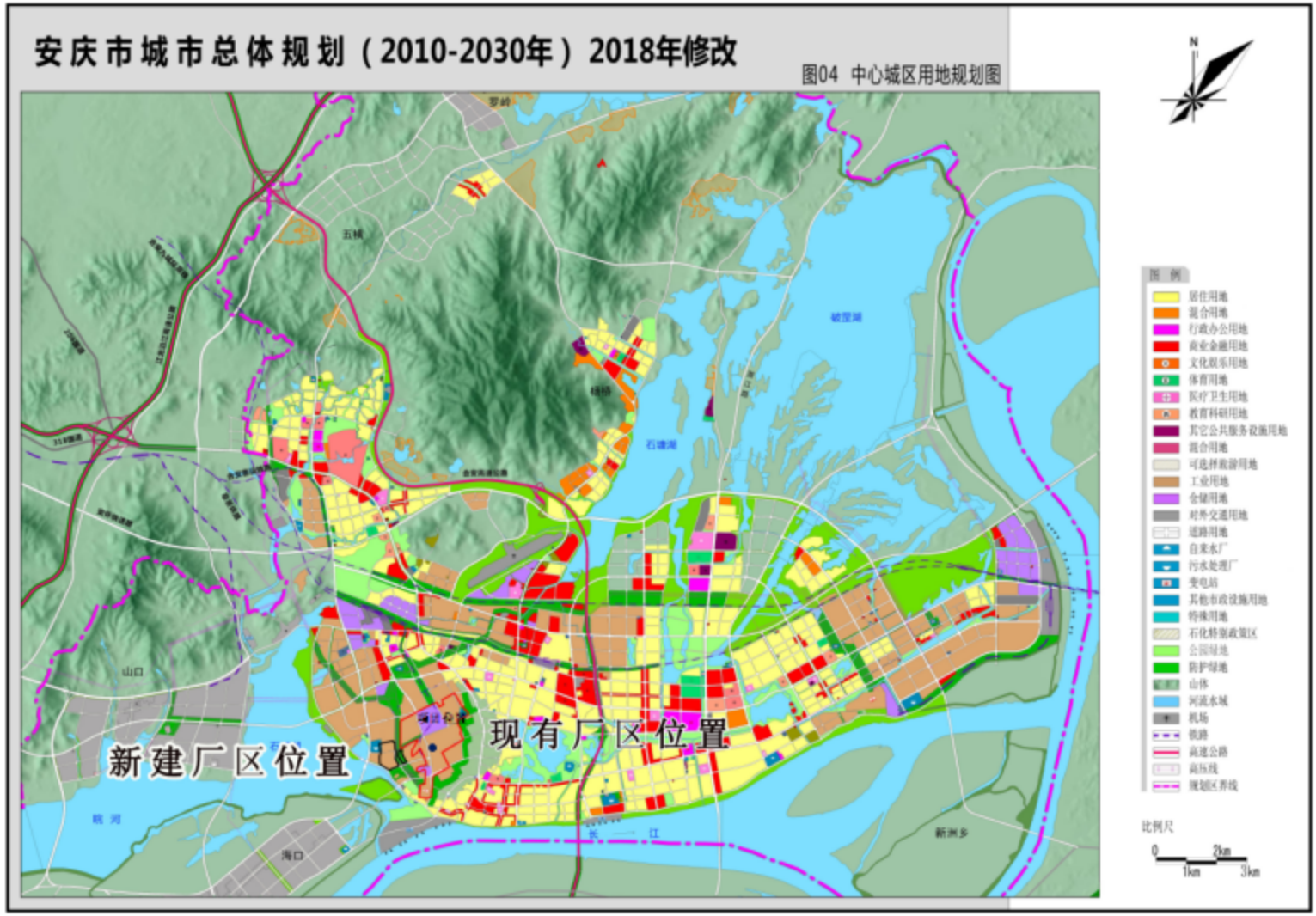


图 1.8-1 安庆市城市总体规划图

1.8.2.2 与《安庆石化化工园区总体发展规划（2022-2035 年）环境影响报告书》符合性分析

根据《安庆石化化工园区总体发展规划（2022-2035 年）环境影响报告书》及相关批复意见，安庆石化现有厂区在规划的安庆石化化工园区总规划面积 382.52 公顷范围内，扩能改造项目为在安庆石化现有厂区航煤加氢装置原址进行扩能改造。安庆石化化工园区的总体目标是：适度扩大炼油加工规模，充分利用现有资源，积极发展高端化工新材料所需的化工原料，稳妥推进新能源产业，实现更高质量、更有效益的发展，将安庆石化化工园区建设成为科技创新引领、产业特色突出、竞争优势明显、发展活力充沛的特色炼化和新材料一体化园区。

扩能改造项目在现有厂区内对航煤加氢装置扩能改造，石油炼化总规模保持 800 万吨每年不变，符合《安庆石化化工园区总体发展规划（2022-2035 年）环境影响报告书》的总体规划。扩能改造项目的建设是化工装置的改造项目，提升了安全及环保水平，符合总体规划环评要求。扩能改造项目严格执行各项环境保护标准，针对生产过程中外排的“三废”采取相应的治理措施，符合规划环境影响报告书及批复的要求。

表 1.8-19 扩能改造项目与安庆石化化工园区规划环评审查意见符合性

序号	安庆化学工业区规划环评审查意见	扩能改造项目实际建设情况	符合性分析
1	产业定位是：以炼油和石化产品精深加工为主线，以煤化工和生物质化工为两翼，重点发展清洁油品、合成材料、精细专用化学品、化工新材料及合成材料加工等产品，成为长江沿线上又一综合性国家石油化工基地。	扩能改造项目为炼油的下游配套工程，在现有厂区内对航煤加氢装置扩能改造，石油炼化总规模保持 800 万吨每年不变	符合
2	进一步优化规划区域的空间布局，合理布置区内建设项目。按《报告书》要求，凤凰片区和山口片区应设置足够的防护距离，并在化学工业区和居民区之间设置一定宽度的绿化隔离带。安庆市人民政府应根据规划内项目建设进度，制定拆迁安置方案，对规划区域及防护距离内的居民等环境敏感目标逐步实施搬迁，并确保搬迁居民生活质量和环境质量不降低。	原《中国石油化工股份有限公司安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级项目》已设防护距离（1300m）包络线，本次扩能改造项目在航煤加氢装置原址实施改造，项目改造后污染物排放量不增加，项目实施后环境防护距离不突破原设计距离，仍为石化厂界外延 1300m。	符合
3	结合区域供水、排水、供气等规划，合理确定园区开发规模、强度。结合区域环境质量现状，强化废水污染防治基础设施建设要求和排放要求，保障受纳水体的水环境功能及相关考核断面水质达标。加强危险废物、一般固体废物管理，保障各类固体废物妥善处理处置。	扩能改造项目严格执行水环境保护相关标准和要求，坚持环保优先原则，强化水资源管理。扩能改造项目装置改造的同时。扩能改造项目依托现有危废临时贮存场所，暂存后均委托有危废处置资质单位处理，该危险废物临时贮存房建设满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)	符合

		的要求。危险废物按照不同的类别和性质，分别存放于专门的容器中。	
4	统筹考虑园区污染物排放、大气环境保护、水环境保护、环境风险防范、环境监测等管理要求，健全风险防范体系，落实环境风险防范三级防控措施，制定园区环境风险防范应急预案，定期开展风险应急演练。落实规划实施过程中环境监控计划。适时开展环境影响跟踪评价	中石化安庆分公司已编制突发环境事件应急预案，成立环境风险应急处理组织机构，建立突发事件的环境应急响应制度，并按时进行各项演练，防止环境污染事故发生。为了防范和控制发生事故或事故处理过程中产生的物料泄漏和消防废水对周边水体环境的污染和危害，降低环境风险，安庆分公司对事故废水进行三级防控体系管理。	符合

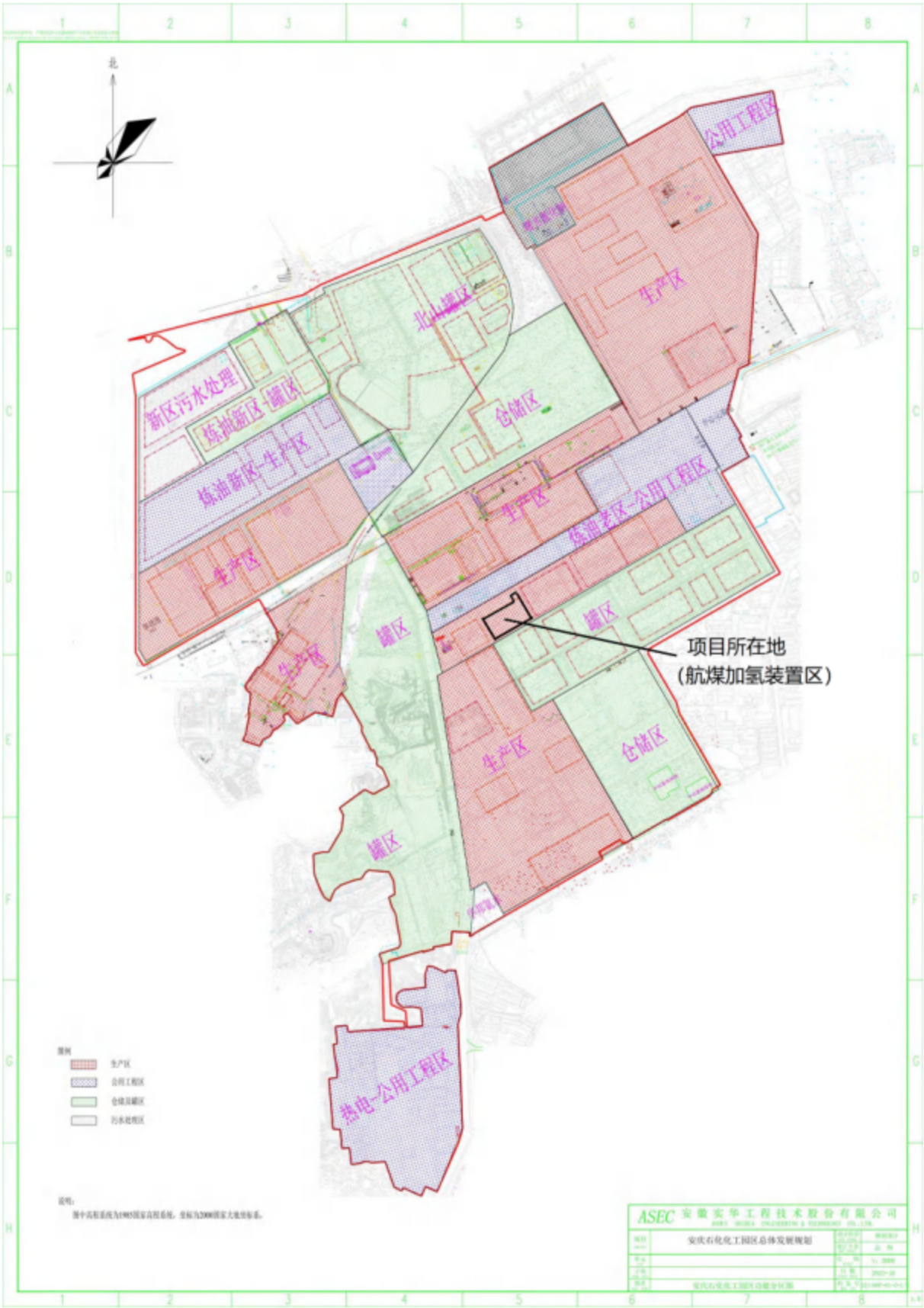


图 1.8-2 项目在安庆石化化工园区中的位置

1.8.2.3 与《安庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

《安庆市人民政府关于印发安庆市“十四五”生态环境保护规划的通知》（宜政秘〔2022〕16 号）中规划总体目标如下：

生产生活方式绿色转型成效显著。国土空间开发保护格局得到优化，绿色低碳发展加快推进，碳排放强度持续降低，绿色生活方式加快形成。

生态环境持续改善。主要污染物排放总量持续减少，空气质量全面改善，基本消除严重污染天气，水环境质量稳步提升，国控断面稳定达标，县级及以上城市建成区黑臭水体基本消除，城乡人居环境明显改善。

生态系统质量和稳定性稳步提升。生态安全屏障更加牢固，生物多样性得到有效保护，生物安全管理水平显著提升，生态系统服务功能不断增强。

环境安全有效保障。土壤安全利用水平持续提升，固体废物与化学物质环境风险防控能力明显增强，辐射安全监管持续加强，环境风险得到有效管控。

现代环境治理体系建立健全。生态文明制度改革深入推进，生态环境治理能力突出短板加快补齐，生态环境治理效能稳步提升。

扩能改造项目建设与《安庆市“十四五”生态环境保护规划》的相符性见表 1.8-20 。

表 1.8-20 航煤加氢装置扩能改造项目建设与《安庆市“十四五”生态环境保护规划》相符性

序号	规划要求	相符性分析	是否符合结论
1	大力推进重点行业 VOCs 治理。针对石化、化工、工业涂装等重点行业，建立完善源头、过程和末端的 VOCs 全过程控制体系，督促企业制定 LDAR 计划	安庆石化已建立源头、过程和末端的 VOCs 全过程控制体系，并制定有 LDAR 计划	符合
2	推进重点行业 VOCs 综合治理工程，到 2025 年，石化、化工、工业涂装、包装印刷行业综合去除效率分别达到 70%、60%、60%、60%以上	安庆石化 VOCs 综合治理工程去除效率均满足相关规范的要求	符合
3	支持安庆石化围绕环保指标、资源能源利用指标、降碳指标、绿色能源目标、绿色服务目标等，制订《安庆石化绿色企业行动实施方案》，以新型、深度的炼化一体化为导向，完成“六建、一改、一配套”，建成 10 万吨/年硫磺回收，推进轻烃综合利用，推进以重油高效清洁转化为重点的重油加工结构调整，提升渣油加氢比例，实现成品油清洁优质化、化工产品绿色化，打造“绿色、无异味”工厂。	航煤加氢装置扩能改造项目建成后，进一步减少全厂 VOCs 的排放。	符合

1.8.2.4 与《安徽省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

《安徽省“十四五”生态环境保护规划》“十四五”生态环境保护的具体目标：到2025年，全省实现生态环境质量持续改善，细颗粒物（PM2.5）浓度总体达标，基本消除重污染天气，优良天数比率进一步提升；水环境质量全面改善，水生态功能初步恢复，基本消除劣V类断面和城市黑臭水体。

表1.8-21 扩能改造项目建设与《安徽省“十四五”生态环境保护规划》相符性

序号	规划要求	相符性分析	是否符合结论
1	严格控制煤炭消费总量，大气污染防治重点区域内新、改、扩建用煤项目严格实施煤炭等量或减量替代	扩能改造项目改造前后燃料气减少	符合
2	不断降低煤炭、电力、化工等行业综合能耗，进一步提高工业能源利用效率和清洁化水平	本次项目将原处理量100万吨/年“两炉四塔”改造为100万吨/年“一炉两塔”，同时对关键老旧设备更新，减少换塔频次，提高燃料气能源利用率，项目改造后能耗降低	符合
3	强化挥发性有机物（VOCs）治理精细化管理，在石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业建立完善源头、过程和末端的VOCs全过程控制体系，实施VOCs排放总量控制	安庆石化已建立完善源头、过程和末端的VOCs全过程控制体系，并实施VOCs排放总量控制	符合
4	督促排污企业加大工艺技术和环境治理设施升级改造投入，重点排污单位安装使用在线监测设备。全面落实排污许可制，建立企业承诺、自行监测、台账记录、执行报告、信息公开等制度，进一步落实持证排污单位污染治理主体责任。	安庆石化已安装在线监测设备，并全面落实排污许可制	符合

1.8.3 与“三线一单”符合性分析

根据《安徽省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（皖政秘〔2020〕124号）、《安徽省生态环境厅关于印发安徽省“三线一单”生态环境分区管控管理办法（暂行）的通知》（皖环发〔2022〕5号）、《长江经济带战略环境评价安庆市“三线一单”文本》、《长江经济带战略环境评价安庆市“三线一单”生态环境准入清单》及区域环境质量公报等对项目的“三线一单”符合性进行分析。

1.8.3.1 生态保护红线

根据《安徽省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（皖政秘〔2020〕124号），全省共划定1002个生态环境管控单元，分为优先保护、重点管控和一般管控3类。

（一）优先保护单元。共545个，面积42519.24平方公里，占全省国土面积的30.33%，

包含生态保护红线、自然保护地、集中式饮用水水源保护区等生态功能重要区和生态环境敏感区，主要分布在皖南山区、皖西大别山区、巢湖湖区等重点生态功能区域。该区域突出空间用途管控，以严格保护生态环境为导向，依法禁止或限制大规模、高强度的工业开发和城镇建设，确保生态环境功能不降低。

（二）重点管控单元。共354个，面积25011.43平方公里，占全省国土面积的17.84%，包含城镇规划边界、省级及以上开发区等开发强度高、污染物排放强度大的区域，以及环境问题相对集中的区域，主要分布在沿江、沿淮等重点发展区域。该区域突出污染物排放控制和环境风险防控，以守住环境质量底线、积极发展社会经济为导向，强化环境质量改善目标约束。

（三）一般管控单元。共103个，面积72643.72平方公里，占全省国土面积的51.83%，

优先保护单元、重点管控单元之外为一般管控单元。该区域以经济社会可持续发展为导向，执行区域生态环境保护的基本要求。

扩能改造项目位于安庆石化现有厂区内，属于重点管控单元。根据安庆市生态保护红线图可知，扩能改造项目不涉及生态保护红线。

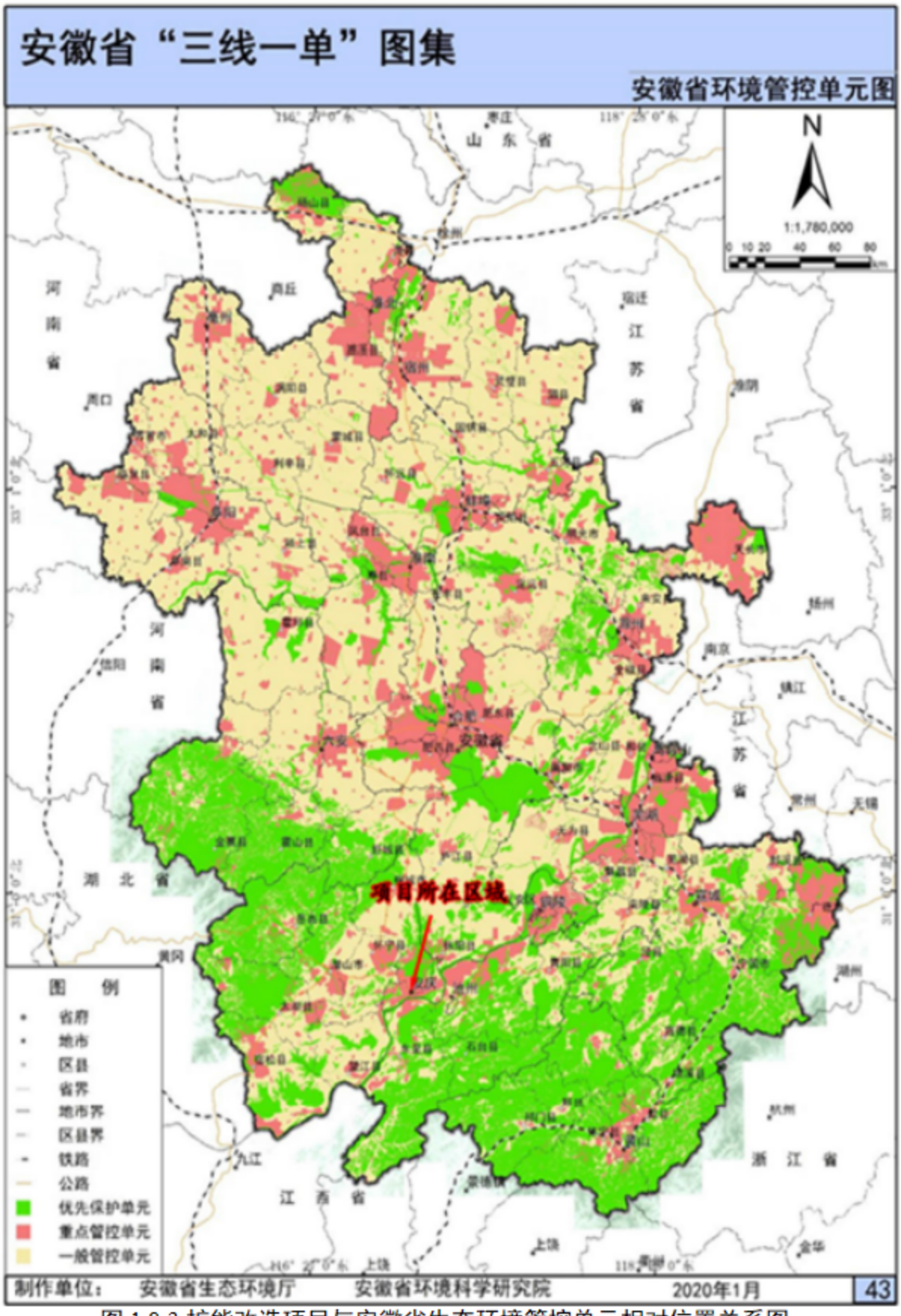


图 1.8-3 扩能改造项目与安徽省生态环境管控单元相对位置关系图

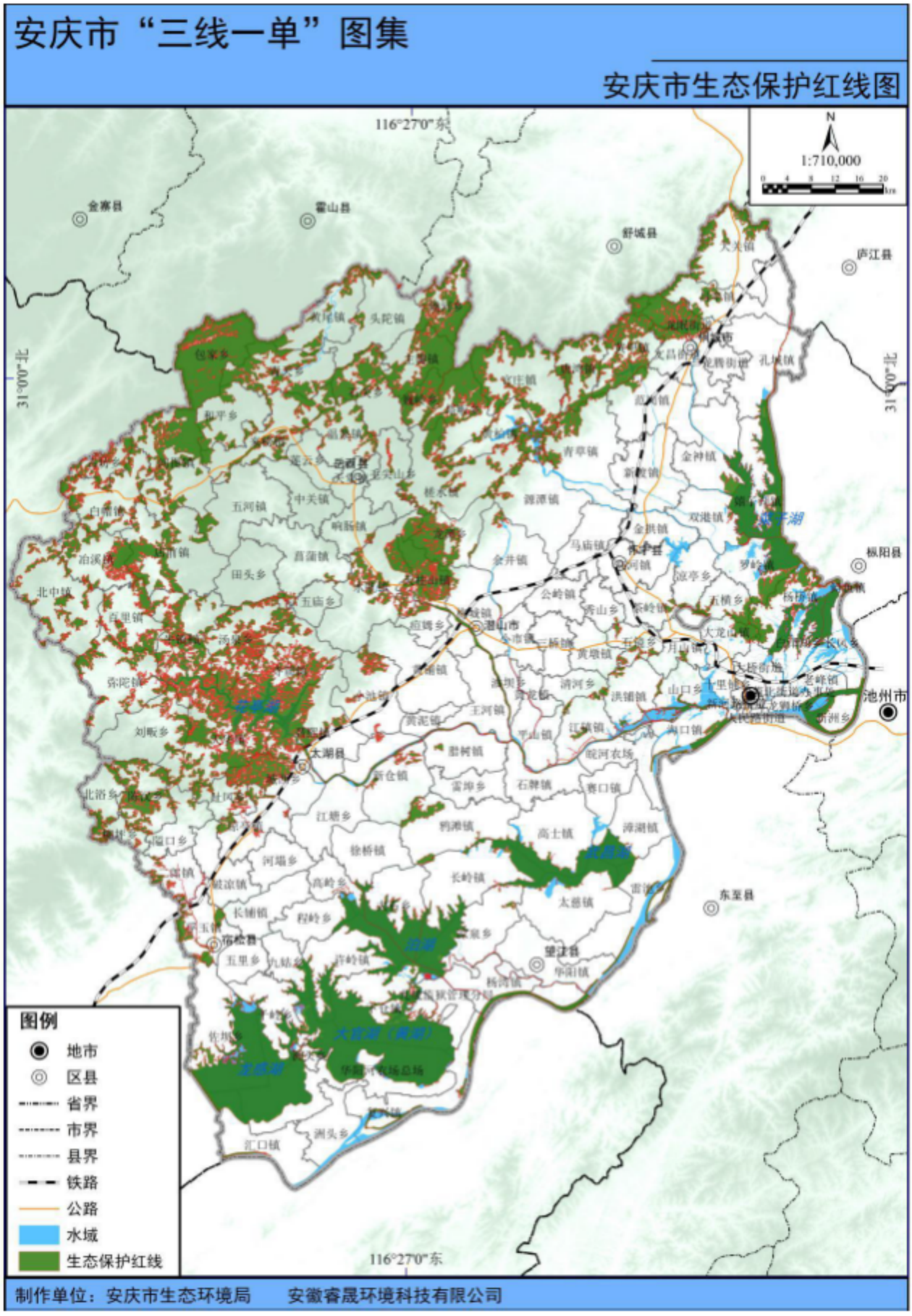


图 1.8-4 安庆市生态保护红线图

1.8.3.2 环境质量底线

根据 2023 年安庆市环境质量公报，安庆市 2023 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为 8 微克/立方米、12 微克/立方米、52 微克/立方米、34 微克/立方米；CO24 小时平均第 95 百分位数为 0.7 毫克/立方米，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 155 微克/立方米；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，2023 年安庆市属于环境空气质量达标区。

根据 2024 年安庆市环境质量公报，安庆市 2024 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为 8 微克/立方米、24 微克/立方米、49 微克/立方米、33 微克/立方米；CO24 小时平均第 95 百分位数为 1.0 毫克/立方米，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 152 微克/立方米；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，2024 年安庆市属于环境空气质量达标区。

根据安庆市生态环境局发布的《2024 年安庆市环境质量公报》结论，2024 年安庆市主要地表水体环境质量稳定，全市 41 个国、省控断面中，40 个断面达到考核要求，38 个断面达到或优于Ⅲ类标准，纳入国家考核的地表水断面水质优良比例为 94.4%，水环境质量总体评价为优。12 个主要湖库中，6 个湖库富营养化状态为轻度富营养，其余湖库均为中营养。县级以上在用集中式饮用水水源地水质达标率 100%。满足《安徽省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（2020 年 7 月）中重点管控单元“以守住环境质量底线、积极发展社会经济为导向，强化环境质量改善目标约束”的要求。

1.8.3.3 资源利用上线

扩能改造后，不新增资源消耗，部分能源、资源消耗量较扩能改造前减少，均可依托厂区现有的公辅设施，不会突破资源利用上线。

此外扩能改造项目在现有厂区建设，不新增占地，不会触及区域土地资源利用上限。区域地表水资源充足，因此不会对区域水资源产生较大影响。项目用电依托园区供电管网，供热由现有热电工程集中供应，项目的实施符合产业循环和综合利用相关要求，总体符合资源利用上线要求。

1.8.3.4 生态环境准入清单

1、与安庆市“三线一单”生态环境准入清单的符合性分析

根据《长江经济带战略环境评价安庆市“三线一单”生态环境准入清单》表 3 安庆市生态环境准入清单，相关准入要求具体见下表：

表 1.8-22 安庆市生态环境准入清单

序号	准入要求	扩能改造项目情况
1	禁止新增化工园区，加大高新区化工园区整治力度。禁止建设生产和使用高VOCs含量的溶剂型涂料、油墨、胶粘剂等项目。严禁新增钢铁、焦化、电解铝、铸造、水泥和平板玻璃等产能	本项目属于在现有化工园区的改建项目，不涉及使用含高VOCs含量的溶剂型涂料、油墨、胶粘剂
2	生态保护红线管控按禁止开发区域要求进行管理，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。实行环境准入负面清单制度，严格管控生态保护红线区域内的开发建设活动。	本项目不涉及生态保护红线
3	严格控制燃煤机组新增装机规模，新增用电量主要依靠区域内非化石能源发电和外送电满足。	本项目依托企业现有发电机组
4	新建项目能效水平、排放水平必须达到国内先进水平。	本项目属于安全节能升级改造项目，改造后能效降低，能效水平、排放水平达到国内先进水平
5	严格行业规范、准入管理和节能审查，对石油石化、化工、建材、电力、印染、造纸等行业中，环保、能耗、安全等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，要依法依规有序处置或关停。	本项目已通过节能审查
6	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。	安庆石化已全面执行大气污染物特别排放限值

2、与《安庆石化化工园区总体发展规划环境影响报告书》环境准入条件符合性分析

根据《安庆石化化工园区总体发展规划（2022-2035 年）》，安庆石化化工园区产业准入清单见表 1.8-24。

表 1.8-23 项目与园区规划环评环境准入条件

行业准入要求	项目相关要求
鼓励类	符合产业定位且属于《产业结构调整指导目录》《市场准入负面清单》等中鼓励类项目。
	符合产业定位的国家战略需要和尖端科技事业相关的项目，高性能、技术含量高的关键性、基础性、资源优势性的项目。
	与园区规划主导产业的产业链相配套的项目，如园区基础设施建设项目及其他规模效益好、能源资源消耗少、排污量小的项目。
限制类	严格限制剧毒化学品生产项目。严格控制引进涉及光气化硝化、重氮化、偶氮化工艺以及硝酸、硝酸胍、硝基苯系物等爆炸性化学品等高风险项目，非重大产业配套、产业链衔接或高新产品项目不再引进②。
	严格控制涉及《首批重点监管的危险化学品名录》（安监总管三〔2011〕95 号）、《首批重点监管的危险化工工艺目录》（安监总管三〔2009〕116 号）和《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（国家安监总局 40 号令）等安全有关规范中规定的危险化学品、危险化工工艺的企业入驻园区，该类企业入驻企业应做好有关环保、安全手续。
禁止类	禁止引入列入《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《市场准入负面清单（2022 年版）》《外商投资准入特别管理措施（负面清单）（2020 年版）》《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》《环境保护综合名录》（2021 版）等相关产业政策中禁止或淘汰类项目、产品、工艺、设备②。
	长江岸线一公里范围内现有化工企业禁止进行新建、扩建化工生产项目。

项目对现有航煤加氢装置进行改造，并更新反应进料加热炉、循环氢压缩机等设备、新增汽提塔顶回流泵等设施，项目改造完成后，航煤加氢装置产品航煤产能由80万吨/年提升至100万吨/年。改造后装置的安全及环保水平提升，能耗降低，污染物排放量削减。项目建设符合园区产业规划，其使用工艺及配套三废污染防治措施均满足环保要求，项目不属于负面清单中禁止类和限制类。

综上所述，扩能改造项目建设符合生态保护红线要求；符合环境质量底线要求；符合资源利用上线要求；项目不在园区环境准入负面清单内，符合安庆市生态环境准入清单的准入要求。项目总体符合“三线一单”管理要求。

1.8.4 小结

扩能改造项目符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》、《中共安徽省委安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见》（升级版）、《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》、《重点行业挥发性有机物综合治理方案》、《安徽省空气质量持续改善行动方案》、《安庆市“十四五”生态环境保护规划》等产业准入和环保政策要求。符合《安庆市城市总体规划》（2010-2030年）（2018年修改）、《安庆石化化工园区总体规划》（2022-2035年）规划内容，项目选址合理可行。项目满足《安徽省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（2020年7月）中重点管控单元“以守住环境质量底线、积极发展社会经济为导向，强化环境质量改善目标约束”的要求，项目建设符合生态保护红线和环境质量底线要求，资源利用未突破区域上线，项目不在园区环境准入负面清单内，符合安庆市生态环境准入清单的准入要求。项目总体符合“三线一单”管理要求。

1.9 环境敏感点及保护目标

扩能改造项目位于安庆石化现有厂区内，不新征用地。安庆市饮用水源为长江地表水，不利用地下水作为饮用水源。扩能改造项目地表水环境保护目标主要包括长江、皖河以及评价段涉及的集中式饮用水源保护区等，区域地下水环境保护目标主要为项目评价范围内浅层地下水，大气及声环境保护目标主要为项目厂界外可能受影响的居民区、学校和医院等。重要生态敏感区主要包括安庆市江豚自然保护区以及国家级水产种质资源保护区等。

1.9.1 集中式饮用水水源保护区

集中式饮用水源保护区与安庆石化位置关系如下表所示，安庆二三水厂取水口迁建

工程全线管道于 2020 年 12 月 10 日完成贯通。

表 1.9-1 集中式饮用水源保护区与安庆石化位置关系

取水口名称	保护区与废水总排口位置关系
安庆市一水厂取水口（上游）	一水厂取水口位于安庆石化上游位置，安庆石化厂界距离一水厂取水口和一级保护区最近距离大于 3km；距离二级保护区边界最近距离大于 3.5km；
安庆市二、三水厂取水口（原有位置）	二、三水厂现状取水口位于新厂区下游，安庆石化厂界距离取水口和一级保护区最近距离大于 4km；距离二级保护区边界最近距离大于 3.5km。
安庆市二、三水厂取水口（搬迁位置）	安庆二三水厂取水口迁建工程全线管道于 2020 年 12 月 10 日完成贯通，现状取水点即将迁建至一水厂取水点，一水厂取水泵房（改造后与二、三水厂共用）。2022 年 9 月 27 日获得长江委取水许可批准，2022 年 11 月 24 日工程取水设施通过验收。安庆石化厂界距离一水厂取水口和一级保护区最近距离大于 3km；距离二级保护区边界最近距离大于 3.5km；
安庆市四水厂取水口（工业用水）	四水厂取水口位于新厂区下游，安庆石化厂界距离四水厂取水口和一级保护区最近距离大于 11km；距离二级保护区边界最近距离大于 10km。



图 1.9-1 集中式饮用水源保护区与安庆石化主厂区位置关系

注：图片引用于《中国石油化工股份有限公司安庆分公司炼油转化工结构调整项目》环境影响评价报告书，该项目于 2020 年 5 月取得环评批复，目前通过环境保护竣工验收，本项目位于现有厂区内。

1.9.2 重要生态敏感区

经资料调研和实地踏勘，评价区重要生态敏感区包括安徽安庆江豚省级自然保护区、长江安庆段长吻鮠大口鲶鳜鱼国家级水产种质资源保护区、长江刀鲚国家级水产种质资源保护区，详细内容如下。

表 1.9-2 区域重要生态敏感区汇总一览表

序号	类别	名称	敏感区概况	与扩能改造项目的位置关系
1	自然生态保护区	安庆市江豚自然生态保护区	安庆市人民政府于 2007 年 5 月 25 日以宜政秘〔2007〕43 号文批复同意设立“安庆市江豚自然生态保护区”2017 年 6 月，安庆市人民政府以宜秘〔2017〕117 号批复了关于调整安庆市江豚自然生态保护区范围和重新划分功能的请示。调整后的保护区包括 3 处核心区（总面积 5988 公顷）、6 处缓冲区（总面积 10818 公顷）、和 4 处实验区（总面积 25356 公顷）	项目不在安庆市江豚自然生态保护区保护范围内，现有厂区厂界距离上游核心区边界最近距离大于 9km，距离缓冲区最近距离大于 2.5km，距离实验区最近距离大于 1km。
2	水产种植资源保护区	长江安庆段长吻鮠大口鲶鳜鱼国家级水产种质资源保护区	由农业部于 2008 年批准建立，位于安庆市的长江江段，包括皖河口江段和皖河七里湖段，总体规划面积 8000hm^2。其中，核心区 1 处，面积为 3800hm^2；实验区 3 处，面积为 4200hm^2。保护区的主要保护对象为长吻鮠、大口鲶、鳜，其他保护对象包括青鱼、草鱼、鲢、鳙、黄颡鱼、刀鲚、江黄颡鱼、翘嘴鲌等	项目不在长江安庆段长吻鮠大口鲶鳜鱼国家级水产种质资源保护区保护范围内，现有厂区厂界距离核心区边界最近距离大于 1km，距离实验区最近距离大于 2km。
3		长江刀鲚国家级水产种质资源保护区	由农业部于 2012 年批准建立，包括长江河口区和长江安庆段两大部分。长江刀鲚国家级水产种质资源保护区总面积为 190415 公顷，其中核心区面积为 93225 公顷，实验区面积为 97190 公顷。	项目不在长江刀鲚国家级水产种质资源保护区保护范围内，现有厂区边界距离实验区最近距离大于 2km，距离核心区最近距离大于 10km。



图 1.9-2 安庆市江豚自然生态保护区功能区划图



图 1.9-3 长江刀鲚国家级水产种质资源保护区功能区划图

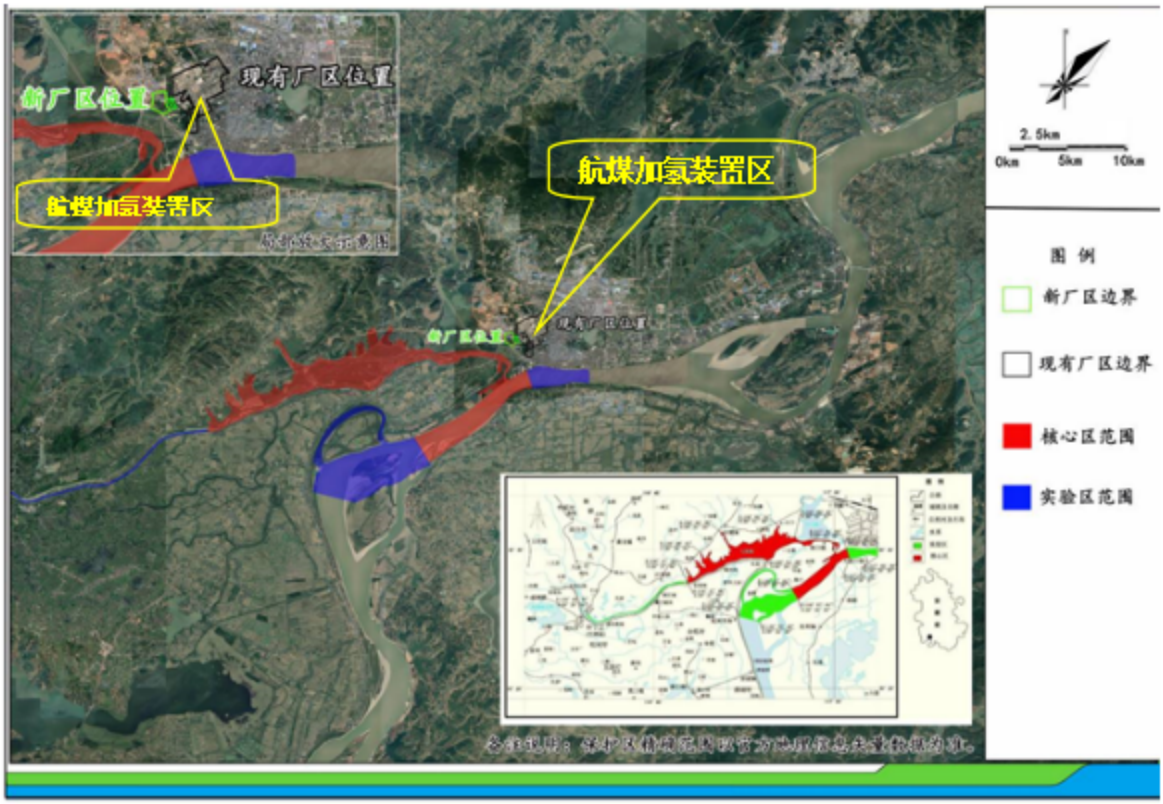


图 1.9-4 长江安庆段长吻鮠大口鲶鳜鱼国家级水产种质资源保护区功能区规划图

注：图片引用于《中国石油化工股份有限公司安庆分公司炼油转化工结构调整项目》环境影响评价报告书，该项目于 2020 年 5 月取得环评批复，目前已通过环境保护竣工验收。

1.9.3 环境保护目标

扩能改造项目环境保护目标见表 1.9-3 和表 1.9-4 及图 1.9-5 和 1.9-6。

表 1.9-3 大气环境保护目标一览表

序号	敏感点名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界最近距离/m	相对项目装置距离/m	人口数/人
		X	Y							
1	尚城花园南苑	640	1875	居民区	居民	二类区	N	400	2040	1050
2	五里墩	1137	1776	居民区	居民	二类区	NE	560	2210	1100
3	黄家老屋	1544	1476	居民区	居民	二类区	NE	500	2159	500
4	梦祯苑	2284	1633	居民区	居民	二类区	NE	1492	2810	3200
5	龙山景苑	2457	1564	居民区	居民	二类区	NE	1609	2837	1500
6	省一建商住小区	983	1218	居民区	居民	二类区	NE	280	1660	2100
7	染织新村	1690	1193	居民区	居民	二类区	NE	700	2010	800
8	杨子花苑	2190	1190	居民区	居民	二类区	NE	1115	2458	1500
9	中兴小区	2441	1039	居民区	居民	二类区	NE	1370	2598	1500
10	晶海花园	2100	940	居民区	居民	二类区	NE	1022	2312	1500
11	安庆市第十六中学	1588	1053	学校	师生	二类区	NE	530	1948	3000
12	丰泽名居	1530	1003	居民区	居民	二类区	NE	490	1895	1500
13	花亭北村	1522	819	居民区	居民	二类区	E	400	1770	1500
14	朝阳苑	1858	783	居民区	居民	二类区	E	560	1837	1500
15	华茂新村	1995	744	居民区	居民	二类区	E	858	2088	1500
16	左岸名居	2141	684	居民区	居民	二类区	E	995	2195	2500
17	石化一村	1118	462	居民区	居民	二类区	E	80	952	2100
18	花亭西村	1434	396	居民区	居民	二类区	E	440	1454	800
19	花亭南村	1679	377	居民区	居民	二类区	E	600	1859	1200
20	安庆石化大湖生活区	1855	278	居民区	居民	二类区	E	863	2154	3200
21	安庆石化四号生活区	1462	171	居民区	居民	二类区	E	540	1407	800
22	石化第一中学（西区）	1013	121	学校	师生	二类区	E	30	934	2050
23	祈福家苑	1352	47	居民区	居民	二类区	E	338	1192	500

24	宏祥山庄	1679	-5	居民区	居民	二类区	E	710	1593	1500
25	安庆石化第一中学	2221	-46	学校	师生	二类区	E	1335	2150	3000
26	清雅居	1819	-132	居民区	居民	二类区	E	910	1743	1400
27	南园山庄	1379	-168	居民区	居民	二类区	E	470	1295	800
28	集贤花苑	1583	-145	居民区	居民	二类区	E	710	1520	800
29	领尚人家	1002	-176	居民区	居民	二类区	E	150	880	800
30	滨湖苑小区	2212	-234	居民区	居民	二类区	E	1344	2141	900
31	安庆石化二村生活区东区	862	-319	居民区	居民	二类区	E	210	810	550
32	光泰花园	1195	-333	居民区	居民	二类区	E	420	1120	600
33	纺织西村	1712	-388	居民区	居民	二类区	E	760	1520	800
34	丰泽花园	1970	-404	居民区	居民	二类区	E	1108	1863	600
35	安庆七中	1096	-482	学校	师生	二类区	E	388	930	2600
36	安庆石化二村生活区	829	-603	居民区	居民	二类区	E	180	820	4500
37	安庆市石化第二小学	934	-600	学校	师生	二类区	E	265	875	1000
38	大园小区	1750	-691	居民区	居民	二类区	E	1040	1720	1000
39	金大地华茂	2045	-628	居民区	居民	二类区	E	1400	2090	2000
40	宜园南村	2364	-754	居民区	居民	二类区	E	1586	2299	1000
41	龙井小区	1013	-751	居民区	居民	二类区	E	265	1030	800
42	锦银花园	1107	-828	居民区	居民	二类区	E	300	1233	500
43	纺织南村	1833	-947	居民区	居民	二类区	E	1052	1911	500
44	菱湖新村	1940	-1060	居民区	居民	二类区	E	1287	2070	500
45	京安花苑	1486	-1101	居民区	居民	二类区	SE	850	1645	500
46	桃源山庄	942	-1049	居民区	居民	二类区	SE	293	1203	500
47	石化三村	480	-994	居民区	居民	二类区	SE	55	835	1050
48	马山香樟苑	782	-1170	居民区	居民	二类区	SE	420	1154	400
49	宝马山庄	538	-1304	居民区	居民	二类区	SE	370	988	600
50	上海嘉苑	378	-1412	居民区	居民	二类区	SE	350	1164	1500
51	青年新村	711	-1373	居民区	居民	二类区	SE	547	1334	600
52	安庆石化热电生活区	892	-1291	居民区	居民	二类区	SE	544	1355	200

53	兴利达小区	1566	-1282	居民区	居民	二类区	SE	720	1588	200
54	安庆师范大学	1926	-1368	学校	师生	二类区	SE	1240	2062	15000
55	御景国际	2353	-1622	居民区	居民	二类区	SE	1846	2666	1500
56	弘信花园	2325	-1757	居民区	居民	二类区	SE	1961	2750	2000
57	百花亭佳苑	2075	-1809	居民区	居民	二类区	SE	1732	2569	800
58	好运新村	2287	-1979	居民区	居民	二类区	SE	2030	2817	600
59	翡翠华庭小区	2391	-2067	居民区	居民	二类区	SE	2157	2890	2000
60	安庆市第一人民医院	2031	-2116	医院	人群	二类区	SE	1900	2735	1200
61	荣升小区	1261	-1404	居民区	居民	二类区	SE	800	1589	800
62	安庆市大观区生态环境局	686	-1462	行政单位	人群	二类区	SE	600	1430	100
63	荷花塘社区	1431	-1508	居民区	居民	二类区	SE	1044	1886	500
64	卫山头小区	1522	-1712	居民区	居民	二类区	SE	1300	2080	500
65	建南村	1211	-1704	居民区	居民	二类区	SE	970	1795	1000
66	安庆市四照园小学	1418	-1742	学校	师生	二类区	SE	1296	2064	500
67	安庆市第二中学南区	1684	-1924	学校	师生	二类区	SE	1590	2337	2500
68	宜家花园	1558	-2028	居民区	居民	二类区	SE	1521	2325	1000
69	安庆市立医院	2050	-2339	医院	人群	二类区	SE	2081	2846	800
70	皖江供电小区	2295	-2397	居民区	居民	二类区	SE	2252	3057	2200
71	安庆市第四中学	-23	-1959	学校	师生	二类区	SE	1150	2550	2000
72	皖宁公寓	1239	-2158	居民区	居民	二类区	SE	1500	2311	600
73	安庆市第一中学	978	-2042	学校	师生	二类区	SE	1000	1860	4000
74	四方城小区	628	-1932	居民区	居民	二类区	SE	780	1742	1200
75	长鑫花苑	727	-2012	居民区	居民	二类区	SE	850	1885	1100
76	龙门小区	719	-2229	居民区	居民	二类区	SE	950	2065	1100
77	千江月名居	604	-2336	居民区	居民	二类区	SE	830	2156	2000
78	月城小区	601	-2232	居民区	居民	二类区	SE	800	2033	1500
79	安庆市第三人民医院	408	-2391	医院	人群	二类区	S	760	2200	700
80	安庆市第二人民医院			医院	人群	二类区	SE	866	1678	800
81	大观亭街居民区	-183	-2248	居民区	居民	二类区	S	1079	1800	3500

82	腊树苑	-98	-2034	居民区	居民	二类区	S	470	1745	1400
83	安庆市第四中学西区	-26	-1959	学校	师生	二类区	S	30	1600	2000
84	大观亭南苑	359	-1973	居民区	居民	二类区	S	55	1950	1200
85	西苑小区	494	-1783	居民区	居民	二类区	SE	600	1580	600
86	青青花园	296	-1808	居民区	居民	二类区	S	390	1550	650
87	锦程花园小区	208	-1750	居民区	居民	二类区	S	345	1495	900
88	福栖园	246	-1651	居民区	居民	二类区	S	350	1415	800
89	石化五村	-84	-1340	居民区	居民	二类区	S	50	1050	900
90	棋杆新村	-789	-1680	居民区	居民	二类区	E	550	1311	1100
91	袁柏村（现状监测点）	-796	-1717	居民区	居民	二类区	SW	520	1620	30
92	康居楼	-950	-1717	居民区	居民	二类区	SW	250	1685	1100
93	御江公馆	-401	-2008	居民区	居民	二类区	S	1504	2316	1200
94	滨江苑	703	1977	居民区	居民	二类区	SE	1658	2307	1400
95	锦江花园	2320	-2050	居民区	居民	二类区	SE	2435	3151	1800
96	万豪逸景	2480	1144	居民区	居民	二类区	SE	1251	2800	1400
97	团结新村	-920	-2207	居民区	居民	二类区	SE	1380	2620	1500
98	安庆市第二中学	1091	2149	学校	师生	二类区	SE	1470	2371	3000
99	白蕊宜城水岸	-398	-1898	居民区	居民	二类区	S	660	2244	600

表 1.9-4 环境风险保护目标一览表

环境要素	序号	敏感点名称	保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界最近距离/m	相对项目装置距离/m	人口数/人
大气环境风险	1	尚城花园南苑	居民区	居民	二类区	N	400	2040	1050
	2	五里墩	居民区	居民	二类区	NE	560	2210	1100
	3	黄家老屋	居民区	居民	二类区	NE	500	2159	500
	4	梦祯苑	居民区	居民	二类区	NE	1492	2810	3200
	5	龙山景苑	居民区	居民	二类区	NE	1609	2837	1500
	6	省一建商住小区	居民区	居民	二类区	NE	280	1660	2100

	7	染织新村	居民区	居民	二类区	NE	700	2010	800
	8	杨子花苑	居民区	居民	二类区	NE	1115	2458	1500
	9	中兴小区	居民区	居民	二类区	NE	1370	2598	1500
	10	晶海花园	居民区	居民	二类区	NE	1022	2312	1500
	11	安庆市第十六中学	学校	师生	二类区	NE	530	1948	3000
	12	丰泽名居	居民区	居民	二类区	NE	490	1895	1500
	13	花亭北村	居民区	居民	二类区	E	400	1770	1500
	14	朝阳苑	居民区	居民	二类区	E	560	1837	1500
	15	华茂新村	居民区	居民	二类区	E	858	2088	1500
	16	左岸名居	居民区	居民	二类区	E	995	2195	2500
	17	石化一村	居民区	居民	二类区	E	80	952	2100
	18	花亭西村	居民区	居民	二类区	E	440	1454	800
	19	花亭南村	居民区	居民	二类区	E	600	1859	1200
	20	安庆石化大湖生活区	居民区	居民	二类区	E	863	2154	3200
	21	安庆石化四号生活区	居民区	居民	二类区	E	540	1407	800
	22	石化第一中学（西区）	学校	师生	二类区	E	30	934	2050
	23	祈福家苑	居民区	居民	二类区	E	338	1192	500
	24	宏祥山庄	居民区	居民	二类区	E	710	1593	1500
	25	安庆石化第一中学	学校	师生	二类区	E	1335	2150	3000
	26	清雅居	居民区	居民	二类区	E	910	1743	1400
	27	南园山庄	居民区	居民	二类区	E	470	1295	800
	28	集贤花苑	居民区	居民	二类区	E	710	1520	800
	29	领尚人家	居民区	居民	二类区	E	150	880	800
	30	滨湖苑小区	居民区	居民	二类区	E	1344	2141	900
	31	安庆石化二村生活区东区	居民区	居民	二类区	E	210	810	550

	32	光泰花园	居民区	居民	二类区	E	420	1120	600
	33	纺织西村	居民区	居民	二类区	E	760	1520	800
	34	丰泽花园	居民区	居民	二类区	E	1108	1863	600
	35	安庆七中	学校	师生	二类区	E	388	930	2600
	36	安庆石化二村生活区	居民区	居民	二类区	E	180	820	4500
	37	安庆市石化第二小学	学校	师生	二类区	E	265	875	1000
	38	大园小区	居民区	居民	二类区	E	1040	1720	1000
	39	金大地华茂	居民区	居民	二类区	E	1400	2090	2000
	40	宜园南村	居民区	居民	二类区	E	1586	2299	1000
	41	龙井小区	居民区	居民	二类区	E	265	1030	800
	42	锦银花园	居民区	居民	二类区	E	300	1233	500
	43	纺织南村	居民区	居民	二类区	E	1052	1911	500
	44	菱湖新村	居民区	居民	二类区	E	1287	2070	500
	45	京安花苑	居民区	居民	二类区	SE	850	1645	500
	46	桃源山庄	居民区	居民	二类区	SE	293	1203	500
	47	石化三村	居民区	居民	二类区	SE	55	835	1050
	48	马山香樟苑	居民区	居民	二类区	SE	420	1154	400
	49	宝马山庄	居民区	居民	二类区	SE	370	988	600
	50	上海嘉苑	居民区	居民	二类区	SE	350	1164	1500
	51	青年新村	居民区	居民	二类区	SE	547	1334	600
	52	安庆石化热电生活区	居民区	居民	二类区	SE	544	1355	200
	53	兴利达小区	居民区	居民	二类区	SE	720	1588	200
	54	安庆师范大学	学校	师生	二类区	SE	1240	2062	15000
	55	御景国际	居民区	居民	二类区	SE	1846	2666	1500
	56	弘信花园	居民区	居民	二类区	SE	1961	2750	2000
	57	百花亭佳苑	居民区	居民	二类区	SE	1732	2569	800
	58	好运新村	居民区	居民	二类区	SE	2030	2817	600
	59	翡翠华庭小	居民区	居民	二类区	SE	2157	2890	2000

		区							
	60	安庆市第一人民医院	医院	人群	二类区	SE	1900	2735	1200
	61	荣升小区	居民区	居民	二类区	SE	800	1589	800
	62	安庆市大观区生态环境局	行政单位	人群	二类区	SE	600	1430	100
	63	荷花塘社区	居民区	居民	二类区	SE	1044	1886	500
	64	卫山头小区	居民区	居民	二类区	SE	1300	2080	500
	65	建南村	居民区	居民	二类区	SE	970	1795	1000
	66	安庆市四照园小学	学校	师生	二类区	SE	1296	2064	500
	67	安庆市第二中学南区	学校	师生	二类区	SE	1590	2337	2500
	68	宜家花园	居民区	居民	二类区	SE	1521	2325	1000
	69	安庆市立医院	医院	人群	二类区	SE	2081	2846	800
	70	皖江供电小区	居民区	居民	二类区	SE	2252	3057	2200
	71	安庆市第四中学	学校	师生	二类区	SE	1150	2550	2000
	72	皖宁公寓	居民区	居民	二类区	SE	1500	2311	600
	73	安庆市第一中学	学校	师生	二类区	SE	1000	1860	4000
	74	四方城小区	居民区	居民	二类区	SE	780	1742	1200
	75	长鑫花苑	居民区	居民	二类区	SE	850	1885	1100
	76	龙门小区	居民区	居民	二类区	SE	950	2065	1100
	77	千江月名居	居民区	居民	二类区	SE	830	2156	2000
	78	月城小区	居民区	居民	二类区	SE	800	2033	1500
	79	安庆市第三人民医院	医院	人群	二类区	S	760	2200	700
	80	安庆市第二	医院	人群	二类区	SE	866	1678	800

		人民医院							
	81	大观亭街居民区	居民区	居民	二类区	S	1079	1800	3500
	82	腊树苑	居民区	居民	二类区	S	470	1745	1400
	83	安庆市第四中学西区	学校	师生	二类区	S	30	1600	2000
	84	大观亭南苑	居民区	居民	二类区	S	55	1950	1200
	85	西苑小区	居民区	居民	二类区	SE	600	1580	600
	86	青青花园	居民区	居民	二类区	S	390	1550	650
	87	锦程花园小区	居民区	居民	二类区	S	345	1495	900
	88	福栖园	居民区	居民	二类区	S	350	1415	800
	89	石化五村	居民区	居民	二类区	S	50	1050	900
	90	棋杆新村	居民区	居民	二类区	E	550	1311	1100
	91	袁柏村（现状监测点）	居民区	居民	二类区	SW	520	1620	30
	92	康居楼	居民区	居民	二类区	SW	250	1685	1100
	93	御江公馆	居民区	居民	二类区	S	1504	2316	1200
	94	滨江苑	居民区	居民	二类区	SE	1658	2307	1400
	95	锦江花园	居民区	居民	二类区	SE	2435	3151	1800
	96	万豪逸景	居民区	居民	二类区	SE	1251	2800	1400
	97	团结新村	居民区	居民	二类区	SE	1380	2620	1500
	98	安庆市第二中学	学校	师生	二类区	SE	1470	2371	3000
	99	白蕊宜城水岸	居民区	居民	二类区	S	660	2244	600
	100	华茂新园	居民区	居民	二类区	NE	1470	2879	1800
	101	河口村	居民区	居民	二类区	SW	1800	2968	220
	102	安庆石化医院	医院	人群	二类区	SE	255	1412	500
	103	一建司小区	居民区	居民	二类区	SE	960	1786	600
	104	黄梅大院	居民区	居民	二类区	E	900	1525	1100

	105	天后宫社区	居民区	居民	二类区	SE	2000	2807	2400
	106	女人街小区	居民区	居民	二类区	SE	1920	2724	5000
	107	钱牌社区	居民区	居民	二类区	SE	1790	2671	1800
	108	大南门社区	居民区	居民	二类区	SE	1580	2687	1500
	109	富春国际花园	居民区	居民	二类区	N	1600	2800	1800
	110	茅岭佳苑	居民区	居民	二类区	NW	1700	2900	1400
	111	大观区人民政府	行政单位	人群	二类区	NW	2100	3400	150
	112	海滨小区	居民区	居民	二类区	SW	2890	4140	300
	113	新墩	居民区	居民	二类区	SW	3200	4980	280
	114	安庆高新区管委会	行政单位	人群	二类区	NW	4050	5100	160
	115	天柱栖庭	居民区	居民	二类区	N	1600	3040	900
	116	集贤北苑	居民区	居民	二类区	N	1500	2950	1400
	117	安庆裴氏中医医院	医院	人群	二类区	NW	2558	3733	200
	118	置地百悦华府	居民区	居民	二类区	NW	2375	3530	1500
	119	安庆市社会儿童福利院	福利院	人群	二类区	NW	2769	3980	400
	120	九华小区	居民区	居民	二类区	N	1922	3244	1700
	121	迎宾北苑	居民区	居民	二类区	N	2171	3951	1200
	122	苏家岗	居民区	居民	二类区	N	3182	4935	1200
	123	中南世纪城	居民区	居民	二类区	NE	1343	3074	1300
	124	古树新苑小区	居民区	居民	二类区	NE	1773	3479	1600
	125	瓜园小区	居民区	居民	二类区	N	1734	3405	400
	126	乌岭小学	学校	师生	二类区	N	1894	3582	200
	127	安庆启怡医院	医院	人群	二类区	NE	2138	3864	300
	128	悠然居	居民区	居民	二类区	NE	2057	3682	400

	129	迎宾公寓	居民区	居民	二类区	NE	2514	4025	300
	130	天魏小区	居民区	居民	二类区	NE	1773	3246	1200
	131	西湖绿洲城	居民区	居民	二类区	NE	3339	4970	2500
	132	联富花苑	居民区	居民	二类区	NE	1830	3170	700
	133	舒福苑	居民区	居民	二类区	NE	1924	3300	600
	134	天柱花园	居民区	居民	二类区	NE	2260	3636	600
	135	欧风怡庭	居民区	居民	二类区	NE	2423	3803	800
	136	山城花园	居民区	居民	二类区	NE	2638	4069	500
	137	时代嘉园	居民区	居民	二类区	NE	2848	4227	900
	138	天宝新苑	居民区	居民	二类区	NE	3168	4555	700
	139	同安府	居民区	居民	二类区	NE	2937	4321	900
	140	银馨花园	居民区	居民	二类区	NE	2667	4028	1000
	141	山城公寓	居民区	居民	二类区	NE	2412	3788	200
	142	菱建小区	居民区	居民	二类区	NE	2580	3892	1200
	143	秀水华庭	居民区	居民	二类区	E	1635	2811	1100
	144	香樟里那水岸	居民区	居民	二类区	E	1715	3009	500
	145	回祥小区	居民区	居民	二类区	E	2230	3517	500
	146	菱北新村	居民区	居民	二类区	E	2076	3319	1300
	147	幸福花苑	居民区	居民	二类区	E	2279	3434	350
	148	皖江花园	居民区	居民	二类区	E	2821	4004	1200
	149	丹桂花园	居民区	居民	二类区	E	2909	4155	1200
	150	吉祥家园	居民区	居民	二类区	E	3151	4358	1400
	151	锦绣人家	居民区	居民	二类区	E	3368	4548	600
	152	同庆小区-北苑	居民区	居民	二类区	E	3600	4970	1100
	153	同庆小区-南苑	居民区	居民	二类区	E	3577	4970	1200
	154	旺园小区	居民区	居民	二类区	E	2948	4056	900
	155	文采花园	居民区	居民	二类区	E	2929	3975	600
	156	景湖嘉苑	居民区	居民	二类区	E	3182	4252	400
	157	天盟阅江山	居民区	居民	二类区	E	3360	4396	800

	158	宜铜新村	居民区	居民	二类区	E	2058	2701	600
	159	康来特家苑	居民区	居民	二类区	E	3172	4286	1500
	160	圣翔花苑小区	居民区	居民	二类区	E	3986	4782	800
	161	新河小区	居民区	居民	二类区	E	4080	4860	900
	162	地质新村	居民区	居民	二类区	SE	3387	4121	1400
	163	高速菱湖公馆	居民区	居民	二类区	SE	3384	4110	1100
	164	花园小区	居民区	居民	二类区	SE	3205	3965	1200
	165	宜光新村	居民区	居民	二类区	SE	2925	3731	900
	166	永胜小区	居民区	居民	二类区	SE	2817	3515	600
	167	康建公寓	居民区	居民	二类区	SE	2260	3064	500
	168	景泰花园	居民区	居民	二类区	SE	2298	3113	1200
	169	建工莲湖名邸	居民区	居民	二类区	SE	2526	3318	650
	170	东苑小区	居民区	居民	二类区	SE	2647	3670	800
	171	宜城未来	居民区	居民	二类区	SE	2835	3625	1100
	172	康居里	居民区	居民	二类区	SE	2337	3223	1400
	173	人民新村	居民区	居民	二类区	SE	2623	3440	1200
	174	阳光花园	居民区	居民	二类区	SE	2719	3514	1000
	175	宏祥佳苑	居民区	居民	二类区	SE	2925	3757	900
	176	谐水湾二期	居民区	居民	二类区	SE	3010	3859	1400
	177	谐水湾	居民区	居民	二类区	SE	3325	4114	1500
	178	滨江至尊	居民区	居民	二类区	SE	3152	3985	1600
	179	天一家园	居民区	居民	二类区	SE	3019	3080	2200
	180	景泰南苑	居民区	居民	二类区	SE	3214	4033	1700
	181	华棋小区	居民区	居民	二类区	SE	3385	4176	600
	182	吾悦华府	居民区	居民	二类区	SE	3791	4543	1600
	183	银泰花苑	居民区	居民	二类区	SE	3764	4593	800
	184	东江苑小区	居民区	居民	二类区	SE	3821	4635	700
	185	云珠海棠湾	居民区	居民	二类区	SE	4036	4855	900
	186	澜郡阳光花	居民区	居民	二类区	SE	4055	4810	500

		园							
	187	闸口	居民区	居民	二类区	S	2755	4466	220
	188	章家湾村	居民区	居民	二类区	S	2730	4510	1050
	189	临江村	居民区	居民	二类区	S	2856	4499	600
	190	马园	居民区	居民	二类区	S	3169	4634	360
	191	汇隆花园	居民区	居民	二类区	S	3534	4894	300
	192	横塘	居民区	居民	二类区	S	3221	4950	120

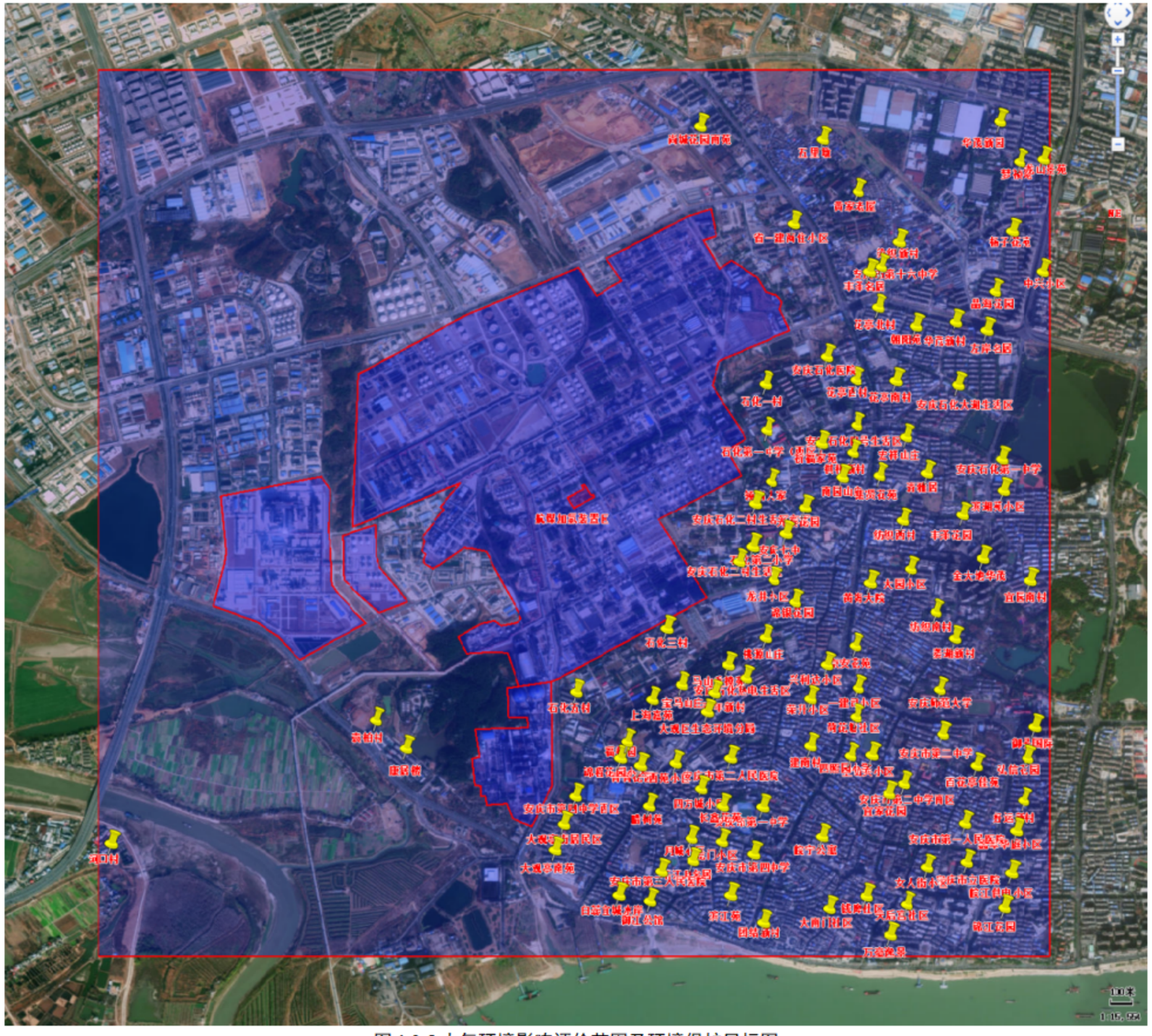


图 1.9-5 大气环境影响评价范围及环境保护目标图

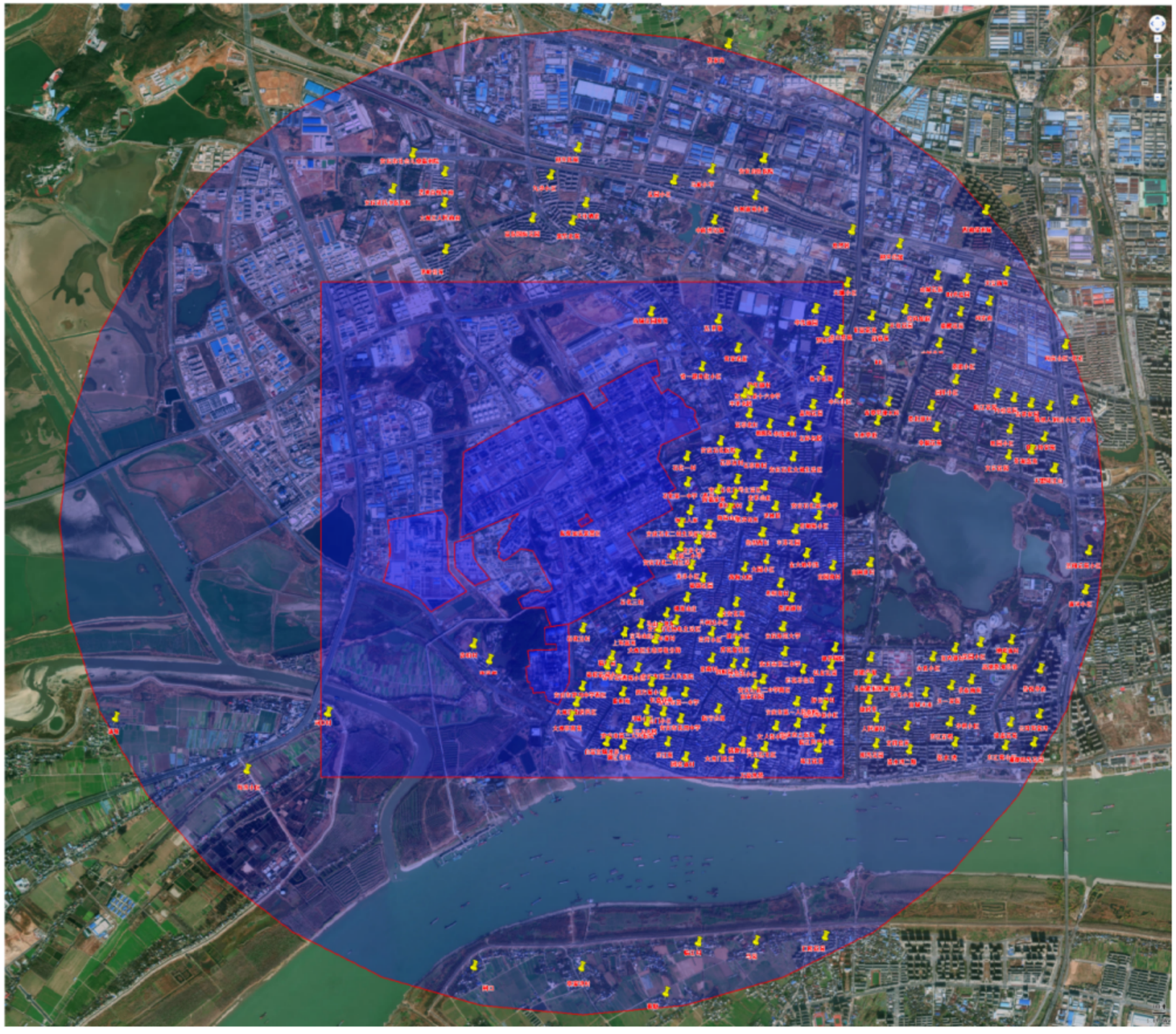


图 1.9-6 环境风险评价范围及环境保护目标图

1.10 评价程序

根据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）的要求，扩能改造项目评价工作程序如下图：

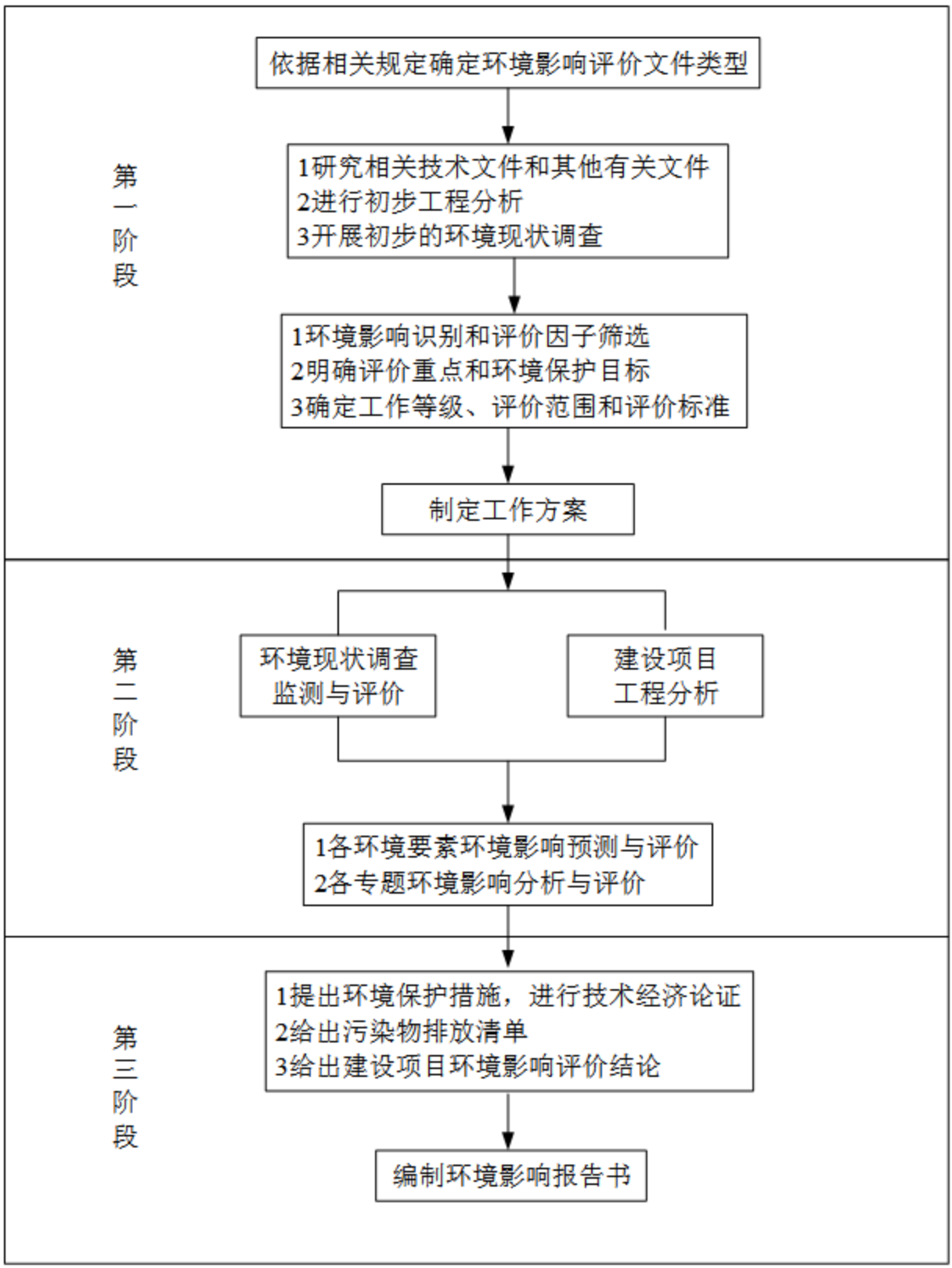


图 1.10-1 项目环境影响评价工作程序图

2 企业现状回顾性评价

2.1 安庆分公司概况

中国石油化工股份有限公司安庆分公司（以下简称安庆分公司）坐落在安徽省安庆市西北郊，地处长江中下游北岸，占地面积约 7 平方公里。依托航空、长江黄金水道、京九铁路干线和纵横交错的高速公路，现代化的立体交通网为安庆分公司的发展提供了有利的条件。

安庆分公司始建于 1974 年 7 月，前身为安徽炼油厂，1983 年 7 月 1 日划归原中国石油化工总公司，改称中国石油化工总公司安庆石油化工总厂，后更名为中国石化安庆石油化工总厂，1998 年 11 月又更名为中国石化集团安庆石油化工总厂。2000 年 2 月 28 日，为了适应中国石化股份公司上市的需要，在中国石化集团公司的统一部署下，原中石化安庆分公司总厂正式重组为中国石化集团安庆石油化工总厂（存续部分）和中国石油化工股份有限公司安庆分公司（上市部分），并从 2000 年 4 月 1 日起正式分立运行。

经过 40 多年的生产建设，安庆分公司已拥有年加工原油 800 万吨的炼油装置，日处理煤 2000 吨的壳牌粉煤气化、年产 33 万吨合成氨、21 万吨丙烯腈、7 万吨腈纶、40 万吨乙苯/苯乙烯等主要生产装置 40 余套。同时拥有 15 万千瓦发电机组、吞吐能力 382 万吨/年的危化品码头、80 万吨/年的卸煤码头和日产 24 万吨的供水系统，以及全长 13 千米的厂内铁路专用线，具备了千万吨级炼化企业的框架。

2.1.1 现有及在建工程环保手续履行情况

安庆分公司炼油 500 万吨/年加工能力综合配套改造项目于 1974 年炼油部I系列建成投产，II系列于 1995 年建成投产，2006 年全部建成。2009 年由安徽省环保厅通过验收。该项目建有两套常减压装置，设计总加工能力 550 万吨/年；一套 140 万吨/年催化裂化装置，一套 70 万吨/年催化裂解装置；两套延迟焦化装置，设计总加工能力 100 万吨/年；三套加氢精制装置，设计总加工能力 180 万吨/年；一套 20 万吨/年催化重整装置和一套 3 万吨/年聚丙烯装置。

2013 年 9 月，安庆分公司完成了“含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程”，该项目环境影响评价报告于 2010 年 1 月通过环保部审批，2016 年 11 月由安徽省环境保护厅通过验收。该项目报废了原 150 万吨/年常减压蒸馏(II)装置，新建 500 万吨/年常减压蒸馏(II)装置；报废了原 20 万吨／年催化重整装置，新建 100 万吨/年催化重整装

置；同时新建 200 万吨/年重油加氢装置、200 万吨/年催化裂化（Ⅲ）装置、220 万吨/年柴油加氢（Ⅳ）装置、50 万吨/年气体分馏（Ⅲ）装置、4 万吨/年硫磺回收（I）装置、200 吨/小时溶剂再生（Ⅳ）装置、150 吨/时酸性水汽提（Ⅲ）装置等装置，并且报废了原 3 万吨／年聚丙烯装置和 50 万吨／年焦化装置。该项目实施后安庆分公司的炼油加工能力达到了 800 万吨/年。

期间及后续的发展过程中安庆分公司陆续建设了 220 万 t/a 蜡油加氢装置、150 万吨/年 SZorb 催化汽油吸附脱硫装置、增设航煤生产设施、新建 100 万吨/年催化柴油加氢转化(RLG)装置等炼油装置。同时也实施了一系列的环保治理项目，如 70 万吨/年催化裂解装置烟气治理项目、140 万吨/年催化裂化装置烟气脱硫项目和 200 万吨/年催化裂化装置烟气治理项目、污水处理站脱总氮及提标改造项目和罐区、公路、铁路、码头油气回收设施等，这些项目均已通过环保验收。

1995 年安庆分公司建设了一套 8 万吨/年丙烯腈装置和一套 7 万吨/年腈纶装置，2006 年安庆分公司实施了“化肥原料结构调整及炼油化工资源优化工程项目”，该项目建设有一套设计处理规模为 2000 吨/日粉煤气化装置、一套 33 万吨/年合成氨装置和一套 58 万吨/年尿素装置（2013 年尿素装置停产报废）。2009 年建设了 10 万吨/年乙苯装置和 10 万吨/年苯乙烯装置。2013 年将原 8 万吨/年丙烯腈装置扩建到 21 万吨/年。

2019 年以后，根据公司发展情况，又陆续实施了航煤加氢装置扩能改造项目、30 万吨/年烷基化项目、储运部航煤储罐扩容改造项目及III硫磺扩能改造项目、焦化装置除焦系统密闭除焦改造项目、I、II硫磺回收装置增设烟气后碱洗流程项目等环保项目。

2020 年 5 月，安庆分公司实施了“炼油转化工结构调整项目”，该项目在中石化安庆分公司老厂区西侧新增占地 60.7 公顷建设了一个化工新区，项目实施后，在维持现有全厂加工能力的条件下，原油硫含量由 1.0%提高至 1.5%，炼油板块新建 300 万吨/年重油催化裂解装置，配套建设 160 万吨/年气分装置和 80 万吨/年芳烃抽提；利旧 80 万吨/年柴油加氢装置改造裂解汽油加氢装置；化工板块建设 40 万吨/年乙苯-苯乙烯装置，30 万吨/年聚丙烯装置。该项目环境影响评价报告于 2020 年 5 月通过安庆市生态环境局审批，目前已经建成试生产，组织开展验收中。

目前正在实施的已批在建项目有碳一板块安全环保提升及节能优化改造项目、30 万吨/年 MTBE 装置项目、水路入厂煤炭改管状皮带输送项目、炼油转化工结构调整项目和热电配套工程等项目。

安庆分公司严格执行国家及集团公司新、改、扩建设项目“三同时”的规定，在项目的可研、基础设计、建设施工和竣工验收等各个环节严把环保审查关，落实环保“三同

时”制度，及时发现和消除存在的环境影响，从源头控制污染源的产生。安庆分公司所有建设项目在建设实施过程中均严格按照项目环评及批复提出的环保要求，逐一得到认真落实并通过了项目环评竣工验收。

表 2.1-1 现有及在建工程组成情况及环保手续履行情况分析

序号	工程名称	项目名称	主要建设内容	建设投运情况	环保手续履行情况	
					环评批复	验收情况
1	炼油板块	炼油 500 万吨/年加工能力综合配套改造项目	炼油板块综合配套加工能力 500 万吨/年，主要生产装置如下： 1、两套常减压装置，设计总加工能力 500 万吨/年。其中I套常减压装置 350 万吨/年、II套常减压装置 150 万吨/年。 2、一套催化裂化装置，设计加工能力 140 万吨/年。 3、一套催化裂解装置，设计加工能力 70 万吨/年。 4、两套气体分馏装置，设计总加工能力 66 万吨/年。其中I套 30 万吨/年，II套 36 万吨/年。 5、三套延迟焦化装置，设计总加工能力 150 万吨/年。其中I、II、III套焦化装置规模均为 50 万吨/年。 6、三套加氢精制装置，设计总加工能力 180 万吨/年。其中I套汽油加氢 20 万吨/年，II套汽油加氢 60 万吨/年，III套柴油加氢 100 万吨/年。 7、一套催化重整装置，设计加工能力 20 万吨/年。 8、一套聚丙烯装置，设计加工能力 3 万吨/年。 9、一套硫磺回收装置，设计加工能力 2 万吨/年。 10、两套污水汽提装置，设计总加工能力 120 吨/小时。 11、两套碱渣处理装置，设计总加工能力 2.8 万吨/年。其中I套为 8000 吨/年汽油碱渣处理装置，II套为 20000 吨/年柴油碱渣处理装置。	炼油板块I系列于 1974 年建成投产，II系列于 1995 年建成投产。2006 年完成炼油 500 万吨/年加工能力综合配套改造	安徽省环保厅环评函〔2006〕257 号文	安徽省环保厅环监验〔2009〕35 号文同意通过验收
2		4 万 t/a 硫磺回收装置	建设一套硫磺回收装置，设计规模为 4×10^4t/a，包括硫磺回收、尾气处理、液硫成型包装。同时对二联合循环水场实施扩能改造，设计扩容水量 1400m³/h，其余公用工程依托现有工程。	2009.7 投入运行	安徽省环境保护厅环评函〔2007〕425 号文 2007.5	安徽省环保厅评函〔2010〕1272 号文同意通过验收；2010.12
3		220 万 t/a 蜡油加氢装置	①装置区内建设 1 套 220 万 t/a 蜡油加氢装置（反应部分和分馏部分）、公用工程管线及接口、环保设施、环境安全设施； ②装置区外建设 1 套富液再生装置，建设 45 根界区外管网，在腈纶脱盐水站进行改造工程（新建一套除氧水制备系统）。	2009.9 投入试生产	安徽省环境保护厅环评函〔2007〕1123 号文；2007.11	安徽省环保厅评函〔2010〕1281 号文同意通过验收；2010.12

4		含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程	**主要建设生产装置如下：** 500 万吨/年常减压蒸馏(II)装置； 200 万吨/年重油加氢装置； 200 万吨/年催化裂化（III）装置； 50 万吨/年气体分馏（III）装置； 双脱（III）装置； 220 万吨/年柴油加氢（IV）装置； 100 万吨/年催化重整装置； 4 万吨/年硫磺回收（I）装置； 200 吨/小时溶剂再生（IV）装置； 150 吨/时酸性水汽提(III)装置； 65000Nm^3/h 制氢装置改造。 **报废生产装置如下：** 150 万吨/年常减压蒸馏(II)装置； 10 万吨／年气分(I)装置； 20 万吨／年半再生重整装置； 20 万吨／年轻质油加氢(I)装置； 3 万吨／年聚丙烯装置； 50 万吨／年焦化装置。	2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 2013 年 9 月投产，已经验收 未建设 已报废 已报废 已报废 实际关停(II)装置，并改造为航煤生产设施 已报废 已报废 1 套	中华人民共和国环保部环审〔2010〕10 号文，2010.1	安徽省环境保护厅皖环函〔2016〕1253 号同意验收，2016.11

5		150万吨/年SZorb催化汽油吸附脱硫装置	包括装置界区内所有部分以及相关的系统配套和储运工程。SZorb装置由进料系统、吸附反应及吸附剂再生、产品稳定和辅助工程四个部分组成	2013.9投入试生产，已经通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2012〕71号文，2012.3	安庆市环境保护局环验函〔2014〕197号同意验收，2014.12
6		70万吨/年催化裂解装置烟气治理项目	建设一套硫转移剂投加系统； 建设一套电除尘系统；	2014.11投入试生产，已验收	安庆市环境保护局环建函〔2014〕66号；2012.3	安庆市环境保护局环验函〔2014〕206号同意验收，2014.12
7		140万吨/年催化裂化装置烟气脱硫项目及更报告	在余热锅炉省煤段之前增加SCR脱硝系统，为满足脱硝及后续脱硫需要，新建余热锅炉以满足工艺需求，对原有余热锅炉拟进行拆除	2015年3月投入正常生产，已经通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2013〕363号及环建函〔2014〕65号，2014.3	安庆市环境保护局环验函〔2015〕86号同意验收，2015.5
8		增设航煤生产设施项目	对Ⅱ套汽油加氢60万吨/年装置进行改造，生产航煤成品。	2016.7投入试生产，2016年10月通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2014〕172号，2014.7	安庆市环境保护局环验函〔2016〕62号同意验收，2016.10
9		200万吨/年催化裂化装置烟气治理项目	对200万吨/年催化裂化装置实施烟气治理措施，同时将邻近的S-Zorb装置再生烟气中的SO_2纳入提升改造项目处理范围	2016.9投入试生产，2016年12月通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2014〕207号；2014.9	安庆市环境保护局环验函〔2016〕82号同意验收，2016.12
10		220万吨/年柴油加氢精制装置改造项目	对220万吨/年液相柴油加氢装置进行升级改造，通过增设脱硫精制的第二反应器，改造后产品由满足国Ⅳ排放指标的柴油提标到国Ⅴ排放指标的车用柴油	2017.1投入试生产，2017年3月通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2015〕70号	安庆市环境保护局环验函〔2017〕12号同意验收，2017.3
11		100万吨/年催化柴油加氢转化(RLG)项目	新建100万吨/年RLG装置，加工安庆分公司3套催化裂化装置柴油，在满足国V车用柴油升级需要的同时，降低低价值催化裂化柴油产量，大幅度提高车用柴油比例，增产汽油和芳烃，降低柴汽比。	2017年11月投入试生产，2018年10月16日通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2015〕122号	安庆分公司安〔2018〕17号同意验收，2018.10
12		危化品码头及油气输送管线迁建项	项目位于长江(安庆段)左岸，占用岸线720米，包含新建沙漠洲码头和引桥，新建码头至厂区的油气输送管线、管廊和厂内储运及配套设施，码头工程建设泊位6个，其中新建5个	2019年1月投入试生产，2019年9月通过验收	安徽省环境保护厅皖环函〔2018〕632号，2018.5	安庆分公司安〔2019〕12号同意验收，2019.9

		目	5000 吨级泊位，并对现有 1 个化肥厂码头原地改造为港作泊位，设计总吞吐量 382 万吨/年，管线工程总长 2870 米(不包括引桥），布置管线 28 根，其中 22 根油气管道，6 根公用管道，罐区工程为中石化安庆分公司厂内北山罐区新建储罐 15 座，总库容 1495 万立方米，并对北山罐区、炼油老区部分储罐、有的工艺及热力带进行改造。			
13		航煤加氢装置扩能改造项目	航煤年加工量由 25 万吨扩到 80 万吨。	已建成投产	安庆市环境保护局，环建函〔2019〕11 号；2019.2	自主验收，2020
14		III硫磺扩能改造项目	整体拆除现有III硫磺装置和III硫磺配套的溶剂再生装置，原位建设一套 10 万吨/年硫磺回收装置，并新建一套 200 吨/时溶剂再生装置，以及对系统配套部分进行改造。	已建成投产	安庆市环境保护局，环建函〔2019〕12 号；2019.2	自主验收，2023.5
15		10 万吨/年 MTBE+30 万吨/年烷基化联合装置项目	项目产品方案为：采用I气分和III气分碳四馏分 43.39 万吨/年，生产主产品烷基化油 31.62 万吨/年；副产品正丁烷 4.23 万吨/年、异丁烷 0.55 万吨/年、重碳四馏分 6.01 万吨/年、燃料气 0.57 万吨/年、酸溶性油 0.47 万吨/年。主体工程为建设 30 万吨/年烷基化装置。同时对二十罐区及化肥液化气罐区进行改造。	已建成投产	安庆市环境保护局，宜环建函〔2019〕27 号；2019.3	自主验收，2022.8
16		新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目	利用液化气中异丁烯等碳四组分用于生产 MTBE（甲基叔丁基醚），建设一套 30 万吨/年 MTBE 装置	正在实施	安庆市生态环境局，宜环建函〔2024〕9 号；2022.4	未验收
17		储运部航煤储罐扩容改造项目	项目拟在徐家畈二十五罐区预留罐位处新建 2 台 12000m³航煤储罐，并配套设置水运和管输出厂设施，主要建设内容包括：新增 6 台机泵，新增污油收集罐 1 台、加剂设备 1 套，新建进输送线等。	已建成投产	安庆市生态环境局，宜环建函〔2019〕57 号，2019.6	自主验收，2020.09
18		焦化装置除焦系统密闭除焦改造项目	主要针对于 2 套延迟焦化装置，总计规模 100 万吨/年，均为“一炉两塔”配置。技术改造实施后，可满足“两炉四塔”交替运行流程，实现远距离除焦、密闭除焦、石油焦密闭输送、存储及汽车装运作业。	已建成投产	安庆市生态环境局，宜环建函〔2019〕74 号，2019.6	自主验收，2021.3

19		I、II硫磺回收装置增设烟气后碱洗流程项目	要针对现有的2套4万吨/年硫磺回收装置进行烟气脱硫。新增脱硫塔1个，配套碱液循环系统。采用ZPEC钠法脱硫技术。将两套硫磺尾气合并经过碱洗脱除SO_2后通过脱硫塔顶部的排气筒排放，排气筒高度为60m。	已建成投产	安庆市生态环境局，宜环建函〔2019〕133号；2019.11	自主验收，2020.11
20		炼油转化工结构调整项目	炼油综合加工能力维持800万吨/年，主要通过重油加工装置结构调整，以新建重油催化裂解装置为核心，实现重油向低碳烯烃和芳烃的高效转化，多产低碳烯烃和芳烃等化工原料。基础方案为全厂加工能力为800万吨/年，包含全部现有工艺装置及在建的烷基化装置，全厂加工原油硫含量为1.0%。转型方案为实现传统燃料型炼厂向化工型炼厂的转变，最大化减产成品油，增产低碳烯烃和芳烃原料。在维持现有全厂加工能力的条件下，原油硫含量提高至1.5%，炼油板块新建300万吨/年重油催化裂解装置，配套建设160万吨/年气分装置和80万吨/年芳烃抽提；利旧80万吨/年柴油加氢装置改造裂解汽油加氢装置；化工板块建设40万吨/年乙苯-苯乙烯装置，30万吨/年聚丙烯装置；配套改造相应系统配套工程。	2023年6月投入试生产	安庆市生态环境局，宜环建函〔2020〕31号，2020.05	自主验收，2024.6
21	化工板块	新建丙烯腈-腈纶联合装置	腈纶联合装置现有主要生产装置如下： 1、一套设计生产规模为8万吨/年丙烯腈装置。 2、一套设计生产规模为7万吨/年腈纶装置。	1995年建成投产。	安徽省城乡建设环境保护厅建环字〔1986〕274号	安徽省环保局皖环监验〔1996〕9号文同意通过验收。
22		化肥原料结构调整及炼油化工资源优化工程项目	煤气化装置现有主要生产装置如下： 1、一套设计处理规模为2000吨/粉煤气化装置。 2、一套设计生产规模为33万吨/年合成氨装置。 3、一套设计生产规模为58万吨/年尿素装置（停产报废）。	2006年11月投入生产，已经通过验收；58万吨/年尿素装置于2013年报废	国家环境保护总局环审〔2002〕108号	中华人民共和国环保部环验〔2011〕375号同意验收，2011.12
23		10万吨/年乙苯-苯乙烯联合装置	10万吨/年乙苯装置 10万吨/年苯乙烯装置	2009.8投入试生产，已经通过验收。	安徽省环境保护局环评函〔2006〕447号，2006.7	安徽省环保厅环评函〔2010〕1280号同意通过验收，2010.12
24		丙烯腈扩建项目	生产规模由8万吨/年丙烯腈装置扩建到21万吨/年；	2013.1投入试生产，已经通过验收。	安徽省环保厅环评函〔2009〕345号，2009.10	安徽省环保厅皖环函〔2014〕1432号

						同意验收，2014.11
25		腈纶阻燃纤维生产技术改造项目	提升改造项目在石化腈纶部现有 7 万吨/年腈纶生产区对现有 2 万吨/年腈纶生产装置进行改造。在现有罐区空地新建 1 台 60m³ 偏二氯乙烯单体储罐；独立出 1 个系列的聚合生产线（聚合 D 线）、原液生产线（原液 C 线）、废丝溶解线（废丝 C 线）；新增 1 套阻燃剂配制及加入系统；纺丝凝固浴系统分成两个系列。	已投产	安庆市生态环境局，宜环建函〔2019〕136 号；2019.12	自主验收，2021.11
26		碳一板块安全环保提升及节能优化改造项目	新建气化、空分、液氮洗装置，其中气化装置为新建两系列 1000 吨/天 SE-东方炉，磨煤、输储煤部分做适应性改造，原 Shell 粉煤气化炉备用；新建空分装置设计规模为制氧能力 50000 标方/小时，原空分装置拆除；新建液氮洗装置代替现有甲烷化装置；对变换装置、低温甲醇洗、氨合成装置进行适应性改造；新建压缩机厂房，更新合成气压缩机和氨冰机，以提高现有装置利用率，降低产品的单位能耗；配套新建控制室和变电所等公辅设施；对现有火炬进行改造。 提升改造项目改造前后原料煤设计用量不变，仍为 2000 吨/天。	正在实施	安庆市生态环境局，宜环建函〔2022〕16 号；2022.4	未验收
27	安全环保节能升级改造板块	污水处理站脱总氮及提标改造	1、在现有污水处理工艺的基础上，采用前置反硝化脱总氮。 2、对现有污水处理系统进行升级改造，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）三个排放标准直接排放限值，执行排放标准中规定的最小浓度限值。	已建成投产	安庆市环保局环建函〔2016〕64 号	自主验收，2018.11
28		储运部老区轻质油罐增设尾气回收处理系统项目	主要是对轻污油罐 T-304、305、401、402，混合二甲苯罐 T-601、603、604，加氢柴油料罐 T-801～804，焦化汽油罐 T-1101～1103 等油罐日常呼吸排放的有机废气及含硫污水罐 R-1 产生的少量废气进行回收。	已建成投产	安庆市环境保护局，环建函〔2017〕11 号，2017.3	自主验收，2019.04
29		储运部化工料罐区增设	新建 1 套“低温柴油吸收+总烃浓度均化+催化氧化”装置用于回收处理中石化安庆分公司储运部现有的 15 台化工料储罐。	已建成投产	安庆市环境保护局环建函〔2018〕56 号	自主验收 2019.08

		尾气回收处理系统项目				
30		污水处理站增设污水调节罐项目	新建两台 10000m³ 污水调节罐，单台污水调节罐容积为 10000m³。储存介质分别为含油污水和含盐污水。	已建成投产	安庆市环境保护局，环建函〔2018〕53 号；2018.07	自主验收，2020.01
31		煤气化装置储配煤系统改造项目	在现有配煤干煤棚处建设 3 座储配煤筒仓，单座筒仓有效储量约 3200 吨，下设 6 台 250 吨/小时活化给煤机；拆除现有配煤干煤棚和地下受煤斗人工配煤设施；改造 T3 转运站，在 T3 转运站中 T3A 带式输送机下方加设电动四通换向阀，用于将煤接出；在 T3 转运站东侧新建 2#转运站以及 160 米 2#栈桥输煤系统，用于将煤输送至 3 座新建筒仓；在原有化肥输送系统新增 3#转运站，以及 170 米 3#栈桥输煤系统，用于将成品煤送进现有 4 座筒仓；在铁路煤棚内增加一台斗轮取料机；更新原 1#带式输送机皮带。	已投产	安庆市生态环境局，宜环建函〔2019〕125 号；2019.11	自主验收，2022.12
32		水路入厂煤炭改管状皮带输送项目	起点为原水路 2#转运站，终点为新建圆形料场、配储煤系统、铁路干煤棚三处，全长约 1.6km，项目管道为架空式，采用管状皮带输送方式，全程封闭。	正在实施	安庆市生态环境局，宜环建函〔2021〕46 号；2021.11	未验收
33		延迟焦化装置安全节能提升改造项目	将现有两套延迟焦化装置（II套 45 万吨/年延迟焦化装置，III套 55 万吨/年延迟焦化装置）整合改造为一套 100 万吨/年延迟焦化装置，将原处理量 100 万吨/年“两炉四塔”改造为 100 万吨/年“一炉两塔”，更新焦炭塔、原料缓冲罐、加热炉等关键设备，停用现有II套、III套焦化装置加热炉	正在实施	安庆市生态环境局，宜环建函〔2025〕1 号；2025.1.14	未验收
34	热电板块	热电厂建设	现有工程供电、供热依托安庆分公司现有热电部。热电部配有 4 台燃煤锅炉(1×220t/h+2×410t/h+1×630t/h)及 4 台 50MW 汽轮发电机组。	3#炉（220t/h）、4#炉（410t/h）于 1991 年投产，5#炉（630t/h）于 1995 年投产，6#炉（410t/h）于 2007 年投产，已经通过验收	安徽省环境保护局文件环管字〔1992〕10 号《关于“中石化安庆分公司热电厂III期扩建工程环境影响报告书”的批复》； 安徽省环境保护局环监函〔2005〕512 号《关于热电部 1#、2#燃油锅炉报废更新工程环境	1、1991 年 12 月 18 日对 4#炉（410t/h）进行了竣工验收。5#炉（630t/h）安徽省环保局皖环监验〔1996〕11 号文同意通过验收。 2、3#、6#炉安徽省环保局皖环监验〔2008〕84 号文同

					影响报告书的批复》	意通过验收。
35		4#、5#锅炉脱硫改造	脱硫方式为石灰石－石膏湿法脱硫，采用“两炉一塔”通过一座高 152m、出口内径 7.2m 的烟囱排放	2010.6 脱硫改造投入试生产，已经通过验收	中华人民共和国环保部环审〔2010〕10 号文《关于安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程环境影响报告书的批复》，2010.1.12	中华人民共和国环保部环验〔2013〕232 号同意通过验收，2013.10
36		3#、6#炉烟气脱硫改造及变更项目	建设一套石灰石-石膏湿法脱硫系统（两炉一塔）对烟气进行脱硫治理，净化后的烟气均进入新烟囱排放，烟囱高度 152 米	2014.7 脱硫改造试运行，已经通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2013〕272 号文，2013.10.25；安庆市环境保护局环建函〔2014〕52 号文，2014.3	安庆市环境保护局环验函〔2014〕116 号同意通过验收
37		3#、4#、5#、6#炉烟气脱硝改造项目	热电锅炉烟气经低氮燃烧+SCR 烟气脱硝工艺处理，脱硝效率达到 90%以上，脱硝处理后的烟气经后序烟气处理设施处理后，共同经一座 152m 烟囱达标排放	2014.7 月试运行，已经通过验收	安庆市环境保护局环建函〔2013〕358 号，2013.12	安庆市环境保护局环验函〔2014〕117 号同意 6#通过验收 2014.7.31；环验函〔2015〕62 号同意 3#4#5#通过验收 2015.05
38		3#、4#、5#、6#炉超低排放改造项目	对热电部现有 4 台（3#~6#）锅炉烟气治理装置进行脱硫、脱硝、除尘系统超低排放改造。	已建成投产	安庆市环境保护局环建函〔2017〕37 号，2017.6.6	自主验收，2019.9
39		炼油转化工结构调整项目热电配套工程	主要包括四大工程：一是热电部化学水制水装置扩能改造工程；二是热力管网工程；三是新厂区 220kV 总变及输电线路工程；四是煤炭存储及输送设施改造工程。	2024.5 月试运行，已经通过验收	安庆市生态环境局宜环建函〔2020〕38 号	自主验收，2024.8
40		安庆高新区区域石化热电联产扩建项目	在原 1#、2#机组位置上新建设二套 35MW 背压式汽轮发电机组配套工程、在厂区北部建设一套 410t/h 煤粉炉配套工程。	2024.7 月试运行，已经通过验收	安庆市生态环境局宜环建函〔2020〕37 号	自主验收，2024.5

2.1.2 现有及在建项目建设工程内容

安庆分公司现有生产装置由主体工程（炼油装置和化工装置）、公用工程、辅助工程、储运工程和环保工程组成，主体工程主要拥有 45 套装置（其中炼油板块 37 套（5 套装置停用）、化工板块 8 套），公用工程包括供水、供电、供热、循环水场、脱盐水站、凝结水站等设施，辅助工程包括中心化验室、消防站、办公系统等，储运工程包括码头、罐区、公路装车站、铁路工业站、管道输送等，环保工程包括油气回收设施、硫磺回收装置、污水处理站、事故污水池、火炬气回收设施等。现有及在建主体工程生产能力见表 2.1-2，公用工程、辅助工程、储运工程和环保工程见表 2.1-3。

表 2.1-2　现有及在建工程装置规模一览表

板块	现有装置生产能力	装置名称	装置规模	套数	位置
炼油板块	常减压蒸馏装置 800 万吨/年	常减压蒸馏（I）	300 万吨/年	1	炼油老区
		常减压蒸馏（II）	500 万吨/年	1	炼油新区
	催化裂化、裂解装置 410 万吨/年	催化裂化（I）（2023 年 7 月停用）	140 万吨/年	1	炼油老区
		催化裂解（2022 年 12 月停用）	70 万吨/年	1	炼油老区
		催化裂化（III）	200 万吨/年	1	炼油新区
	气体分馏 50 万吨/年	气体分馏（II）（2023 年 7 月停用）	36 万吨/年	1	炼油老区
		气体分馏（III）	50 万吨/年	1	炼油新区
	延迟焦化 100 万吨/年	延迟焦化II、III	50 万吨/年	2	炼油老区
	蜡油加氢装置		220 万吨/年	1	炼油老区
	柴油液相加氢装置（IV）		220 万吨/年	1	炼油新区
	航煤加氢装置（II）		80 万吨/年	1	炼油老区
	汽油加氢装置（I）（2023 年 6 月停用）		20 万吨/年	1	炼油老区
	重油加氢装置（含 PSA 提纯设施，产氢能力 70000Nm³/h）		200 万吨/年	1	炼油新区
	催化重整装置（包括预加氢、重整、苯抽提及二甲苯分馏）		100 万吨/年	1	炼油新区
	酸性水汽提 470 吨/小时	酸性水汽提装置（I）、（II）（备用）	60 吨/小时	2	现有二联合大院
		酸性水汽提（III）	150 吨/时	1	现有二联合大院
		酸性水汽提（IV）	200 吨/时	1	现有二联合大院
	双脱装置	双脱（I）装置（与I催化配套部分停用）	液化气脱硫 36 万吨/年，干气脱硫 15 万吨/年	1	炼油老区
		双脱（II）装置（2022 年 12 月停用）	液化气脱硫 220 万吨/年，干气脱硫 5 万吨/年	1	炼油老区
		双脱（III）装置	133.6 万吨/年	1	炼油新区

板块	现有装置生产能力	装置名称	装置规模	套数	位置
	硫磺回收装置 18 万吨/年	硫磺回收（Ⅲ）	10 万吨/年	1	现有二联合大院
		硫磺回收（Ⅱ）	4 万吨/年	1	现有二联合大院
		硫磺回收（Ⅰ）	4 万吨/年	1	现有二联合大院
	溶剂再生装置 550 吨/时	溶剂再生装置（Ⅲ）	150 吨/小时	1	现有二联合大院
		溶剂再生装置（Ⅳ）	200 吨/小时	1	现有二联合大院
		溶剂再生装置（Ⅴ）	200 吨/小时	1	现有二联合大院
	SZorb 装置		150 万吨/年	1	现有炼油新区
	航煤生产装置		80 万吨/年	1	中石化安庆分公司老厂区
	100 万吨/年催化柴油加氢转化(RLG)项目		100 万吨/年	1	现有炼油新区
	烷基化装置		30 万吨/年	1	现有炼油老区
	30 万吨 MTBE 装置项目		30 万吨/年	1	现有炼油老区
	重油催化裂解（RTC）装置		300 万吨/年	1	化工新区
	气分装置		160 万吨/年	1	化工新区
	裂解汽油加氢装置		70 万吨/年	1	现有炼油老区
	芳烃抽提装置		80 万吨/年	1	现有炼油老区
	酸性水汽提		200 吨/时	1	现有炼油老区
化工板块	煤气化装置		2000 吨/天原料煤	1	现有老厂区
	合成氨装置		33 万吨/年	1	现有老厂区
	丙烯腈-腈纶联合装置	丙烯腈（Ⅰ）联合装置	8 万吨/年	1	腈纶大院
		丙烯腈（Ⅱ）联合装置	13 万吨/年	1	腈纶大院
		腈纶联合装置	7 万吨/年	1	腈纶大院
	乙苯－苯乙烯联合装置		10 万吨/年	1	现有炼油老区
	乙苯-苯乙烯装置		40 万吨/年	1	化工新区
	聚丙烯装置		30 万吨/年	1	化工新区

表 2.1-3　现有及在建项目公用、辅助、储运和环保工程一览表

工程名称		主要建设内容
公用工程	供电、供热	现有工程供电、供热依托安庆分公司现有热电部。热电部配有 4 台（3#、4#、5#、6#）燃煤锅炉(1×220t/h+2×410t/h+1×630t/h)及 3 台（2#、4#、5#）50MW 汽轮发电机组
	供水	安庆分公司以长江作为新鲜水水源，共有两个取水口，分别位于热电部 1#源水泵房、水务部供水 2#源水泵房，其中，热电部 1#源水泵房取水主要用于火电发电直流冷却水；水务部供水 2#源水泵房取水用于公司炼油、化工板块各装置及部分热电装置生产水的供给。热电供水能力 24064 万 m^3/a，水务部供水能力 2800 万 m^3/a。
	蒸汽	安庆分公司全厂生产用汽由热电部提供，蒸汽分高、中、低压三种规格。其中高压蒸汽压力为 9.8～10.3MPa、温度 520～540℃，中压蒸汽压力为 3.95～4.05MPa、温度 410～450℃，低压蒸汽压力为 1.18～1.30MPa、温度为 280～350℃

	氮气供应	全厂共有 4 套空分装置，煤气化装置 1 套空分装置，制氮能力为 3000Nm³/h，腈纶联合装置 1 套空分装置，制氮能力为 1000Nm³/h，炼油区 1 套空分装置，制氮能力为 8000Nm³/h，化工新区一座空分站，制氮能力为 11000Nm³/h	
	循环水场	炼油 5 套，总规模 61000m³/h 煤气化装置 2 套，总规模 42000m³/h； 腈纶联合装置 2 套，总规模 28000m³/h； 热电部 1 套，规模 20000m³/h 化工新区 2 套，总规模 40000m³/h 全厂总规模 191000m³/h	
	空压站	安庆分公司共 4 座空压站，老厂区包括 3 座空压站，其中腈纶空压站规模 7606Nm³/h，热工空压站规模 27000Nm³/h，热动空压站规模 43523Nm³/h；化工新区一座空压站，规模为 66000Nm³/h	
	脱盐水站	全厂包括 4 座脱盐水站： 热动化学水站脱盐水规模 500t/h，供炼油装置； 动力化学水装置规模 1400t/h（其中：一级脱盐水 750t/h，二级脱盐水 650t/h），供化工装置； 化肥水处理装置规模 400t/h，供化工一部煤气化及合成氨装置； 热电化学水站规模 960t/h，供热电部锅炉等。	
	凝结水站	热动区域凝结水站规模 550t/h，收集炼油装置及化工新区的凝结水； 热工凝结水站规模 100t/h，收集其他装置的凝结水。	
辅助工程	中心化验室	分区设置化验室，负责日常生产过程中的化验分析	
	消防站	设有消防站四座，配备消防车及移动水炮等消防设施	
	生产管理综合楼	生产管理部门办公室	
储运工程	原油长输管线	原油由仪-长线安庆段支线输送，最大输送能力 550 万吨/年	
	原油、成品油码头	危化品码头设有 3 个成品油泊位、1 个化学品泊位和 1 个液化烃泊位，装运能力为 382 万吨/年。其中两个成品油泊位兼顾原油接卸功能。 1 个煤码头，装运能力为 80 万吨/年。	
	铁路工业站	铁路设施主要担负成品汽油、成品柴油和航煤的出厂转输，铁路工业站内现设有汽油柴油铁路装车栈台 1 座，共有 54 个装车鹤位，其中汽油鹤 24 个，柴油鹤位 20 个，航煤鹤位 10 个，装车能力 280 万吨/年。	
	公路装车站	主要有不饱和液化气、丙烷、丙烯、航煤、丙烯腈和液氨公路出厂，13 座装车台，共有 24 个装车鹤位，装车能力约为 119.75 万吨/年。	
	管道运输	安合一期成品油管道（DN250）输送航煤，设计输量 120 万吨/年。 安合二期成品油管道（DN400）输送汽油和柴油，设计输量 400 万吨/年。	
	厂内罐区	主要为原油、产品、中间产品储罐	
环保工程	废气处理	根据各板块大气污染源特征采取相应的废气污染防治措施	
	油气回收	现有罐区、铁路、公路和水运码头均设有油气回收装置	
	废水处理	现有污水处理站（炼油新区西北角）包括处理规模 600m³/h 的含油污水处理系列及处理规模 600m³/h 的含盐污水处理系列组成，污水处理采用西门子 A/O+PACT+WAR 技术，最终全厂含油污水经污水处理站的含油污水处理系列处理后全部回用于循环水补水，含盐污水经新建污水处理站的含盐污水处理系列处理达标后通过公司总排口排入长江。	
	固废处理处置	一般固废	生活垃圾环卫处理；废炭泥等能综合利用的一般固废全部实现综合利用
		危险	废催化剂、油泥、浮渣等危险废物均由有资质的单位进行处

		固废	置，安庆分公司现有 1 座危废临时贮存设施，建筑面积为 1500m²，用于临时贮存安庆分公司产生的不能及时处置的危险废物。
	事故火炬	老区现包括 2 套炼油火炬（设计最大能力 328t/h），1 套合成氨火炬；新区现有 1 座火炬塔架，由 2 座烃类气体火炬头（直径 DN1300，高度 80 米）和 1 座酸性气火炬（DN400，高度 80 米）共架安装（计算最大处理量为 747t/h）	
	火炬气回收设施	1 套 10000m³ 湿式气柜，1 套 20000m³ 干式气柜，2 台 40Nm³/min 火炬气压缩机	
	事故水池	用于收集事故废水及消防废水： 包括炼油新区事故池 2500m³、炼油老区事故池 25000m³，事故罐 10000m³（位于炼油新区污水处理站），化工新区事故池 33000m³	

2.2 现有项目生产工艺

2.2.1 炼油板块生产工艺

炼油板块是以原油为原料，通过常减压蒸馏、催化裂化、催化裂解、催化重整、延迟焦化、加氢精制、SZorb 催化汽油吸附脱硫、催化柴油加氢转化(RLG)等装置，生产出汽油、柴油、石油焦、液化气、燃料油等产品，炼油转化工结构调整项目投产后，主要生产装置工艺流程分述如下：

800 万吨/年原油由管道送到炼油部分的 300 万吨/年常减压蒸馏（I）装置和新区 500 万吨/年常减压蒸馏（II）装置进行分馏，分出直馏石脑油、直馏煤/柴油、直馏蜡油和减压渣油等馏分再送往下游装置进行二次加工处理。其中，常减压蒸馏(I)装置加工原油 300 万吨/年，常减压蒸馏（II）装置加工原油 500 万吨/年。500 万吨/年常减压蒸馏（II）装置采用减压深拔的工艺技术，减压渣油主要作延迟焦化装置原料，以降低渣油收率并使焦化原料劣质化，提高全厂的轻油收率。

100 万吨/年延迟焦化装置，集中加工常减压蒸馏（II）装置的减压深拔后减压渣油及催化油浆。200 万吨/年重油加氢装置处理剩余渣油及部分直馏蜡油和焦化蜡油，加氢重油作为 3#催化裂化装置和新建重油催化裂解的原料，其中催化裂化处理 101 万吨/年，催化裂解处理约 85 万吨/年。

220 万吨/年蜡油加氢装置加工来自两套常减压装置的减一、二线及部分减三线蜡油，为确保催化裂解装置原料性质，加氢蜡油全部作为新建重油催化裂解的原料。

直馏重柴油馏分直接作为催化裂化原料；直馏轻柴油馏分及焦化柴油、渣油加氢柴油经 220 万吨/年液相床柴油加氢装置加氢脱硫后直接作为柴油产品出厂；催化柴油经 RLG 装置转化后，约 40%以上汽油产品作为芳烃抽提原料生产芳烃产品，未转化催化柴油分别返回催化裂解和催化裂化回炼，使得催化柴油得以全部转化。

约 75 万吨/年直馏直馏煤油组分通过现有 80 万吨/年航煤加氢装置生产合格航煤产品。

直馏石脑油及加氢石脑油经轻烃回收单元稳定后，先经过全馏分加氢精制再分馏拔头，拔头油部分作为汽油调和组分，部分作为化工轻油直接外销，精制重石脑油进重整反应部分生产重整生成油。重整生成油再经过分馏，得到戊烷、C6 馏分、C7 馏分、混合二甲苯和重芳烃等馏分。部分 C6 和全部 C7 馏分送至芳烃抽提单元，经抽提后，进入芳烃抽提的分馏单元，得到合格的苯及甲苯产品。甲苯作为芳烃产品外销，也可将部分甲苯作为汽油调和组分。

RLG 装置生产的轻汽油(C5 馏分)作为汽油调和组分，C6+以上馏分送至裂解汽油加氢装置分离部分。催化裂解汽油在装置内分离出 C5 在装置内回炼，剩余裂解汽油送至裂解汽油加氢装置进行精制，精制裂解汽油汇同 RLG 汽油 C6+以上馏分进行分离，其中 C5 馏分和 C9+馏分合并作为汽油调和组分，C6-C8 馏分进入芳烃抽提装置。为合理利用抽余油组分，芳烃抽提装置设两个系列的抽提单元，重整汽油 C6\C7 馏分的抽余油作为汽油调和组分，裂解汽油及 RLG 汽油的 C6-C8 馏分抽余油因富含环烷烃，芳潜较高，部分送至重整装置作为重整原料，部分作为汽油调和组分，剩余抽余油直接作为产品外销；分离抽余油后的芳烃组分进入分馏单元，分离出苯、甲苯、及混合二甲苯产品。

焦化汽油送至 3#催化裂化装置回炼。3#催化裂化汽油在装置内分离 C5 烯烃送至催化裂解回炼，剩余催化汽油送至 SZorb 装置进行脱硫。

催化裂化及催化裂解装置分别设置独立的吸收稳定单元，催化干气和液化气送双脱装置脱硫脱硫醇。净化干气作苯乙烯装置的原料，精制液化气送气体分馏装置回收丙烷和丙烯，丙烷作商品，丙烯作聚丙烯、丙烯腈和丁辛醇的原料，满足聚丙烯装置产能所需原料后，剩余丙烯产品外销，部分 C4 在催化裂解装置内回炼，部分 C4 组分作烷基化装置原料用于生产高辛烷值汽油组分，剩余不饱和 C4 作为产品外销。

常减压、催化裂化、催化裂解、焦化、加氢等装置产生的含硫污水收集后进入污水汽提装置。污水汽提装置采用单塔侧线工艺，塔顶的酸性气进入硫磺装置，回收酸性气中的硫元素。侧线抽出的氨气经过氨精制后得到液氨。

硫磺回收装置采用常规克劳斯技术，尾气采用加氢还原技术。污水汽提、富液再生装置产生的酸性气进入硫磺回收装置后，经过主燃烧炉、多级硫转化反应器反应后得到硫磺，其尾气经过加氢还原吸收脱硫后焚烧排放。

炼油板块主要生产工艺流程见图 2.2-1。

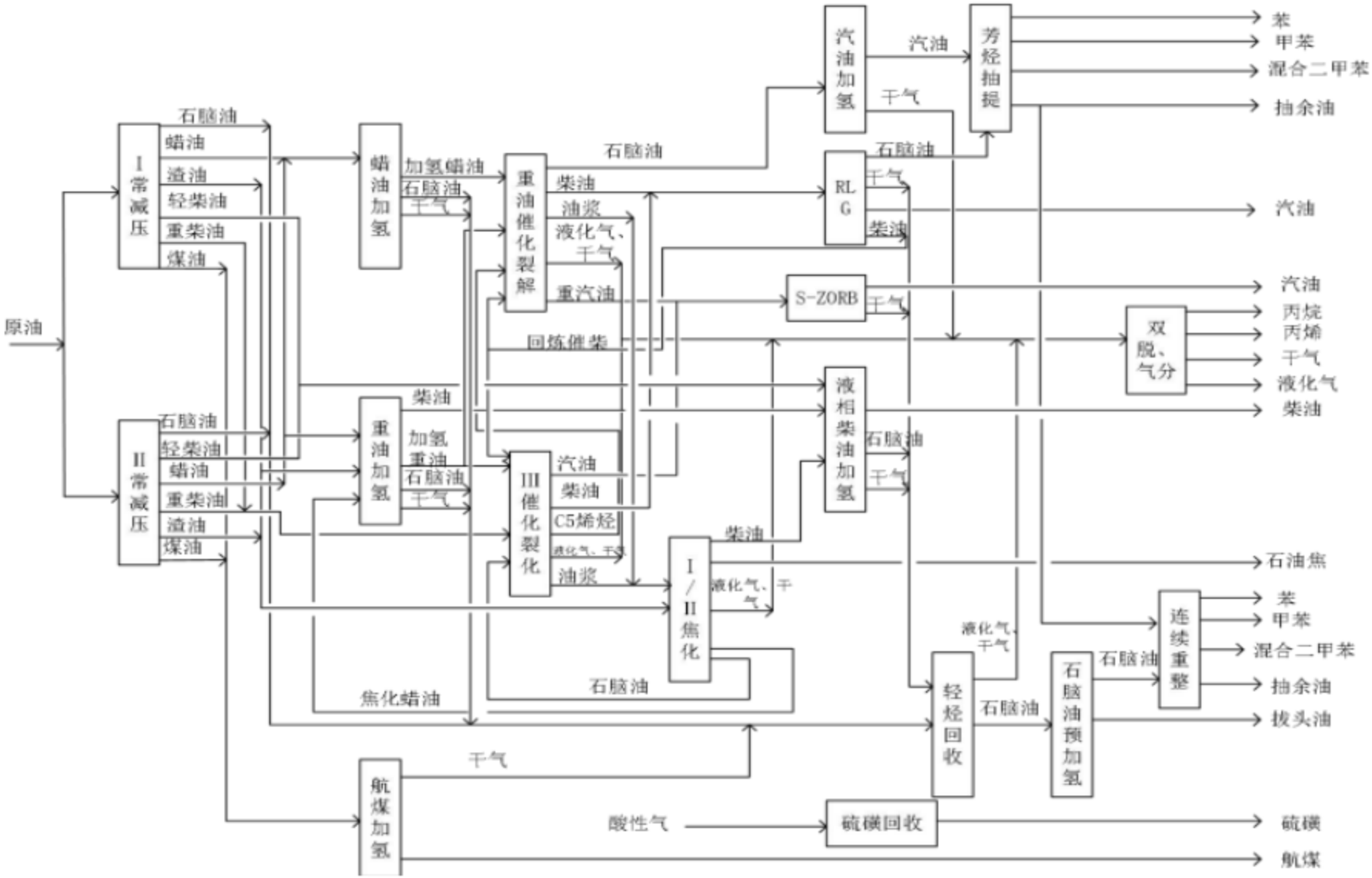


图 2.2-1 炼油板块生产总体工艺流程

2.2.2 化工板块

2.2.2.1煤气化-合成氨装置生产工艺

煤气化-合成氨装置主要有二套生产装置，分别是煤气化装置、合成氨装置。

煤气化装置：原煤由筒仓输送至原煤仓，再经过磨煤机、过滤器后，与氧气、蒸汽一起喷入气化炉内，进行部分氧化反应，生成的粗合成气过滤后与饱和蒸汽、过热蒸汽以及变换减温工艺冷凝液一起进入 CO 变换炉，生成的原料气经气液分离器分离，分离出来的工艺冷凝液送往氨回收系统的蒸氨汽提塔。冷却后的原料气经分液后，进入甲醇洗涤塔，塔底出来的甲醇，经过闪蒸后含 H_2、CO 的解吸气进入甲烷化工序。闪蒸后的甲醇，进入 CO_2 解析塔。解析后的甲醇，进入 H_2S 浓缩塔进一步浓缩，浓缩后的甲醇，进入甲醇再生塔再生后回用，塔顶酸性气送炼油硫磺回收装置。

合成氨装置：由低温甲醇洗单元来的解吸气，与来自空分单元中压氮气按比例调节配氮，配氮后的合成气进入甲烷化炉进行甲烷化反应，经合成气压缩机进入合成塔生产出产生品氨，出塔气体含氨量 17%，送入一、二级氨冷器，氨被冷凝下来。氨分离器分离的液氨经减压后送往氨库储存。液氨部分用于丙烯腈原料，部分外售。

2.2.2.2丙烯腈-腈纶联合装置生产工艺

丙烯腈-腈纶联合装置由丙烯腈装置和腈纶装置组成。

原料丙烯、氨、空气进入流化床反应器，在催化剂的催化作用下进行氧化反应，生成丙烯腈及副产氢氰酸、乙腈、丙烯醛、丙烯酸和水等，反应气进入急冷塔，在此反应气由循环废水、部分补充新鲜水进行冷却，并注入硫酸与未反应的氨生成硫铵，21.5%的硫铵溶液经汽提后送至硫铵回收单元。急冷塔塔塔釜液大部份循环使用，小部分送催化剂沉降槽后排入废水/废有机物槽，废催化剂在沉降槽中沉降分离，沉积物清理时，装袋送危废处理。澄清后的废水及废有机物由催化剂沉降槽泵送入废水/废有机物槽，送 3#热氧化器，热氧化器在 1100～1538℃下氧化还原废水后，其尾气通过设置的废热锅炉和锅炉水预热器降温到 160℃后经 60m 烟筒排放大气。急冷塔塔顶气体经进一步冷却后进入吸收塔。未被水吸收的 CO、CO_2、氧、氮以及烃类由塔顶进入 2#热氧化器或 AOGC，水相则进入回收塔，在此通过催化精馏后，侧线抽出气含乙腈、水和少量氢氰酸，进入乙腈塔，得到粗乙腈进入乙腈精制单元；塔釜液送四效蒸发器处理；塔项气冷凝后分层为有机层和水层，水层送入回收塔循环使用；有机层含丙烯腈及氢氰酸，进入脱氢氰酸塔，在此得到氢氰酸副产品送出界外，丙烯腈则进入成品塔进行精制，得到丙烯腈产品。四效蒸发器的凝液送轻有机物汽提塔汽提后，污水经过氧化氢处理后再送出界外。

粗乙腈进入脱氢氰酸塔，在此乙腈脱除绝大部分的氢氰酸、丙烯腈、丙酮、丙烯醛等有机物和水，得到初步精制。塔顶不凝气入废气洗涤塔，塔釜液体入废水/废有机物槽。侧线采出的物料进入精馏塔精制，再进入干燥塔进一步去除水和有机杂质，干燥塔塔釜液入废水/废有机物槽，塔顶凝液进入成品塔得到精乙腈产品。

稀硫铵液进入结晶器，并在结晶器加热器中循环加热，结晶器顶排气经二级冷凝，冷凝液去急冷塔，不凝气排入大气。结晶器底部的料浆送入离心机进入液固分离，液体循环至结晶器加热器，固体进入旋转干燥机用热空气进行干燥，生成含水小于 1%的硫铵成品。

腈纶联合装置的生产过程是：由丙烯腈、醋酸乙烯酯、甲基丙烯磺酸钠组成混合单体，以 $NaClO_3$-$NaHSO_3$ 氧化还原体系为引发剂，在聚合釜中共聚生成聚丙烯腈。再经终止、脱单、水洗、脱水、浆化、溶解、脱泡、压滤等工序制成纺丝原液。

纺丝原液在凝固浴中由喷丝板喷出细流，通过双扩散凝固成初生纤维，再经溶剂牵伸、水洗、热牵伸、干燥致密化、定型、上油、干燥等加工工序制成腈纶丝束。

纺丝前产生的浓度为 14%左右的稀 NaSCN 溶液，送至溶剂回收系统，通过前处理、五效蒸发等工序，除去铁离子、悬浮物及不挥发性杂质（NVI），并将其浓缩为 55.5%的纺丝溶剂返回聚合原液工序循环使用。

纺丝生产的腈纶丝束，可供短纤装置加工为腈纶短纤、或直接进行长丝打包作为产品出厂销售。

2.2.2.3乙苯-苯乙烯联合装置生产工艺

乙苯-苯乙烯联合装置由乙苯装置和苯乙烯装置组成。

催化干气制乙苯装置工艺流程主要有五部分组成：脱丙烯部分、反应部分、分离部分、热载体部分及蒸汽发生系统。

脱丙烯部分：催化干气从底部进入丙烯吸收塔。吸收剂从吸收塔顶部进入预催化干气逆向接触，脱除了丙烯的催化干气从丙烯吸收塔顶部出来去反应部分。吸收了丙烯的吸收剂从丙烯吸收塔底部出来进入解吸塔。解吸塔顶气体经解吸塔顶冷凝器冷却后出装置，解吸塔底物流用吸收剂循环泵加压后用循环水冷却后进入丙烯吸收塔顶部。解吸塔热源采用热载体。

反应部分：分为烃化反应和反烃化反应两部分。烃化反应为苯和乙烯反应生成乙苯、二乙苯，反烃化反应为苯和二乙苯反应生成乙苯。反应部分采用气相烃化、液相反烃化技术。

脱除丙烯后的催化干气分四路进入烃化反应气器。从分离部分来的循环苯分作两路。其中一路经反应—循环苯换热器换热气化，再经循环苯加热炉加热至所需温度后，进入烃化反应器顶部，与干气中的乙烯等烃化反应。烃化反应产物与循环苯、循环苯塔进料换热后再经循环水、冷冻水冷凝冷却，冷凝冷却后的气液体进入分离部分。

从分离部分来的反烃化料与从分离部分来的另一路循环苯一起进入反烃化反应进料混合罐，经反烃化反应进料泵加压至反应所需温度后进入反烃化反应器，反烃化反应产物与反烃化反应进料换热后进入循环苯塔。

分离部分：是将反应部分来的烃化尾气进入吸收塔，与吸收剂逆向接触，将烃化尾气中绝大部分苯及重组分吸收下来，尾气从塔顶送出装置。吸收剂及吸收下来的苯等重组分一起， 自吸收塔底经泵压送至循环苯塔进料罐。

循环苯塔进料、反烃化反应产物、新鲜苯各自进入循环苯塔，苯及不凝气从塔顶蒸出进入循环苯塔塔顶蒸汽发生器、循环苯塔顶冷凝冷却器，冷凝冷却后进入循环苯塔回流罐，凝液全部经由回流泵打入塔顶作为回流，未冷凝的气体进入脱非芳塔。塔底物料加压后送至乙苯精馏塔，精馏后得到产品乙苯。

脱非芳塔塔顶气体经冷凝冷却后进入脱非芳塔回流罐进行气液分离，凝液用回流泵送至脱非芳塔顶部作为回流，不凝气送至燃料气分液罐。塔底物料经泵压送至循环泵塔。

循环苯塔侧线抽出循环苯，用泵送至循环苯罐供反应部分用。由于循环苯塔塔底所需热量较大，采用重沸炉进行加热。

乙苯精馏塔顶冷凝液经加压后分为两路：一路做为丙苯塔进料送至丙苯塔，另一路经循环吸收剂冷却器、循环吸收剂过冷器冷却至 20℃进入吸收塔塔顶。

丙苯塔进料进入丙苯塔后，丙苯等组分从塔顶蒸出，经丙苯塔顶冷凝冷却器冷凝，

冷凝液一部分打入塔顶作为回流，另一部分冷却 40℃后送入丙苯馏分罐然后泵送出装置。塔底物料自压进入多乙苯塔。

多乙苯塔进料进入多乙苯塔后，二乙苯、三乙苯等组分从多乙苯塔顶蒸出，经冷凝，冷凝液一部分回流，另一部分经反烃化料泵送入反应部分。塔底物料泵送至高沸物冷却器冷却至 40℃,送入高沸物罐然后泵送出装置。多乙苯塔为减压操作，塔顶气相经冷却后的不凝气和从外部漏入系统的少量空气，由液环式真空泵抽出排入火炬。

苯乙烯装置采用乙苯负压脱氢制苯乙烯技术，反应部分采用轴径向反应器，乙苯在水蒸气存在的条件下负压脱氢制得苯乙烯。由乙苯脱氢反应单元、脱氢混合液精馏两部分组成。

乙苯脱氢单元：新鲜乙苯与苯乙烯精馏系统回收的循环乙苯，以及部分稀释蒸汽，分别进入乙苯蒸发器，用低压蒸汽蒸发后，经换热在第一反应器的入口处与来自蒸汽过热炉的主蒸汽混合，进入第一反应器的催化剂床层。之后，再经加热后，进入第二反应器的催化剂床层。

第二反应器出口的脱氢反应混合物，先经乙苯过热器预热已汽化的反应进料后，再经低压废热锅炉、低低压废热锅炉，产生二个压力等级 0.35MPa 和 0.04MPa 的副产蒸汽。

冷却后的脱氢反应产物，继续经急冷器和空冷器，分别用工艺凝液和风机予以降温冷却。由空冷器出来的气体，在后冷器进一步冷却。不凝气经尾气压缩机压缩和尾气冷却器的冷却，再经吸收塔吸收，吸收液进入解吸塔以回收烃类后经尾气增压机增压后送出界外。空冷器的凝液和后冷器来的冷却液，进入油水分离器。以分成烃相和水相，烃相直接送到苯乙烯精馏系统中的粗苯乙烯塔或送到界外的贮罐，水相送到工艺凝液汽提塔。汽提回收的含微量水相的有机物送回至油水分离器。汽提塔凝液由汽提塔釜泵送出，一部分作为废热锅炉的给水，另一部分送至界区外。

脱氢混合液（DM）精馏：精馏系统有四个精馏塔和一个膜式蒸发器，将脱氢混合物进行分离，得到主产品苯乙烯，副产品甲苯和循环乙苯。

粗苯乙烯分离塔，塔顶回收乙苯和比乙苯轻的组份。塔底为苯乙烯和比其重的组份，为减少聚合物的生成，该塔系真空操作，并加入无硫阻聚剂 DNBP。

粗苯乙烯塔的塔底物料由粗塔塔釜液泵打到真空操作的精苯乙烯塔，塔顶得到的产品苯乙烯送至界外苯乙烯产品贮罐。为防止聚合物产生，在精苯乙烯塔回流管内注入 TBC 阻聚剂。精苯乙烯塔底物料经精苯乙烯塔釜液泵送到膜式蒸发器，以回收苯乙烯和 DNBP 。膜式蒸发器的气相出料，直接回到精苯乙烯塔塔底。膜式蒸发器的底部物料是含有 DNBP 的焦油，通过蒸发器釜液泵一部分送到延迟焦化装置处理，另一部分循环使用，以维持粗苯乙烯塔内 DNBP 的浓度。

粗苯乙烯塔的塔顶物料为含有乙苯和比乙苯轻的组份，进入乙苯回收塔。乙苯回收塔底为回收循环乙苯返回脱氢单元，作为脱氢进料；塔顶物料苯、甲苯输送至乙苯工段苯/甲苯塔。将副产品甲苯送出界区外，回收苯返回烃化单元。

化工板块工艺流程见图 2.2-2。

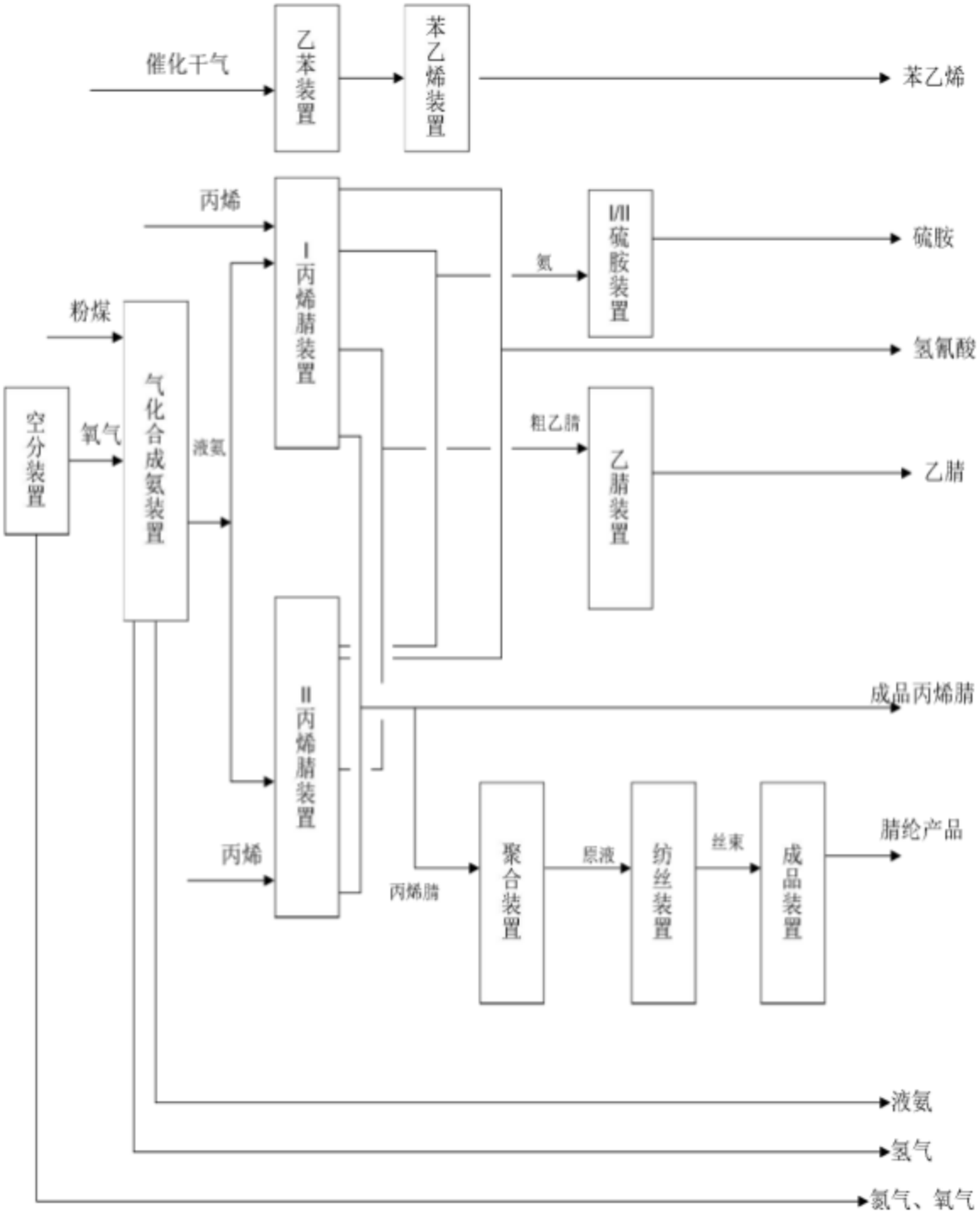


图 2.2-2　化工板块工艺流程图

2.2.3 热电板块生产工艺

安庆分公司热电部位于安庆市西郊，配有 4 台燃煤锅炉【1 台 220t/h 燃煤锅炉(3#锅炉)、2 台 410t/h 燃煤锅炉(4#、6#锅炉)、1 台 630t/h 燃煤锅炉（5#锅炉）】及 3 台 50MW 汽轮发电机组。

热电部水源为长江，江边设有取水泵房一座。取水泵房配有四台取水泵，总取水能力 10720m^3/h，由两根 DN2000 的输水管线送入厂区。采用以长江为水源的直流式供水系统，

直流冷却水排入皖河，在皖河流经约 700m 后最终进入长江；

4 台锅炉采用低氮燃烧+SCR 烟气脱硝工艺进行烟气脱销，采用电袋除尘器进行烟气除尘，采用石灰石-石膏湿法脱硫进行烟气脱硫，排放烟气达到“燃煤电厂超低排放”的要求，即烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50mg/m³的排放限值。

4 台锅炉烟气共用一根烟囱排放，烟囱高度 148 米，直径 7.2 米。

2.3 产品方案

中石化安庆分公司现有已批复环评实施后，中石化安庆分公司各类产品产量见下表：

表 2.3-1 产品产量汇总表单位：万吨/年

序号	产品名称		产品产量
0	产品总量		776.2
1	汽油		253.59
1.1	其中	乙醇 92#汽油	113.52
1.2		乙醇 95#汽油	128.07
1.3		乙醇 98#汽油	12
2	煤油		80.06
2.1	其中	航煤	80.06
3	柴油		139.14
3.1	其中	国 VI 柴油	139.14
4	轻质船燃		1
5	石油芳烃		62.34
5.1	其中	二甲苯	45.49
5.2		甲苯	16.85
6	乙烯料/化工轻油		14.58
6.1	其中	拔头油	6.58
6.2		裂解抽余油	8
7	化工产品		146.63
7.1	其中	苯乙烯	54.36
7.2		丙烯腈	14.63
7.3		腈纶	7
7.4		氢氰酸	2.16
7.5		乙腈	0.64
7.6		硫胺	2.44
7.7		合成氨	17.38
7.8		丙烯	18.02
7.9		聚丙烯	30
8	其它产品		110.96
8.1	其中	丙烷	18.75
8.2		饱和液化气	15.7
8.3		不饱和液化气	32.28

8.4		外卖干气	0.7
8.5		石油焦	27.27
8.6		硫磺	11.27
8.7		催化油浆	5

2.4 公用工程及辅助设施情况

2.4.1 供水（新鲜水）

安庆分公司以长江作为新鲜水水源，共有两个取水口，分别位于热电部 1#源水泵房、水务部供水 2#源水泵房，其中，热电部 1#源水泵房取水主要用于火电发电直流冷却水；水务部供水 2#源水泵房取水用于公司炼油、化工板块各装置及部分热电装置生产水的供给。热电供水能力 24064 万 m^3/a，水务部供水能力 2800 万 m^3/a。

2.4.2 循环水

中石化安庆分公司现有 12 座循环水场，分别为：炼油I循、炼油II循、炼油III循、炼油IV循、炼油 V 循、化肥I循、化肥II循、腈纶I循、腈纶II循、热电部循环水场、化工新区。循环水场总规模 191000m^3/h。各循环水场情况见下表。

表 2.4-1 现有循环水场情况一览表

序号	装置名称	规模（m^3/h）	主要供水用户
1	炼油I循	12000	I 常、I 催化、焦化、加氢等六套装置及 2 套罐区 VOC 治理设施
2	炼油II循	12000	催化裂解、II 气分、空压站、烷基化等装置
3	炼油III循	5000	硫磺、富液再生、碱渣处理、氨精制、I套污水汽提、II套污水汽提、III硫磺尾气处理及富液再生等装置
4	炼油IV循	12000	乙苯－苯乙烯联合装置、蜡油加氢、RLG 等装置
5	炼油 V 循	20000	炼油新区各装置
6	化肥I循	12000	合成氨及公用工程部水汽装置
7	化肥II循	30000	空分装置、煤气化等装置
8	腈纶I循	16000	腈纶部、I 丙、空压站、冷冻站
9	腈纶II循	12000	II 丙
10	热电部循环水系统	20000	热电部
11	化工新区循环水场	40000	化工新区
合计		191000	

2.4.3 脱盐水站

中石化安庆分公司全厂有 4 座脱盐水站，分别为热动化学水站脱盐水装置、动力化学水装置、化肥水处理装置、热电化学水站。

表 2.4-2 现有脱盐水装置情况一览表

序号	装置名称	规模（m^3/h）	主要供水用户
1	热动化学水站脱盐水装置	500	炼油装置
2	动力化学水脱盐水装置	1400	丙烯腈－腈纶联合装置
3	化肥水处理脱盐水装置	400	煤气化、合成氨装置

4	热电化学水站脱盐水装置	960	热电部锅炉
合计		3260	

2.4.4 凝结水

中石化安庆分公司有 2 套凝结水回收系统，总规模 650t/h，包括：热动化学水站凝结水规模 550t/h，收集炼油装置和化工新区的凝结水；热工凝结水站规模 100t/h，收集其他装置的凝结水。

2.4.5 供电

中石化安庆分公司供电分为发变电和供配电两部分，热电部电气装置主要由发电机系统和变电站系统组成，热电部变电站系统设 220kV、110kV、35kV 系统配电室各一座，各系统以变压器组联接构成中石化安庆分公司电力网架。热电部 220kV 系统为中石化安庆分公司电网与外网的连接系统，220kV 进出线均为 2 回，2 回进线分别与系统安庆变、晴岚变 220kV 联网，2 回出线通过 6#、7#主变与热电部 110kV 系统联网。装置区内现有 2 座 110kV 总降压变电站，即腈纶总降和炼油新区总降，化工新区内设有 4 座 35kV 总降压变电站，变电站进线电源均引自热电部 110kV 和 35kV 系统。

2.4.6 供热、供汽

供热、供汽由热电部提供，热电部配有 4 台（3#、4#、5#、6#）燃煤锅炉（1×220t/h+2×410t/h+1×630t/h）及 3 台（2#、4#、5#）50MW 汽轮发电机组。

中石化安庆分公司生产用汽由热电部提供，蒸汽分高、中、低压三种规格。其中高压蒸汽压力为 9.8～10.3MPa、温度 520～540℃，中压蒸汽压力为 3.95～4.05MPa、温度 410～450℃，低压蒸汽压力为 1.18～1.30MPa、温度为 280～350℃。

2.4.7 氮气供应

中石化安庆分公司共有 4 套空分装置，总规模 23000m^3/h，具体如下：

①煤气化装置空分装置，制氮能力为 3000Nm^3/h；

②腈纶联合装置空分装置，制氮能力为 1000Nm^3/h；

③炼油区空分装置，制氮能力为 8000Nm^3/h；

④化工新区空分站，制氮能力为 11000Nm^3/h。

2.4.8 空压站

中石化安庆分公司包括 4 座空压站，其中热工空压站规模 27000Nm^3/h、热动空压站规模 43523Nm^3/h、腈纶空压站规模 7606Nm^3/h、化工新区空压站规模 66000Nm^3/h。

炼油老区空压站承担向各装置提供仪表用风和工艺用风，有 6 台压缩机，其中离心

机 4 台，往复机 1 台，螺杆机 1 台；正常生产时运行 3 台离心机或 3 台离心机和 1 台螺杆机，4 台干燥器，运行 2 台；设计供风能力 22800Nm³/h，其中净化风 12000Nm³/h。炼油新区建有 3 台处理量为 150m³/min 的离心式压缩机组和 1 台 60Nm³/h 螺杆机。

热电部空压站二座，总控制室一楼空压机站，站内设有 2 台排气量 10m³/min（型号 EP100）、3 台排气量 22m³/min（型号 EP132）的螺杆压缩机和 1 台 55m³/min 的冷冻干燥机（型号 F400-WE）；6#炉建有空压站一座，站内设有 3 台 42Nm³/min 螺杆空气压缩机和 2 台 90Nm³/min 冷冻干燥机。

化工新区空压站一座，内设处理量为 13200Nm³/h 的离心式压缩机组 5 台。

2.4.9 火炬系统

火炬气回收系统设有 1 套 10000m³ 湿式气柜和 1 套 20000m³ 干式气柜，4 台 40Nm³/min 火炬气压缩机。全厂共计 6 座火炬架、14 个火炬头。

表 2.4-3 火炬系统情况一览表

序号	火炬架	火炬头			用途
		类型	参数	处理能力	
1	炼油I套火炬（2个火炬头共架）	低压烃类气体火炬头	1个，筒体公称直径DN700mm，火炬高度为65m，低压火炬管网的背压为0.15MPa	40000Nm³/h	催化裂化、裂解、焦化、乙苯-苯乙烯装置在事故状态下放空。
		酸性气火炬头	1个，筒体公称直径DN300mm	9000Nm³/h	IV硫磺装置及I系列装置放空的酸性气
2	炼油II套火炬	低压烃类气体火炬头	1个，筒体公称直径DN600mm，火炬高度为62.5m，低压火炬管网的背压为0.05MPa	48000Nm³/h	裂解、化肥部、十四罐区、III硫磺、老液化气站、乙苯/苯乙烯、蜡油加氢、I气分、丙烯腈等装置的火炬气在事故状态下放空。
3	炼油新区火炬系统（3个火炬头共架）	高压烃类气体火炬头	1个，筒体直径为DN900，火炬高度为85米，高压管网的背压为0.4MPa。	439t/h（580000Nm³/h）	重油加氢装置的高压部分、气体分馏（III）装置以及循环液相柴油加氢（IV）装置的高压部分的可燃气体排放。
		低压烃类气体火炬头	1个，筒体直径为DN1100，火炬高度为85m，低压火炬管网的背压为0.1MPa	381t/h（232268Nm³/h）	常减压蒸馏（II）装置的低压部分、重油加氢装置的低压部分、催化裂化（III）装置、循环液相柴油加氢（IV）装置的低压部分、催化重整装置、双脱（III）装置以及SZorb装置的

					可燃气体排放
		酸性气火炬头	1个，火炬筒体直径为DN350，火炬高度为85m，火炬管网背压为0.06MPa	7.973t/h	硫磺回收（I）装置、酸性水汽提（III）装置、溶剂再生装置的酸性可燃气体排放
4	油改煤火炬（2个主火炬及酸火炬共架）	合成气火炬头	1个，筒体直径为DN900，火炬高度为65m	286000Nm^3/h	煤气化装置、一氧化碳变换装置、酸性气体脱除装置、甲烷化改造装置等的可燃气体排放。
		酸放空气火炬头	1个，筒体直径为DN300，火炬高度为65 米	15235Nm^3/h	煤气化装置、一氧化碳变换装置、酸性气体脱除装置的可燃气体排放
		氨类放空气火炬头	1个，火炬筒体直径为DN300，火炬高度为65m	25434Nm^3/h	合成、净化单元含氨的安全阀泄放后的氨气排放
5	丙烯腈火炬（3个火炬头共架）	工艺火炬	1个，火炬筒体直径为DN400，火炬高度为64m	2720Nm^3/h	处理丙烯腈装置正常和事故状态排放的有机气体排放
		氢氰酸火炬	1个，火炬筒体直径为DN150，火炬高度为64m	800Nm^3/h	处理脱氢氰酸塔真空泵和成品塔真空泵废气（酸性废气）
		氨火炬	1个，火炬筒体直径为DN250，火炬高度为64m	17200Nm^3/h	处理原液氨球罐和氨蒸发器事故时排放的废气
6	化工新区火炬（3个火炬头共架，其中一个预留）	高压烃类气体火炬头	1个，高压管网的背压为0.4MPa。	/	处理化工新区装置正常操作、事故、紧急状态、非正常生产工况下排放的易燃、有毒的可燃性气体的安全燃烧放空
		低压烃类气体火炬头	1个，低压火炬管网的背压为0.05MPa	/	

2.5 储运工程

2.5.1 原油进厂

原油有管输、水路两种进厂方式，以管输为主。水路依托中石化安庆分公司危化品码头进厂；管输依托仪-长原油管线（仪征-长岭）进厂，原油由仪-长线安庆段支线输送，最大输送能力550万吨/年。

2.5.2 罐区及储罐情况

罐区及储罐情况见表2.5-1。

表2.5-1　中石化安庆分公司现有储罐情况一览表

序号	区域	储罐编号	储罐类型	储存物质	是否氮封	是否带压	处理措施
1	储运部油品区域	201	立式固定顶罐	重污油	否	常压	

2	储运部油品区域	202	立式固定顶罐	重污油	否	常压	
3	储运部油品区域	203	立式固定顶罐	油浆	否	常压	
4	储运部油品区域	204	立式固定顶罐	油浆	否	常压	
5	储运部油品区域	205	立式固定顶罐	油浆	否	常压	
6	储运部油品区域	206	立式固定顶罐	渣油	否	常压	
7	储运部油品区域	207	立式固定顶罐	渣油	否	常压	
8	储运部油品区域	208	立式固定顶罐	重质船燃	否	常压	
9	储运部油品区域	209	立式固定顶罐	渣油	否	常压	
10	储运部油品区域	210	立式固定顶罐	重质船燃	否	常压	
11	储运部油品区域	300	立式固定顶罐	蜡油	否	常压	
12	储运部油品区域	301	立式固定顶罐	蜡油	否	常压	
13	储运部油品区域	302	立式固定顶罐	蜡油	是	常压	
14	储运部油品区域	303	立式固定顶罐	蜡油	是	常压	
15	储运部油品区域	304	内浮顶罐	轻污油	是	常压	油气回收设施
16	储运部油品区域	305	内浮顶罐	轻污油	是	常压	油气回收设施
17	储运部油品区域	306	立式固定顶罐	重污油	否	常压	
18	储运部油品区域	307	立式固定顶罐	重污油	否	常压	
19	储运部油品区域	401	内浮顶罐	轻污油	是	常压	油气回收设施
20	储运部油品区域	402	内浮顶罐	轻污油	是	常压	油气回收设施
21	储运部油品区域	403	内浮顶罐	轻污油	是	常压	油气回收设施
22	储运部油品区域	404	内浮顶罐	轻污油	是	常压	油气回收设施
23	储运部油品区域	501	内浮顶罐	航煤	否	常压	高效密封浮盘
24	储运部油品区域	502	内浮顶罐	航煤	否	常压	高效密封浮盘
25	储运部油品区域	503	内浮顶罐	航煤	否	常压	高效密封浮盘
26	储运部油品区域	504	内浮顶罐	航煤	否	常压	高效密封浮盘
27	储运部油品区域	505	内浮顶罐	航煤	否	常压	高效密封浮盘
28	储运部油品区域	506	内浮顶罐	不合格航煤	否	常压	高效密封浮盘
29	储运部油品区域	601	内浮顶罐	汽油	是	常压	油气回收设施
30	储运部油品区域	602	内浮顶罐	汽油	否	常压	
31	储运部油品区域	603	内浮顶罐	汽油	是	常压	油气回收设施

32	储运部油品区域	604	内浮顶罐	汽油	是	常压	油气回收设施
33	储运部油品区域	605	内浮顶罐	汽油	否	常压	
34	储运部油品区域	606	内浮顶罐	汽油	否	常压	
35	储运部油品区域	701	立式固定顶罐	加氢柴油	否	常压	
36	储运部油品区域	702	立式固定顶罐	加氢柴油	否	常压	
37	储运部油品区域	703	立式固定顶罐	加氢柴油	否	常压	
38	储运部油品区域	704	内浮顶罐	航煤	否	常压	高效密封浮盘
39	储运部油品区域	705	立式固定顶罐	加氢柴油	否	常压	
40	储运部油品区域	706	立式固定顶罐	加氢柴油	否	常压	高效呼吸阀
41	储运部油品区域	801	立式固定顶罐	加氢柴油	是	常压	油气回收设施
42	储运部油品区域	802	立式固定顶罐	加氢柴油	是	常压	油气回收设施
43	储运部油品区域	803	立式固定顶罐	加氢柴油	是	常压	油气回收设施
44	储运部油品区域	804	内浮顶罐	芳烃抽提原料罐	是	常压	油气回收设施
45	储运部油品区域	805	立式固定顶罐	重污油	是	常压	油气回收设施
46	储运部油品区域	806	立式固定顶罐	重污油	是	常压	油气回收设施
47	储运部油品区域	807	立式固定顶罐	重污油	是	常压	油气回收设施
48	储运部油品区域	901	内浮顶罐	RTC 中汽油	是	常压	油气回收设施
49	储运部油品区域	902	内浮顶罐	汽油组分油	是	常压	油气回收设施
50	储运部油品区域	903	内浮顶罐	RTC 中汽油	是	常压	油气回收设施
51	储运部油品区域	904	内浮顶罐	汽油组分油	否	常压	高效密封浮盘
52	储运部油品区域	905	内浮顶罐	汽油组分油	否	常压	高效密封浮盘
53	储运部油品区域	906	内浮顶罐	汽油组分油	否	常压	高效密封浮盘
54	储运部油品区域	907	内浮顶罐	汽油组分油	否	常压	高效密封浮盘
55	储运部油品区域	908	内浮顶罐	汽油组分油	否	常压	高效密封浮盘
56	储运部油品区域	909	内浮顶罐	汽油组分油	否	常压	高效密封浮盘
57	储运部油品区域	910	内浮顶罐	汽油组分油	否	常压	高效密封浮盘
58	储运部油品区域	1101	内浮顶罐	焦化汽油	是	常压	油气回收设施
59	储运部油品区域	1102	内浮顶罐	焦化汽油	是	常压	油气回收设施
60	储运部油品区域	1103	内浮顶罐	焦化汽油	是	常压	油气回收设施
61	储运部油品区域	1104	内浮顶罐	MTBE	否	常压	高效密封浮盘

62	储运部油品区域	1105	内浮顶罐	MTBE	否	常压	高效密封浮盘
63	储运部油品区域	1106	内浮顶罐	烷基化油	否	常压	高效密封浮盘
64	储运部油品区域	1107	内浮顶罐	烷基化油	否	常压	高效密封浮盘
65	储运部油品区域	1201	立式固定顶罐	蜡油	否	常压	
66	储运部油品区域	1202	立式固定顶罐	蜡油	否	常压	
67	储运部油品区域	2901	内浮顶罐	甲醇	是	常压	油气回收设施
68	储运部油品区域	2902	内浮顶罐	甲醇	是	常压	油气回收设施
69	储运部北山区域（北山罐区）	1501	内浮顶罐	甲苯	是	常压	油气回收设施
70	储运部北山区域（北山罐区）	1502	内浮顶罐	甲苯	是	常压	油气回收设施
71	储运部北山区域（北山罐区）	1503	内浮顶罐	汽油	是	常压	
72	储运部北山区域（北山罐区）	1504	内浮顶罐	汽油	否	常压	
73	储运部北山区域（北山罐区）	1505	内浮顶罐	汽油	否	常压	
74	储运部北山区域（北山罐区）	1506	内浮顶罐	汽油	否	常压	
75	储运部北山区域（北山罐区）	1601	立式固定顶罐	苯乙烯	是	常压	油气回收设施
76	储运部北山区域（北山罐区）	1602	立式固定顶罐	不合格苯乙烯	是	常压	油气回收设施
77	储运部北山区域（北山罐区）	1603	立式固定顶罐	脱氢液	是	常压	油气回收设施
78	储运部北山区域（北山罐区）	1604	内浮顶罐	不合格乙苯	是	常压	油气回收设施
79	储运部北山区域（北山罐区）	1605	内浮顶罐	乙苯	是	常压	油气回收设施
80	储运部北山区域（北山罐区）	1606	内浮顶罐	乙苯	是	常压	油气回收设施
81	储运部北山区域（北山罐区）	1607	内浮顶罐	苯	是	常压	油气回收设施
82	储运部北山区域（北山罐区）	1608	内浮顶罐	苯	是	常压	油气回收设施
83	储运部北山区域（北山罐区）	1609	内浮顶罐	烃化液	是	常压	油气回收设施

84	储运部北山区域（北山罐区）	1701	立式固定顶罐	柴油	否	常压	
85	储运部北山区域（北山罐区）	1702	立式固定顶罐	柴油	否	常压	
86	储运部北山区域（北山罐区）	1703	立式固定顶罐	柴油	否	常压	
87	储运部北山区域（北山罐区）	1704	立式固定顶罐	柴油	否	常压	
88	储运部北山区域（北山罐区）	1705	立式固定顶罐	柴油	否	常压	
89	储运部北山区域（北山罐区）	1706	立式固定顶罐	柴油	否	常压	
90	储运部北山区域（新区罐区）	1801	立式固定顶罐	渣油	是	常压	
91	储运部北山区域（新区罐区）	1802	立式固定顶罐	渣油	是	常压	
92	储运部北山区域（新区罐区）	1803	立式固定顶罐	渣油	是	常压	
93	储运部北山区域（新区罐区）	1804	立式固定顶罐	渣油	是	常压	
94	储运部北山区域（新区罐区）	1901	立式固定顶罐	蜡油	否	常压	
95	储运部北山区域（新区罐区）	1902	立式固定顶罐	蜡油	否	常压	
96	储运部北山区域（新区罐区）	1903	立式固定顶罐	蜡油	是	常压	
97	储运部北山区域（新区罐区）	1904	立式固定顶罐	蜡油	是	常压	
98	储运部北山区域（新区罐区）	1905	立式固定顶罐	重污油	否	常压	
99	储运部北山区域（新区罐区）	1906	立式固定顶罐	重污油	否	常压	
100	储运部北山区域（新区罐区）	2101	内浮顶罐	石脑油	是	常压	高效密封浮盘
101	储运部北山区域（新区罐区）	2102	内浮顶罐	石脑油	是	常压	高效密封浮盘
102	储运部北山区域（新区罐区）	2103	内浮顶罐	石脑油	是	常压	高效密封浮盘
103	储运部北山区域（新区罐区）	2104	内浮顶罐	精制油	是	常压	高效密封浮盘

104	储运部北山区域（新区罐区）	2105	内浮顶罐	不合格苯	是	常压	油气回收设施
105	储运部北山区域（新区罐区）	2201	内浮顶罐	汽油	是	常压	高效密封浮盘
106	储运部北山区域（新区罐区）	2202	内浮顶罐	汽油	是	常压	高效密封浮盘
107	储运部北山区域（新区罐区）	2203	内浮顶罐	石脑油	是	常压	高效密封浮盘
108	储运部北山区域（北山罐区）	2301	内浮顶罐	丙烯腈	是	常压	油气回收设施
109	储运部北山区域（北山罐区）	2302	内浮顶罐	丙烯腈	是	常压	油气回收设施
110	储运部北山区域（北山罐区）	2303	内浮顶罐	苯	是	常压	油气回收设施
111	储运部北山区域（北山罐区）	2401	内浮顶罐	成品汽油	否	常压	
112	储运部北山区域（北山罐区）	2402	内浮顶罐	成品汽油	否	常压	
113	储运部北山区域（北山罐区）	2403	内浮顶罐	成品汽油	否	常压	
114	储运部北山区域（北山罐区）	2404	内浮顶罐	成品汽油	否	常压	
115	储运部北山区域（北山罐区）	2405	内浮顶罐	成品汽油	否	常压	
116	储运部北山区域（北山罐区）	2406	内浮顶罐	成品汽油	否	常压	
117	储运部北山区域（北山罐区）	2407	内浮顶罐	烷基化油	否	常压	
118	储运部北山区域（北山罐区）	2408	内浮顶罐	MTBE	否	常压	
119	储运部北山区域（北山罐区）	2501	立式固定顶罐	催化柴油	是	常压	
120	储运部北山区域（北山罐区）	2502	立式固定顶罐	催化柴油	是	常压	
121	储运部北山区域（北山罐区）	2503	内浮顶罐	航煤	否	常压	
122	储运部北山区域（北山罐区）	2504	内浮顶罐	航煤	否	常压	
123	储运部北山区域（北山罐区）	2601	立式固定顶罐	渣油	否	常压	

124	储运部北山区域（北山罐区）	2602	立式固定顶罐	渣油	否	常压	
125	储运部北山区域（北山罐区）	2701	内浮顶罐	MTBE	是	常压	
126	储运部北山区域（北山罐区）	2702	内浮顶罐	MTBE	是	常压	
127	储运部北山区域（北山罐区）	2703	内浮顶罐	抽余油	是	常压	双封式高效密封
128	储运部北山区域（北山罐区）	2704	内浮顶罐	甲醇	是	常压	油气回收设施
129	储运部北山区域（北山罐区）	2801	内浮顶罐	混合二甲苯	是	常压	油气回收设施
130	储运部北山区域（北山罐区）	2802	内浮顶罐	混合二甲苯	是	常压	油气回收设施
131	储运部北山区域（北山罐区）	2803	内浮顶罐	混合二甲苯	是	常压	油气回收设施
132	储运部北山区域（北山罐区）	2804	内浮顶罐	混合二甲苯	是	常压	油气回收设施
133	储运部北山区域（北山罐区）	2805	内浮顶罐	抽余油	是	常压	双封式高效密封
134	储运部北山区域（北山罐区）	2806	内浮顶罐	抽余油	是	常压	双封式高效密封
135	储运部北山区域（北山罐区）	102	外浮顶罐	重污油	否	常压	双封式高效密封
136	储运部北山区域（北山罐区）	103	外浮顶罐	重污油	否	常压	双封式高效密封
137	储运部北山区域（北山罐区）	105	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封
138	储运部北山区域（北山罐区）	107	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封
139	储运部北山区域（北山罐区）	108	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封
140	储运部北山区域（北山罐区）	109	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封
141	储运部北山区域（北山罐区）	110	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封
142	储运部北山区域（北山罐区）	111	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封
143	储运部北山区域（北山罐区）	112	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封

144	储运部北山区域（北山罐区）	113	外浮顶罐	原油	否	常压	双封式高效密封
145	储运部贮运区域	D5501（1#）	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
146	储运部贮运区域	D5502（2#）	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
147	储运部贮运区域	D5503（3#）	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
148	储运部贮运区域	D5504（4#）	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
149	储运部贮运区域	D5505（5#）	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
150	储运部贮运区域	D5507（7#）	球罐	异丁烷	否	带压	球罐
151	储运部贮运区域	D5508（8#）	球罐	异丁烷	否	带压	球罐
152	储运部贮运区域	D5509（9#）	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
153	储运部贮运区域	D5510(10#)	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
154	储运部贮运区域	D5511(11#)	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
155	储运部贮运区域	D5512(12#)	球罐	液化石油气	否	带压	球罐
156	储运部贮运区域	E5501	卧式罐	液化气+水	否	常压	球罐
157	储运部贮运区域	1401	球罐	丙烯	否	带压	球罐
158	储运部贮运区域	1402	球罐	丙烯	否	带压	球罐
159	储运部贮运区域	1403	球罐	丙烯	否	带压	球罐
160	储运部贮运区域	1404	球罐	拨头油	否	带压	球罐
161	储运部贮运区域	1405	球罐	拨头油	否	带压	球罐
162	储运部贮运区域	1406	球罐	丙烯	否	带压	球罐
163	储运部贮运区域	1407	球罐	丙烯	否	带压	球罐
164	储运部贮运区域	1408	球罐	拨头油	否	带压	球罐
165	储运部贮运区域	1409	球罐	拨头油	否	带压	球罐
166	储运部贮运区域	1410	球罐	拨头油	否	带压	球罐
167	储运部贮运区域	1001	球罐	丙烯	否	带压	球罐
168	储运部贮运区域	1002	球罐	丙烯	否	带压	球罐
169	储运部贮运区域	1003	球罐	丙烯	否	带压	球罐
170	储运部贮运区域	1004	球罐	丙烯	否	带压	球罐
171	储运部贮运区域	1005	球罐	拨头油	否	带压	球罐

172	储运部北山区域（新区罐区）	2001	液化气/气分原料罐	液化气	否	带压	球罐
173	储运部北山区域（新区罐区）	2002	液化气/气分原料罐	液化气	否	带压	球罐
174	储运部北山区域（新区罐区）	2003	液化气/气分原料罐	液化气	否	带压	球罐
175	储运部北山区域（新区罐区）	2004	液化气/气分原料罐	液化气	否	带压	球罐
176	储运部北山区域（新区罐区）	2005	丙烷罐	丙烷	否	带压	球罐
177	储运部北山区域（新区罐区）	2006	丙烷罐	丙烷	否	带压	球罐
178	储运部北山区域（新区罐区）	2007	饱和液化气罐	液化气	否	带压	球罐
179	储运部北山区域（新区罐区）	2008	饱和液化气罐	液化气	否	带压	球罐
177	化工一部净化装置	T2252	内浮顶罐	甲醇	是	常压	高效密封浮盘
178	化工一部净化装置	T2253	内浮顶罐	甲醇	是	常压	高效密封浮盘
179	化工二部苯乙烯装置	V-501A	立式固定顶罐	苯乙烯	是	常压	系统回用
180	化工二部苯乙烯装置	V-501B	立式固定顶罐	苯乙烯	是	常压	系统回用
181	化工二部苯乙烯装置	V-601A	立式固定顶罐	丙烯腈	是	常压	系统回用
182	化工二部苯乙烯装置	V-601B	立式固定顶罐	丙烯腈	是	常压	系统回用
183	化工二部Ⅰ丙烯腈装置	V-121A	立式固定顶罐	丙烯腈	是	常压	系统回用
184	化工二部Ⅰ丙烯腈装置	V-121B	立式固定顶罐	丙烯腈	是	常压	系统回用
185	化工二部Ⅰ丙烯腈装置	V-121C	立式固定顶罐	丙烯腈	是	常压	系统回用
186	化工二部乙腈硫铵装置	V-4007A	立式固定顶罐	乙腈	是	常压	系统回用
187	化工二部乙腈硫铵装置	V-4007B	立式固定顶罐	乙腈	是	常压	系统回用
188	化工二部乙腈硫铵装置	V-2123A	立式固定顶罐	乙腈	是	常压	系统回用
189	化工二部乙腈硫铵装置	V-2123B	立式固定顶罐	乙腈	是	常压	系统回用
190	化工二部乙腈硫铵装置	V-5221A	立式固定顶罐	醋酸乙烯	是	常压	进入绿援焚烧炉
191	化工二部乙腈硫铵装置	V-5221B	立式固定顶罐	醋酸乙烯	是	常压	进入绿援焚烧炉
192	腈纶聚合回收装置	1-1-1.1A	立式固定顶罐	丙烯腈	是	常压	进入绿援焚烧炉
193	腈纶聚合回收装置	1-1-1.1B	立式固定顶罐	丙烯腈	是	常压	进入绿援焚烧炉

194	腈纶聚合回收装置	1-2-1.1	立式固定顶罐	醋酸乙烯	是	常压	进入绿援焚烧炉
195	水务部污水处理站	T-402A	立式固定顶罐	重污油	是	常压	进 PACT池底吸附
196	水务部污水处理站	T-402B	立式固定顶罐	重污油	是	常压	进 PACT池底吸附
197	水务部污水处理站	T-402C	立式固定顶罐	重污油	是	常压	进 PACT池底吸附
198	水务部污水处理站	T-101	立式固定顶罐	含油污水	是	常压	进 PACT池底吸附
199	水务部污水处理站	T-201	立式固定顶罐	含盐污水	是	常压	进 PACT池底吸附
200	水务部污水处理站	T-202	立式固定顶罐	含碱污水	是	常压	进 PACT池底吸附
201	水务部污水处理站	T-203	立式固定顶罐	腈纶污水	是	常压	进 PACT池底吸附
202	水务部污水处理站	T-204	立式固定顶罐	生产污水	是	常压	进 PACT池底吸附
203	炼油二部二联合装置	D-102A	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
204	炼油二部二联合装置	D-102B	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
205	炼油二部二联合装置	D-102C	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
206	炼油二部二联合装置	D-102D	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
207	炼油二部二联合装置	D-102E	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
208	炼油二部二联合装置	D-202A	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
209	炼油二部二联合装置	D-202B	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
210	炼油二部二联合装置	D-202C	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
211	炼油二部二联合装置	T-3001A	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
212	炼油二部二联合装置	T-3001B	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
213	炼油二部二联合装置	T-3001C	立式固定顶罐	轻污油	是	常压	引入低瓦
214	炼油二部二联合装置	V-801/1	立式固定顶罐	碱渣	是	常压	引入低瓦
215	炼油二部二联合装置	V-801/2	立式固定顶罐	碱渣	是	常压	引入低瓦
216	炼油二部二联合装置	V-901/1	立式固定顶罐	碱渣	是	常压	引入低瓦
217	炼油二部二联合装置	V-901/2	立式固定顶罐	碱渣	是	常压	引入低瓦
218	炼油二部重整装置	T501A	内浮顶罐	苯	是	常压	引入加热炉
219	炼油二部重整装置	T501B	内浮顶罐	苯	是	常压	引入加热炉

2.5.3 运输系统

（1）公路运输

中石化安庆分公司主要有不饱和液化气、丙烷、丙烯、航煤、丙烯腈、液氨和乙腈

公路出厂，拥有 14 座装车台，共 25 个装车鹤位，装车能力约为 120.39 万吨/年。现有公路装车设施详见表 2.5-2。

表 2.5-2 中石化安庆分公司现有公路运输设施表

序号	产品名称	运量（万吨/年）	鹤位数（个）	备注
1	不饱和液化气	49.14	8	4 座装车台
2	丙烷	8.4	2	1 座装车台
3	丙烯	10	3	2 座装车台
4	航煤	25	4	2 座装车台
5	丙烯腈	14.63	3	2 座装车台
6	液氨	12.58	4	2 座装车台
7	乙腈	0.64	1	1 座装车台
8	乙烯	0.9	1	1 座装车台
	合计	121.29	26	15 座装车台

（2）铁路运输

中石化安庆分公司铁路设施主要担负成品汽油、成品柴油和航煤的出厂转输，铁路工业站内现设有成品油铁路装车栈台 1 座，共有 54 个装车鹤位，其中汽油鹤位 24 个，柴油鹤位 20 个，**航煤鹤位 10 个**，装车能力约为 204.54 万吨/年。铁路运输设施详见表 2.5-3。

表 2.5-3 中石化安庆分公司铁路运输设施表

序号	产品名称	运量（万吨/年）	鹤位数
1	汽油	68.74	24
2	柴油	125.8	20
3	**航煤**	**10**	**10**
合计		204.54	54

（3）码头运输

中石化安庆分公司危化品码头设有 3 个成品油泊位、1 个化学品泊位和 1 个液化烃泊位，装运能力为 382 万吨/年，其中两个成品油泊位兼顾原油接卸功能。设有 1 个水运煤码头，卸煤能力为 80 万吨/年。码头运输设施详见表 2.5-4。

表 2.5-4　中石化安庆分公司码头装卸泊位一览表

类别	泊位名称	装卸品种	靠泊主要船型（吨级）	装卸量（万吨/年）
危化品码头	1#泊位	饱和液化气、拔头油、液氨、丙烯	2000、3000	43.47
	2#泊位	苯、甲苯、苯乙烯、裂解抽余油	2000、3000	64.53
	3#泊位	**航煤**、成品汽油、成品柴油	5000	94.73
	4#泊位	混合二甲苯、原油、成品汽油、苯乙烯	3000、4000	88.19
	5#泊位	成品汽油、原油、轻质船燃、裂解油浆	3000、5000	92.08

	小计	/	/	382
水运煤码头	泊位	原煤	1500	80

（4）厂界油气管线

①油气输送管线

中石化安庆分公司厂区至码头的油气输送管廊上敷设管道共 28 根，其中 22 根油气管道，6 根公用工程管道。设计总长度约 2870m，其中厂区内长度约 1950m，厂区外长度约 920m。

②码头作业站

进厂物料主要有原油、重整料和苯。其中，原油驳船无自卸油泵，由设置在码头靠船的卸油泵将原油输送至厂内原油罐区；而重整料和苯船舶自带的卸油泵均不能直接将物料送至罐区内，需在码头作业站设置增压泵。

设置码头作业站 1 处，设计占地面积 16150m^2。站内建设一座控制室、一座 35KV 变电所、一座增压泵站。

（5）管道运输

中石化安庆分公司管输出厂依托中石化石油公司安庆—合肥成品油管道。

安合一期成品油管道（DN250）输送航煤，设计输量 120 万吨/年。

安合二期成品油管道（DN400）输送汽油和柴油，设计输量 400 万吨/年。

2.6 现有环保治理设施

安庆分公司现有环保设施有双脱装置、酸性水汽提装置、硫磺回收装置、碱渣处理装置、罐区油气回收设施、公路装卸油气回收设施、铁路装卸油气回收设施、码头油气回收设施、污水处理场、危废临时贮存设施、火炬系统、事故水池等。这些环保设施运行良好，能够达到相应的废气、废水、固体废物的处理效果，满足相应的环保标准要求。安庆分公司现有主要环保设施汇总见下表。

表 2.6-1 现有主要环保治理设施汇总表

序号	环保设施名称	数量	处理能力或规模	使用情况
一	**废气**			
1	双脱装置	3 套	处理量 347.53 万 t/a	运行正常
2	酸性水汽提装置	4 套	处理能力 60+60+150+200t/h	运行正常
3	硫磺回收装置	3 套	I 、II硫磺回收 4×10^{4}t/a III硫磺回收 10×10^{4}t/a	运行正常
4	油气回收设施	5 套		
4.1	储运部老区油品罐区油气回收处理设施	1 套	处理气量 800m^3/h	运行正常

4.2	储运部化工料罐区回收处理设施	1 套	处理气量 600m³/h	运行正常
序号	**环保设施名称**	**数量**	**处理能力或规模**	**使用情况**
一	**废气**			
4.3	公路装卸油气回收设施	1 套	处理规模为 200m³/h	运行正常
4.4	铁路装卸油气回收设施	1 套	处理规模为 800m³/hh	运行正常
4.5	码头油气回收设施	1 套	处理规模为 1300mm³/h	运行正常
二	**废水**			
1	污水处理场	一座	含油系列处理能力 600t/h 含盐系列处理能力 600t/h	运行正常
2	废水预处理设施			
2.1	含硫污水汽提装置	3 套	处理能力 60+60+150 t/h	运行正常
2.2	含氰污水预处理	1 套	处理能力 60t/h	运行正常
2.3	循环水排污水处理设施	1 套	处理能力 400t/h	运行正常
三	**固体废物**			
1	碱渣处理装置	1 套	0.5t/h	运行正常
2	油泥热萃取装置	1 套	处理规模 1m³/h	运行正常
3	危废临时贮存设施	1 座	1500m²	运行正常

2.6.1 双脱装置

炼油新区Ⅲ套双脱装置以催化裂化干气、液化气、老区火炬气回收气、轻烃回收和重整干气、液化气、催化裂化汽油等为原料，处理量 133.6 万吨/年。装置由干气及液化气脱硫部分、液化气脱硫醇部分，主要产品有精制液化气和净化干气。

化工新区双脱装置是与 300 万吨/年新建催化裂解装置相配套的装置，处理来自该装置的含硫干气和液化气。装置由干气液化气脱硫部分、液化气脱硫醇部分和碱液氧化再生部分组成。装置处理规模为 188.43 万吨/年，其中：干气脱硫 36.79 万吨/年，液化气脱硫脱硫醇：151.64 万吨/年，主要产品有精制液化气和净化干气。

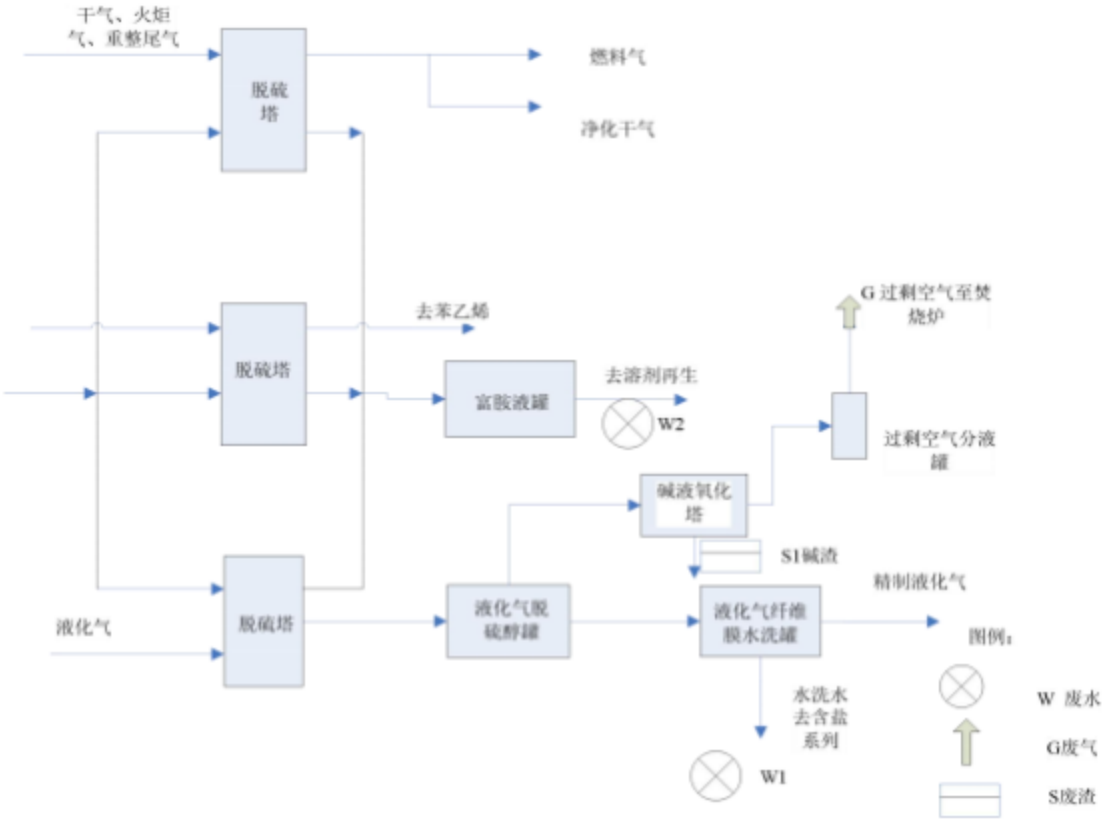


图 2.6-1　Ⅲ套双脱装置工艺流程示意图

2.6.2 酸性水汽提

装置来的酸性水首先脱除油气及污油后，送入酸性水汽提塔，酸性水汽提塔采用单塔侧线工艺，塔顶的酸性气进入硫磺装置，回收酸性气中的硫元素。侧线抽出的氨气经过氨精制后得到液氨。

酸性水中含 H2S、NH3 等成份的酸性气自塔顶，送至硫磺回收装置回收硫磺，汽提塔底净化水，经换热送出装置，大部分至各装置回用，小部分送往污水处理场。

安庆分公司现有 2 套酸性水汽提装置，其中 2 套处理能力分别为 150t/h 和 200t/h 各一套。处理的含硫污水包括：Ⅰ常减压、催化裂化、延迟焦化、Ⅰ/Ⅱ/Ⅲ加氢、Ⅱ常减压、催化裂解装置的含硫污水以及少量化肥的酸性水，均采用单塔加压汽提工艺。1 套处理能力 150t/h 酸性水汽提(Ⅲ)装置，集中处理所有加氢装置的酸性水，主要处理重油加氢装置、柴油加氢装置、蜡油加氢装置等加氢装置排出的酸性水，处理后的净化水作蜡油加氢、加氢精制的注水、常减压装置的塔顶注水、电脱盐注水。酸性水汽提(Ⅲ)装置汽提后的净化水水质为：H2S≤20mg/L、NH3≤80mg/L，汽提后的净化水部分回用，剩余的净化水去污水处理场含油污水处理设施，处理合格后回用。

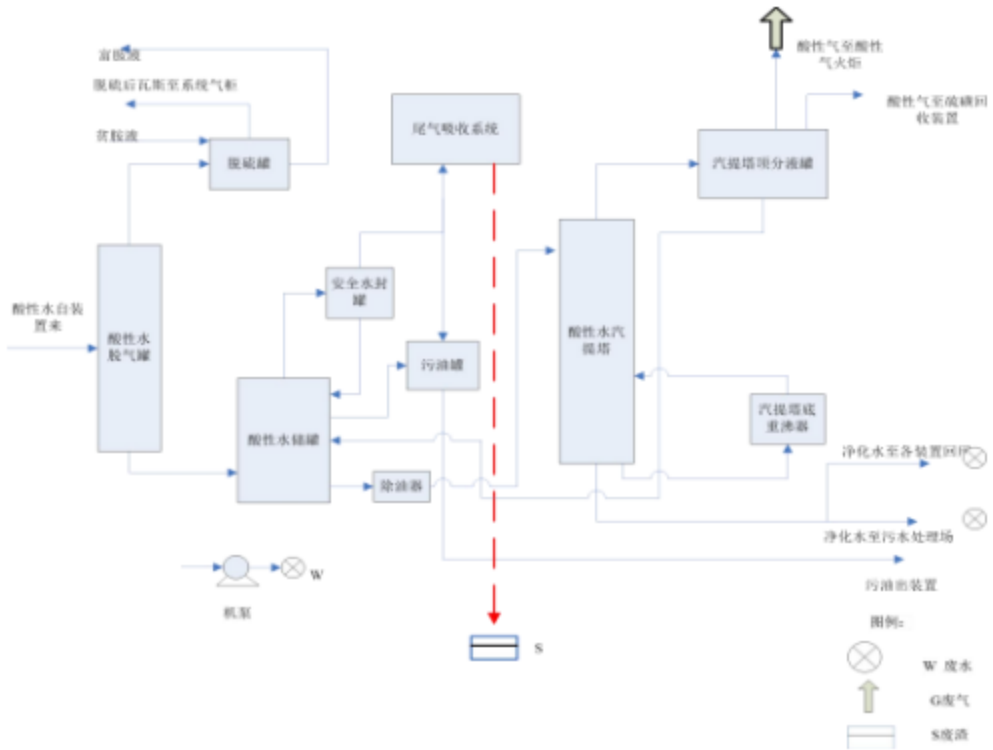


图 2.6-3酸性水汽提装置工艺流程示意图

2.6.3 硫磺回收装置

汽提出的含 H2S 和氨的酸性气送硫磺回收装置，酸性气中 H2S 经克劳斯反应器生产硫磺，氨则在酸性气焚烧炉中，通过烧氨火嘴转化成氮气，进行了无害化处理。硫磺回收装置主要包括由制硫、尾气处理、尾气焚烧及液硫成型等主要单元。酸性气与空气在酸性气燃烧炉进行反应，燃烧后的过程气经冷凝分离出液硫后，进入反应器，在催化剂作用下，反应生成硫磺，过程气再送至尾气处理部分。过程气、液硫脱硫气和氢气混合进入加氢反应器，在催化剂的作用下，过程气中的各种硫化物被加氢还原为 H2S，进入尾气吸收塔，与甲基二乙醇胺(MDEA)溶剂(贫液)逆流接触，吸收塔顶出来的净化尾气进入尾气焚烧炉焚烧后排放。

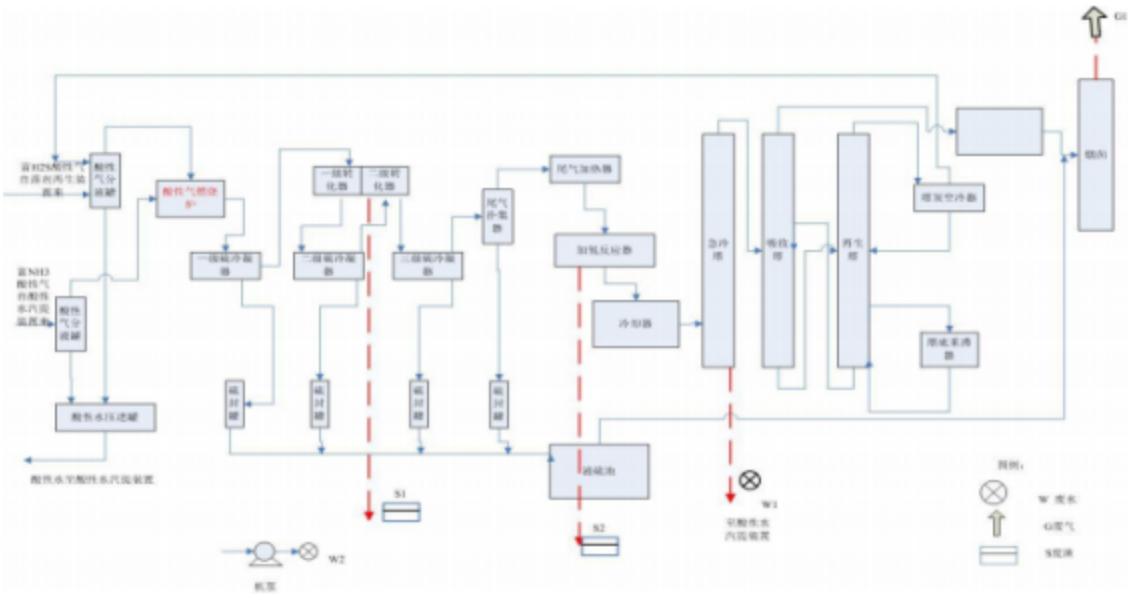


图 2.6-4 硫磺回收装置工艺流程示意图

2.6.4 油气回收设施

安庆分公司油气回收设施设有罐区油气回收设施、公路装卸油气回收设施、铁路装卸油气回收设施、码头油气回收设施等。

（1）储运部老区轻质油罐油气回收处理设施

储运部老区油品作业区其中的轻污油罐T-304、305、401、402，混合二甲苯罐T-601、603、604，加氢柴油料（催化柴油、焦化柴油）罐T-801~804，焦化汽油罐T-1101~1103等油罐及含硫污水罐的日常呼吸排放的油气均送入该油气回收设施处理，处理气量 800m³/h，采用“柴油低温吸收系统、脱硫系统和催化氧化”工艺，处理后

的废气经 15m 高排气筒排放，处理后的废气达到 GB31570-2015《石油炼制工业污染物排放标准》表4 中排放限值要求及 GB14554-93《恶臭污染物排放标准》表2 中排放标准值。该装置于 2018 年 6 月投入试生产，2019 年4 月4 日通过验收。

（2）储运部化工料罐区尾气回收处理设施

储运部化工料罐区共有 16 台化工料储罐的日常呼吸排放的有机废气均送入该油气回收设施处理，处理气量 600m³/h，采用“低温柴油吸收+总烃浓度均化+催化氧化”工艺，处理后的废气经 15m 高排气筒排放，油气去除效率≥97%。处理后的废气主要污染物排放浓度非甲烷总烃≤15.0mg/m³、苯≤4mg/m³、苯乙烯≤50mg/m³，满足《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表5 大气污染物特别排放限值和表6 废气中有机特征污染物排放限值要求。该装置于2019 年3 月投入试生产，2019 年9 月通过验收。

（3）公路装卸油气回收设施

炼油新区汽车发油站主要用于液化烃（丙烷、液化气）、航煤的公路出厂，新区发油站设有油气回收设施处理装车尾气。处理规模为 200m³/h，采用二级冷凝+活性炭吸附技术，尾气送至储运部化工料罐区尾气回收处理设施进一步进行处理后达标排放。

（4）铁路装卸油气回收设施

安庆石化于 2011 年在现有的火车装卸平台建设了一座油气回收装置，设计正常工况下处理规模 600m³/h。最大处理能力为油气流量 800m³/h。该装置采用“冷凝+吸附”处理工艺，设计油气回收效率≥95%。安庆分公司对铁路装卸油气回收设施进行了升级改造，采用低温柴油吸收+催化氧化技术，设计油气回收效率≥97%。已于 2019 年 12 月投入运行。

（5）码头油气回收设施

码头区的 3#和4#墩台之间，设置有码头作业区油气回收装置，主要回收处理汽油、乙烯料、混合二甲苯、苯乙烯、航煤等装船尾气。苯乙烯单独设置 1 套收集系统至处理装置界区，其余装船物料尾气在各趸船上设置 1 根收集主管，汇集到水平引桥收集总管进入油气回收装置。油气回收装置设计规模为 1300Nm³/h，装置采用“冷凝+吸附”处理工艺，设置三级制冷、冷凝，最后再吸附，设计排放指标为：非甲烷总烃去除率：≥95%；净化气中污染物浓度：苯≤4mg/m³，甲苯≤15mg/m³，二甲苯≤20mg/m³。

2021 年，安庆石化立项“储运部码头油气回收装置提标改造项目”，新建处理量为

4000Nm³/h 的热力燃烧炉（TO),将码头原有油气回收装置处理的尾气引至燃烧炉（TO）再次处理后排放，设计排放指标为：非甲烷总烃去除率：≥97%；净化气中污染物浓度：苯≤2mg/m³，甲苯≤8mg/m³，二甲苯≤10mg/m³，VOCs≤15mg/m³，NO_X≤60mg/m³。均可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）表4 标准。

2.6.5污水处理场

安庆分公司现有污水处理场一座，分为含油、含盐两个系列，设计处理能力均为 600t/h。

预处理设施一套，含调节罐、事故罐、油水分离器、引气气浮、溶气气浮设备。两个系列的进场污水首先分别在调节罐内进行水质和水量的均衡调节，然后由提升泵提升至三层框架，从上到下依次经过油水分离器，引气气浮和溶气气浮。

生化主体选用西门子PACT 粉末活性炭技术，采用 A/O 法污水脱氮生化处理工艺。分为含油、含盐两个生化系列。其中含油系列生化设施包括缺氧池、好氧池、澄清池；含盐系列包括缺氧池、一级好氧池、二级好氧池、澄清池。产生的废碳泥，依靠配套WAR湿式氧化再生装置进行活性炭再生。

深度处理与回用设施，含油澄清池出水自流进入含油砂滤池，通过砂滤层去除澄清池出水中的悬浮物。含油砂滤池出水自流进入提升水池，通过提升泵（潜污泵）提升进入双介质过滤器，过滤器出水利用余压排出，进入现有的回用水池进一步降低出水悬浮物，出回用水池经过消毒杀菌在线监控后回用或排放。

含盐二级澄清池出水自流进入含盐砂滤池，砂滤出水自流进入监控池，用于监控出水的水质，合格水达标排放。

2.6.6 废水预处理设施

（1）含硫污水汽提装置

安庆分公司现有3 套酸性水汽提装置，其中 2 套处理能力 60t/h，均位于二联合装置区内。处理的含硫污水包括：I常减压、催化裂化、延迟焦化、I/II/III加氢、II常减压、催化裂解装置的含硫污水以及少量化肥的酸性水，均采用单塔加压汽提工艺。1 套处理能力 150t/h 酸性水汽提（III）装置，集中处理所有加氢装置的酸性水，主要处理重油加氢装置、柴油加氢装置、蜡油加氢装置等加氢装置排出的酸性水，处理后的净化水作蜡油加氢、加氢精制的注水、常减压装置的塔顶注水、电脱盐注水。酸性水汽提（III）装置汽提后的净化水水质为：H_2S≤20mg/L、NH_3≤80mg/L，汽提后的净化水部分回用，

剩余的净化水去污水处理场含油污水处理设施，处理合格后回用。

汽提出的含H_2S 和氨的酸性气送硫磺回收装置，酸性气中H_2S 经克劳斯反应器生产硫磺，氨则在酸性气焚烧炉中，通过烧氨火嘴转化成氮气，进行了无害化处理。

（2）含氰污水预处理

含氰污水预处理采用两段式氯碱氧化法工艺。氯碱氧化法的基本原理就是利用氯极强的氧化能力，将氰化物分解成低毒的氰酸盐，如果加氯量足够，氰酸盐将继续氧化成无毒的碳酸盐和氮气。装置由沉淀池、反应池、废水排放池、加药设备（包括次氯酸钠、氢氧化钠、硫酸投加设备）以及相应的动力设备和控制系统等组成，最大处理能力为$60m^3/h$ 。处理后的污水送至污水处理场。

（3）循环水排污水处理设施

中石化安庆分公司于 2023 年实施了循环水排污水治理项目，该项目处理安庆分公司现有 10 套循环水池排污水，设计处理规模为 400m3/h。循环水排污水部分采用“调节+高密池+ABR 生化池”的短流程处理路线；回用水处理流程采用“超滤+RO”的短流程脱盐工艺，产生的 RO 淡水回用作为除盐水站的进水，RO 浓水排至污水处理场现有的含盐系列，处理后达标排放。该项目投资 15967.7 万元，2023 年 12 月建成投产。

2.6.7 碱渣处理装置

碱渣处理装置采用 SKBR 生物强化技术处理炼油碱渣，是通过对废水处理系统中的生物处理单元一次性的植入有针对性的微生物菌团，并通过定期启动微生物强化装置和持续投加适合微生物菌团生长繁殖的专用营养液来提高系统的废水处理效率和长期稳定性，装置出水可以满足后续污水处理场生化系统的进水要求。

液化气和液化烃碱渣通过提升泵进入 SK 电解气浮装置，加入絮凝剂，使石油类物质得到去除，出水进入BCR 池中，浮渣外排。

电解气浮出水通过提升进入BCR 池，加水稀释，使TDS 浓度控制在25000mg/L 以下，由于液化烃碱渣中硫化物浓度非常高，在前处理阶段直接进行中和，会溢出大量的硫化氢，因此液化烃碱渣经调节罐后直接进入BCR 池，在硫化菌等微生物的作用下，将废水中的硫化物快速氧化成硫酸盐，大幅降低硫化氢等有害气体的溢出。在BCR 池中对碱渣进行生化处理，在此过程中控制适宜的温度、TDS 、DO 、PH 等。综合碱渣废水在BCR 池中特效菌种的作用下完成生化反应，将有机物去除。BCR 池的泥水混合液溢流至脱气池除去附着在微生物表面的气泡后进入到一沉罐，分离出来的排放水进入出

水池后送至新区污水处理场。部分污泥回流至BCR 池，剩余污泥进入污泥浓缩池后经脱水设备脱水，干污泥运往污水处理场污泥系统。

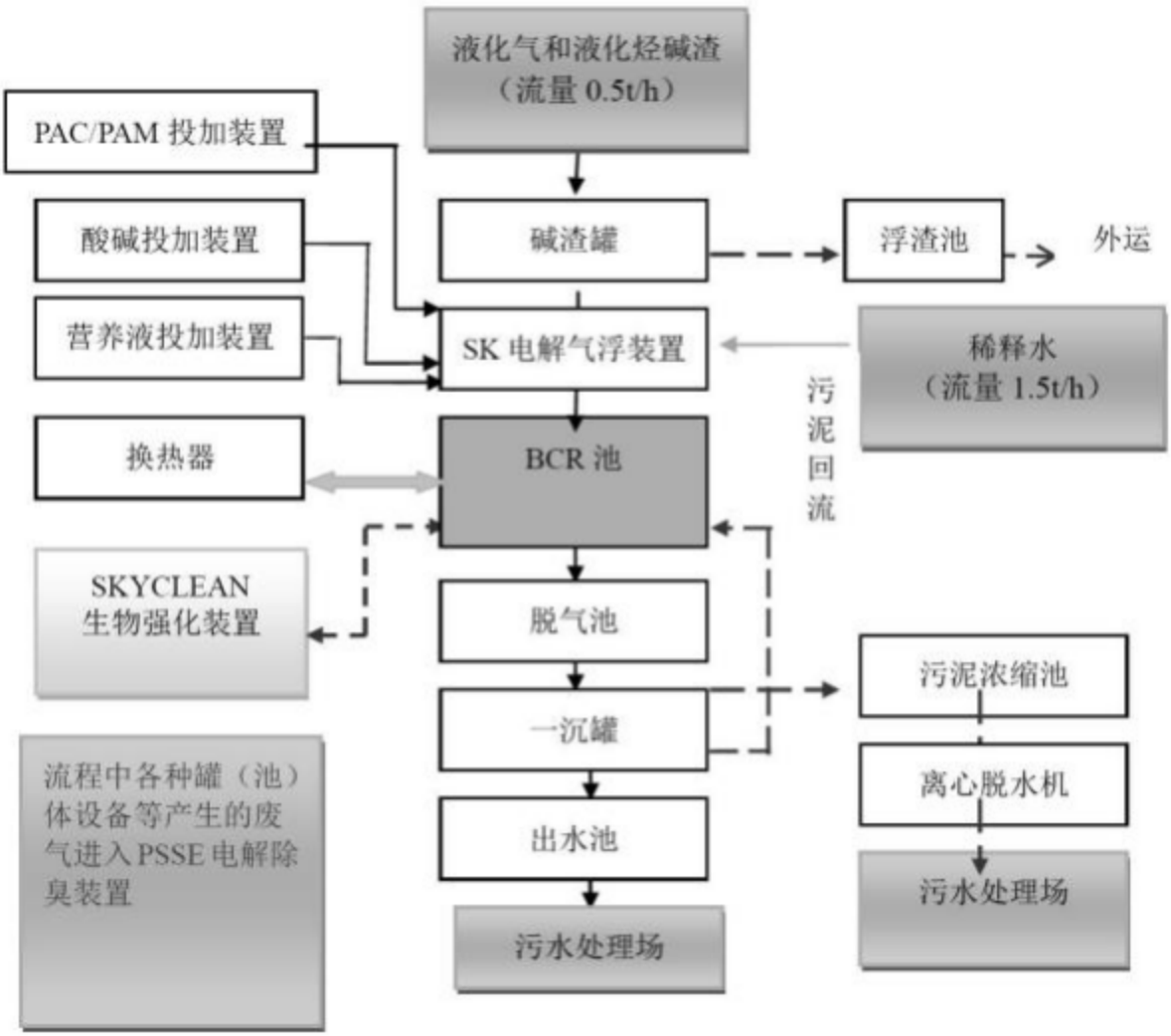


图 2.6-5　碱渣处理装置工艺流程示意图

2.6.8 危废临时贮存设施

安庆分公司现有 1 座危废临时贮存设施，建筑面积为 1500m²，为密闭建筑物，用于临时贮存安庆分公司产生的不能及时处置的危险废物。

2.6.10 环保升级改造措施

“十三五”期间（从 2016 年起）安庆分公司根据《安徽省人民政府关于印发安徽省打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》（皖政【2018】83 号）和《安庆市人民政府关于印发安庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案的通知》（宜政发【2018】21 号）的求，推进重点行业污染治理升级改造。其中，二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）要求在 2019 年底改造完成全面执行大气污染物特别排放限值。安徽省二

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等要求。同时执行《石化行业挥发性有机物综合整治方案》、《"十三五"挥发性有机物污染防治工作方案》等标准和政策要求，产生的非甲烷总烃、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯及二甲苯等废气排放执行《安徽省重点控制区域执行大气污染物排放限值公告》皖环函〔2017〕1341 号）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）及《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中浓度限值等要求。废水执行《石油炼制工业污染物排放标准》、《石油化学工业污染物排放标准》中一般限值及《合成氨工业水污染物排放标准》中最严值等要求。

根据以上标准及环保政策要求，安庆分公司实施了一系列环保升级改造措施，削减了大量的污染物排放量。不仅如期完成了提标任务，还为企业未来的发展提供了总量空间。具体环保升级改造措施详见表 2.8-1

表 2.8-1 环保升级改造措施一览表

序号	项目名称	建设内容	环评批复时间	投资（万元）	实施时间
一、已经实施的环保措施					
1	200 万吨/年催化裂化装置烟气治理项目	对 200 万吨/年催化裂化装置实施烟气治理措施，同时将邻近的 S-Zorb 装置再生烟气中的 SO_2 纳入本项目处理范围	2014 年 9 月	15733	2016 年 12 月
2	污水处理场脱总氮及提标改造项目	在原污水处理场西南侧区域新建 2 座 A/O 生化池，1 座含油污水均质调节罐，1 座乙酸钠溶液储罐，1 座中和废液储罐，1 座加药设备泵棚；在原污水处理场内建一座污油/污泥池，1 座反洗水收集/过滤提升池，1 座硝酸罐支架平台；原含油和含盐系列生化池各增加 1 座进水槽，新建石英砂、无烟煤多介质过滤设备。	2016 年 6 月	12625	2018 年 12 月

3	储运部老区轻质油罐增设尾气回收处理系统项目	新建 1 套油气回收处理装置，对轻污油罐 T-304、305、401、402，混合二甲苯罐 T-601、603、604，加氢柴油料（催化柴油、焦化柴油）罐 T-801~804，焦化汽油罐 T-1101~1103 等油罐日常呼吸排放的油气进行回收处理。处理装置包括柴油低温吸收系统、脱硫系统和催化氧化三部分组成。废气处理规模为 800Nm^3/h。	2017 年 3 月	2237.07	2019 年 4 月
4	储运部化工料罐区增设尾气回收处理系统项目	新建一套"低温柴油吸收+总烃浓度均化+催化氧化"装置用于回收处理安庆石化储运部现有的 15 台化工料储罐废气，废气处理规模为 600Nm^3/h。	2018 年 7 月	2819.07	2019 年 9 月
5	危化品码头及油气输送管线迁建项目	新建码头至厂区的油气输送管线、管廊和厂内储运及配套设施，码头工程建设泊位 6 个，设计总吞吐量 382 万吨/年，管线工程总长 2870 米(不包括引桥)，布置管线 28 根。罐区工程为安庆石化厂内北山罐区新建储罐 15 座，总库容 1495 万方米，并对北山罐区、炼油老区部分储罐增设油气回收设施。	2018 年 5 月	116272.78	2019 年 9 月
6	热电部锅炉超低排放改造项目	3#～6#四台锅炉配套的原 5 台 SCR 装置改造；3#～6#四台锅炉配套的原 4 台电袋除尘器出口增设在线监测仪表；B 套吸收塔由两炉一塔改造为一炉一塔，改造 B 套吸收塔原烟道、净烟道；新增 C 套吸收塔原烟道、净烟道；改造 A 套吸收塔净烟道；新增 C 套吸收塔（处理 4#炉烟气）；改造 A、B 套吸收塔烟气出口；三套吸收塔内新增一层脱硫增效协同除尘装置；5#低氮燃烧器更新。改造后确保烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米。	2017 年 6 月	8495.63	2019 年 9 月
7	二联合酸性水储罐 VOCs 治理项目	二联合区域常压储罐罐顶气集中收集，经水环真空泵密闭排至低瓦系统	技改	817	2019 年 12 月

8	丙烯腈装置 VOC 治理	丙烯腈成品罐、中间罐、粗丙烯腈罐、不合格丙烯腈罐排放尾气并入 GY3012.I 丙烯腈(II级毒性液体）装置区设置密闭采样器。3．两套硫铵装置原料罐尾气送入 I 丙烯腈急冷塔中段。4．II丙烯腈废水罐区尾气、V-2129 尾气治理 5.II套丙烯腈真空泵出口尾气及乙腈含有碱性气体治理	技改	1098.69	2017 年 1 月
9	催化重整苯罐 VOCs 治理	将罐顶尾气引入加热炉燃烧	技改	192	2019 年 1 月
10	码头油气回收设施	采用冷凝加吸附法对趸船装卸油气进行收集处理	技改	2200	2017 年 11 月
11	公路油气回收设施	采用冷凝加吸附法，将收集的油气进行处理，达到达标排放。	技改	400	2013 年 9 月
12	铁路油品装车油气回收 VOCs 治理	对现有油气回收设施进行升级改造，采用低温柴油吸收+催化氧化技术。	技改	1981	2019 年 12 月
13	污水处理场污水罐增加废气收集管线	在污水处理场现有 8 台污水、污油罐顶部呼吸阀门前分别加一根废气引出管线，再收集到废气收集主管后送预处理框架现有油气鼓风机（K204-2X）入口。废气引入生化池处理。	技改	121.62	2018 年 11 月
14	焦化装置除焦系统密闭除焦改造项目	采用《安全环保型延迟焦化石油焦密闭除焦、输送及存储成套技术》实现了石油焦处理的全程密闭操作，改造内容包含石油焦密闭除焦系统、石油焦密闭输送、存储及装车系统、远程智能水力除焦系统。改造完成后石油焦自焦炭塔出口至装车系统；切焦水自焦炭塔出口至切焦水罐；尾气自各排气点送加热炉鼓风机入口。	2019 年 8 月	11252	2020 年 6 月
15	、II硫磺回收尾气增加碱洗处理	I、II硫磺回收尾气增加碱洗处理	2019 年 11 月	1848	2020 年 6 月
16	部分储罐 VOC 减排治理	对汽油罐 T901/T906，烷基化油罐 1107，石脑油罐 2101 实施改造，将内浮盘改为高效密封类型。实现 VOCs 减排	/	600	2020 年

17	污水排放口整改	新建一座分析小屋，内置 COD、氨氮、TP、TN、pH 等在线分析仪表及相关配套设施，废水采样点设置在废水外排总管上，监测项目包括流量、COD、氨氮、TP、TN、pH，并将监测结果上传国控污染源监控平台。	/	998	2020 年
18	炼油老区含油污水管线泄漏整改	I 催化裂化 I 常减压装置清污分流改造，重新敷设含油污水管线，区域内现有塔器、泵区、采样口等处增设围堰，并安装清污分流切换阀门。	/	750	2020 年
		焦化和加氢装置等区域清污分流改造，废除I、II、III焦化和III加氢装置区内原砖砌含油污水井，重新敷设含油污水管线；区域内现有塔器、泵区、采样口等处增设围堰，并安装清污分流切换阀门；将炼油厂前区办公楼生活污水集中收集提升到污水处理场处理。	/	600	2020 年
19	煤气化装置储配煤系统改造项目	拆除 1 座现有干煤棚后，新建 3 座直 15 米的储配煤筒仓，新建 2 座转运站及配套 3 座栈桥，淘汰落后的人工铲车配煤方式。改造 T3 转运站。	2019 年 11 月	8287	2022 年 12 月
20	循环水排污水治理项目	规模：400t/h，循环水排污水部分采用“调节+高密池+ABR 生化池”的短流程处理路线；回用水处理流程采用“超滤+RO”的短流程脱盐工艺，产生的 RO 淡水回用作为除盐水站的进水，RO 浓水排至污水处理场现有的含盐系列，处理后达标排放	/	15967.7	2023 年 12 月
21	储运部 13#污水提升池废气治理	增设无动力吸附装置	/	90	2022 年 12 月
22	安庆石化部分装置增设密闭采样器	增设密闭采样器 73 套	/	256	2022 年 12 月
二、在建环保措施					
1	水路入厂煤炭改管状皮带输送项目	起点为原水路 2#转运站，终点为新建圆形料场、配储煤系统、铁路干煤棚三处，全长约 1.6km，项目管道为架空式，采用管状皮带输送方式，全程封闭。	2021 年 11 月	13051	正在实施

三、2023 年后计划实施环保项目					
1	聚合装置水洗、脱水和污水池废气治理项目	在腈纶部聚合装置聚合框架东侧空地上新增两台尾气风机以及废气输送管线，将水洗机真空泵、脱水机真空泵及污水池的废气收集输送至化工二部原绿援装置焚烧炉进行焚烧处理	/	464.27	2024 年 12 月

2.7 现有及在建项目污染物排放情况

本次评价现有装置污染物排放采用 2023 年日常监测数据，在建项目引用环评文件中数据。

2.7.1 废气排放情况

现有和在建装置产生的废气包括有组织源和无组织源。考虑炼油转化工结构调整项目于 2023 年 6 月份投入试运行，因此本次环评现有装置废气排放数据以 2023 年为评价基准年，现有装置废气排放数据均引自安庆分公司 2023 年度例行监测数据，在建装置引用环评文件中数据。

2.7.1.1 污染物排放总量分析

20 补充排污许可证资料，

18.358 吨/年，甲醇减少 2.331 吨/年，氨增加 0.036 吨/年。

在建项目完成后全厂废气污染物排放总量统计表详见表 2.6-4，全厂（不含自备电厂）废气污染物排放量为：$SO_2$96.141 吨/年、NOx469.719 吨/年、颗粒物 93.964 吨/年、VOCs1093.289 吨/年、苯 4.144 吨/年、甲苯 0.85 吨/年、二甲苯 0.46 吨/年、苯乙烯 0.047 吨/年、乙苯 5.27 吨/年、硫化氢 29.235 吨/年、甲醇 20.884 吨/年、氨 5.172 吨/年、丙烯腈 13.02 吨年、HCN1.01 吨/年、氯化氢 16.674 吨/年。

表 2.7-1 现有装置有组织源废气排放表

排污许可排放口编号	排放口名称	年运行时间	废气排放量	出口温度	排气筒		污染物排放量						排放去向
					高度	直径	SO_2	NOx	颗粒物	NMHC	其它		
		小时	Nm^3/h	℃	m	m	t/a	t/a	t/a	t/a	因子	t/a	
DA005	粉煤过滤器 S1103A 排气筒	8400	9151	常温	90	0.6		1.260	3.070				
DA006	煤粉仓 S1201A 排气口	8400	15916	常温	84	0.8			3.875				
DA007	粉煤过滤器 S1103B 排气口	8400	20792	常温	90	0.6		1.800	5.270				
DA008	煤仓除尘器排气筒	8400	1837	常温	45	0.7			0.428				
DA009	石灰石仓排气筒	8400	1923	常温	30	0.05			0.420				
DA010	煤粉仓 S1201B 排气筒	8400	26326	常温	84	0.8			4.010				
DA011	灰仓排气筒	8400	431	常温	40	0.3			0.084				
DA014	甲醇洗尾气排口	8400	45200	40	90	1.0				17.815	甲醇	17.815	
											硫化氢	0.269	
DA015	煤仓排气筒	8400	2177	常温	45	0.7			0.420				
DA017	化工料罐区油气回收排气筒	8400	6500	常温	15	0.5				1.310			
DA018	II热氧化器烟囱	8400	9119	150	60	2	9.940	17.864	4.427	4.292			
DA019	I常常压炉烟囱	8400	15359	150	52	3	3.055	4.413	1.067	0.960			
DA020	I 加氢加热炉烟囱	4200	3228	150	27	1	0.032	0.081	0.118	0.284			
DA021	码头油气回收排气筒	8400	1300	常温	15	0.5				0.016			大气
DA023	III热氧化器排气筒	8400	145297	60	60	2.2	15.378	11.480	5.958				
DA024	老区轻质油罐油气回收排气筒	8400	500	120	15	0.5				0.123			
DA025	III催化再生烟气排气筒	8400	275782	60	80	2.4	10.836	16.688	10.144	8.408	氨	2.346	
											镍及其化合物	0.031	
DA027	III焦化加热炉烟囱	8400	22175	150	50	2	3.335	8.128	1.327	1.991			

DA028	Ⅱ加氢加热炉烟囱	8400	3242	150	25	0.8	0.378	0.818	0.465	2.274		
DA029	I催化再生烟气排气筒	4200	239350	60	79.7	2.35	3.622	27.314	7.784	3.529	镍及其化合物	0.000025
DA030	Ⅱ焦化加热炉烟囱	8400	18400	150	45	1.4	1.982	4.038	3.223	0.722		
DA032	RLG 加热炉烟囱	8400	18308	150	60	2.4	0.507	3.601	0.907	0.275		
DA033	S-Zorb 加热炉烟囱	8400	16538	150	60	2.4	0.449	6.628	1.042	0.659		
DA034	AOGC 排气筒	8400	93122	150	60	2.35	7.512	23.828		10.088		
排污许可排放口编号	排放口名称	年运行时间	废气排放量	出口温度	排气筒		污染物排放量					排放去向
					高度	直径	SO_2	NOx	颗粒物	NMHC	其它	
		小时	Nm^3/h	℃	m	m	t/a	t/a	t/a	t/a	因子	t/a
DA035	苯乙烯加热炉烟囱	4200	18709	150	60	1.5	1.966	14.704	0.710	0.731		
DA036	柴加加热炉烟囱	8400	17937	150	59.6	2	0.302	7.347	1.070	0.423		
DA038	铁路油气回收排气筒	8400	4500	常温	15	0.3				0.333		
DA041	乙苯加热炉烟囱	4200	20547	150	50	2.27	1.634	10.055	0.790	1.151		
DA042	重加加热炉烟囱	8400	34718	150	60	2.2	1.193	11.508	1.991	2.036		
DA043	重整加热炉烟囱	8400	193760	150	80	3	15.375	88.144	11.060	12.300	氯化氢	14.784
DA044	重整催化剂再生烟气排气筒	8400	29967	常温	84	0.25	0.000	0.000	0.000	0.647	氯化氢	1.890
DA045	I常减压炉烟囱	8400	14068	150	35.96	2.4	2.397	4.318	1.666	0.736		
DA046	Ⅱ常加热炉烟囱	8400	114035	150	70	2.3	13.717	54.048	7.826	2.198		
DA047	煤筒仓南排气筒	8400	5715	常温	46	0.6			1.050			
DA048	煤筒仓北排气筒	8400	7701	常温	46	0.6			1.495			
DA049	粉煤过滤器 S1103C 排气口	2100	24410	常温	90	0.6		0.359	1.334			
DA050	煤仓 S1101C 排气筒	8400	692	常温	45	0.7			0.151			
DA051	5#筒仓排气筒	8400	376	常温	40	0.6			0.050			
DA052	6#筒仓排气筒	8400	529	常温	40	0.6			0.084			
DA053	7#筒仓排气筒	8400	590	常温	40	0.6			0.084			

DA054	III硫磺尾气后碱洗排气筒	8400	30485	60	60	0.8	0.927	2.237		0.381	硫化氢	0.008	
DA055	阻燃纤维排气筒	8400	1000	常温	20	0.15				0.003	丙烯腈	0.001	
DA056	危废库 1#排气筒	8640	500	常温	15	0.6				0.115			
DA057	危废库 2#排气筒	8640	500	常温	15	0.6				0.158			
DA059	III硫磺尾气后碱洗排气筒	8400	15821	148	45	1.5	0.638	2.940		0.336	硫化氢	0.005	
DA060	重油催化裂解再生烟气排口	4200	423840	60	80	2.25	0.896	145.950	13.020	7.644	镍及其化合物	0.050	
DA061	裂解汽油加氢装置加热炉烟囱	4200	5056	150	35	1.0	0.071	0.168	0.235	0.189			
合计							**t/a**	**t/a**	**t/a**	**t/a**	其它		
							96.141	**469.719**	**96.654**	**82.13**	镍及其化合物	0.081	
											HCl	16.674	

表 2.7-2 现有装置无组织源废气排放表

装置/设施名称		污染物排放量（t/a）												
		VOC	苯	甲苯	二甲苯	苯乙烯	乙苯	颗粒物	硫化氢	甲醇	氨	丙烯腈	HCN	氯化氢
炼油部	常减压蒸馏(I)	9.941							0.03					
	常减压蒸馏(II)	5.61												
	催化裂化(I)	5.161												
	催化裂化(III)	14.34												
	气体分馏(II)	1.857												
	气体分馏(III)	2.675												
	延迟焦化	34.415							25.942					
	加氢精制(I)	1.483												
	加氢精制(II)	1.096												
	加氢精制(IV)	2.904												
	液相柴油加氢	2.495												
	重油加氢装置	2.034												
	催化重整装置	19.702	0.151											

	催化柴油加氢转化（RLG)装置	2.405												
	S-Zorb装置	2.546												
	双脱(III)	2.337												
	酸性水汽提装置(I&II)	0.292							1.108					
	酸性水汽提(III)	2.598							0.112					
	溶剂再生装置	0.280							0.147					
	硫磺回收(I)	0.098							0.335					
	硫磺回收(II)	0.340							0.325					
	硫磺回收(III)	0							0.36					
	裂解汽油加氢装置	5.12							0.0003					
	芳烃抽提装置	5.10	0.15	0.85	0.46									
	烷基化	0												
	煤气化装置	3.091						0.48	0.15	5.36	0.1			
化工新区	丙烯腈装置	38.999									2.688	13.00	1.01	
	腈纶装置	1.228										0.0164		
	乙苯装置	2.283	3.843				5.226							
	苯乙烯装置	0.878	0.0002	0.0006		0.0472	0.048							
	重油催化裂解装置	10.34							0.02					
公用工程	污水处理站	351.886												
	循环水系统	12												
	储运系统	361.151												
	运输部	9.106												
安庆分公司小计		910.671	4.144	0.85	0.46	0.047	5.27	0.48	28.532	5.36	2.79	13.02	1.01	0

表 2.7-3 在建装置废气排放表

项目名称	污染物排放量（t/a）												
	VOC	苯	甲苯	二甲苯	苯乙烯	乙苯	颗粒物	硫化氢	甲醇	氨	丙烯腈	HCN	氯化氢
碳一板块安全环保提升及节能优化改造项目	0						-3.17	0.42	-3.09	0.036			

30 万吨/年 MTBE 装置项目	有组织	0						0	0	0.277				
	无组织	18.358						0	0	0.482				

表 2.7-4　在建项目完成后全厂废气污染物排放总量统计表

序号	污染物名称	现有装置有组织排放量（t/a）	现有装置无组织排放量（t/a）	现有装置排放量合计（t/a）	在建装置完成 后增加量（t/a）	合计	**许可排放量**
1	SO_2	96.141	0	96.141	0	96.141	**866.81**
2	NOx	469.719	0	469.719	0	469.719	**1764.91**
3	颗粒物	96.654	0.48	97.134	-3.17	93.964	**384.71**
4	VOCs	82.13	992.801	1074.931	18.358	1093.289	**1138.412**
5	苯		4.144	4.144	0	4.144	
6	甲苯		0.85	0.85	0	0.85	
7	二甲苯		0.46	0.46	0	0.46	
8	苯乙烯		0.047	0.047	0	0.047	
9	乙苯		5.27	5.27	0	5.27	
10	硫化氢	0.283	28.532	28.815	0.42	29.235	
11	甲醇	17.815	5.36	23.175	-2.331	20.844	
12	氨	2.346	2.79	5.136	0.036	5.172	
13	丙烯腈		13.02	13.02	0	13.02	
14	HCN		1.01	1.01	0	1.01	
15	氯化氢	16.674	0	16.674	0	16.674	

根据上表，现有工程 SO_2、NOx、颗粒物、VOCs 排放量均未超过排污许可证允许的排污许可量，满足总量控制要求。

2.7.1.2 现有装置废气达标排放分析

2023 年 1、2、3 季度安庆分公司有组织排放源污染物排放浓度监测数据详见表 2.6-5，表中数据可见所有污染源污染物排放浓度均可达到 GB16297-1996《大气污染物综合排放标准》表 2、GB31570-2015《石油炼制工业污染物排放标准》表 4 和 GB31571-2015《石油化学工业污染物排放标准》表 5 的特别排放浓度要求，并满足排污许可证要求的许可排放浓度限值。

2023 年 1、2、3 季度安庆分公司厂界监测数据详见表 2.6-6，可见厂界各污染物浓度能够达到相关标准要求。

表 2.7-5　2023 年安庆分公司有组织排放源污染物排放浓度监测数据表

排污许可排放口编号	排放口名称	污染物排放浓度（mg/Nm³）											污染物排放浓度达标情况
		SO_2		NOx		颗粒物		NMHC		其它			
		最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	因子	最小值	最大值	
DA005	粉煤过滤器 S1103A 排气口			8	11	21.8	25.8						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2			1400		120							达标
DA006	煤粉仓 S1201A 排气口					26.4	27.8						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA007	粉煤过滤器 S1103B 排气口			5	10	22.4	27.4						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2			1400		120							达标
DA008	煤仓 S1101B 排气口					22.8	22.8						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA009	石灰石粉仓排气筒					26.0	26.0						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA010	粉煤仓 S1201B 排气口					21.9	29						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA011	灰仓排气筒					23.8	23.8						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA014	甲醇洗尾气排口									甲醇	33.1	186	
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2										190		达标

排污许可排放口编号	排放口名称	污染物排放浓度（mg/Nm³）											污染物排放浓度达标情况
		SO_2		NOx		颗粒物		NMHC		其它			
		最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	因子	最小值	最大值	
DA015	煤仓 S1101A 排气口					27.8	27.8						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA018	Ⅱ热氧化器烟囱	10	15	29	35	6.3	11.6	5.46	16.1				
	GB31571-2015 表 5	50		100		20							达标
DA019	Ⅰ常常压炉烟囱	4	33	21	36	5.5	7.3	4.89	6.56				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA020	Ⅰ加氢加热炉烟囱	3	4	10	10	12.5	16.6	29.9	40.5				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA023	Ⅲ热氧化器排气筒	13	46	3	39	8.8	16						
	排污许可浓度 GB18484-2020	80		250		20							达标
DA025	Ⅲ催化再生烟气排气筒	＜3	14	＜3	26	5.9	8.3	1.05	24.7	镍及其化合物	0.002	0.016	
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		30					0.3		达标
DA027	**Ⅲ焦化加热炉烟囱**	**13**	**27**	**46**	**60**	**7.26**	**9**						
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA028	Ⅱ加氢加热炉烟囱	8	13	16	27	12.4	18.3	26.5	100				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA029	Ⅰ催化再生烟气排气筒	4	11	50	56	8.3	19.6	5.14	7.98	镍及其化合物	＜$3.21*10^{-5}$	＜$3.09*10^{-5}$	
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		30					0.3		达标

排污许可排放口编号	排放口名称	污染物排放浓度（mg/Nm³）											污染物排放浓度达标情况
		SO_2		NOx		颗粒物		NMHC		其它			
		最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	因子	最小值	最大值	
DA030	**II焦化加热炉烟囱**	**23**	**28**	**48**	**59**	**7.3**	**7.4**						
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA032	RLG 加热炉烟囱	＜3	13	23	41	7.0	10.1	4.85	5.04				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA033	S-Zorb 加热炉烟囱	3	25	47	54	7.8	8.1	1.63	1.79				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA034	AOGC 排气筒	10	17	44	53			4.58	7.30				
	排污许可浓度 GB31571-2015 表 5	50		100									达标
DA035	苯乙烯加热炉烟囱	6	12	64	88	3.4	3.8	0.92	5.32				
	排污许可浓度 GB31571-2015 表 5	50		100		20							达标
DA036	柴加加热炉烟囱	3	4	40	72	6.1	9.2	2.11	3.83				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA041	乙苯加热炉烟囱	10	11	52	81	4.8	5.4	6.65	8.44				
	排污许可浓度 GB31571-2015 表 5	50		100		20							达标
DA042	重加加热炉烟囱	3	5	34	36	7.4	7.7	2.31	2.40				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA043	重整加热炉烟囱	3	4	44	52	7.4	7.7	8.63	9.12	氯化氢	8.5	9.1	
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20		30			10		达标
DA044	重整催化剂再生烟							2.46	2.70	氯化氢	7.5	7.6	

排污许可排放口编号	排放口名称	污染物排放浓度（mg/Nm³）											污染物排放浓度达标情况
		SO_2		NOx		颗粒物		NMHC		其它			
		最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	因子	最小值	最大值	
	气排气筒												
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4							30			10		达标
DA045	I常减压炉烟囱	6	22	20	28	8.1	9.5	1.14	6.6				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA046	II常加热炉烟囱	7	20	40	61	6.6	8.2	1.18	2.21				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		20							达标
DA047	煤筒仓南排气筒					21.9	21.9						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA048	煤筒仓北排气筒					23.1	23.1						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA049	粉煤过滤器 S1103C 排气口			7	7	26.0	26.0						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2			1400		120							达标
DA050	煤仓 S1101C 排气筒					26.2	26.2						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA051	5#筒仓排气筒					16.9	16.9						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA052	6#筒仓排气筒					18.5	18.5						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标

排污许可排放口编号	排放口名称	污染物排放浓度（mg/Nm³）											污染物排放浓度达标情况
		SO_2		NOx		颗粒物		NMHC		其它			
		最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	因子	最小值	最大值	
DA053	7#筒仓排气筒					17.7	17.7						
	排污许可浓度 GB16297-1996 表 2					120							达标
DA054	硫磺尾气后碱洗设施排气筒	3	4										
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	100											达标
DA055	阻燃纤维排气筒												
DA058	SKBR 碱渣预处理设施排气筒							1.65	37.9				
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4							120					达标
DA059	Ⅲ硫磺尾气后碱洗排气筒	＜3	8										
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	100											达标
DA060	重油催化裂解再生烟气排口	＜3	＜3	79	82	7.1	7.3	5.91	6.23	镍及其化合物	3.57×10^{-2}	3.83×10^{-2}	
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		30					0.3		达标
DA061	裂解汽油加氢装置加热炉烟囱	13	13	11	11	14.8	14.8						
	排污许可浓度 GB31570-2015 表 4	50		100		30							达标
/	Ⅱ乙苯加热炉烟囱	12	18	28	32	8.4	8.7	11.9	12.4				
	排污许可浓度 GB31571-2015 表 5	50		100		20							达标
/	化工新区乙苯热载体加热炉烟囱	＜3	＜3	69	79	11.6	12.1	14.7	15.5				

排污许可排放口编号	排放口名称	污染物排放浓度（mg/Nm³）											污染物排放浓度达标情况
		SO_2		NOx		颗粒物		NMHC		其它			
		最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值	因子	最小值	最大值	
	排污许可浓度 GB31571-2015 表 5	50		100		20							达标
/	化工新区苯乙烯蒸汽过热炉尾气	＜3	＜3	68	72	7.1	8.4	10.2	11.3				
	排污许可浓度 GB31571-2015 表 5	50		100		20							达标

表 2.7-6　2023 年安庆分公司厂界监测数据表单位：mg/m³

监测点	监测时间	氨	TSP	非甲烷总烃	臭气浓度	氯化氢	硫化氢	苯	甲苯	二甲苯	苯乙烯	甲醇	苯并（a）芘
G1 消防队（上风向）	第一季度（2023.2.24）	0.13	0.159	0.65	＜10	ND	0.006	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	第二季度（2023.6.9）	0.19	0.190	1.42	＜10	ND	0.020	ND	ND	ND	ND	ND	/
	第三季度（2023.9.11）	0.21	0.159	1.35	＜10	ND	0.008	ND	ND	ND	ND	ND	/
G2 炼油 1#大门（下风向）	第一季度（2023.2.24）	0.68	0.199	1.17	＜10	ND	0.013	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	第二季度（2023.6.9）	0.17	0.182	1.24	＜10	ND	0.019	ND	ND	ND	ND	ND	/
	第三季度（2023.9.11）	0.19	0.189	1.31	＜10	ND	0.014	ND	ND	ND	ND	ND	/
G3 化肥厂区大门（下风向）	第一季度（2023.2.24）	0.77	0.194	1.34	＜10	ND	0.010	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	第二季度（2023.6.9）	0.16	0.135	1.15	15	ND	0.012	ND	ND	ND	ND	ND	/
	第三季度（2023.9.11）	0.27	0.191	1.72	＜10	ND	0.013	ND	ND	ND	ND	ND	/
G4 热电厂大门（下风向）	第一季度（2023.2.24）	0.67	0.191	1.41	＜10	ND	0.010	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	第二季度（2023.6.9）	0.10	0.129	0.73	＜10	ND	0.008	ND	ND	ND	ND	ND	/
	第三季度（2023.9.11）	0.34	0.191	1.91	＜10	ND	0.016	ND	ND	ND	ND	ND	/

G5炼油新区北门（下风向）	第一季度（2023.2.24）	0.58	0.187	1.31	＜10	ND	0.015	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	第二季度（2023.6.9）	0.18	0.194	1.31	＜10	ND	0.019	ND	ND	ND	ND	ND	/
	第三季度（2023.9.11）	0.28	0.196	1.69	＜10	ND	0.017	ND	ND	ND	ND	ND	/
标准限值	石油炼制工业污染物排放标准 GB31570-2015			4.0		0.2		0.4	0.8	0.8			0.000008
	恶臭污染物排放标准 GB14554-93	1.5			20		0.06				5		
	大气污染物综合排放标准		1.0									12	

2.7.2 废水排放情况

2.7.2.1 现有装置废水排放情况

现有工程产生的废水主要包括含油污水、含硫污水和含盐污水以及生活污水、初期雨水等，现有装置废水产生情况见表 2.3-7，全厂废水处理后外排水量见表 2.3-8，含油污水产生量 434.3t/h，含盐污水产生量 446t/h，含硫污水产生量 318.5t/h，其中含油污水和含盐污水进全厂污水处理站处理，含硫污水进酸性汽提装置处理。

酸性汽提装置采用单塔加压侧线抽出工艺，处理后的净化水 203t/h 回用于炼油装置，剩余 115.5t/h 送全厂污水处理站含油污水处理系列处理。净化水回用率为 64%。

污水处理站处理分为含油和含盐两个处理系列，设计处理能力各 600t/h，共计 1200t/h。含油污水处理系统处理工艺为“油水分离+涡凹气浮（CAF）+溶气气浮（DAF）+粉末活性碳生化处理（一级 PACT 工艺，A/O）+砂滤+双介质过滤器”，含油污水经处理后全部回用于循环水补水，含油污水处理后回用率为 100%。含盐污水处理系统处理工艺为“油水分离+涡凹气浮（CAF）+溶气气浮（DAF）+两级粉末活性碳生化处理（二级 PACT 工艺，一级 A/O+二级好氧）+砂滤”，含盐污水经处理后全部达标排放长江。

含煤废水、脱硫及热电灰水和中和废水等 CODcr 含量较低的废水共计 237.5t/h 经监测合格后由总排口排入长江。

2023 年底中石化安庆分公司投资 15967.7 万元建设循环水排污水治理项目，具体建设内容如下：

循环水排污水治理项目处理安庆分公司现有 10 套循环水场的排污水共计 356m^3/h，设计处理规模为 400m^3/h，循环水排污水部分采用“调节+高密池+ABR 生化池”的短流程处理路线；回用水处理流程采用“超滤+RO”的短流程脱盐工艺，产生的 RO 淡水回用作为除盐水站的进水，RO 浓水大约 100m^3/h 排至污水处理站现有的含盐系列，处理后达标排放。

全厂现有废水排水量共计 685.46t/h，现有装置及在建项目水平衡见图 2.7-1。

表 2.7-7 现有装置废水产生一览表

分类	装置名称	废水产生量（t/h）					
		含油污水	含硫污水	含盐污水	炼油脱硫及热电废水	中和废水	含煤废水
老厂区炼	常减压蒸馏（I）	11.00	13.00	22.00	/	/	/
	常减压蒸馏（II）	3.00	25	25.50	/	/	/
	催化裂化（III）	12.00	28.00	/	6.50	/	/

油装置	气体分馏（Ⅲ）	1.00	/	/	/	/	/
	延迟焦化	**10**	**6.5**	**/**	**/**	**/**	**/**
	航煤加氢装置（Ⅱ）	5.00	1.00	/	/	/	/
	柴油加氢装置（Ⅲ）	5.00	2.00	/	/	/	/
	蜡油加氢装置（Ⅳ）	6.00	15.00	/	/	/	/
	柴油液相加氢装置	3.00	7.00	/	/	/	/
	重油加氢装置	3.00	32.00	/	/	/	/
	催化重整装置	12.00	2.00	/	/	/	/
	催化柴油加氢转化(RLG)装置	2.50	10.00	/	/	/	/
	S-Zorb 装置	0.50	1.00	/	/	/	/
	双脱装置	0.5	2.0	/	/	/	/
	酸性水汽提装置	115.5	/	/	/	/	/
	溶剂再生装置	16.00	/	/	/	/	/
	硫磺回收装置	8.0	4.0	/	/	/	/
	碱渣处理装置	/	/	1.00	/	/	/
	烷基化	5.0	/	/	/	/	/
	裂解汽油加氢	2.0	0~6	/	/	/	/
	芳烃抽提	5.0	/	/	/	/	/
	合计	**226**	**148.5**	**48.5**	**6.5**	**0**	**0**
老厂区化工化肥装置	煤气化装置	2.00	/	65.00	/	/	/
	丙烯腈装置	92.00	/	/	3.0	/	/
	腈纶装置	/	/	150.00	/	/	/
	乙苯-苯乙烯装置	13.0	/	/	/	/	/
	合计	**107**	**0**	**215**	**3**	**0**	**0**
化工新区	RTC	5.0	151	/	33.0	/	/
	双脱装置	1.0	/	/	/	/	/
	气分装置	2.0	/	/	/	/	/
	聚丙烯装置	15.8	/	/	/	/	/
	乙苯苯乙烯装置	40	/	/	/	/	/
	合计	**63.8**	**151**	**50**	**33**	**0**	**0**
公用工程及其它	炼油循环水系统	/	/	122	/	/	/
	化工循环水系统	/	/	122.00	/	/	/
	热电循环水	/	/	0.00	/	/	/
	化工新区循环水	/	/	112.0	/	/	/
	化学水系统	4.00	/	/	/	140.0	/
	储运	20.5	5.50	23.50	/	/	/
	火炬	/	15.00	/	/	/	/
	锅炉	1.00	/	/	50.00	/	5.00

	办公楼/消防/外部公司	9.0	/	9.00	/	/	/
	初期雨水			50			
	合计	**34.5**	**20.5**	**438.5**	**50**	**140**	**5**
总计		**434.3**	**318.5**	**446** [1]	**92.5**	**140**	**5.0**

注：[1] 循环水排污水经处理后 256m³/h 回用于除盐水站，因此此部分水不计入含盐污水。

表 2.7-8 现有装置全厂废水处理后外排水量一览表

序号	废水类别	废水产生量 t/h	处理措施	处理工艺	废水外排量 t/h	排放口
1	含硫污水	318.5	含硫污水分别送I、II、III、IV酸性水汽提装置做净化处理，处理规模共 470t/h。	采用单塔加压侧线抽出工艺，处理后的净化水 203t/h 回用于炼油装置，剩余 115.5t/h 送全厂污水处理站含油污水处理系统处理，处理后的水回用于循环水补水。	0	/
2	含油污水	434.3	送全厂污水处理站含油污水处理系统处理，处理能力 600t/h。	采用“油水分离+涡凹气浮（CAF）+溶气气浮（DAF）+粉末活性炭生化处理（一级 PACT 工艺，A/O）+砂滤+双介质过滤器”工艺，处理后的水回用于循环水补水	0	/
3	含盐污水	447.96	送全厂污水处理站含盐污水处理系统处理，处理能力 600t/h	采用“油水分离+涡凹气浮（CAF）+溶气气浮（DAF）+两级粉末活性炭生化处理（二级 PACT 工艺，一级 A/O+二级好氧）+砂滤”工艺，处理后的水全部达标排放长江。	447.96	污水处理站总排口 DW002
4	炼油脱硫及热电灰水	92.5	/	/	92.5	
5	中和废水	140	/	/	140	
6	含煤废水	5	/	/	5	
7	循环水排污	356	循环水排污水部分采用“调节+高密池+ABR 生化池”的短流程处理路线；回用水处理流程采用“超滤+RO”的短流程脱盐工艺，产生的 RO 淡水（256m³/h）回用作为除盐水站的进水，RO 浓水 100m³/h 排至污水处理站现有的含盐系列，处理后达标排放		0	
合计		/	/	/	685.46	
7	清净雨水	/	炼油新区 7500m³ 雨水监控池，炼油老区 25000m³ 雨水监控池（兼事故应急），化工新区 33000m³ 雨水监控池（兼事故应急）。	清净雨水经雨水监控池监测合格后排放。	/	雨水排放口

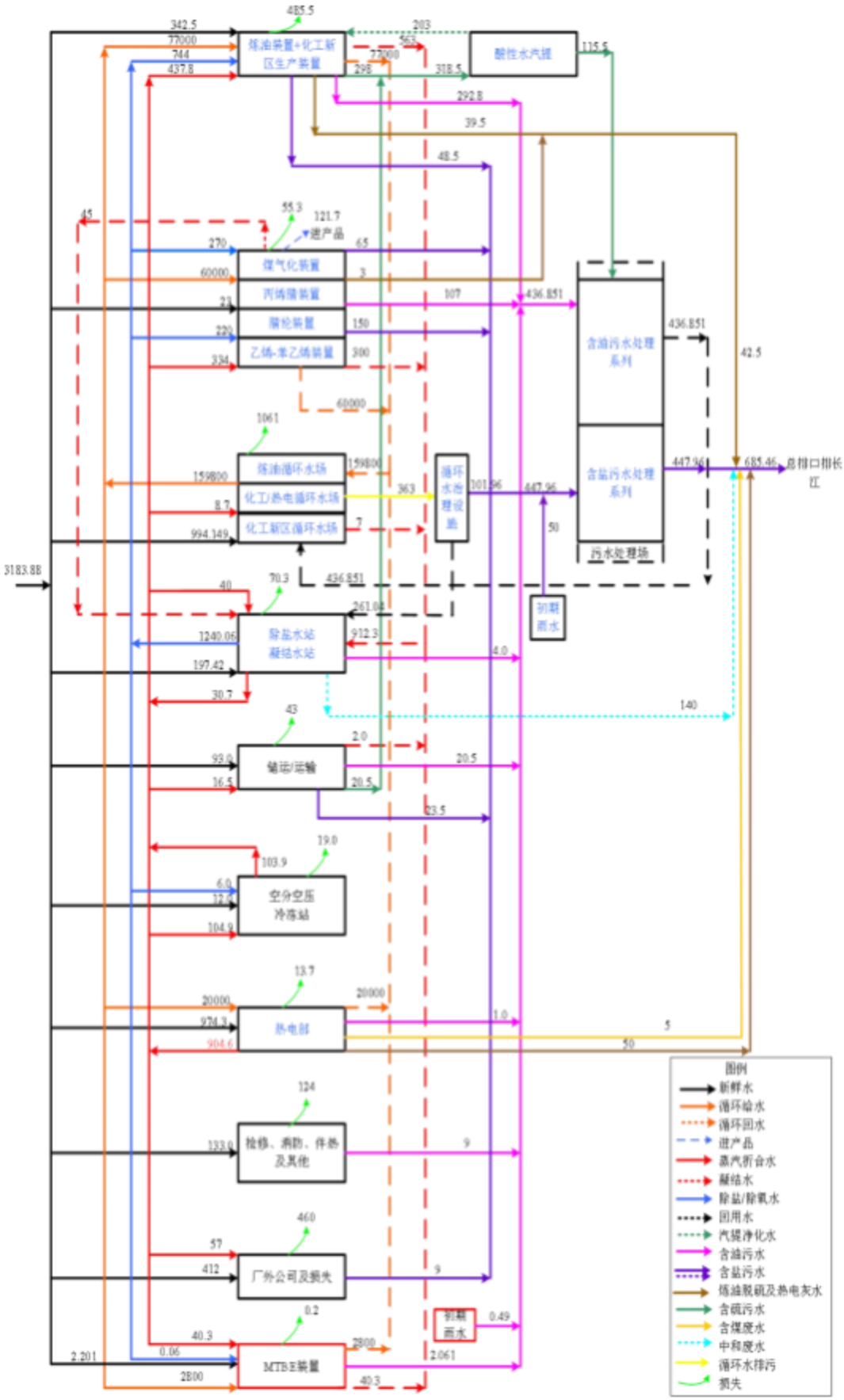


图 2.6-1 现有及在建项目水量平衡图（t/h）

2.7.2.2 废水达标排放分析

安庆分公司总排口执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）、《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）四个排放标准直接排放限值，执行排放标准中规定的最严格浓度限值，具体见表 2.6-9。

安庆分公司总排口和雨水排放口水质监测结果详见表 2.6-10，可见废水能够达标排放。

表 2.7-9 安庆分公司废水总排口执行标准单位：mg/L，（pH 无量纲）

因子	标准	因子	标准
COD	60	挥发酚	0.1
BOD_5	20	总铜	0.5
氨氮	8	总钒	1.0
总氮	35	总氰化物	0.2
石油类	3	苯乙烯	0.2
硫化物	0.5	总锌	2.0
pH	6~9	SS	30
总磷	0.5	总有机碳	20

表 2.7-10 废水排污口水质监测结果单位：mg/L，（pH 无量纲）

污染物	安庆分公司总排口				雨水排放口			
	许可排放浓度限值（mg/L）	最大值（mg/L）	最小值（mg/L）	平均值（mg/L）	限值（mg/L）	最大值（mg/L）	最小值（mg/L）	平均值（mg/L）
pH	**6-9**	8.6	8.1	8.35	/	8.0	7.4	7.7
化学需氧量	**60**	44	24	34	/	52	44	48
氨氮	**8**	1.59	0.263	0.926	/	4.71	0.544	2.627
石油类	**3**	0.06L	0.06L	0.06L	/	0.06L	0.06L	0.06L
悬浮物	**30**	21	11	16	/	18	14	16
总氮	**35**	17.3	7.8	12.55	/	13.1	11.4	12.25
总磷	**0.5**	0.39	0.08	0.235	/	0.27	0.11	0.19
总氰化物	**0.2**	0.004L	0.004L	0.004L	/	0.004L	0.004L	0.004L
硫化物	**0.5**	0.01L	0.01L	0.01L	/	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚	**0.1**	0.01L	0.01L	0.01L	/	0.01L	0.01L	0.01L

备注：根据中石化安庆分公司 2023 年度 7-9 月份委外监测数据统计值；若检测结果低于检出限，在检出限后加“L”。

2.7.2.3 废水污染物排放总量计算

全厂外排废水污染物总量见表 2.7-11，经安庆分公司总排口排放的废水，其废水污染物排放浓度和污染物排放总量均满足排污许可排放浓度和排污许可排放量的要求。

表 27-11 安庆分公司废水总排口污染物排放量

名称	废水外排量	COD		石油类		氨氮		总氮		总磷	
	t/h	mg/L	t/a	mg/L	t/a	mg/L	t/a	mg/L	t/a	mg/L	t/a
总排口	685.46	34	204.56	0.06L	6.64	0.926	5.55	12.55	75.14	0.235	1.41
排污许可浓度		60		3		8		35		0.5	
排污许可总量			409				54.52				

2.7.3 固体废物排放情况

2023 年安庆分公司现有装置一般固体废物产生量为 574253t/a，公司大部分委托进行综合利用，其中少量废碳泥暂贮存于厂内作为燃料；危险固体废物产生量为 15270.03t/a，由生产厂家回收或委托有资质单位处置。一般固体废物产生及处置情况见表 2.3-12，危险固体废物产生及处置情况见表 2.3-13。

表 2.7-12 一般固体废物产生及处置情况一览表

分类	装置名称	固废名称	产生量（t/a）	处理处置措施
化工化肥装置	煤气化装置	粉煤灰	21000	外委作为建材利用
		炉渣	95000	外委作为建材利用
	小计	/	**116000**	/
公用工程及其它	污水处理站	废碳泥	200	送热电锅炉焚烧
	供水区域	泥饼	7000	外委作为建材利用
	循环水排污水处理设施	污泥	7183	外委作为建材利用
	化学水制备系统	废有机树脂	70	外委水泥窑协同处置
	热电锅炉	锅炉粉煤灰	320000	外委作为建材利用
		锅炉炉渣	88000	外委作为建材利用
		废脱硫石膏	43000	外委作为建材利用
	小计	/	**458253**	/
总计		/	**574253**	/

表 2.3-13 危险固体废物产生及处置一览表

分类	装置名称	固废名称	产生量（t/a）	处理处置措施
炼油装置	催化裂化	废催化剂	2560	委托有资质单位进行处置
		脱硫残渣	730	委托有资质单位进行处置
	加氢等装置	废瓷球	15.18	委托有资质单位进行处置
		废加氢催化剂	1500	委托有资质单位进行处置
	催化重整装置	废脱氯吸附剂	113.96	委托有资质单位进行处置
		废环丁砜	8.7	委托有资质单位进行处置
		废重整催化剂	1.28	委托有资质单位进行处置
	催化柴油加氢转化（RLG）装置	加氢裂化废催化剂	160.88	委托有资质单位进行处置
	S-Zorb 装置	废吸附剂	23.66	委托有资质单位进行处置
	烷基化装置	离子液固渣	74.78	委托有资质单位进行处置
	硫磺回收装置	硫磺回收废催化剂	44.02	委托有资质单位进行处置
	小计	/	**5232.46**	/
化工装置	丙烯腈装置	废催化剂	150	委托有资质单位进行处置
		废聚合物	19.2	委托有资质单位进行处置
		飞灰	91.4	
	腈纶装置	废胶废滤布	860	委托有资质单位进行处置
		废硅藻土	161.22	委托有资质单位进行处置
		废硫酸钠	98.1	委托有资质单位进行处置
		污水预处理场污泥	30	委托有资质单位进行处置
	乙苯-苯乙烯装置（10 万吨/年）	苯乙烯焦油	1317	送焦化装置厂内综合利用
	乙苯-苯乙烯装置（40 万吨/年）	苯乙烯焦油	4500	送焦化装置厂内综合利用
		苯乙烯焦油	455.66	委托有资质单位进行处置
	聚丙烯装置	废矿物油	10.6	委托有资质单位进行处置
	小计	/	**7693.18**	/
公用工程及其它	其它	容器底部残渣	1714.46	委托有资质单位进行处置
		废包装物	332.26	委托有资质单位进行处置
		废活性炭	38.02	委托有资质单位进行处置
		化验废物	4.31	委托有资质单位进行处置
		烟气脱硝废催化剂	184.12	委托有资质单位进行处置
		沾染危险废物的废物	58	委托有资质单位进行处置
		废旧铅酸蓄电池	13.22	委托有资质单位进行处置
	小计	/	**2344.39**	/
总计		/	15270.03	/

2.7.4 噪声源

现有装置在生产过程中产生的噪声主要来源于压缩机、机泵、加热炉、空气冷却器、风机、挤压机、火炬及各种气体放空等，噪声值约为 80～110dB(A)。根据中石化安庆分公司 2023 年第三季度例行监测数据，中石化安庆分公司厂界噪声值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准要求。详见表 2.6-14。

表 2.7-14 中石化安庆分公司厂界噪声监测结果一览表

监测点位	2023.8.30	
	昼间	夜间
1#炼油东大门	58.5	52.8
2#晴纶厂界东	58.5	48.7
3#晴纶东北角	55.4	51.6
4#晴纶北门	55.7	54.5
5#北山罐区厂界北	56.3	49.3
6#新区北门	55.4	51.5
7#新区装置厂界西	57.7	50.6
8#热电厂大门	50.1	49.9
9#热电厂东北	52.8	49.2
10#热电干灰门	54.2	51.1
11#热电东南角	57.9	52.1
12#热电厂南	51.9	50.6
13#化肥储运大门	60.2	52.0
14#化肥南大门	55.1	49.0
15#化肥办公楼	54.2	46.6
（GB12348-2008）3 类标准	65	55

2.7.3 污染物排放量汇总

安庆分公司（包括在建项目）全厂外排污染物总量汇总见表 2.7-15。

表 2.7-15 全厂污染物排放汇总一览表

种类	污染物名称	排放量（t/a）
废水	水量 m^3/h（年运行 8760h）	685.46t/h，600.386 万 t/a
	COD	204.56
	氨氮	5.55
	总磷	1.41
	总氮	75.14
	石油类	6.64
废气	废气量万 m^3/a	1263850.853
	SO_2	96.141
	NO_X	469.719
	颗粒物	93.964

	VOCs	1093.289
	苯	4.144
	甲苯	0.85
	二甲苯	0.46
	苯乙烯	0.047
	乙苯	5.27
	H_2S	29.265
	甲醇	20.884
	氨	5.172
	丙烯腈	13.02
	HCN	1.01
	氯化氢	16.674
固废（产生量）	危险固废	15270.03
	一般固废	574253

2.8 排污许可证执行情况

中国石油化工股份有限公司安庆分公司于 2017 年 12 月 27 日取得排污许可证，自发证至今共进行 1 次补充申报、1 次延续、5 次重新申请和 1 次审批部门变更、2 此次更，具体执行情况见表 2.7-1，排污许可执行报告执行情况见表 2.7-2。

表 2.7-1　中国石油化工股份有限公司安庆分公司排污许可证执行情况一览表

序号	时间	类型	有效时间
1	2017.12.27	首次申请	2017.12.27-2020.12.26
2	2018.12.30	补充申报	2017.12.27-2020.12.26
3	2021.03.25	延续	2020.12.27-2025.12.26
4	2022.2.25	重新申请	2022.2.25-2027.2.24
5	2023.3.23	审批部门变更	2022.2.25-2027.2.24
6	2023.4.23	重新申请	2023.4.23-2028.4.22
7	2023.11.21	变更	2023.4.23-2028.4.22
8	2023.12.19	变更	2023.4.23-2028.4.22
9	2024.08.06	重新申请	2024.08.06-2029.08.05
10	2024.12.31	重新申请	2024.12.31-2029.12.30
11	2025.06.18	重新申请	2025.06.18-2030.06.17

表 2.7-2　中国石油化工股份有限公司安庆分公司排污许可执行报告情况一览表

序号	报告类型	报告期	主要内容
1	月报	2018 年 01-1 月月表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
2	季报	2018 年第 01-04 季度季报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明

3	年报	2018 年年报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
4	月报	2019年 01-12月月报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
5	季报	2019 年第01-04 季度季报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
6	年报	2019 年年报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
7	月报	2020年 01-12月月报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
8	季报	2020 年第01-04 季度季报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
9	年报	2020 年年报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
10	月报	2021年 01-12月月报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
11	季报	2021 年第01-04 季度季报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
12	年报	2021 年年报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
13	月报	2022年 01-12月月报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
14	季报	2022 年第01-04 季度季报表	主要污染物实际排放量核算及合规判定分析、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
15	年报	2022 年年报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
16	季报	2023 年第01-04 季度季报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明

16	季报	2024 年第 01-04 季度季报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明
16	季报	2025 年 01-02 季度季报表	排污单位基本情况、各类污染物实际排放情况及合规判定分析、台账管理情况、自行监测情况、内部管理体系建设与运行情况、不合规排放或污染防治设施故障情况说明

2.9 安庆分公司厂区现有卫生防护距离及搬迁现状

2.9.1 现有卫生防护距离情况

根据《中石化安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程》环评报告和环评批复意见，目前安庆石化分公司执行的卫生防护距离是炼油新厂区按照《炼油厂卫生防护距离》（GB8195-87）规定，1300 米卫生防护距离范围内需拆迁居民 1289 户，人口 4378 人，拆迁面积 16.4 万 m^2。卫生防护距离范围内居民分布详见表 2.8-1。炼油老厂区炼油板块装置区 1300m 卫生防护距离范围内有居民 30636 户，人口数 122250 人，建筑面积 314.8 万 m^2。卫生防护距离范围内居民分布详见表 2.11-2。

表 2.9-1 新厂区执行《炼油厂卫生防护距离标准》环境拆迁范围居民分布一览表

序号	居民区名称		户数	人口	建筑面积（m^2）
1	石化三建生活区		60	212	2570
2	石化三村		84	311	5250
3	马山生活区		739	2365	37450
4	五里村	五里村一队	40	148	8000
		五里村老河组	36	145	9000
		五里村林场	60	222	21000
		五里村三、四、五队	150	555	45000
5	凤凰村		120	420	35500
	合计		1289	4378	163770

表 2.9-2 老厂区执行《炼油厂卫生防护距离标准》环境拆迁范围居民分布一览表

序号	名称	户数	人口	总建筑面积（平方米）
1	石化一村	1530	5360	137752
2	石化二村	1480	5190	134940
3	石化三村	310	1050	26985
4	马山生活区	739	2365	37450
5	五里村	286	1070	83000
6	龙王庙居民区	180	689	46852
7	菱湖居民区	450	1710	43605

8	大湖居民区	5332	21328	545921
9	集贤路居民区	9570	33500	864300
10	德宽路居民区	6480	25863	665126
11	市中心居民区	3133	11905	336682
12	大王庙	810	2850	123120
13	凤凰村	120	396	35500
14	汪家老屋	85	306	7650
15	赵家畈	131	456	11856
16	石化一中西区	/	2436	14300
17	安庆七中	/	2556	12250
18	安庆五中	/	2150	11000
19	安庆十六中	/	1070	9620
合计	/	30636	122250	3147909

2.9.2 现有卫生防护距离内的搬迁现状

根据安庆市人民政府“关于中石化安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程卫生防护距离内居民搬迁及规划控制情况的报告”（宜政秘[2016]182号），安庆市政府自2010年至2016年9月5日，已经完成了《关于中国石油化工股份有限公司安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程卫生防护距离范围内居民搬迁安置的承诺函》（宜政秘[2009]153号）中的所有承诺事项，具体情况为：

1、新厂区1300米卫生防护距离内居民拆迁情况

已经完成集体土地上住宅拆迁建筑面积215460.702平方米，拆迁户数1283户、5088人；已完成国有土地上住宅拆迁安置174户。经过专业机构实际测绘，安庆石化新装置区1300米卫生防护距离内集体土地和国有土地上住宅征收工作已全部完成。

2、老装置区1300米卫生防护距离规划控制情况

2012年省政府批复的《安庆市城市总体规划（2010年-2030年）》中，将安庆石化卫生防护距离内的3.68平方公里区域作为石化特别政策区，并规划200米防护绿地，在产业政策、规划选址、环评准入等工作中，采取一系列严格措施，在老装置区卫生防护距离内，一律不准新建环境敏感点。

安庆市还编制了《集贤路西侧发展策略研究》，采取分步走的发展策略，近期对安庆石化特别政策区实行“人让厂”，远期实行“厂让人”，即近期（5-10年内）老装置保留，开展综合整治、改善民生；远期（10-20年后），老装置搬迁，完善总规。近期规划的主要内容有五项：一是结合防护绿带和路网改造，优化道路；二是结合棚户区改造，拆除卫生防护距离

内危旧建筑，搬迁居民；三是在邻近城区建设 100 米宽防护绿带，缓解企业生产对周边环境影响；四是增加街心花园、停车场等公用设施；五是按照工业 4.0 的国家战略，积极发展都市工业、物流业和生产性服务业。

2016 年已经完成棚户区改造面积 21.8 万平方米。

自《安庆石化含硫原油加工适应性改造及油品治理升级工程》项目批复以来，安庆市政府高度重视卫生防护距离内居民搬迁等工作，要求大观区政府具体组织实施。根据大观区政府提供的资料，自 2012 年开始大观区政府通过利用棚户区改造等措施，已陆续完成安庆石化炼油老区 1300 米卫生防护距离内 1279 户，5081 人搬迁以及 24.8 万平方米建筑面积的征收和拆除工作。2018 年至 2019 年，安庆市政府在卫生防护距离内黄土坑路拆迁点新建了城市节点花草公园，在免锣巷拆迁点新建了绿色湿地，安庆石化炼油老区与安庆市周边环境敏感建筑混杂的现状有了极大改观。

结合城市规划和 2020 年及长远棚户区改造计划，炼油老区卫生防护距离内部分居民点将逐步搬迁，城市绿化隔离带逐步建立。

3 扩能改造项目概况

3.1 本次扩能改造项目概况

项目名称：中石化安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司安庆分公司

项目性质：改扩建

项目建设地点：安徽省安庆市大观区安庆石化厂区炼油老区，现有航煤加氢装置区内，不新增占地；航煤加氢装置中心坐标为：117°1′20.769″，30°31′38.41″。具体位置见图 3.1-1。

国民经济行业类别：C2511 原油加工及石油制品制造

建设内容：项目对现有航煤加氢装置进行改造，并更新反应进料加热炉、循环氢压缩机等设备、新增汽提塔顶回流泵等设施，项目改造完成后，航煤加氢装置产品航煤产能由 80 万吨/年提升至 100 万吨/年。

投资规模：总投资 2531.23 万元，其中，环保投资 102 万元，占总投资 4.03%；

占地面积：安庆石化炼化一体化项目总占地面积约 640hm^2，其中，航煤加氢装置区占地面积约 11200m^2。本次工程利用现有航煤加氢装置区厂地进行改扩建，不新增用地面积。

环评项目类别：“二十二、石油、煤炭及其他燃料加工业 25”——“精炼石油产品制造 251”一“全部（单纯物理分离、物理提纯、混合、分装的除外；煤制品制造除外；其他煤炭加工除外）”编制报告书

装置定员及工作制度：本装置利用现有人员，不新增定员。装置年连续运行时间 8400 小时，操作为四班三倒制，操作弹性 60%-105%。



图 3.1-1 扩能改造项目地理位置图

3.2 扩能改造工程内容

3.2.1 主要改造内容

对现有航煤加氢装置进行改造，改造后航煤加氢装置产能由 80 万吨/年提升到 100 万吨/年，年开工 8400h，操作弹性范围为 60-105%保持不变。本次扩能改造内容具体如下：

（1）在装置西南角新建反应进料加热炉（F-201），将抗氧剂加剂设施（含利旧的两台抗氧剂罐 D-209/1.2 和更新的两台抗氧剂泵 P-206/1.2）、脱硫罐（D-205/1、2）移至冷高分罐（D-202）东侧原膜分离区域布置；

（2）抗氧剂泵（P-206/1.2）移位更新；

（3）汽提塔顶回流泵新增一台（P-204/3），与原有 P-204/1.2 两开一备操作；

（4）在脱硫罐（D-205/1、2）北侧新增长明灯燃料气分液罐（D-211）；

（5）在框架-2 的 7 米层利旧原精制油水冷器（E-207）作为新增的精制油热媒水换热器（E-209）；

（6）在框架-1 的 5 米层增加一台精制油水冷器（E-207）；

具体装置布置见图 3.2.1-1 航煤加氢装置总平面布置图和图 3.2.1-2 航煤加氢装置设备平面布置图。

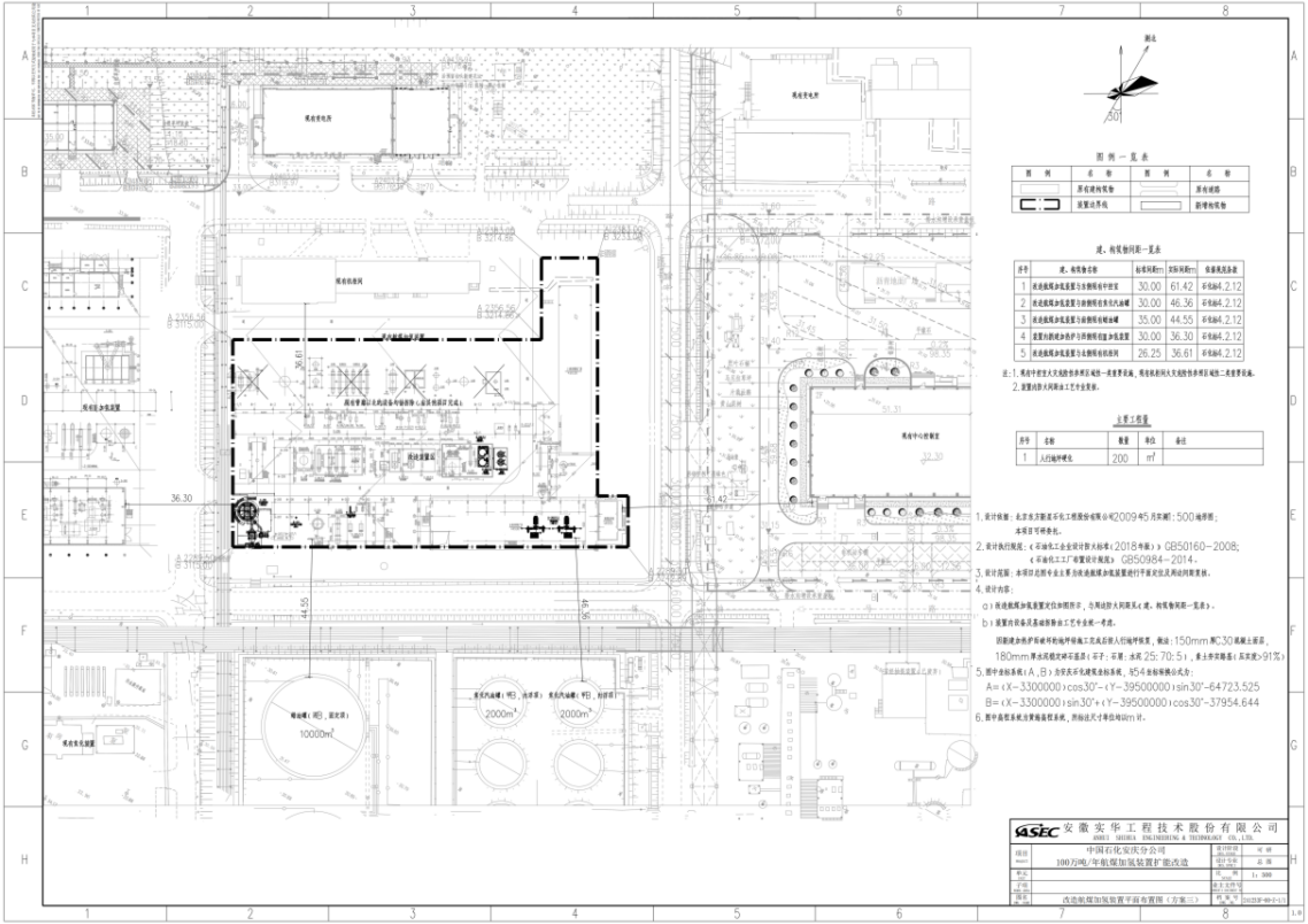


图3.2.1-1 航煤加氢装置总平面布置图

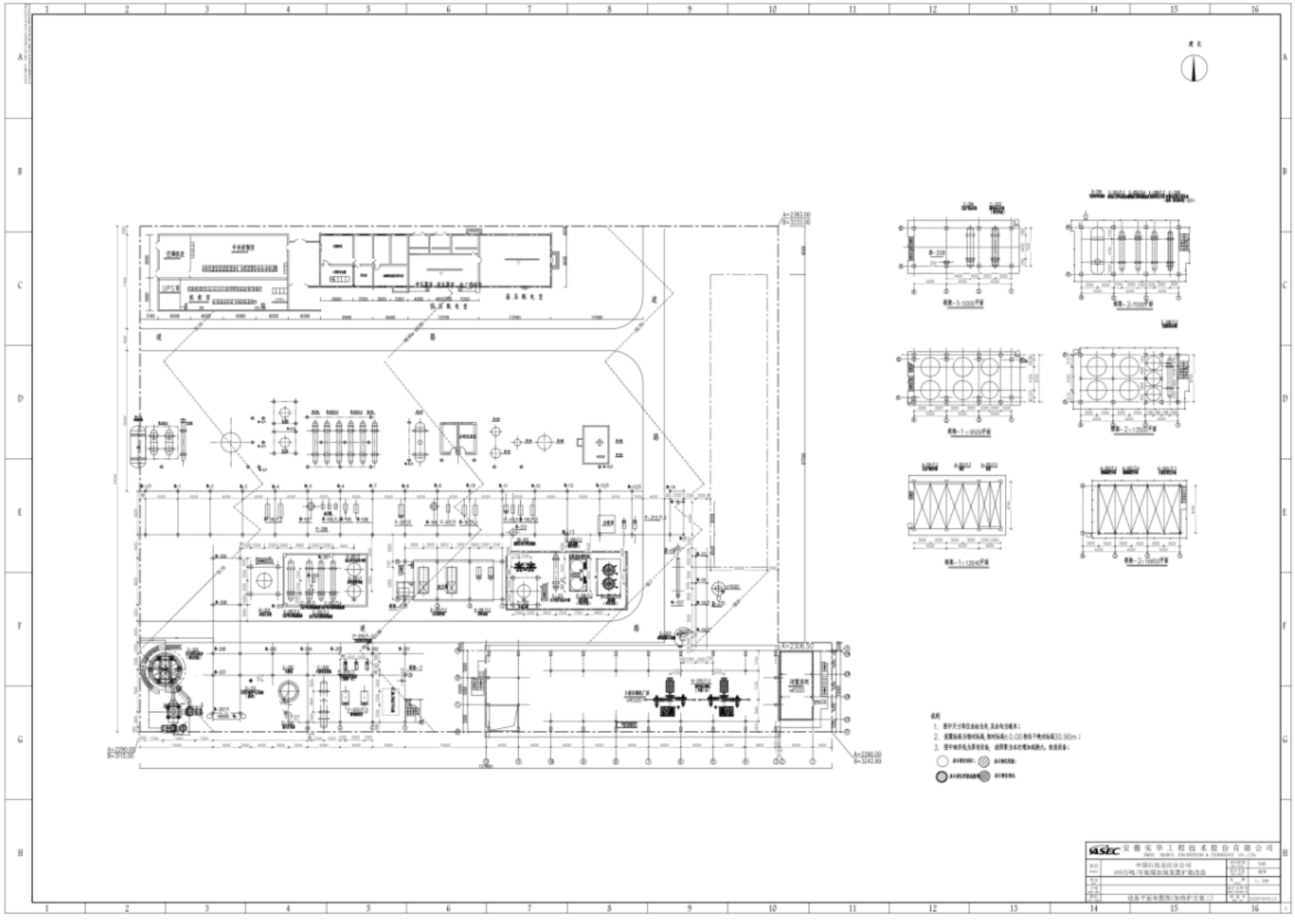


图 3.2.1-2 航煤加氢装置设备平面布置图

3.2.4 本装置平面布置

中石化安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造是在原航煤加氢装置内实施。占地面积约 11200m^2，设备布置见图 3.2.1-2 航煤加氢装置设备平面布置图。

航煤加氢装置为甲类生产装置，扩能改造后装置距东侧现有中控室 61.42m，距南侧现有焦化汽油罐（甲 B，内浮顶，2000m^3）46.34m，距南侧现有蜡油罐（丙 B，固定顶，10000m^3）43.73m，距西侧现有Ⅲ加氢装置（甲类）35.76m，距北侧现有机柜间 36.61m，以上距离均满足 GB50160-2008《石油化工企业设计防火标准（2018 年版）》的规范要求。

表 3.2-1 建构筑物防火间距一览表

序号	相邻两设施名称	实际距离 m	规范要求 m	符合性	规范名称及条款号
1	改造航煤加氢装置与东侧现有中控室	61.42	30.00	符合	《石油化工企业设计防火标准》第 4.2.12 条
2	改造航煤加氢装置与南侧现有焦化汽油罐	46.34	30.00	符合	《石油化工企业设计防火标准》第 4.2.12 条
3	改造航煤加氢装置与南侧现有蜡油罐	43.73	35.00	符合	《石油化工企业设计防火标准》第 4.2.12 条
4	装置内新建加热炉与西侧现有Ⅲ加氢装置	35.60	30.00	符合	《石油化工企业设计防火标准》第 4.2.12 条
5	改造航煤加氢装置与北侧现有机柜间	36.61	26.25	符合	《石油化工企业设计防火标准》第 4.2.12 条

注：1.现有中控室火灾危险性参照区域性一类重要设施，现有变电所火灾危险性参照区域性二类重要设施。

3.2.5 工程组成

（1）建设内容

项目对现有航煤加氢装置进行改造，并更新反应进料加热炉、循环氢压缩机等设备、新增汽提塔顶回流泵等设施，项目改造完成后，航煤加氢装置产品航煤产能由 80 万吨/年提升至 100 万吨/年。具体建设内容见下表 3.2-1。

表 3.2-2 扩能改造项目组成一览表

类别	工程名称	扩能改造前		扩能改造后		前后变化情况
		工程内容	工程规模	工程内容	工程规模	
主体工程	反应部分	原料油热进料，I 常航煤原料油和Ⅱ常航煤原料油采用加热炉（热负荷 2100kW）加热后送入加氢反应器，反应催化剂为 FBN 系列保护剂和 FH-40A 加氢催化剂	航煤年加工量 80 万吨	扩能改造后，原料油热进料，I 常航煤原料油和Ⅱ常航煤原料油采用加热炉（热负荷 2600kW）加热后送入加氢反应器，反应催化剂为 FBN 系列保护剂和 FH-40A 加氢催化剂（生产工艺保持不变，仅更换加热炉、催化剂换新）	航煤年加工量 100 万吨	①更换加热炉，热负荷由 2100kW 提升至 2600kW； ②加氢反应器催化剂更换； ③汽提塔顶回流泵新增一台，与原有 2 台汽提塔顶回流泵形成两开一备操作； ④原精制油水冷器改为精制油热煤水换热器（利旧） ⑤增加一台精制油水冷器； ⑥更换 2 台抗氧剂泵，流量由 80L/h 提升至 100L/h； ⑦更换 2 台循环氢压缩机，流量由 12000Nm³/h 提升至 18000Nm³/h； ⑧航煤年加工量由 80 万吨扩到 100 万吨
	分馏部分	反应物料经冷却、分离后回收氢气回用，反应物料再通过汽提塔馏出航煤，再经冷却、脱硫、添加抗氧化剂等，最终制成航煤成品。		反应物料经冷却、分离后回收氢气回用，反应物料再通过汽提塔馏出航煤，再经冷却、脱硫、添加抗氧化剂等，最终制成航煤成品。		
辅助工程	余热回收系统	原反应进料加热炉（F-201）炉型为辐射对流方箱型加热炉，炉体由一个辐射室、一个对流室、一套落地布置的余热回收系统、一个炉顶烟囱及平台梯子组成。加热炉余热回收系统通过空气预热器回收烟气余热预热助燃空气，热烟气与助燃空气换热后经炉顶烟囱排放。		原反应进料加热炉（F-201）炉型为辐射对流方箱型加热炉，炉体由一个辐射室、一个对流室、一套落地布置的余热回收系统、一个炉顶烟囱及平台梯子组成。加热炉余热回收系统通过空气预热器回收烟气余热预热助燃空气，热烟气与助燃空气换热后经炉顶烟囱排放。		更换加热炉，热负荷由 2100kW 提升至 2600kW，加热炉及余热回收系统热效率由 91.3%提升至于 94%。
	油气回收装置	炼油新区汽车发油站东北角设置油气回收装置，规模 200m³/h。		炼油新区汽车发油站东北角设置油气回收装置，规模 200m³/h。		依托现有
	航煤添加剂加剂设施	设置在五罐区西北角；根据产品要求添加抗静电剂、抗氧剂、抗磨剂等添加剂，随管线注入。		依托现有		更换 2 台抗氧剂泵，流量由 80L/h 提升至 100L/h；
	成品运输	利用现有水路、铁路、公路等出厂	运输 80 万吨	依托现有水路、铁路、公路等出厂	年运输 100 万吨	成品运输量提高

	罐区	罐区	①原料航煤罐容：安庆分公司现有航煤原料均为装置间直供，航煤加氢装置的原料油直接来自于厂内现有两套常减压装置，正常生产过程中不从原料油储罐供料。根据现有安庆分公司储罐配置，在七罐区已设置有1台航煤原料罐（V=2000m³，内浮顶），作为两套常减压装置与航煤加氢装置之间直供料短时间不正常时的原料缓冲罐和开工原料罐。 ②成品航煤罐容：航煤罐区设置5台3000m³（T-403、404、T-503、503）成品航煤储罐；2台5000m³（T-501、502）成品航煤储罐；航煤罐容可达到25000m³。	总有效储存容积25000m³，储存天数为13.7天。	①原料航煤罐容：安庆分公司现有航煤原料均为装置间直供，航煤加氢装置的原料油直接来自于厂内现有两套常减压装置，正常生产过程中不从原料油储罐供料。根据现有安庆分公司储罐配置，在七罐区已设置有1台航煤原料罐（V=2000m³，内浮顶），作为两套常减压装置与航煤加氢装置之间直供料短时间不正常时的原料缓冲罐和开工原料罐。本次暂不新建。航煤增产至100万吨/年后，现有原料油罐容能存储0.49天； ②成品航煤罐容：航煤罐区设置5台3000m³（T-403、404、T-503、503）成品航煤储罐；2台5000m³（T-501、502）成品航煤储罐；航煤罐容可达到25000m³。		总有效储存容积25000m³，储存天数为11.0天。储存周期缩短，依托现有储罐。
		炼油新区汽车发油站	装车栈台为整体式罩棚，内设2座航煤发油平台，布置4台航煤装车鹤管；装车方式为密闭浸没上装，带有油气回收接口。	占地面积408.5m²，高8m，最大发油量200m³/h。	装车栈台为整体式罩棚，内设2座航煤发油平台，布置4台航煤装车鹤管；装车方式为密闭浸没上装，带有油气回收接口。	占地面积408.5m²，高8m，最大发油量200m³/h。	依托现有
公用工程	供电	依托于原有工程供电系统。	用电703.27万kwh/a	依托现有	用电655.96万kwh/a		用电减少74.31万kwh/a
	供水	除氧水由厂区内除氧水设备供给。	正常不用，用量252t/a	依托现有	正常不用，用量315t/a		用量有所增加，间歇使用
		循环水依托于原II加氢装置循环水系统。	循环水量117t/h	依托现有	循环水量147t/h		循环水量增加

		新鲜水依托于现有给水系统；用于机泵冷却、设备清洗、生活。	用量 3.85t/h	依托现有	用量 4.9t/h	用水量增加
	排水	雨污分流；含油废水排至污水处理站。	外排废水 0.4 t/h	依托现有	外排废水 1.2t/h	排水量增加
	供氮	依托于安庆分公司合成氨装置空分装置。	用量 84000m^3/a	依托现有	用量 84000m^3/a	基本无变化
	供氢	新氢依托于原装置氢气管线；反应部分采用循环氢流程。	12450Nm^3/h(640.08t/a)	依托现有	15562.5Nm^3/h(800.1t/a)	增加
	压缩空气	依托于炼油老区空压站；分为净化风和非净化风。	净化风：120Nm^3/h； 非净化风：1200Nm^3/h	依托现有	净化风：120Nm^3/h； 非净化风：1200Nm^3/h	基本无变化
	供热	燃料气、蒸汽依托于原有工程燃料气管网。	燃料气 2242.8t/a（267kg/h）；3.9Mpa 蒸汽 42840t/a(自产 1.3MPa 蒸汽 675kg/h)	依托现有	燃料气 2478t/a（295kg/h）；3.9Mpa 蒸汽 53500t/a(自产 1.3MPa 蒸汽 844kg/h	增加
环保工程	废气治理	加热炉烟气经炉顶 37m 高烟囱排放，分馏塔顶产生的酸性气送硫磺回收系统；低压分离罐产生的尾氢进入火炬焚烧；油气回收装置采用“冷凝法”，回收的航煤并入不合格航煤返回管线中。		加热炉烟气经炉顶 37m 高烟囱排放，分馏塔顶产生的酸性气送硫磺回收系统；低压分离罐产生的尾氢进入火炬焚烧；油气回收装置采用“冷凝法”，回收的航煤并入不合格航煤返回管线中。		原有加热炉拆除，新建加热炉
	废水处理	含硫污水送至厂区污水汽提装置进行处理后部分回用；含油污水、生活污水和初期雨水依托石化现有含油污水处理站处理后，达到回用水指标后部分进行回用，部分尾水达标排江；循环水系统排污水进入污水处理站含盐系列处理，监控合格后直接排入长江。		含硫污水送至厂区污水汽提装置进行处理后部分回用；含油污水、生活污水和初期雨水依托石化现有含油污水处理站处理后，达到回用水指标后部分进行回用，部分尾水达标排江；循环水系统排污水进入污水处理站含盐系列处理，监控合格后直接排入长江。		处理途径未发生变化，航煤加氢装置含硫污水、含油污水、循环水系统排污水略有增加，全厂含硫污水、含油污水、循环水系统排污水略微减少
	噪声治理	加热炉采取空气预热器强制通风、喷嘴及风道采用保温隔声材料；其他高噪声源相应采用消声器、隔声罩、减振基座。		加热炉采取空气预热器强制通风、喷嘴及风道采用保温隔声材料；其他高噪声源相应采用消声器、隔声罩、减振基座。		设备变更，新增降噪措施
	固废治理	废催化剂（利旧）、废保护剂、废硫化剂以及废瓷球委托有资质的危废公司处置。		废催化剂（利旧）、废保护剂、废硫化剂以及废瓷球委托有资质的危废公司处置。		固废量增加
	事故火炬	老区现包括 2 套炼油火炬（设计最大能力 328t/h），1 套合成氨炬；新区现有 1 座火炬塔架，由 2 座烃类气体火炬头（直径 DN1300，高度 80 米）和 1 座酸性气火炬（DN400，高度 80 米）共架安装（计算最大处理量为 747t/h）。现有航煤加氢项目位于炼油老区，低压分离罐产生的尾氢和紧急状态下放空气体均进入现有火炬系统焚烧，依托I#火炬系统。		老区现包括 2 套炼油火炬（设计最大能力 328t/h），1 套合成氨炬；新区现有 1 座火炬塔架，由 2 座烃类气体火炬头（直径 DN1300，高度 80 米）和 1 座酸性气火炬（DN400，高度 80 米）共架安装（计算最大处理量为 747t/h）。现有航煤加氢项目位于炼油老区，低压分离罐产生的尾氢和紧急状态下放空气体均进入现有火炬系统焚烧，依托I#火炬系统。		依托现有

	事故水池	用于收集事故废水及消防废水（总规模 60000m³）：包括事故池 2×25000m³（新区、老区各 1 座），事故罐 1×10000m³（位于新区污水处理站）	用于收集事故废水及消防废水（总规模 60000m³）：包括事故池 2×25000m³（新区、老区各 1 座），事故罐 1×10000m³（位于新区污水处理站）	依托现有
	防渗工程	项目装置区、罐区以及依托环保设施均做好防渗工作，能满足重点防渗区的建设要求	项目装置区、罐区以及依托环保设施均做好防渗工作，能满足重点防渗区的建设要求	新增

表 3.2-3 成品航煤储罐配置情况一览表

序号	储存介质	储罐编号	储罐		装满系数	储存天数		年储存量（10^4t/a）	备注
			数量×容积（m³）	形式		计算需要天数	实际天数		
1	航煤	T-501、502	2×5000	内浮顶	0.9	11.25~14.65	12.19	100	五罐区，依托现有
		T-503、T504、T504	3×3000	内浮顶	0.9				
		T2503、T2504	2×12000	内浮顶	0.9				二十五罐区，依托现有

3.2.6 物料能源消耗

（1）工程物料消耗情况

扩能改造项目原料为本厂产生的I套常减压装置煤油和II套减压装置煤油，物料消耗具体情况如下：

表 3.2-4　扩建项目主要原辅料消耗情况

类别	名称	改扩建前使用量			本次改扩建后使用量			投料方式	备注
		（t/a）	（kg/h）	规格、指标、成分	（t/a）	（kg/h）	规格、指标、成分		
原料	原料油	80.48×10^4	95809.523	最大含硫率 0.12%	100.48×10^4	119619.048	最大含硫率 0.12%，具体性质见后表	管道输送	来自厂区Ⅰ套常减压装置或Ⅱ套常减压装置或七罐区，
	新氢	1826	217.381	纯度不低于 90%	2280	271.429	纯度不低于 90%	管道输送	来自Ⅲ加氢装置引入，利用现有管道。
辅料	保护剂 FBN-03B04	0.78（3 年更换一次）	/	活性金属 Mo-Ni，具体性质见后表	0.78（3 年更换一次）	/	活性金属 Mo-Ni，具体性质见后表	人工装填	外购
	保护剂 FBN-03B06	1.46（3 年更换一次）	/		1.46（3 年更换一次）	/		人工装填	外购
	催化剂 FH-40A	28.28（6 年更换一次）	/	活性金属 Mo-Ni，具体性质见后表	28.28（6 年更换一次）	/	活性金属 Mo-Ni，具体性质见后表	人工装填	外购
	JX-7A 航煤脱硫剂	14.5（1 年更换一次）	/	该剂有效成分是 Ni、Zn、Na 及 Co 等元素的化合物的混合物。	14.5（1 年更换一次）	/	该剂有效成分是 Ni、Zn、Na 及 Co 等元素的化合物的混合物。	人工装填	外购
	抗氧剂	24.14	2.874	2，6-二叔丁基对甲酚，牌号 T501	30.14	3.588	2，6-二叔丁基对甲酚，牌号 T501	管道输送	外购
	瓷球Φ13	3.39（3 年更换一次）	/	632，Si-Al 等	3.39（3 年更换一次）	/	632，Si-Al 等	人工装填	外购
	瓷球Φ6	3（3 年更换一	/	251.3，Si-Al 等	3（3 年更换一	/	251.3，Si-Al 等	人工装填	外购

		次）			次）				
	瓷球Φ3	2.45（3 年更换一次）	/	11，Si-Al 等	2.45（3 年更换一次）	/	11，Si-Al 等	人工装填	外购
气	氮气	8.4 万 Nm^3/a	10N m3/h	/	8.4 万 Nm^3/a	$10Nm^3/h$	/	管道输送	现有工程供给
	燃料气	2041.2	243	/	2478	295	/	管道输送	现有工程供给
	压缩空气	100.8 万 m^3/a	$120Nm^3/h$	/	109.2 万 m^3/a	$130Nm^3/h$	/	管道输送	现有工程供给
水	循环水	1482600	176500	/	1808268	215270	/	管道输送	现有工程供给
	新鲜水	32928	3920	/	41109.6	4894	/	管道输送	市政工程供给
	除氧水	16800	2000	/	12339.6	1469	/	管道输送	现有工程供给
电	-	7032.7MWh	837.23kWh	380V	6559.56MWh	655.956kWh	380V	电线输送	市政供电管网
蒸汽	3.9MPa	53088	6320	/	64680	7700	/	管道输送	现有热电厂供给
	1.3MPa 蒸汽	-8139.6	-969	/	-10054.8	-1197	/	管道输送	去厂区低压蒸汽管网
	凝结水	-53768.4	-6401	/	-66964.8	-7972	/	管道输送	去厂区凝结水站
注：本次扩能改造航煤加氢反应器 R-201 利旧保持不变，反应器 R-201 中的支撑材料、保护剂、催化剂填装方案保持不变，仅对瓷球、保护剂、催化剂进行更新。									

表 3.2-5 原料油性质

分析项目	2023 年 4 月至 2024 年 9 月实际值	设计值
密度，kg/m³	791～802.4	800
总酸值，mgKOH/g	0.052～0.216	0.48
硫醇性硫，mg/kg	12～75	58
硫含量，%(w)	0.072～0.029	0.12
氮含量，mg/kg	3.2～10.8	15
冰点, ℃	-50～-59	-50

表 3.2-6 新氢组分

组分	设计值
H_2，mol%	＞90
CO，ppm（体积）	＜5
CO+CO_2，ppm（体积）	＜10

本装置采用 FBN 系列保护剂和 FH-40A 加氢催化剂，保护剂和催化剂性质见下表。

表 3.2-7 保护剂和催化剂物化性质（氧化态）

项 目	FBN-03B04	FBN-03B06	FH-40A
活性金属	Mo-Ni	Mo-Ni	Mo-Ni
孔容，mL/g	0.10~0.25	0.10~0.25	≮0.40
比表面积，㎡/g	≮700 ㎡/m³	≮1400 ㎡/m³	≮200 ㎡/m³
压碎强度，N/cm	300N/粒径向	300N/粒径向	≮150 N/粒径向
堆积密度，g/cm³	0.65~0.75	0.80~0.95	0.75~0.85
外形	鸟巢	鸟巢	三叶草条形
粒度，mm	42~48	22.5~27.5	1.3~2.3

保护剂和催化剂装填方案见下表。

表 3.2-8 保护剂、催化剂装填方案（反应器R-201 内径：2500mm）

床层	装填物	装填高度 mm	装填体积 m³	装填重量 t	装填密度 t/m³
一床层	FBN-03B04 保护剂	210	1.029	0.78	0.76
	FBN-03B06 保护剂	290	1.42	1.46	1.03
	FH-40A 催化剂	2620	12.84	8.84	0.69
	Φ3 瓷球	90			
	Φ6 瓷球	100			
二床层	φ13 瓷球	200			
	FH-40A 催化剂	5310	26.05	19.44	0.74
	Φ3 瓷球	100			
	Φ6 瓷球	440			
	φ13 瓷球	440			

注：本次扩能改造航煤加氢反应器 R-201 利旧保持不变，反应器 R-201 中的保护剂、催化剂填装方案保持不变，仅对保护剂、催化剂进行更新。

本装置现采用的抗氧剂为航煤抗氧剂 T501（2,6-二叔丁基对甲酚），过自动加剂设施注入到精制航煤出装置管线上。主要物性见下表。

表 3.2-9　抗氧剂物化性质

项目	单位	指标
外观与性状	/	白色或微黄色晶体
灰分	%(m/m)	≯0.01
水分	%(m/m)	≯0.05

扩能改造项目使用燃料气为加热炉燃料，燃料气来自厂区燃料气总管，压力 0.35-0.6MPa，平均热值约为 33693.16KJ/Nm^3。公司燃料气每周进行一次成分检测，根据 2023 年 2 月-2024 年 2 月全年检测数据统计可知，燃料气组分见下表。

表 3.2-11 燃料气组成（体积%）

成分含量	氢气	甲烷	乙烷	乙烯	乙炔	二氧化碳	丙烷	丙烯	异丁烷	正丁烷	反-2-丁烯	1-丁烯	异丁烯	顺-2-丁烯	1,3丁二烯	硫化氢	氧气	氮气	一氧化碳	密度	碳三加和	碳四加和	碳五以上加和	碳三以上加和	热值	总硫
单位	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	kg/cu_m	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	%(v/v)	kJ/cu_m	mg/m^3
平均值	20.63	43.78	17.22	1.34	ND	0.92	2.15	0.82	0.28	0.55	0.05	0.08	0.07	0.02	ND	ND	0.7	10.6	0.72	0.85	2.97	1.03	0.1	4.1	33693.16	72.63
最小值	10.75	30.9	12.95	0.46	ND	0.21	0.96	0.23	0.09	0.02	0.01	0.02	0.04	0.01	ND	ND	0.21	5.1	0.34	0.693	1.19	0.11	0.01	1.3	28011.95	68.6
最大值	34.78	57.46	20.2	2.61	ND	1.65	3.93	1.6	0.47	1.3	0.23	0.16	0.12	0.06	ND	ND	2.03	14.9	1.49	1.074	5.53	2.12	0.23	6.65	40297.31	78.6

3.2.7 产品方案

（1）产品方案

本项目扩能改造实施后产品方案如下表所示。

表 3.2-15　项目产品方案一览表

序号	产品名称		扩能改造前产量		扩能改造后产量		运行天数（d/a）	生产时间（h/a）	备注
			kg/h	t/a	kg/h	t/a			
1	主产品	精致航煤	95309.52	80.06	119000.00	99.96×10^4	350	8400	管道输送至现有五罐区、二十五罐区

（2）产品进出厂方式及比例

本次扩能改造前，安庆石化航煤产量为 80 万吨/年，设有公路、水路、铁路和管输 4 种出厂方式，各种出厂方式情况如下：

水路出厂：设有 1 台航煤输油臂，设计输送能力可达 35 万吨/年，目标市场主要在重庆方向。铁路出厂：设有 10 台装车鹤位，设计输送能力可达 19.6 万吨/年，目标市场为成都、长沙、西安、郑州方向，市场竞争激烈，出厂量受限，核算罐容暂按 5 万吨/年考虑；公路出厂：设有 4 台装车鹤位，设计输送能力 25 万吨/年；主要供应安徽省内安庆天柱山、池州九华山、阜阳机场和合肥新桥机场。管输出厂：利用现有的安合一期成品油管道将安庆石化的航煤输送到合肥新桥机场。

本次航煤装置扩能改造后，航煤产量达到 100 万吨/年。出厂方式及分配按照水路出厂 35 万吨/年，铁路出厂 5 万吨/年，公路+管输 60 万吨/年计算储存天数。详见下表：

表 4-1　**产品进出厂方式及比例一览表　（单位：万吨/年）**

序号	原料及产品名称	进出厂方式						备注
		水运数量	铁路数量	公路数量	管道运输数量	厂内直供	合计	
扩能改造前	原料油	/	/	/		80	80	装置直供
	产品航煤	35	5	20	20	/	80	出厂
扩能改造后	原料油	/	/	/		100	100	装置直供
	产品航煤	35	5	25	35	/	100	出厂
其中公路出厂：本次项目新增 20 万吨航煤，其中新增 5 万吨航煤公路运输，新增 15 万吨管道输送。								

（2）产品质量指标

航煤加氢精制航煤产品主要成分为 C_{10}~C_{16}，主要为烷烃、环烷烃，芳香烃含量少于 20%，烯烃含量少于 5.0%，执行《3 号喷气燃料》（GB6537-2018），具体见表 3.2-17。

表 3.2-17　3 号喷气燃料的技术要求

项目		指标	试验方法
外观		室温下清澈透明， 目视无不溶解水及固体物质	目测
颜色	≮	+25[a]	GB/T 3555
组成			
总酸值（以 KOH 计）/（mg/g）	≯	0.015	GB/T 12574
总硫（质量分数）/%	≯	0.20	SH/T 0689[c]
硫醇硫[d]（质量分数）/%	≯	0.0020	GB/T 1792
或博士试验		通过	NB/SH/T 0174
馏程：			GB/T 6536[e]
初馏点/℃		报告	
10%回收温度/℃	≯	205	
20%回收温度/℃		报告	
50%回收温度/℃	≯	232	
90%回收温度/℃		报告	
终馏点/℃	≯	300	
闪点（闭口）/℃	≮	38	GB/T 21789[f]
密度（20℃）/（kg/m^3）		775～830	GB/T 1884、 GB/T 1885[g]
流动性			
冰点/℃	≯	-47	GB/T 2430[h]
燃烧性			
烟点/mm	≮	25.0	GB/T 382
腐蚀性			
铜片腐蚀（100℃，2h）/级	≯	1	GB/T 5096
银片腐蚀[1]（50℃，4h）/级	≯	1	SH/T 0023
企业生产线航煤产品设计总硫含量不大于 0.18%，实际总硫含量约 0.05%，总氮含量约 0.0005%(5mg/kg)			

（2）产品质量指标

柴油加氢产品主要成分为十六烷，执行《车用柴油》（GB19417-2016），具体见表 3.2-18。

表 3.2-18 车用柴油产品(国Ⅵ）主要质量标准

分析项目	质量指标						分析方法
	5 号	0 号	-10 号	-20 号	-35 号	-50 号	
氧化安定性，总不溶物 mg/100ml 不大于	2.5						SH/T0175

硫含量，（mg/kg） 不大于	10						SH/T0689
酸度，mgKOH/100ml 不大于	7						GB/T258
10%蒸余物残炭，%（m/m）不大于	0.3						GB/T268
灰分，%（m/m） 不大于	0.01						GB/T508
铜片腐蚀（50℃,3h），级 不大于	1						GB/T5096
水分，%（V/V） 不大于	痕迹						2015/4/30
润滑性，磨痕直径（60℃），μm ，不大于	460						SH/T0765
多环芳烃含量,%（m/m）不大于	7						SH/T0606
总污染物含量，mg/kg，不大于	24						
运动粘度（20℃），mm^2/s	3.0--8.0		2.5-8.0		1.8-7.0		GB/T265
凝点℃，不高于	5	0	-10	-20	-35	-50	GB/T510
冷滤点℃，不高于	8	4	-5	-14	-29	-44	SH/T0248
闪点（闭口）℃，不低于	60			50	45		GB/T261
十六烷值，不小于	51			49	47		GB/T386
十六烷值指数，不小于	46			46	43		SH/T0694
馏程：	50%回收温度,/℃，不高于	300					GB/T6536
	90%回收温度,/℃，不高于	355					
	95%回收温度,/℃，不高于	365					
密度（20℃），kg/m^3	810～845			790-840			GB/T1884 GB/T1885
脂肪酸甲酯，%（v/v） 不大于	1						GB/T23801
企业生产线产品设计硫含量不大于 8mg/kg，原料进料小于 510mg/kg。							

3.2.8 主要生产设备

1.反应进料加热炉（F-201）

现有反应进料加热炉（F-201）炉型为辐射对流方箱型加热炉，炉体由一个辐射室、一个对流室、一套落地布置的空气预热系统、一个炉顶烟囱及平台梯子组成。加热炉空气预热系统通过空气预热器回收烟气余热，热烟气与助燃空气换热后经炉顶烟囱排放。现有加热炉设计热负荷 2100kW，燃料效率约为 92.9%，加热炉及余热回收系统热效率约为 91.3%。

经核算现有反应进料加热炉不能满足本次扩能改造项目供热，本次项目在航煤加氢

装置区西南角新建一台反应进料加热炉（F-201，编号不变）及其配套的空气预热系统、炉顶烟囱及平台梯子，烟气最终通过炉顶烟囱排放。加热炉空气预热系统通过空气预热器回收烟气余热，热烟气与助燃空气换热后经炉顶烟囱排放。新建F-201热负荷为2600kW，热效率≥94%，排烟温度≯100℃。

2、加氢反应器（R-201）

航煤加氢装置加氢反应器（R-201），设备内径2.49米，床层可用装填高度为10.4米，设备材质21/4Cr-1Mo，操作压力3.0MPa、反应初期平均反应温度251℃，反应末期平均反应温度284℃，内构件利旧，本次扩能改造对FBN系列保护剂更新，FH-40A加氢催化剂再生，现有加氢反应器（R-201）可以满足100万吨/年航煤原料处理要求。

3、汽提塔（C-201）及其配套再沸器（E205）

汽提塔C-201（φ2800/3200×32252）及其配套再沸器（E205）设备本体利旧，汽提塔31层浮阀塔盘及支撑件利旧，配套再沸器（E205）采用厂区中压蒸汽供热保持不变。经核算汽提塔（C-201）及其配套再沸器（E205）设备可以满足本项目要求。

4、换热器、空冷器

（1）精制油水冷器（E-207）

精制油水冷器现有设备型式BIU1000-9/10-275-6/25-2II。装置扩能以后处理量增大，换热面积不足，移位更新一台，设备型式为BIU1200-2.5/1.6-400-6/25-2I，设计温度为80℃（管程）/125℃(壳程)，设计压力为1.0Mpa（管程）/1.5Mpa(壳程)，操作介质为循环水（管程）/精制航煤，设备为Ⅱ类压力容器。换热器壳体部分主体材质为Q345R，管板材质为16MnⅢ锻件，换热管材质为10#。

（2）精制油热媒水换热器（E-209）

本次改造在精制航煤空冷器（A-203/1~4）前增设一台精制油热媒水换热器（E-209），自系统引75℃热媒水与125℃精制航煤换热，回收低温热。新增换热器可利旧一台原精制油水冷器（E-207），设备型式为BIU1000-9/10-275-6/25-2Ⅱ。

（3）航煤加氢装置其余换热器和空冷器均依托现有即可满足本次扩能改造要求。

5、各物料中转罐（容器）

（1）长明灯燃料气分液罐（D-211）：现场存在长明灯燃料气带液现象，造成长明灯堵塞，本项目新增长明灯燃料气分液罐一台。D-211为立式压力容器，工作压力0.5MPa，工作温度60℃，设计压力0.8MPa；设计温度150℃。设备内径500mm，总高3058mm，壁厚8mm。设备操作介质为燃料气，全容积0.5m³，设备主体材质为Q245R。

（2）其余物料中转罐（容器）包括原料油缓冲罐（D-201/1）、滤后原料油缓冲罐（D-201/2）、循环氢压缩机入口分液罐（D-203）、冷高分罐（D-202）、脱硫罐（D205/1,2）均依托原有中转罐（容器）即可满足本次扩能改造要求。

6、机泵、压缩机

（1）汽提塔顶回流泵P-204：现有2台汽提塔顶回流泵P-204一用一备，设备型号为HBL32-315，流量5.74m³/h，扬程159m。扩能改造后，正常操作流量8m³/h，现有设备不能满足，新增一台汽提塔顶回流泵P-204，与现有两台实现两用一备。

（2）抗氧剂泵P-206：现有2台抗氧剂泵P-206同时使用，设备型号为HX1.6-32×4，流量40L/h，扬程100m。扩能后，正常操作流量100L/h，现有设备不能满足，需更新。

（3）循环氢压缩机（K-202/1.2）：扩能改造后氢油比80~100，所需循环氢量最大约18000Nm³/h，现有循环氢压缩机为往复式压缩机，K-202/1出口实际流量11000Nm³/h，K-202/2出口实际流量9000Nm³/h，不满足改造后循环氢用量。本项目拟更新两台循环氢压缩机（K-202/1.2），选用两列1级卧式对称平衡型往复式压缩机。本项目仅考虑更新两台循环氢压缩机配套的设备基础、配管、电气及仪表工程内容，压缩机机组本体在“2026年老旧装置设备更新项目”中更新，压缩机油站在“炼油一部循环氢压缩机油站更新项目”中更新。

7、其它设施

航煤加氢装置航煤自动反冲洗过滤器SR-203（过滤精度≤25μm）、循环氢过滤器（SR-202）、循环氢压缩机（K-202/1.2）均依托原有过滤器即可满足本次扩能改造要求。

3.5-1 改扩建前后装置中加热炉类设备对比表

序号	设备名称	数量	改扩建前			本次变化类型	变化原因	改扩建后		
			规格	温度℃	压力 MPa（G）			规格	温度℃	压力 MPa（G）
1	反应进料加热炉 F-201	1	操作热负荷 2100KW	295	3.0/3.5	更新	热负荷不满足要求	操作热负荷 2600KW	270/290	3.0/3.5

3.5-2 改扩建前后装置中塔类设备对比表

序号	设备名称	数量	改扩建前			本次变化类型	变化原因	改扩建后		
			规格（ID×TL）mm	温度℃	压力 MPa（G）			规格（ID×TL）mm	温度℃	压力 MPa（G）
1	汽提塔 C-201	1	φ2800/3200×32252×12 31 层浮阀塔盘	122/228	0.13	利旧	/	φ2800/3200×32252×12 31 层浮阀塔盘	122/228	0.13

3.5-3 改扩建前后装置中反应器设备对比表

序号	设备名称	数量	改扩建前			本次变化类型	变化原因	改扩建后		
			规格	温度℃	压力 MPa（G）			规格	温度℃	压力 MPa（G）
1	加氢反应器 R-201	1	φ2490×10450（TL）	262/295	3.0	利旧，仅涉催化剂更新	/	φ2490×10450（TL）	262/295	3.0

3.5-4 改扩建前后装置中冷换类设备对比表

序号	设备名称	数量	改扩建前				本次变化类型	变化原因	改扩建后			
			规格	/	温度℃	压力 MPa（G）			规格	/	温度℃	压力 MPa（G）
1	反应产物与混氢油换热器 E-201/1.2	2	BEU1000-4.3/5.1-275-6/25-2I	管程	285/220	2.8	利旧	/	BEU1000-4.3/5.1-275-6/25-2I	管程	285/220	2.8
				壳程	186/261	3.5				壳程	186/261	3.5
2	反应产物与混	1	BIU1000-9/10-275-6/25-2II	管程	285/220	2.8	利旧	/	BIU1000-9/10-275-6/25-2II	管程	285/220	2.8

	氢油换热器E-201/3			壳程	186/261	3.5				壳程	186/261	3.5
3	反应产物与汽提塔进料换热器 E-202/1~4	4	BIU800-6-180/25-8.74/1.18-2II	管程	220/100	2.7	利旧	/	BIU800-6-180/25-8.74/1.18-2II	管程	220/100	2.7
				壳程	40/188	1.0				壳程	40/188	1.0
4	精制油与重汽油换热器 E-203/1.2	2	BEU1200-1.38/5.4-595-6/19-4I	管程	228/175	1.2	利旧	/	BEU1200-1.38/5.4-595-6/19-4I	管程	228/175	1.2
				壳程	142/198	3.6				壳程	142/198	3.6
5	精制油与重汽油换热器 E-203/3.4	2	BIU900-1.7/11.2-215-6/25-4II	管程	175/125	1.2	利旧	/ /	BIU900-1.7/11.2-215-6/25-4II	管程	175/125	1.2
				壳程	90/142	3.8				壳程	90/142	3.8
6	反应产物水冷器 E-204	1	BEU1200-0.58/4.2-400-6/25-2I	管程	32/40	0.4	利旧	/	BEU1200-0.58/4.2-400-6/25-2I	管程	32/40	0.4
				壳程	55/40	3.8				壳程	55/40	3.8
7	汽提塔重沸器 E-205	1	BJU1200-4.3/0.36-420-6/25-2I	管程	250	3.9	利旧	/	BJU1200-4.3/0.36-420-6/25-2I	管程	250	3.9
				壳程	229	0.18				壳程	229	0.18
8	汽提塔顶水冷器 E-206/1.2	2	BES800-2.5-170-6.0/25-2I	管程	32/42	0.4	利旧	/	BES800-2.5-170-6.0/25-2I	管程	32/42	0.4
				壳程	50/40	0.13				壳程	50/40	0.13
9	精制油水冷器 E-207	1	BIU1000-9/10-275-6/25-2II	管程	32/42	0.4	更新（移位换新）	换热面积不能满足换热要求	BIU1200-2.5/1.6-400-6/25-2I	管程	32/42	0.4
				壳程	55/45	1.0				壳程	55/45	1.0
10	航煤原料水冷器 E-208/1.2	2	BIU900-1.7/11.2-215-6.0/25-4II	管程	32/42	0.4	利旧	/	BIU900-1.7/11.2-215-6.0/25-4II	管程	32/42	0.4
				壳程	55/45	0.5				壳程	55/45	0.5
11	精制油热媒水换热器 E-209	/	/	/	/	/	新增（原位利旧原E-20	回收精制油低温热	BIU1000-9/10-275-6/25-2II	管程	125/100	1.2
				/	/	/				壳程	75/95	0.8

							7）					
12	反冲洗污油水冷器 E-211	1	BES600-2.45-85-6/25-4II	管程	90/40	0.4	利旧	/	BES600-2.45-85-6/25-4II	管程	90/40	0.4
				壳程	32/42	0.4				壳程	32/42	0.4

3.5-5 改扩建前后装置中空冷类设备对比表

序号	设备名称	数量	改扩建前			本次变化类型	变化原因	改扩建后		
			规格	温度℃	压力MPa（G）			规格	温度℃	压力MPa（G）
1	反应产物空冷器 A-201/1,2	2	P9×3-6-196-9.0J-23.4/RLL-IIc	100/55	2.8	利旧	/	P9×3-6-196-9.0J-23.4/RLL-IIc	100/55	2.8
2	汽提塔顶空冷器 A-202	1	P9×3-6-193-2.5S -23.4/DR-IIa	131/50	0.13	利旧	/	P9×3-6-193-2.5S -23.4/DR-IIa	131/50	0.13
2	精制油空冷器 A-203/1~4	4	P9×3-6-193-2.5S -23.4/DR-IIa	120/55	1.2	利旧	/	P9×3-6-193-2.5S -23.4/DR-IIa	120/55	1.2

3.5-6 改扩建前后装置中容器类设备对比表

序号	设备名称	数量	改扩建前			本次变化类型	变化原因	改扩建后		
			规格	温度℃	压力MPa（G）			规格	温度℃	压力MPa（G）
1	原料缓冲罐 D-201/1	1	φ2400×10000	90	0.4	利旧	/	φ2400×10000	90	0.4

2	滤后原料缓冲罐 D-201/2	1	φ2400×10000	90	0.4	利旧	/	φ2400×10000	90	0.4
3	冷高分罐 D-202	1	φ2400×10000	40	3	利旧	/	φ2400×10000	40	3
4	循氢机入口分液罐 D-203	1	φ1200×4500	40	2.6	利旧	/	φ1200×4500	40	2.6
5	汽提塔顶回流罐 D-204	1	φ2200×6000 /φ600×800	40	0.08	利旧	/	φ2200×6000 /φ600×800	40	0.08
6	脱硫罐 D-205/1.2	2	φ1800×8500	45	1	利旧（仅进出口扩径改造，并移位安装）	/	φ1800×8500	45	1
7	蒸汽减温器 D-207	1	φ219×4790	390	3.9	利旧	/	φ219×4790	390	3.9
8	抗氧剂罐 D-209/1.2	2	φ2400，10m³	45	常压	利旧	/	φ2400，10m³	45	常压
9	抗氧剂罐 D-228/1.2	2	φ2400，10m³	45	常压	利旧	/	φ2400，10m³	45	常压
10	长明灯燃料气分液罐 D-211	1	φ500×2100	60	0.6	新增	现场存在长明灯燃料气带液现象，造成长明灯堵塞，	φ500×2100	60	0.6

3.5-7　改扩建前后装置中泵类设备对比表

序号	设备名称	数量	改扩建前			本次变化类型	变化原因	改扩建后		
			压力 MPa（G）入口/出口	温度℃	流量 m³/h			压力 MPa	温度℃	流量 m³/h

								（G）入口/出口		
1	原料油泵 P-201/1,2	2	0.3/0.8	90	148	利旧	/	0.3/0.8	90	148
2	反应进料泵 P-202/1,2	2	0.4/5.0	90	148	利旧	/	0.4/5.0	90	148
3	精制航煤泵 P-203/1.2	2	0.16/1.2	227	158	利旧	/	0.16/1.2	227	158
4	汽提塔顶回流泵 P-204/1.2	2	0.08/1.2	40	5.74	利旧	设备流量不满足要求，新增一台，两开一备	0.08/1.2	40	5.74
5	汽提塔顶回流泵 P-204/3	1	0.08/1.2	40	5.74	新增		0.08/1.2	40	5.74
6	抗氧剂加计泵 P-206/1.2	2	常压/0.75	45	8L/h	更新2台（移位换新）	设备流量不满足要求	常压/0.75	45	100L/h

3.5-8 改扩建前后装置中压缩机设备对比表（温度℃；压力 MPa（G））

序号	设备名称	数量	改扩建前					本次变化类型	变化	改扩建后				
			入口温度	出口温度	入口压力	出口压力	流量 Nm³/h		原因	入口温度	出口温度	入口压力	出口压力	流量 Nm³/h
1	循环氢压缩机 K-202/1.2	2	40	63	2.5	3.5	12000	更新2台往复式	设备流量不满足要求	40	63	2.5	3.5	18000

3.3 公用工程

3.3.1 给、排水系统

3.3.1.1. 给水系统

扩能改造项目给水包括新鲜水系统、凝结水系统、化学水系统、循环水系统、雨水系统和事故水系统。

（1）新鲜水系统

中石化安庆分公司以长江作为新鲜水水源，共有两个取水口，分别位于热电部 1#源水泵房、水务部供水 2#源水泵房，其中，热电部 1#源水泵房取水主要用于火电发电直流冷却水；水务部供水 2#源水泵房取水用于公司炼油、化工板块各装置及部分热电装置生产水的供给。热电供水能力 24064 万 m^3/a，水务部供水能力 2800 万 m^3/a。全厂采取清污分流、废水深度处理、中水回用、蒸汽冷凝水回收利用等一系列措施节约用水。全厂用水主要包括各生产装置用水、储运设施用水、生活设施用水、循环水场用水、化学水站用水以及动力站用水等。

本次航煤加氢装置用水量 $4.9m^3/h$，由厂区给水管道提供，供水压力：水压：0.34～0.40MPa(G)，供水温度：常温。航煤加氢装置新鲜水主要用于机泵冲洗、地面冲洗、文丘里洗涤器和脱硫塔用水、冷焦热水罐补水及循环水场补水等。供水设施依托现有工程。

（2）凝结水系统

扩能改造项目凝结水回收依托中石化安庆分公司已建凝结水站，凝结水产生量 $5.4m^3/h$。

根据凝结水的来源，全厂凝结水为蒸汽凝结水，蒸汽凝结回用。航煤加氢装置产生的工艺凝结水量 $7m^3/h$，经凝结水站处理后的凝结水水质满足除盐水水质标准，回用于厂内各除盐水用户。

（3）化学水系统

扩能改造项目含盐废水水依托厂区已建除盐水站，化学水系统分为两部分，分别为除盐水系统和除氧水系统。

①除盐水系统

中石化安庆分公司全厂有 4 座脱盐水站，分别为热动化学水站脱盐水装置、动力化学水装置、化肥水处理装置、热电化学水站。除盐水站采用“超滤+二级反渗透+离子交换”工艺技术，为全厂各单元提供工艺用除盐水。

表 3.3-1 现有脱盐水装置情况一览表

序号	装置名称	规模（m^3/h）		主要供水用户
1	热动化学水站脱盐水装置	500		炼油装置
2	动力化学水脱盐水装置	1400	750（一级）	丙烯腈－腈纶联合装置
			650（二级）	
3	化肥水处理脱盐水装置	400		煤气化、合成氨装置
4	热电化学水站脱盐水装置	960		热电部锅炉
合计		3260		

目前全厂各单元共消耗除盐水 1240.06t/h，除盐水制备主要由两部分组成，一部分是凝结水站回收凝结水生产的除盐水，除盐水回收量为 957.3t/h，另一部分是除盐水站制备的除盐水，除盐水生产量为 282.76t/h。除盐水供水压力 0.5-0.6MPa（G），供水温度：常温。全厂除盐水消耗主要分为两个部分，一部分是各工艺装置消耗的除盐水，另一部分是除氧水站消耗的除盐水。

本装置除盐水来自厂区除盐水管网，新增除盐水消耗量为 2t/h。

②除氧水系统

考虑到各用户除氧水使用情况，中石化安庆分公司全厂有 1 座除氧水站，位于腈纶脱盐水站，除氧水站采用常规的蒸汽汽提除氧工艺，主要为各单元产汽提供锅炉补水。

航煤加氢装置新增除氧水消耗量为 10t/h，依托化工区除氧水站，除氧水来自厂区除氧水管网，供水压力 1.8MPa（G），供水温度：90℃。现有除氧水站能够满足扩能改造项目依托需求。

（4）循环冷却系统

中石化安庆分公司现有 12 座循环水场，分别为：炼油Ⅰ循、炼油Ⅱ循、炼油Ⅲ循、炼油Ⅳ循、炼油 V 循、化肥Ⅰ循、化肥Ⅱ循、腈纶Ⅰ循、腈纶Ⅱ循、热电部循环水场、化工新区。循环水场总规模 191000m^3/h。各循环水场情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 现有循环水场情况一览表

序号	装置名称	规模（m^3/h）	主要供水用户
1	**炼油Ⅰ循**	**12000**	**Ⅰ常、Ⅰ催化、焦化、加氢等六套装置及 2 套罐区 VOC 治理设施**
2	炼油Ⅱ循	12000	催化裂解、Ⅱ气分、空压站、烷基化等装置
3	炼油Ⅲ循	5000	硫磺、富液再生、碱渣处理、氨精制、Ⅰ套污水汽提、Ⅱ套污水汽提、Ⅲ硫磺尾气处理及富液再生等装置
4	炼油Ⅳ循	12000	乙苯－苯乙烯联合装置、蜡油加氢、RLG 等装置
5	炼油 V 循	20000	炼油新区各装置
6	化肥Ⅰ循	12000	合成氨及公用工程部水汽装置
7	化肥Ⅱ循	30000	空分装置、煤气化等装置
8	腈纶Ⅰ循	16000	腈纶部、Ⅰ丙、空压站、冷冻站

9	腈纶II循	12000	II丙
10	热电部循环水系统	20000	热电部
11	化工新区循环水场	40000	化工新区
合计		191000	

本次工程由炼油老区I套循环水场提供，供回水条件如下：

表 3.3-3 冷却循环系统

序号	名称	压力，MPa（G）	温度（℃）
1	循环冷却给水	0.35-0.45	32
2	循环冷却回水	0.2-0.28	≤42

3.3.1.2. 排水系统

（1）排水系统划分

本次改造后，航煤加氢装置按清污分流、污污分治的原则设置排水系统，各类废水按其性质及处理要求划分为以下几个系统。即：含硫污水系统、含油污水系统、生活污水系统、雨水系统。

①含硫污水系统：接纳装置的含硫污水，密闭送至酸性水汽提装置，处理后的净化水大部分回用，其余排往污水处理站含油污水系列进一步处理后回用。

②含油污水系统：接纳装置的油水分离器排水、装置及单元含油容器的冲洗水、机泵填料函排水、污染区域初期雨水等。生产区含油污水经污水处理站含油污水系统处理后部分回用。

③初期雨水系统：本次改造新增初期雨水池，接纳生产装置区初期雨水，排往污水处理站。

（2）含硫污水处理设施概况

航煤加氢装置排放的含硫污水，送往中石化安庆分公司炼油转化工结构调整项目已建的IV套酸性水汽提装置处理，装置设计规模为 470t/h，采用常规单塔低压汽提工艺，塔顶酸性气作为硫磺回收装置的原料，汽提后的净化水 H_2S≤10PPm，NH_3≤50PPm；目前出装置净化水量为 318.5t/h，其中 203t/h 回用，其余 115.5t/h 送污水处理站处理后再回用于循环水场补水。

（3）污水处理站现状

污水处理站处理规模为 1200m^3/h，分为两个系统，其中含油污水处理系统规模 600m^3/h，含盐污水处理系统规模 600m^3/h，均采用均质调节→隔油+两级气浮→A/O 生化处理→双介质过滤器的技术路线，其中，生化处理工艺采用 SIEMENS 公司粉末活

性炭+活性污泥法生物处理的专利技术。扩能改造项目排水进污水场含油污水处理系列，出水合格后回用（回用水池水质：CODcr：30mg/L、石油类：2mg/L、悬浮物：10mg/L、氨氮：5mg/L、总氮：30mg/L）。

（4）设计进、出水水质

含油、含盐系列 PACT 系统的设计指标分别如表 3.3-4、表 3.3-5 所示。

表 3.3-4 含油系列 PACT 生化系统进、出水水质

序号	项目	单位	进水	出水
1	污水流量	t/h	600	600
2	pH	/	6~9	6.5~9
3	水温	℃	38	
4	石油类	mg/L	30	2
5	BOD_5	mg/L	187.5	10
6	COD_{cr}	mg/L	750	40
7	挥发酚	mg/L	50	0.5
8	硫化物	mg/L	30	0.1
9	氨氮	mg/L	70	5
10	悬浮物	mg/L	50	10
11	总氮	mg/L	100	30
12	TP	mg/L	3	0.5
13	TDS	mg/L	1200	

表 3.3-5 含盐系列 PACT 生化系统进、出水水质

序号	项目	单位	进水	出水
1	流量	t/h	600	600
2	pH	/	6~9	6~9
3	水温	℃	38	
4	石油类	mg/L	30	3
5	BOD_5	mg/L	220	20
6	COD_{cr}	mg/L	1100	50
7	挥发酚	mg/L	30	0.1
8	硫化物	mg/L	20	0.5
9	氨氮	mg/L	75	5
10	悬浮物	mg/L	50	10
11	总氮	mg/L	110	30
12	TP	mg/L	3	0.5

13	TDS	mg/L	2500	

注：1）上述出水标准按照《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）和《合成氨工业污染物排放标准》（GB13458-2013）中最严格的浓度限值计。

3)污水处理站设计留有一定的余量，出水水质较排放标准更严格一些，如 COD 为 50mg/L（标准为 60mg/L），总氮为 30mg/L（标准为 35mg/L）。

（5）污水处理工艺及排水去向

含油系统处理工艺为：油水分离+涡凹气浮+溶气气浮+PACT 生化（A/O）+砂滤+多介质过滤，出水合格后全部回用；

含盐系列处理工艺为油水分离+涡凹气浮+溶气气浮+两级 PACT 生化（一级 A/O+二级好氧）+砂滤，出水达标后排入长江。

3.3.2 供热、供汽系统

供热、供汽由热电部提供，热电部配有 4 台（3#、4#、5#、6#）燃煤锅炉（1×220t/h+2×410t/h+1×630t/h）及 3 台（2#、4#、5#）50MW 汽轮发电机组。安庆分公司全厂生产用汽由热电部提供，蒸汽分高、中、低压三种规格。其中高压蒸汽压力为 9.8～10.3MPa、温度 520～540℃，中压蒸汽压力为 3.95～4.05MPa、温度 410～450℃，低压蒸汽压力为 1.18～1.30MPa、温度为 280～350℃。

经统计，目前全厂高压蒸汽消耗量为1700t/h，中压蒸汽消耗量为110t/h，低压蒸汽消耗量为1170t/h，全部蒸汽均由厂内自产。

航煤加氢装置 3.9MPa 蒸汽消耗量为 30t/h，1.3MPa 蒸汽发生量为 26.83t/h。

3.3.3 空分空压系统

（1）空压系统

中石化安庆分公司包括 4 座空压站，其中热工空压站规模 27000Nm^3/h、热动空压站规模 43523Nm^3/h、腈纶空压站规模 7606Nm^3/h、化工新区空压站规模 66000Nm^3/h。

炼油老区空压站承担向各装置提供仪表用风和工艺用风，有 6 台压缩机，其中离心机 4 台，往复机 1 台，螺杆机 1 台；正常生产时运行 3 台离心机或 3 台离心机和 1 台螺杆机，4 台干燥器，运行 2 台；设计供风能力 22800Nm^3/h，其中净化风 12000Nm^3/h。炼油新区建有 3 台处理量为 150m^3/min 的离心式压缩机组和 1 台 60Nm^3/h 螺杆机。

热电部空压站二座，总控制室一楼空压机站，站内设有 2 台排气量 10m^3/min（型号 EP100）、3 台排气量 22m^3/min（型号 EP132）的螺杆压缩机和 1 台 55m^3/min 的冷冻干燥机（型号 F400-WE）；6#炉建有空压站一座，站内设有 3 台 42Nm^3/min 螺杆空气压

缩机和 2 台 90Nm³/min 冷冻干燥机。

化工新区空压站一座，内设处理量为 13200Nm³/h 的离心式压缩机组 5 台。

航煤加氢装置新增压缩空气消耗量依托炼油老区供给，新增用量 180Nm³/h。

（2）空分系统（氮气供应）

中石化安庆分公司共有 4 套空分装置，总规模 23000m³/h，具体如下：

①煤气化装置空分装置，制氮能力为 3000Nm³/h；

②腈纶联合装置空分装置，制氮能力为 1000Nm³/h；

③炼油区空分装置，制氮能力为 8000Nm³/h；

④化工新区空分站，制氮能力为 11000Nm³/h。

本装置所需 0.4MPa 低压氮气和 2.0MPa 中压氮气，主要依托炼油区空分装置供应，自装置西侧系统管廊上主管接入，厂区空分系统能够满足扩能改造项目需求。

3.3.4火炬系统

中石化安庆分公司火炬气回收系统设有 1 套 10000m³ 湿式气柜和 1 套 20000m³ 干式气柜，4 台 40Nm³/min 火炬气压缩机。全厂共计 6 座火炬架、14 个火炬头。

表 3.3-6 火炬系统情况一览表

序号	火炬架	火炬头			用途
		类型	参数	处理能力（Nm³/h）	
1	炼油Ⅰ套火炬（2 个火炬头共架）	低压烃类气体火炬头	1 个，筒体公称直径 DN700mm，火炬高度为 65m，低压火炬管网的背压为 0.15MPa	40000	催化裂化、裂解、焦化、乙苯-苯乙烯装置在事故状态下放空。
		酸性气火炬头	1 个，筒体公称直径 DN300mm	9000	IV硫磺装置及 I 系列装置放空的酸性气
2	炼油Ⅱ套火炬	低压烃类气体火炬头	1 个，筒体公称直径 DN600mm，火炬高度为 62.5m，低压火炬管网的背压为 0.05MPa	48000	裂解、化肥部、十四罐区、III硫磺、老液化气站、乙苯/苯乙烯、蜡油加氢、I 气分、丙烯腈等装置的火炬气在事故状态下放空。
3	炼油新区火炬系统（3 个火炬头共架）	高压烃类气体火炬头	1 个，筒体直径为 DN900，火炬高度为 85 米，高压管网的背压为 0.4MPa。	439t/h（580000）	重油加氢装置的高压部分、气体分馏（III）装置以及循环液相柴油加氢（IV）装置的高压部分的可燃气体排放。
		低压烃类气体火炬头	1 个，筒体直径为 DN1100，火炬高度为 85m，低压火炬管网的背压为 0.1MPa	381t/h（232268）	常减压蒸馏（II）装置的低压部分、重油加氢装置的低压部分、催化裂化（III）装置、循环液相柴油加氢（IV）装

					置的低压部分、催化重整装置、双脱（III）装置以及 SZorb 装置的可燃气体排放
		酸性气火炬头	1 个，火炬筒体直径为 DN350，火炬高度为 85m，火炬管网背压为 0.06MPa	7.973t/h	硫磺回收（I）装置、酸性水汽提（III）装置、溶剂再生装置的酸性可燃气体排放
4	油改煤火炬（2 个主火炬及酸火炬共架）	合成气火炬头	1 个，筒体直径为 DN900，火炬高度为 65m	286000	煤气化装置、一氧化碳变换装置、酸性气体脱除装置、甲烷化改造装置等的可燃气体排放。
		酸放空气火炬头	1 个，筒体直径为 DN300，火炬高度为 65 米	15235	煤气化装置、一氧化碳变换装置、酸性气体脱除装置的可燃气体排放
		氨类放空气火炬头	1 个，火炬筒体直径为 DN300，火炬高度为 65m	25434	合成、净化单元含氨的安全阀泄放后的氨气排放
5	丙烯腈火炬（3 个火炬头共架）	工艺火炬	1 个，火炬筒体直径为 DN400，火炬高度为 64m	2720	处理丙烯腈装置正常和事故状态排放的有机气体排放
		氢氰酸火炬	1 个，火炬筒体直径为 DN150，火炬高度为 64m	800	处理脱氢氰酸塔真空泵和成品塔真空泵废气（酸性废气）
		氨火炬	1 个，火炬筒体直径为 DN250，火炬高度为 64m	17200	处理原液氨球罐和氨蒸发器事故时排放的废气
6	化工新区火炬（3 个火炬头共架，其中一个预留）	高压烃类气体火炬头	1 个，高压管网的背压为 0.4MPa。	/	处理化工新区装置正常操作、事故、紧急状态、非正常生产工况下排放的易燃、有毒的可燃性气体的安全燃烧放空
		低压烃类气体火炬头	1 个，低压火炬管网的背压为 0.05MPa	/	

扩能改造项目依托炼油I套火炬（2 个火炬头共架）中的 1 个，筒体公称直径 DN700mm，火炬高度为 65m，低压火炬管网的背压为 0.15MPa，事故状态下航煤加氢装置废气引入火炬系统。

3.3.5供电系统

中石化安庆分公司扩能改造项目供电包括所涉及的配电、动力配线、照明、防雷防静电接地等相关电气设计。改造装置共新增负荷约 1465kW（低压）；

3.3.6消防系统

扩能改造项目所需的消防水来自安庆石化公司储运部贮运区域火炬山消防水泵站，现有 6 台消防水泵（3 用 3 备），单台最大供水能力 1260m^3/h，设计压力 0.7～1.2MPa。消防水泵站内设两台稳压消防水泵，两路独立电源供电，一用一备。现有消防水储水罐 2 个，总储水量 12000m^3。厂区内消防水管网为独立的稳高压消防水管道，环状布置于

全厂。消防水管网压力 0.7～1.2Mpa，满足扩能改造项目新建装置及配套辅助设施内各消防用水的水量及水压要求。装置依托储运部贮运区域火炬山消防水泵站，满足规范要求，小于 1200 米。

3.3.7公用工程消耗汇总

通过以上分析，煤加氢装置公用工程消耗情况汇总见表 3.3-7。

表 3.3-7　煤加氢装置公用工程消耗汇总表

序号	项目	单位	总能力	富余能力	扩能改造项目消耗量
1	空压系统	m^3/h	79773	50227	120
2	循环水	m^3/h	191000	50000	801
3	除盐水	m^3/h	3260	1240.06	2
4	消防水	m^3/h	1260	1260	/
5	炼油I套火炬	m^3/h	40000	40000	/
6	供电				

4 工程分析

4.1 航煤加氢装置生产工艺及产污环节

4.1.1 航煤加氢反应机理

加氢精制采用固定床催化加工工艺，即在一定温度、压力、氢油比和空速条件下，借助催化剂的作用，混氢原料油通过催化剂床层进行催化加氢反应，将直流航煤中的硫、氮、氧化合物转化成 H_2S、NH_3、H_2O 而脱除，同时部分不饱和烯烃、芳烃加氢饱和，从而得到安定性、燃烧性比较好的产品。

加氢精制主要反应为加氢脱硫、加氢脱氮、加氢脱氧、烯烃与芳烃的饱和加氢。其典型反应如下：

1、加氢脱硫

在加氢精制条件下，馏分中的硫醇、硫醚、二硫化物、噻吩、苯并噻吩等转化成相应的烃和 H_2S，从而脱除硫杂原子。

硫醇：$RSH + H_2 \rightarrow RH + H_2S$

硫醚：$RSR + H_2 \rightarrow RSH + RH$　　$RSH + H_2 \rightarrow RH + H_2S$

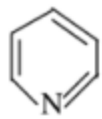
二硫化物：$RSSR + H_2 \rightarrow 2RSH + H_2 \rightarrow 2RH + H_2S$

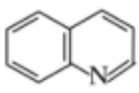
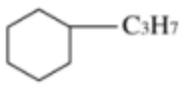
2、加氢脱氮

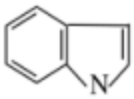
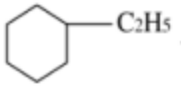
氮化物在氢作用下转化为 NH_3 和烃。

脂肪胺：$R\text{-}CH_2\text{-}NH_2 + H_2 \rightarrow R\text{-}CH_3 + NH_3$

吡咯：  $+ 4H_2 \longrightarrow C_4H_{10} + NH_3$

吡啶：  $+ 5H_2 \longrightarrow C_5H_{12} + NH_3$

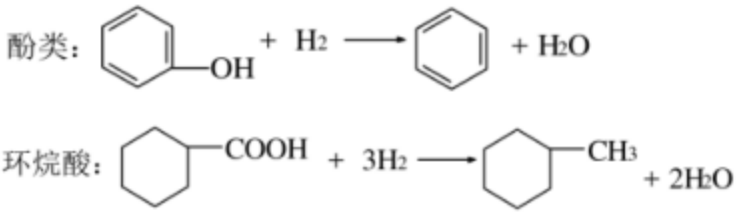
喹啉：  $+ 6H_2 \longrightarrow$  $+ NH_3$

吲哚：  $+ 6H_2 \longrightarrow$  $+ NH_3$

3、加氢脱氧

馏分油中的含氧化合物主要包括酚类和环烷酸等，各种含氧化合物的加氢反应主要

包括环系的加氢饱和及 C-O 键的氢解反应。

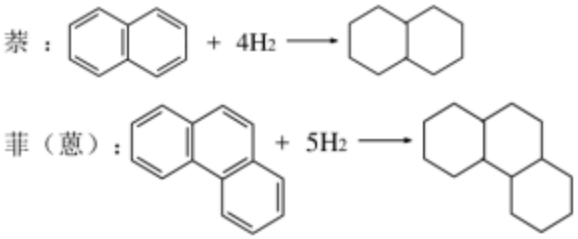


4、烯烃加氢饱和

单烯烃：$R\text{-}CH=CH_2+H_2\rightarrow R\text{-}CH_2\text{-}CH_3$

双烯烃：$R\text{-}CH=CH\text{-}CH=CH_2+H_2\rightarrow R\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}CH_3$

5、芳烃加氢饱和



4.1.2 航煤加氢主体装置生产工艺

航煤加氢装置包括煤油加氢反应部分和产品汽提两部分组成。

1、反应部分

来自I常和II常（或七罐区）的航煤原料通过管道进入原料油缓冲罐 D-201/1，经原料油泵 P-201/1.2 升压后进航煤自动反冲洗过滤器 SR-203 过滤以后进入滤后原料油缓冲罐 D-201/2。原料油缓冲罐 D-201/1 与滤后原料油缓冲罐 D-201/2 均采用高压瓦斯密封。

滤后航煤原料经反应进料泵 P-202/1.2 升压后进入精制油与原料油换热器 E-203/1~4 与精制航煤充分换热，再与循环氢混合后进入反应产物与混氢油换热器 E-201/1~3 与生成油换热，再进入反应进料加热炉 F-201 加热后进入加氢反应器 R-201。反应产物经 E-201/1~3 换热后进反应产物与汽提塔进料换热器 E-202/1~4 与冷低分油换热，再进入反应产物空冷器 A-201/1.2 冷却至 55℃，然后进入反应产物水冷器 E-204 冷却至 40℃后进入冷高分罐 D-202 进行气液分离。

自 D-202 顶出来的循环氢经循环氢压缩机入口分液罐 D-203 分液后，进入循环氢压缩机 K-202/1.2，升压的循环氢与III加氢来的新氢混合后与原料油一起混合、加热后进入反应器。D-202 尾氢间断排至 PSA 氢提浓装置（氢气回收系统），PSA 氢提浓装置尾气再送去硫磺回收装置。

为防止出现氨盐结晶堵塞系统，间断地将装置外来的中压除氧水注入 E-202/1~4 或 A-201/1.2 前冲洗溶解氨盐。含硫、氮污水从 D-202 底排出，去酸性水汽提装置处理。

2、汽提部分

自 D-202 底部来的液体降压后经反应产物与汽提塔进料换热器 E-202/1~4 与反应产物换热后进汽提塔 C-201。塔顶油气经汽提塔顶空冷器 A-202/1.2、汽提塔顶水冷器 E-206/1.2 冷凝冷却至 40℃后进入汽提塔顶回流罐 D-204。塔底通过汽提塔重沸器 E-205 加热，汽提出 H_2S、NH_3 和溶解在油中的氢气及小分子烃，由至气提塔塔顶回流罐 D-204 去双脱装置脱硫后，回到全厂燃气管网。塔顶液体通过汽提塔顶回流泵并入II加氢粗汽油出装置管线。汽提塔底抽出的油经精制航煤泵 P-203/1.2 升压后与航煤原料油换热，再进精制航煤空冷器 A-203/1~4、精制油水冷器 E-206 冷却，然后进脱硫罐 D-205/1.2 脱除无机硫（H_2S），经抗氧剂自动加剂设施加入抗氧剂以后出装置。

略

图4.1.2-1 航煤加氢装置物料生产工艺流程及产污节点图

4.1.3 航煤加氢装置产污环节

表 4.2-1 本项目航煤加氢装置产污环节一览表

产污环节		产污工序	污染物类型	控制措施、排放方式	排放口
废气	G1-1	加热炉烟气	NOx、SO_2、TSP、VOCs	经低氮燃烧器处理后，经排气筒引至 37m 高空排放	DA001
	无组织	设备动静密封点泄漏废气	VOCs、H_2S	纳入 LDAR 方案，定期开展 LDAR 检测，减少泄漏损失	/
废水	W1-1	冷高分罐（低压分离器）含硫污水	COD_{Cr}、H_2S、石油类	经管道输送至硫磺回收装置进一步回收、处理	/
	W1-2	机泵冷却和地面冲洗含油污水	COD_{Cr}、SS、石油类	含油污水泵往石化现有含油污水处理场处理后	/
	W1-3	初期雨水	COD_{Cr}、SS、石油类	含油污水泵往石化现有含油污水处理场处理后	/
	W1-4	循环冷却水排污水	SS、盐分	循环冷却水排污水泵往石化现有含盐废水系统处理，检测合格后排入长江	DW001
固废	S1-1	废加氢催化剂	废矿物油、废催化剂	贮存于危废暂存库，外委资质单位安全处置/厂内固废焚烧系统处置。	/
	S1-2	废瓷球	废矿物油、废瓷球	贮存于危废暂存库，外委资质单位安全处置/厂内固废焚烧系统处置。	/
	S1-3	废脱硫剂	废矿物油、废脱硫剂	贮存于危废暂存库，外委资质单位安全处置/厂内固废焚烧系统处置。	/
	S1-4	废活性炭	吸附饱和活性炭	贮存于危废暂存库，外委资质单位安全处置/厂内固废焚烧系统处置。	/
	S1-5	隔油池油泥	石油类物质	贮存于危废暂存库，外委资质单位安全处置/厂内固废焚烧系统处置。	/
噪声	N1-1	设备噪声	噪声	减振、吸声、距离衰减、墙体隔声等	/

4.2 航煤加氢装置物料平衡

4.2.1 航煤加氢装置物料平衡

整个装置为连续生产，年开工时数 8400h。本评价以小时物料量进行物料衡算，航煤加氢装置扩能改造前后物料平衡图和物料平衡表分析如下。

略

图4.2-1 技改扩能前航煤加氢装置物料平衡图

略

图4.2-1 技改扩能后航煤加氢装置物料平衡图

项目扩能改造前后装置物料平衡详见下表。

表4.2-2 航煤加氢装置扩能改造前物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称		数量	
		Kg/h	t/a				Kg/h	t/a
1	原料航煤	95809.524	804800.0016	1	加氢航煤		95312.402	800624.1768
2	新氢	217.403	1826.1852	2	轻油		143.027	1201.4268
3	循环氢	1296.106	10887.2904	3	污油		2.324	19.5216
4	抗氧剂	2.85	23.94	4	循环氢		1296.106	10887.2904
5	除氧水	1000	8400	5	循环氢尾气		138.758	1165.5672
/	/	/	/		其中	含硫	21.271	178.6764
/	/	/	/			含氮	0.42	3.528
/	/	/	/	6	含硫干气		433.08	3637.872
/	/	/	/		其中	含硫	80.966	680.1144
/	/	/	/			含氮	0.768	6.4512
/	/	/	/	7	含硫废水 W_{1-1}		1000	8400
/	/	/	/	8	固废(硫化物)	进入脱硫剂	0.186	1.5624
合计		98325.883	825937.4172		合计		98325.883	825937.4172

表4.2-1 航煤加氢装置扩能改造后物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称		数量	
		kg/h	t/a				kg/h	t/a
1	原料航煤	119619.048	1004800.003	1	加氢航煤		118998.387	999586.4508
2	新氢	271.429	2280.0036	2	轻油		178.571	1499.9964
3	循环氢	1618.2	13592.88	3	反冲洗污油（回用）		2.902	24.3768
4	抗氧剂	3.558	29.8872	4	循环氢		1618.2	13592.88
5	除氧水	1190	9996	5	循环氢尾气		173.24	1455.216
/	/	/	/		其中	含硫	21.271	178.6764

/	/	/	/			含氮	0.42	3.528
/	/	/	/	6	含硫干气		480.749	4038.2916
/	/	/	/		其中	含硫	80.966	680.1144
/	/	/	/			含氮	0.768	6.4512
/	/	/	/	7	含硫废水 W_{1-1}		1250	10500
/	/	/	/	8	固废(硫化物)	进入脱硫剂	0.186	1.5624
合计		122702.235	1030698.774		合计		122702.235	1030698.774

表4.2-2 航煤加氢装置扩能改造后硫物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	I常煤油硫含量	70.238	590	1	进入加氢航煤硫含量	76.448	642.16
2	II常煤油硫含量	113.095	950	2	进入轻油硫含量	0.35	2.94
/	/	/	/	3	进入循环氢尾气硫含量	21.271	178.68
/	/	/	/	4	进入含硫干气硫含量	81.078	681.06
/	/	/	/	5	进入含硫废水硫含量	4	33.6
/	/	/	/	6	进入脱硫剂硫含量	0.186	1.56
合计		183.333	1540		合计	183.333	1540

4.2.2 航煤加氢装置硫平衡

扩能改造项目航煤原料油用量由 80.48 万吨提升至 100.48 万吨。扩能改造前后航煤装置总硫变化情况如下表。

表 4.2-2 航煤加氢装置扩能改造前后总硫变化情况一览表

扩能改造前				扩能改造后			
航煤装置原料油来源	原料数量万 t/a	硫含量占比	硫含量 t/a	航煤装置原料油来源	原料数量万 t/a	硫含量占比	硫含量 t/a
Ⅰ常减压装置煤油	30.18	0.12%	360	Ⅰ常减压装置煤油	37.68	0.157%	590
Ⅱ常减压装置煤油	50.3	0.12%	600	Ⅱ常减压装置煤油	65.7	0.151%	950
合计	80.48	0.12%	960	合计	100.48	0.153%	1540

表 4.2-2 航煤加氢装置扩能改造前硫物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	Ⅰ常煤油硫含量	42.857	360	1	进入加氢航煤硫含量	47.656	400.31
2	Ⅱ常煤油硫含量	71.429	600	2	进入轻油硫含量	0.218	1.83
/	/	/	/	3	进入循环氢尾气硫含量	13.254	111.38
/	/	/	/	4	进入含硫干气硫含量	50.472	423.97
/	/	/	/	5	进入含硫废水硫含量	2.5	20.95
/	/	/	/	6	进入脱硫剂硫含量	0.186	1.56
合计		114.286	960		合计	114.286	960

表 4.2-2 航煤加氢装置扩能改造后硫物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	Ⅰ常煤油硫含量	70.238	590	1	进入加氢航煤硫含量	76.448	642.16
2	Ⅱ常煤油硫含量	113.095	950	2	进入轻油硫含量	0.35	2.94
/	/	/	/	3	进入循环氢尾气硫含量	21.271	178.68
/	/	/	/	4	进入含硫干气硫含	81.078	681.06

					量		
/	/	/	/	5	进入含硫废水硫含量	4	33.6
/	/	/	/	6	进入脱硫剂硫含量	0.186	1.56
合计		183.333	1540		合计	183.333	1540

4.2.3 航煤加氢装置氮平衡

扩能改造项目航煤原料油用量由 80.48 万吨提升至 100.48 万吨。扩能改造前后航煤装置总氮变化情况如下表。

表 4.2-2 航煤加氢装置扩能改造前后总氮变化情况一览表

扩能改造前				扩能改造后			
航煤装置原料油来源	原料数量万 t/a	氮含量占比	氨含量 t/a	航煤装置原料油来源	原料数量万 t/a	氮含量占比	氨含量 t/a
Ⅰ常减压装置煤油	30.18	0.0015%	4.5	Ⅰ常减压装置煤油	37.68	0.0027%	10.2
Ⅱ常减压装置煤油	50.3	0.0015%	7.5	Ⅱ常减压装置煤油	65.7	0.0024%	15
合计	80.48	0.0015%	12	合计	100.48	0.0025%	25.2

4.2-2 航煤加氢装置扩能改造前氮物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	Ⅰ常煤油氮含量	0.536	4.5	1	进入加氢航煤氮含量	0.763	6.41
2	Ⅱ常煤油氮含量	0.893	7.5	2	进入轻油氮含量	0.005	0.04
/	/	/	/	3	进入循环氢尾气氮含量	0.195	1.64
/	/	/	/	4	进入含硫干气氮含量	0.366	3.07
/	/	/	/	5	进入含硫废水氮含量	0.1	0.84
合计		1.429	12		合计	1.429	12

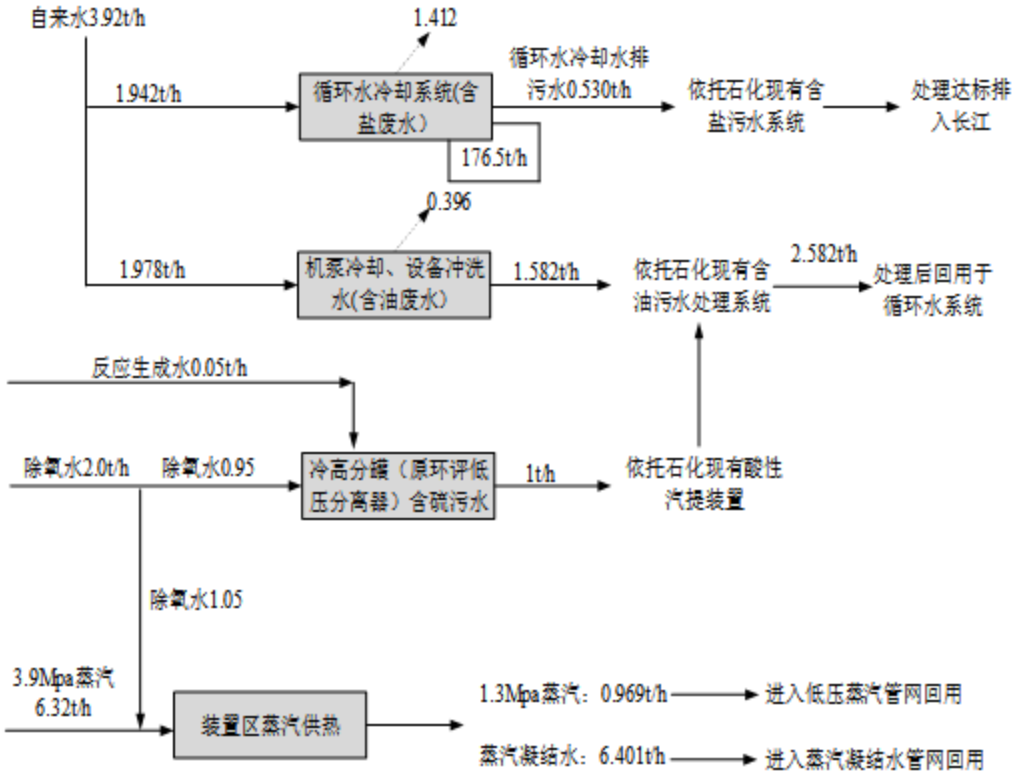
4.2-2 航煤加氢装置扩能改造后氮物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	Ⅰ常煤油氮含量	1.214	10.2	1	进入加氢航煤氮含量	1.602	13.46
2	Ⅱ常煤油氮含量	1.786	15	2	进入轻油氮含量	0.01	0.08
/	/	/	/	3	进入循环氢尾气氮	0.42	3.53

					含量		
/	/	/	/	4	进入含硫干气氮含量	0.768	6.45
/	/	/	/	5	进入含硫废水氮含量	0.2	1.68
合计		3.000	25.2		合计	3	25.2

4.2.3 航煤加氢装置水平衡

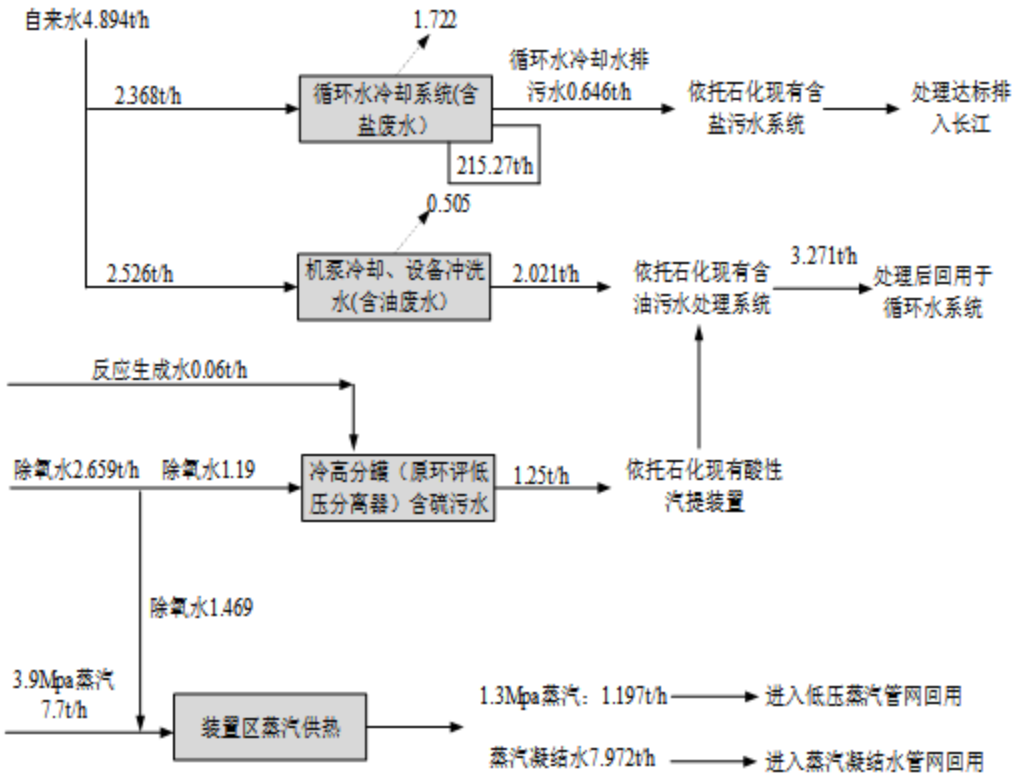
项目原有水平衡图如下：



原环评项目不新增初期雨水、不新增生活污水，初期雨水和经化粪池预处理后的生活污水依托石化现有含油污水处理系统处理

现有航煤加氢装置水平衡图

本次扩能改造后水平衡图如下：



原环评项目不新增初期雨水、不新增生活污水，初期雨水和经化粪池预处理后的生活污水依托石化现有含油污水处理系统处理

扩能改造后航煤加氢装置水平衡图

4.3.航煤加氢装置污染源

4.3.1 航煤加氢装置废气污染源

根据工艺流程和产污节点分析，项目扩能改造后不改变现有流程，主要废气未发生变化。污染防治措施和现有工程保持一致。

（1）加热炉燃料气燃烧烟气

本次项目废气污染物排放主要为加热炉燃料气燃烧时产生的燃料烟气，分馏塔重沸器炉采用蒸汽间接加热。加热炉燃烧烟气由 37m 高烟囱排放。扩能改造前燃料气使用量为 2041.2t/a(240.1 万 Nm^3/a)，扩能改造后燃料气使用量为 2478t/a(291.5 万 Nm^3/a)。

根据《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）核算方法选取的优先次序，SO_2 优先采用物料衡算法，氮氧化物和颗粒物优先采用 1.类比法和 2.产污系数法。项目加热炉燃料燃烧废气污染源强核算采用《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）中计算方法，其中，SO_2 采用物料衡算法核算，颗粒物、NOx 和

NMHC 采用产污系数法，并于现状装置实际运行排放浓度对比。工艺废气非甲烷总烃采用产污系数法。具体核算过程如下：

①二氧化硫产生量

项目加热炉采用厂区管道燃料气作为燃料，根据公司对燃料气成分检测可知，2023 年 2 月-2024 年 2 月检测数据：燃料气最大含硫量 78.6mg/m³；本次工程燃料气用量为 291.5 万 m³/a。

$$E_{SO_2}=291.5\times10000m^3/a\times78.6mg/m^3\div32.06\times64.06\div1000000=0.458t/a$$

计算得 SO_2 产生量为 0.458t/a。

②氮氧化物产生量

航煤加氢装置扩能改造项目加热炉炉内安装低氮燃烧器，烟气中 NOx 排放量核算公式和参数取值如下：

$$D_{NOx}=\alpha\times Q\times\left(1-\frac{\eta}{100}\right)\times10^{-3}$$

式中：D_{NOx}—核算时段内 NOx 的排放量，t；

α—NOx 产污系数，kg/10⁴m³ 燃料，根据《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）附录 B 表 B.1，取 18.7；

Q—核算时段内燃料消耗量，m³（燃料气消耗量为 219.5 万 m³/a）；

η—去除效率，%（低氮燃烧效率 50%）。

根据以上计算得，氮氧化物排放量为 2.726t/a（采用低氮燃烧产生量降低 50%）。

③颗粒物排放量核算

加热炉烟气中烟尘排放量核算公式和参数取值如下：

$$D_{NMHC}=\alpha\times Q\times\left(1-\frac{\eta}{100}\right)\times10^{-3}$$

式中：$D_{烟尘}$—核算时段内烟尘的排放量，t；

α—烟尘产污系数，kg/10⁴m³ 燃料，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2511 原油加工及石油制品制造行业-加热炉燃料气）取值（取 1.24）；

Q—核算时段内燃料消耗量，m³（燃料气消耗量为 291.5 万 m³/a）；

η—去除效率，%（取 0）。

根据上述参数核算，颗粒物产生量为 0.361t/a。

④NMHC 排放量核算

加热炉烟气中 NMHC 排放量核算公式和参数取值如下：

$$D_{NMHC} = \alpha \times Q \times \left(1 - \frac{\eta}{100}\right) \times 10^{-3}$$

式中：DNMHC—核算时段内 NMHC 的排放量，t；

α—NMHC 产污系数，kg/$10^4$$m^3$ 燃料，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2511 原油加工及石油制品制造行业-加热炉燃料气）取值（取 1.38）；

Q—核算时段内燃料消耗量，m^3（燃料气消耗量为 291.5 万 m^3/a）；

η—去除效率，%（取 0）。

根据上述参数核算，非甲烷总烃产生量为 0.402t/a。

表 4.3.1-1 扩能改造前后燃料气加热炉废气产生排放情况一览表

排气筒编号	污染源名称	排气量 m^3/h	污染物名称	产生情况			排放源参数			已采取的处理方式	排放情况			排放时间	排放形式
				mg/m^3	kg/h	t/a	高度(m)	直径(m)	温度(℃)		mg/m^3	kg/h	t/a		
DA001	技改扩能后加热炉烟气	4900	SO_2	11.127	0.055	0.458	37	1	50	连续直排	SO_2	11.127	0.055	8400h/a	连续排放
			NO_x	66.229	0.325	2.726					66.229	0.325	2.726		
			颗粒物	8.771	0.043	0.361					8.771	0.043	0.361		
			非甲烷总烃	9.767	0.048	0.402					9.767	0.048	0.402		
DA001	技改扩能前加热炉烟气	4000	SO_2	11.546	0.046	0.388	37	1.1	50	连续直排	11.546	0.046	0.388	8400h/a	连续排放
			NO_x	66.825	0.267	2.245					66.825	0.267	2.245		
			颗粒物	8.850	0.035	0.297					8.850	0.035	0.297		
			非甲烷总烃	9.855	0.039	0.331					9.855	0.039	0.331		

（2）航煤加氢循环氢尾气

本次改扩建后航煤加氢装置仍采用氢气循环流程，新氢直接补充到循环氢压缩机出口。由低压分离罐顶出来的循环氢经循环氢分液罐分液后，进入循环氢压缩机，升压的循环氢于管网来的新氢混合后与原料油一起作为反应进料进入换热器换热。冷高分罐尾氢（主要成分是氢气、少量 H_2S 等）作为循环氢回用生产，少量间断排至蜡油加氢装置低分气脱硫设施（胺液吸收，脱附硫化氢去硫磺装置），脱硫后尾气送 PSA 氢提浓装置（氢气回收系统），PSA 氢提浓装置利用吸附剂在不同压力下对氢气和其他气体成分的选择性吸附和解吸，从而实现氢气的分离和提纯。提纯后的氢气回用于氢气管网。

PSA 氢提浓装置尾气再送去燃料气管网，作为燃料使用。

根据物料平衡，本次扩能改造前航煤加氢循环氢尾气带出硫量为 13.254kg/h（111.38t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量仅有 0.223t/a，折算成尾气焚烧后外排的最终 SO_2 量为 0.446t/a；本次扩能改造后航煤加氢循环氢尾气带出硫量为 21.271kg/h（178.68t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量仅有 0.357t/a；折算成尾气焚烧后外排的最终 SO_2 量为 0.713t/a。本次扩能改造前后循环氢尾气带出硫经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的 SO_2 量增加了 0.089t/a。

同时根据后文分析本次扩能改造前柴油加氢循环氢尾气带出硫量为 456.563kg/h（3835.129t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量有 7.67t/a，折算成尾气焚烧后外排的最终 SO_2 量为 15.330t/a；本次扩能改造后柴油加氢循环氢尾气带出硫量为 418.93kg/h（3519.011t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量有 7.038t/a；折算成尾气焚烧后外排的最终 SO_2 量为 14.063t/a。本次扩能改造前后柴油加氢循环氢尾气带出硫经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的 SO_2 量减少了 1.267t/a。

项目建设 3 套硫磺回收装置，Ⅰ、Ⅱ硫磺回收 4×10^4t/a，Ⅲ硫磺回收 10×10^4t/a，本次本次扩能改造前后航煤加氢加氢装置航煤加氢循环氢尾气和柴油加氢循环氢尾气带出硫量变化情况对硫磺回收装置产能波动影响不足 0.2%，对中国石油化工股份有限公司安庆分公司硫磺回收装置影响较小。

本次扩能改造前后循环氢尾气带出的少量氮主要以氨形式存在，后续燃烧处理后形成氮气，本次环评不在考虑氮氧化物排放。

（3）发油站装卸油气

本项目扩能改造后航煤产能由 80 万吨提升至 100 万吨。其中 35 万吨航煤走水运保持不变，5 万吨航煤铁路运输保持不变，20 万吨航煤走保持不变，公路运输航煤由 20

万吨增加到 40 万吨。

本项目扩能改造均依托现有航煤发油站，现有航煤发油站已设置油气回收设施以减少挥发性油气的排放，回收的航煤回用于生产。

铁路发油站装卸油气采用低温柴油吸收+催化氧化处理后尾气由一根 15m 高排气筒排放。水运码头发油站装卸油气采用低温冷凝回收+活性炭吸附+TO 炉处理后尾气由一根 15m 高排气筒排放。公路发油站装卸油气送至化工料罐区催化氧化处理后尾气由一根 15m 高排气筒排放。

航煤公路发油站航煤装车泵额定流量（Q=200m^3/h，年最大装卸规模为 168 万 m^3/a），现有航煤公路发油站油气回收设施处理量核定为 200Nm^3/h，处理效率 98%。航煤公路发油站油气回收设施可以满足扩能后规模需要。

根据《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中公式计算装载过程挥发性有机物产生量。

挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量采用式下核算。

$$D_{产生量}=\frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中：D 产生量—核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

L_L—挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m^3；

Q—核算时段内物料装载量，m^3/a。

采用公路和铁路装载挥发性有机液体、船舶装载除汽油和原油以外的挥发性有机液体时，装载过程排放系数 L_L 采用下式计算。

$$L_L=1.20\times10^{-4}\times\frac{S\times P_T\times M_{vap}}{273.15+T}$$

式中:S—饱和系数，无量纲，一般取 0.6，船舶装载汽油和原油以外的油品时取 0.5；

P_T—温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa;

M_{vap}—油气分子量，g/mol；

T—物料装载温度，℃。

最后根据油气回收设施处理效率确定挥发性有机物排放量，扩能改造前后采用船舶、公路、铁路装载航煤污染物排放量计算如下。

表 4.3.1-2 船舶装载航煤过程挥发性有机物排放量

物料名称	扩能改造前	扩能改造后
	航煤	航煤
装载物料的真实蒸气压 P_T(帕)	2800	2800

装载温度℃	30	30
物料密度（t/m³）	0.79	0.79
物料气相分子量(g/mol)	130	130
操作方式	底部/液下装载	底部/液下装载
饱和因子(s)	0.5	0.5
装载损耗排放因子(L_L)（kg/m³）	0.072	0.072
年周转量（t/a）	350000	350000
年周转量 m³/a	446429	446429
挥发性有机物产生量	32.143	32.143
有机气体控制设施年回收量（t/a）	31.500	31.500
有机气体控制设施总效率%	98	98
VOCs 排放量(t/a)	0.643	0.643

表 4.3.1-3 铁路装载航煤过程挥发性有机物排放量

物料名称	扩能改造前	扩能改造后
	航煤	航煤
装载物料的真实蒸气压 P_T(帕)	2800	2800
装载温度℃	30	30
物料密度（t/m³）	0.79	0.79
物料气相分子量(g/mol)	130	130
操作方式	底部/液下装载	底部/液下装载
饱和因子(s)	0.6	0.6
装载损耗排放因子(L_L)（kg/m³）	0.086	0.086
年周转量（t/a）	50000	50000
年周转量 m3/a	63776	63776
挥发性有机物产生量	5.485	5.485
有机气体控制设施年回收量（t/a）	5.375	5.375
有机气体控制设施总效率%	98	98
VOCs 排放量(t/a)	0.11	0.11

表 4.3.1-4 公路装载航煤过程挥发性有机物排放量

物料名称	扩能改造前	扩能改造后
	航煤	航煤
装载物料的真实蒸气压 P_T(帕)	2800	2800
装载温度℃	30	30
物料密度（t/m³）	0.79	0.79
物料气相分子量(g/mol)	130	130
操作方式	底部/液下装载	底部/液下装载
饱和因子(s)	0.5	0.5
装载损耗排放因子(L_L)（kg/m³）	0.086	0.086
年周转量（t/a）	200000	250000
年周转量 m3/a	255102	510204
挥发性有机物产生量	21.939	27.423

有机气体控制设施年回收量（t/a）	21.500	26.875
有机气体控制设施总效率%	98	98
VOCs 排放量(t/a)	0.43	0.538

（4）装置无组织废气

航煤加氢装置无组织排放废气主要包括装置阀门、法兰等处无组织泄漏的物料。根据《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018），新(改、扩)建工程的生产装置及设施，挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物采用下式计算。

$$D_{设备}=\alpha\times\sum_{i=1}^{n}\left(e_{TOC,i}\times\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}\times t_i\right)$$

式中：$D_{设备}$—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本项目均为压力管道，正常情况下不会发生泄漏，密封点泄漏率参照《石油化工设备完好标准》（SHS01001-2004）11.5 章节无泄漏装置（区）标准，泄漏率取 0.5‰；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，可参考附录 B.3 进行统计；

$e_{TOC,i}$—密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000μmol/mol)，kg/h，取值参见下表；

$WF_{VOCs,i}$—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{TOC,i}$—流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)的设计平均质量分数，%；

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h。

本次航煤加氢装置扩能改造前后航煤加氢装置动静密封点数量无明显变化。航煤加氢装置扩能改造前后航煤加氢装置动静密封点数量保持不变。由此航煤加氢装置各动静密封点排放量计算如下：

表 4.3.1-5　航煤加氢装置动静密封点数量及参数表

序号	设备类型	扩能改造前动静密封点数量，个	扩能改造后动静密封点数量，个	介质状态	排放速率 eTOC，i，kg/h	α	航煤加氢装置各动静密封点排放速率 kg/h	航煤加氢装置各动静密封点排放速率 kg/h
1	阀门	2235	2252	有机液体	0.064	0.5‰	0.0715	0.0721
2	泵	35	35	有机液体	0.074	0.5‰	0.0013	0.0013

3	压缩机	6	6	有机液体	0.073	0.5‰	0.0002	0.0002
4	泄压设备	10	10	有机液体	0.073	0.5‰	0.0004	0.0004
5	法兰	3180	3200	有机液体	0.085	0.5‰	0.135	0.136
6	连接件	130	130	有机液体	0.028	0.5‰	0.0018	0.0018
7	开口阀或开口管线	0	0	有机液体	0.03	/	0	0
合计							0.210kg/h，1.764t/a	0.212kg/h，1.781t/a

表 4.3.1-6 扩能改造后装置区无组织挥发废气一览表

编号	污染物名称	污染源位置	排放量（kg/h）	排放时间（h）	面积（m^2）	高度（m）
G_4	非甲烷总烃	装置区	0.212	8400	11200	12

⑤储罐呼吸废气

本项目罐区无组织排放的废气是非甲烷总烃。项目扩能改造前后航煤储罐设置情况保持不变。项目设置 8 个内浮顶罐。参照《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）和《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》进行核算，计算过程具体如下：

本项目依托航煤储罐为内浮顶罐，浮顶罐的无组织排放主要包括浮顶罐的无组织排放主要包括边缘密封损失、浮盘附件损失、浮盘盘缝损失和挂壁损失。其中边缘密封损失、浮盘附件损失、浮盘盘缝损失属于静置损失，挂壁损失属于工作损失。

航煤储罐的总损耗如下：

$$L_T = L_R + L_{WD} + L_F + L_D$$

L_T——总损耗，t/a；

L_R——边缘密封损耗，t/a；

L_{WD}——排放损耗，t/a；

L_F——浮盘附件损耗，t/a；

L_D——浮盘缝隙损耗。

项目扩能改造前后各航煤储罐常压挥发性有机液体储罐挥发性有机物产生量计算如下：

表 4.3.1-7　航煤储罐呼吸废气量

储罐参数						环密封		工作损耗					浮盘附件		浮盘密封				排放量(t/y)	
储罐编号	存储介质	平均储存温度，℃	容积(m3)	直径（m）	高度（m）	密封选型	边缘密封损失（t/y）		周转量（t）		罐壁状况	挂壁损失(t/y)		浮盘附件损失(t/y)		浮盘类型	浮盘构造	盘缝损失（t/y）			
							改造前	改造后	改造前	改造后		改造前	改造后	改造前	改造后			改造前	改造后	改造前	改造后
T501	航煤	30	5000	22.7	13.63	机械密封+舌型刮板式	0.204	0.204	110000	130000	轻锈	0.297	0.364	0.428	0.428	螺栓连接	浮筒式	0.916	0.916	1.845	1.912
T502	航煤	30	5000	22.7	13.63		0.204	0.204	110000	130000	轻锈	0.297	0.364	0.428	0.428	螺栓连接	浮筒式	0.916	0.916	1.845	1.912
T503	航煤	30	3000	18.6	12.3		0.147	0.147	60000	80000	轻锈	0.216	0.278	0.35	0.35	螺栓连接	浮筒式	0.588	0.588	1.301	1.363
T504	航煤	30	3000	18.6	12.3		0.147	0.147	60000	80000	轻锈	0.216	0.278	0.35	0.35	螺栓连接	浮筒式	0.588	0.588	1.301	1.363
T505	航煤	30	3000	18.6	12.3		0.147	0.147	60000	80000	轻锈	0.216	0.278	0.35	0.35	螺栓连接	浮筒式	0.588	0.588	1.301	1.363
五罐区																				7.593	7.913
T2504	航煤	30	12000	26	24	机械密封+舌型刮板式	0.368	0.368	200000	250000	轻锈	0.932	1.205	0.472	0.472	螺栓连接	浮筒式	2.904	2.904	4.676	4.949
T2503	航煤	30	12000	26	24		0.368	0.368	200000	250000	轻锈	0.932	1.205	0.472	0.472	螺栓连接	浮筒式	2.904	2.904	4.676	4.949
二十五罐区																				9.352	9.898

本项目废气源强及排放情况详见表所示。

表 4.3.1-6 项目技改扩能后有组织废气排放情况

排气筒编号	污染源名称	排气量 m^3/h	污染物名称	产生情况			排放源参数			已采取的处理措施	处理效率	排放情况			排放时间	排放形式
				mg/m^3	kg/h	t/a	高度(m)	直径(m)	温度(℃)			mg/m^3	kg/h	t/a		
DA001	技改扩能后加热炉烟气	4900	SO_2	11.127	0.055	0.458	37	1	50	低氮燃烧	/	SO_2	11.127	0.055	8400h/a	连续排放
			NO_x	66.229	0.325	2.726					产生量减少50%	66.229	0.325	2.726		
			颗粒物	8.771	0.043	0.361					/	8.771	0.043	0.361		
			非甲烷总烃	9.767	0.048	0.402					/	9.767	0.048	0.402		
DA001	技改扩能前加热炉烟气	4000	SO_2	11.546	0.046	0.388	37	1.1	50	低氮燃烧	/	11.546	0.046	0.388	8400h/a	连续排放
			NO_x	66.825	0.267	2.245					产生量减少50%	66.825	0.267	2.245		
			颗粒物	8.85	0.035	0.297					/	8.85	0.035	0.297		
			非甲烷总烃	9.855	0.039	0.331					/	9.855	0.039	0.331		

油气回收装置排气筒DA003	扩能改造后船舶装载航煤过程挥发有机废气	1000	非甲烷总烃	3826.548	3.827	32.143	15	0.2	30	采用低温冷凝回收+活性炭吸附+TO炉处理	98%	76.531	0.077	0.643	8400	连续排放
油气回收装置排气筒DA003	扩能改造前船舶装载航煤过程挥发有机废气	1000	非甲烷总烃	3826.548	3.827	32.143	15	0.2	30	采用低温冷凝回收+活性炭吸附+TO炉处理	98%	76.531	0.077	0.643	8400	连续排放
油气回收装置排气筒DA004	扩能改造后铁路装载航煤过程挥发有机废气	500	非甲烷总烃	1305.952	0.653	5.485	15	0.2	30	低温柴油吸收+催化氧化处理	98%	26.119	0.013	0.110	8400	连续排放
油气回收装置排气筒DA004	扩能改造前铁路装载航煤过程挥发有机废气	500	非甲烷总烃	1305.952	0.653	5.485	15	0.2	30	低温柴油吸收+催化氧化处理	98%	26.119	0.013	0.110	8400	连续排放

油气回收装置排气筒DA005	扩能改造后公路装载航煤过程挥发有机废气	1000	非甲烷总烃	3199.405	3.199	26.875	15	0.2	30	油气回收设施处理+催化氧化处理	98%	63.988	0.064	0.538	8400	连续排放
油气回收装置排气筒DA005	扩能改造前公路装载航煤过程挥发有机废气	1000	非甲烷总烃	2559.524	2.56	21.5	15	0.2	30	油气回收设施处理+催化氧化处理	98%	51.19	0.051	0.43	8400	连续排放

4.3.1-5 项目改扩建后无组织废气排放情况

编号	污染物名称	污染源位置	排放量（kg/h）	排放时间（h）	面积（m^2）	高度（m）
G1	非甲烷总烃	项目装置区	0.212	8400	11200（128×87.5）	12
G2	非甲烷总烃	五罐区	0.942	8400	12600（140×90）	14
G3	非甲烷总烃	二十五罐区	1.178	8400	12600（140×90）	15

4.3.1-6 项目技改扩能前后航煤加氢装置废气排放变化情况

废气	污染物名称	技改扩能前航煤加氢污染物排放量	技改扩能后航煤加氢污染物排放量	变化量

有组织	SO_2	0.388	0.458	0.07
	NO_x	2.245	2.726	0.481
	颗粒物	0.297	0.361	0.064
	非甲烷总烃	1.514	1.693	0.179
无组织	非甲烷总烃	18.709	19.592	0.883

4.3.2 航煤加氢装置废水污染源

本次项目依托现有场地、未新增劳动定员，因此初期雨水、生活污水等均未增加；

航煤加氢装置生产工艺基本保持不变，废水污染物种类和处理工艺不发生变化，航煤加氢装置产能增加，项目废水污染物产生量同步增加，项目新增加的废水主要为航煤加氢装置冷高分罐含硫污水、机泵冷却废水和设备清洗废水以及循环系统排污水。其中含硫污水直接进入污水汽提装置预处理再和机泵冷却废水和设备清洗废水一并进入含油污水处理系统处理达标后回用，循环系统排污水（含盐污水）依托现有含盐污水处理系统处理后外排。技改扩能前后航煤加氢装置废水源强及排放见下表。

表 4.3.2-1 项目技改扩能前航煤加氢装置废水排放情况一览表

污染源名称		废水量 m^3/a	污染物名称	产生情况		拟采取的方式	排放情况		排放方式及去向
				mg/l	t/a		mg/l	t/a	
含油污水	机泵冷却及设备清洗废水	13288.8	COD	250	3.322	去含油污水系统（与含硫水合并后 16212t/a）	COD:60mg/l；氨氮：8mg/l；石油：3mg/l	COD：1.301t/a；氨氮：0.174t/a；石油类：0.065t/a	处理达标后回用
			氨氮	50	0.664				
			石油	200	2.658				
含硫污水	冷高分罐（低压分离器）含硫污水	8400	硫化物	2500	21	去污水汽提装置，在进入进含油污水处理系统	/	/	/
			氨氮	100	0.84				
含盐废水	循环系统排污水	4452	盐分	1000	3.94	去含盐污水系统	/	/	监控合格全部外排

表 4.3.2-2 项目技改扩能后航煤加氢装置废水排放情况一览表

污染源名称		废水量 m^3/a	污染物名称	产生情况		拟采取的方式	排放情况		排放方式及去向
				mg/l	t/a		mg/l	t/a	
含油污水	机泵冷却及设备清洗废水	16976.4	COD	250	4.244	去含油污水系统（与含硫水合并后 16212t/a）	COD:60mg/l；氨氮：8mg/l；石油：3mg/l	COD：1.649t/a；氨氮：0.220t/a；石油类：0.082t/a	处理达标后回用
			氨氮	50	0849				
			石油	100	3.395				
含硫污水	冷高分罐（低压分离器）含硫污水	10500	硫化物	3200	33.6	去污水汽提装置，在进入进含油污水处理系统	/	/	
			氨氮	160	1.68				
含盐	循环系统	5426.4	盐分	100	3.94	去含盐污	/	/	监控合

废水	排污水			0		水系统			格 全部外 排

本次项目技改扩能前后航煤加氢装置循环系统排污水（含盐污水）依托含盐污水处理系统处理后外排。循环系统排污水（含盐污水）由 4452t/a 提升至 5426.4t/a，航煤加氢装置循环系统排污水（含盐污水）增加了 974.6t/a。

4.3.3 航煤加氢装置噪声

本项目改扩建后噪声源变化不大，主要来自大功率机泵、加热炉、空冷器、压缩机等设备产生的噪声，声压级为 85~100dB(A)。主要设备噪声见下表。

表 4.3.3.3-1　设备噪声源强汇总表

序号	设备名称	声级值 dB(A)	治理措施	降噪效果
1	加热炉	84~88	采用低噪声火嘴	降低 15 dB(A)
2	空冷器	82~86	消声器+隔声罩	降低 15 dB(A)
3	大功率机泵	70~95	选用低噪声电机、隔声罩	降低 10 dB(A)
4	压缩机	90~100	消声器+隔声罩	降低 15 dB(A)

为了进一步降低该装置噪声，采取如下措施：

（1）更新空冷器选用低转速、低噪声风机。

（2）更新机泵选用低噪音增安型电机。

（3）加热炉采用低噪声燃烧器，风道部分采用保温隔音材料。

（4）循环氢压缩机配有的大型电机设置消音罩。

在采取上述措施后，各产噪设备源强进一步下降 10~15dB(A)。

4.3.4 航煤加氢装置固废

项目投产后，生活垃圾不增加。固体废弃物主要为加氢反应器定期排放的废催化剂（S_1）、废保护剂（S_2）、废瓷球（S_3）和滤渣（S_4）、脱硫罐和过滤器产生的废渣（S_5）。项目固废产生及排放情况见下表所示。

表3.6-11 固废源强及排放汇总表

序号	固体废物名称	危险废物类别	危险废物代码	技改扩能前产生量	技改扩能后产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废催化剂S1	HW50	251-016-50	28.28t/6a	28.28t/6a	生产过程	固体	沾染油渣、Mo、Ni等物质	油渣、Mo、Ni	6a更换一次	T	防漏袋装载，暂存，委托相应资质公司处置，不超过1年
2	废保护剂S_2	HW50	251-016-50	2.24t/3a	2.24t/3a	生产过程	固体	沾染油渣、Mo、Ni等物质	油渣、Mo、Ni	3a更换一次	T	
3	废瓷球S_3	HW08	251-012-08	8.84t/3a	8.84t/3a	生产过程	固体	沾染油渣	油渣	3a更换一次	T	
4	废脱硫剂	HW08	251-011-08	14.5t/a	14.5t/a	生产过程	固体	沾染油渣、Ni、Zn、Co等物质	油渣、Ni、Zn、Co等物质	1a处理一次	T	
5	废滤网（含滤渣）	HW08	251-011-08	10.375t/a	10.375t/a	生产过程	固体	沾染油渣	油渣	3个月处理一次	T	
由于本项目不对航煤加氢装置加氢反应器、脱硫罐、过滤器进行改造，煤加氢装置加氢反应器、脱硫罐、过滤器废催化剂、废保护剂、废瓷球、废脱硫剂、废滤网（含滤渣）的更换频率保持不变，因此技改扩能前后航煤加氢装置固废源强保持不变。												

4.4 与扩能改造项目相关的常减压装置

本次项目扩能改造项目改造后，中石化安庆分公司石油炼化总规模 800 万吨/年保持不变。项目对Ⅰ常减压装置和Ⅱ常减压装置操作参数进行调整，使得溜出的航煤原料油（后序进入航煤加氢装置生产航煤）由 80 万吨/年提升到 100 万吨/年，与此同时，Ⅰ常减压装置和Ⅱ常减压装置柴油原料油（后序进入柴油加氢装置生产柴油）设计值由 131.15 万吨/年减少到 111.15 万吨/年。项目不对柴油加氢装置进行改造，柴油加氢装置仅产量减少。

混合原油	300.00
API	29.35
硫含量wt%	1.499
合计	300.00

Ⅰ常减压装置（本次扩能改造前）

干气	0.23%	0.69
Ⅰ常重整料	11.65%	34.95
Ⅰ常煤油	10.06%	30.18
Ⅰ常柴油	17.05%	51.15
Ⅰ常蜡油	28.68%	86.04
Ⅰ常渣油	32.33%	96.99
合计	100.00%	300.00

Ⅰ常煤油硫含量wt%	0.12%	0.036
Ⅰ常煤油氮含量wt%	0.0015%	0.00045
Ⅰ常柴油硫含量wt%	0.45%	0.230
Ⅰ常柴油氮含量wt%	0.0100%	0.00512

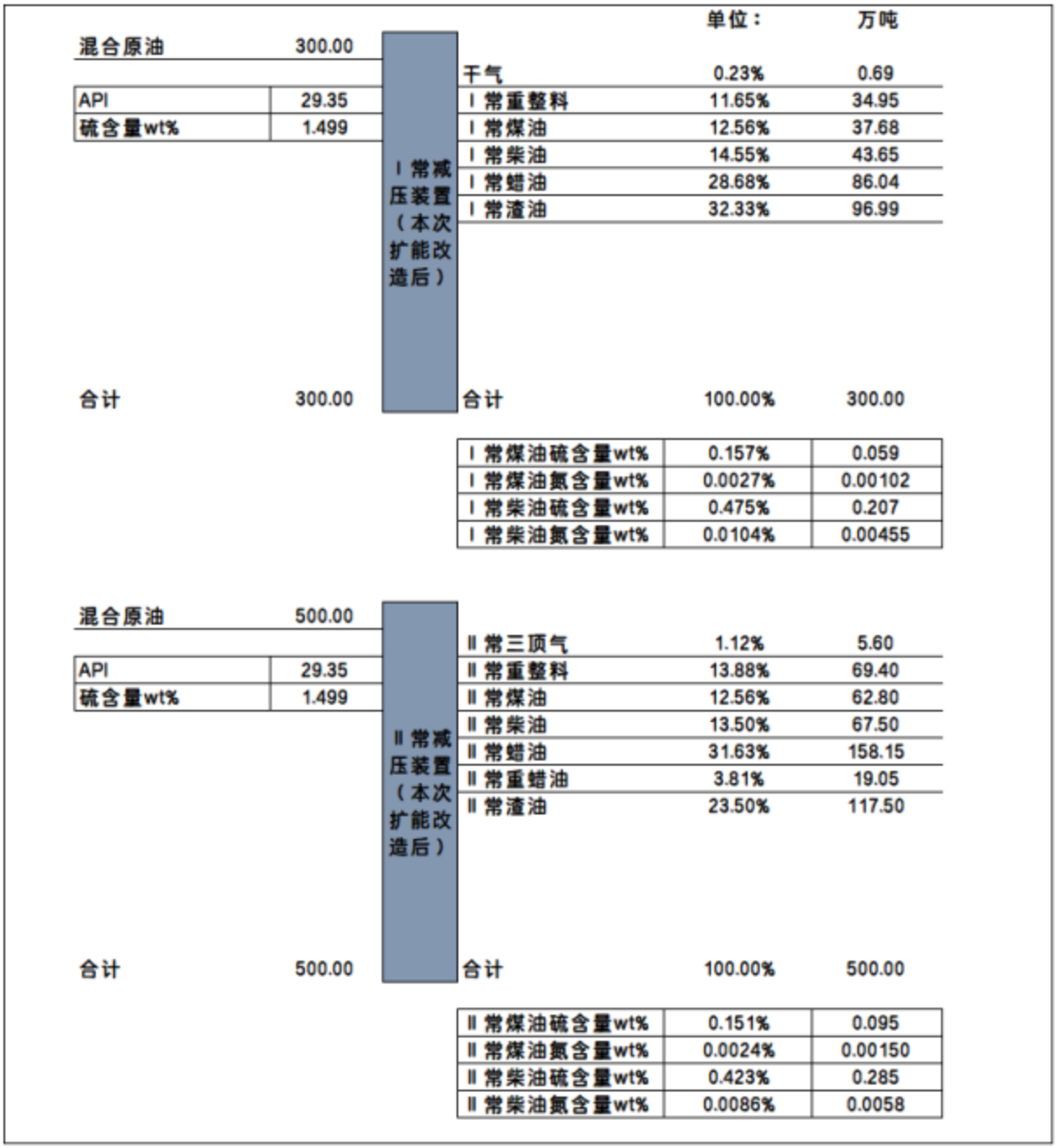
混合原油	500.00
API	29.35
硫含量wt%	1.499
合计	500.00

Ⅱ常减压装置（本次扩能改造前）

Ⅱ常三顶气	1.12%	5.60
Ⅱ常重整料	13.88%	69.40
Ⅱ常煤油	10.06%	50.30
Ⅱ常柴油	16.00%	80.00
Ⅱ常蜡油	31.63%	158.15
Ⅱ常重蜡油	3.81%	19.05
Ⅱ常渣油	23.50%	117.50
合计	100.00%	500.00

Ⅱ常煤油硫含量wt%	0.120%	0.060
Ⅱ常煤油氮含量wt%	0.0015%	0.00075
Ⅱ常柴油硫含量wt%	0.400%	0.320
Ⅱ常柴油氮含量wt%	0.0082%	0.007

技改扩能前Ⅰ常减压装置和Ⅱ常减压装置



技改扩能后Ⅰ常减压装置和Ⅱ常减压装置

4.5 柴油加氢装置生产工艺及产污环节

4.5.1 柴油加氢装置工艺流程

企业液相柴油加氢装置规模 220万吨/年，现有液相柴油加氢装置加工量为 139.14 万吨/年，根据《中国石油化工股份有限公司安庆分公司 220 万吨/年柴油加氢精制装置改造项目》和《中国石油化工股份有限公司安庆分公司炼油转化工结构调整项目环境影响报告书》，液相柴油加氢工艺如下：

（1）柴油加氢反应部分

原料油自装置外来，经过滤、预热后进入滤后原料缓冲罐，再由反应进料泵抽出升压后与已预热的一段反应补充氢混合，分别与二段反应生成油和一段反应生成油进行换热，再经反应进料加热炉加热至所需温度后，与来自反应产物循环泵的循环油混合，一起自下而上流经液相加氢精制反应器（一段反应器）。在反应器中，原料油和氢气在催化剂作用下，进行加氢脱硫、脱氮等精制反应。

从加氢精制反应器出来的一段反应产物从上部直接进入热高压汽提反应器，从热高压气提分离器顶部出来的反应生成气与补充氢换热并经空冷冷却后进入冷低压分离器，在冷低压分离器中进行气、油、水三相分离。为防止反应生成的铵盐在低温下结晶堵塞反应生成气空冷器管束，在反应生成气空冷器前注入污水汽提回用水（或除盐水）以洗去铵盐。一段反应所得液体从热高压汽提分离器底部排出，分成两路，一路经反应产物循环泵升压后作为循环油循环至加氢反应器入口和催化剂床层之间，另一路作为一段反应生成油与先与二段反应补充氢气混合，之后经二段反应生成油与混氢原料油换热至二段反应器入口温度后，进入二段加氢反应/分离器的反应器部分进一步进行深度加氢反应，从催化剂床层出来的反应产物直接进入整合的分离器中进行气液分离，分离器顶部出来的二段反应生成气并入一段反应生成气；而分离器底部出来的二段反应生成油则经降压后与混氢原料油换热后进入热低压分离器进一步闪蒸，闪蒸出的热低分气并入反应生成气，热低分油则与冷低分油一起进入硫化氢汽提塔。

从冷低压分离器底部出来的含硫含铵污水经减压后，送至装置外污水汽提单元进行处理，冷低分气送至装置外脱硫并回收氢气。

加氢过程的主要化学反应式如下：

硫醇　$RSH+H_2 \rightarrow RH + 2H_2S$

硫醚　$R\text{-}S\text{-}R+2H_2 \rightarrow 2RH + H_2S$

二硫化物　$(RS)_2+3H_2 \rightarrow 2RH + 2H_2S$

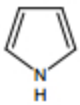
噻吩系



$+ 4H_2 \rightarrow RCHCH_3CH_2CH_3 + H_2S$

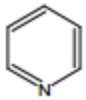
烷基氨　$R\text{-}C_2H_2\text{-}NH_2 + H_2 \rightarrow R\text{-}CH_3 + NH_3$

吡咯



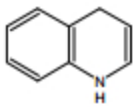
$+ 4H_2 \rightarrow C_4H_{10} + NH_3$

吡啶

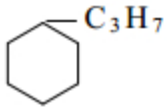


$+ 5H_2 \rightarrow C_5H_{12} + NH_3$

喹啉

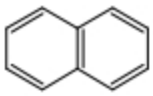


$+ 6H_2 \rightarrow$

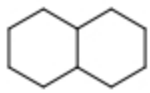


$+ NH_3$

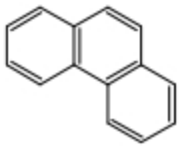
萘



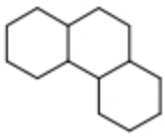
$+ 4H_2 \rightarrow$



蒽

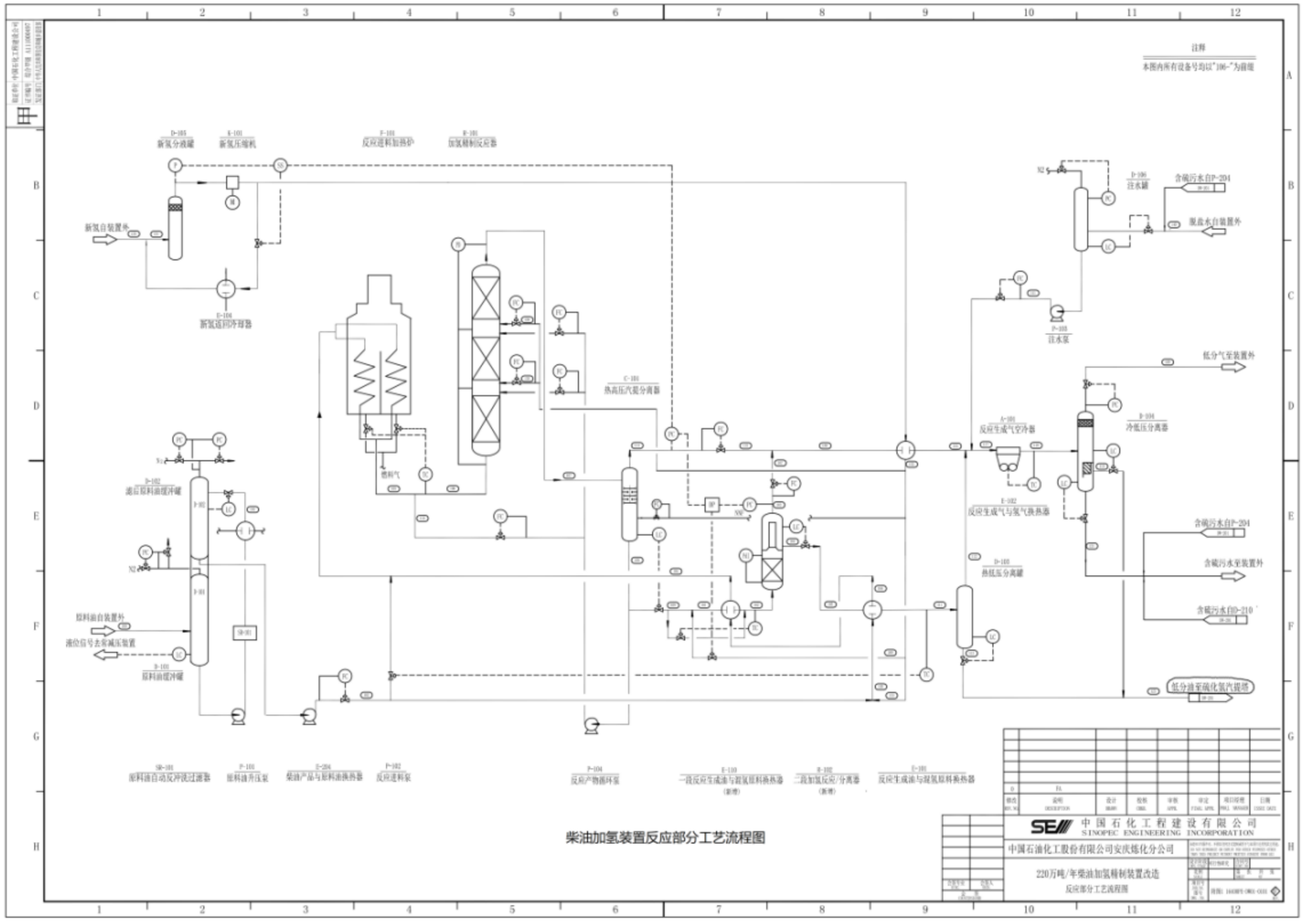


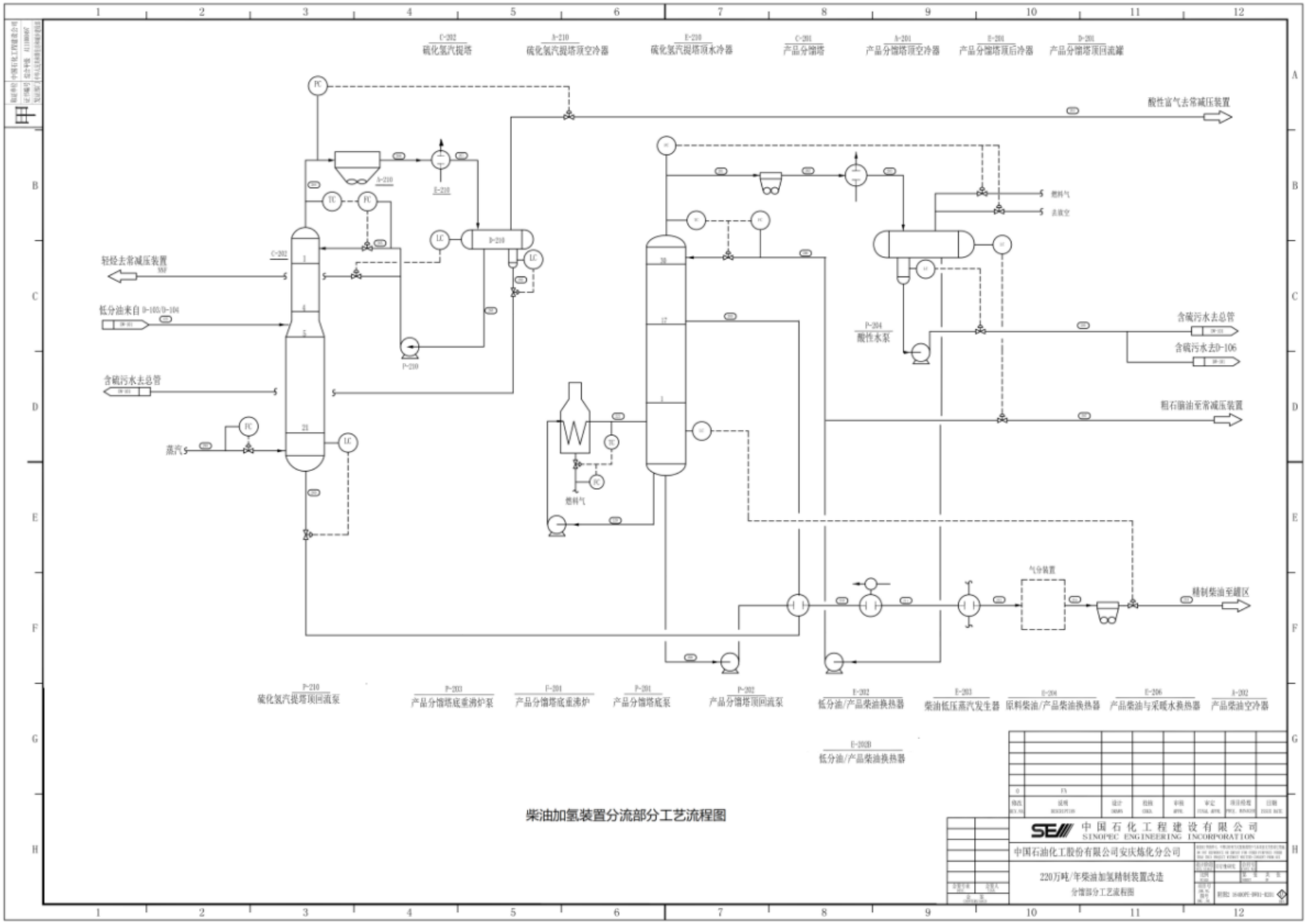
$+ 5H_2 \rightarrow$



（2）柴油加氢分馏部分

热低分油和冷低分油一起首先进入硫化氢汽提塔脱除 H_2S 和轻烃，之后经与分馏塔底的产品柴油换热后进入产品分馏塔。产品分馏塔仍采用重沸炉方式汽提，塔顶油气经空冷、水冷冷却到 40℃，进入塔顶回流罐。其中一部分液体作为塔顶回流，另一部分作为全馏分石脑油产品送出装置外。从塔底出来的精制柴油产品，由泵抽出，先与分馏塔进料换热，再发生蒸汽，之后与原料油换热，最后经空冷器冷却到 50℃，作为产品送出装置进入罐区贮存。硫化氢汽提塔顶的含硫酸性气及轻烃送至常减压轻烃回收装置处理后进入硫磺回收单元。现有柴油加氢装置工艺流程图如下：


注释
本图内所有设备号均以"100-"为前缀
D-105 新氢分液罐
K-101 新氢压缩机
F-101 反应进料加热炉
R-101 加氢精制反应器
新氢自装置外
E-104 新氢返回冷却器
C-101 热高压汽提分离器
燃料气
D-102 进反应料油缓冲罐
D-101 原料油缓冲罐
原料油自装置外
液位信号去常减压装置
SR-101 原料油自动反冲洗过滤器
P-101 原料油升压泵
E-204 柴油产品与原料油换热器
P-102 反应进料泵
P-104 反应产物循环泵
E-103 一段反应生成油与混氢原料换热器 (新增)
R-102 二段加氢反应/分离器 (新增)
E-101 反应生成油与混氢原料换热器
A-101 反应生成气空冷器
E-102 反应生成气与氢气换热器
D-103 热低压分离罐
D-106 注水罐
含硫污水自P-204
脱盐水自装置外
P-103 注水泵
D-104 冷低压分离器
低分气至装置外
含硫污水自P-204
含硫污水至装置外
含硫污水自D-210
低分油至硫化氢汽提塔
柴油加氢装置反应部分工艺流程图
中国石油化工股份有限公司安庆炼化分公司
220万吨/年柴油加氢精制装置改造
反应部分工艺流程图
SINOPEC ENGINEERING INCORPORATION
中国石化工程建设有限公司


C-202 硫化氢汽提塔
A-210 硫化氢汽提塔顶空冷器
E-210 硫化氢汽提塔顶水冷器
C-201 产品分馏塔
A-201 产品分馏塔顶空冷器
E-201 产品分馏塔顶后冷器
D-201 产品分馏塔顶回流罐
酸性富气去常减压装置
燃料气
去放空
含硫污水去总管
含硫污水去D-106
P-204 酸性水泵
粗石脑油至常减压装置
轻烃去常减压装置
低分油来自 D-105/D-104
含硫污水去总管
蒸汽
燃料气
气分装置
精制柴油至罐区
P-210 硫化氢汽提塔顶回流泵
P-203 产品分馏塔底重沸炉泵
F-201 产品分馏塔底重沸炉
P-201 产品分馏塔底泵
P-202 产品分馏塔顶回流泵
E-202 低分油/产品柴油换热器
E-203 柴油低压蒸汽发生器
E-204 原料柴油/产品柴油换热器
E-206 产品柴油与采暖水换热器
A-202 产品柴油空冷器
E-202B 低分油/产品柴油换热器
柴油加氢装置分流部分工艺流程图
中国石化工程建设有限公司 SINOPEC ENGINEERING INCORPORATION
中国石油化工股份有限公司安庆炼化分公司
220万吨/年柴油加氢精制装置改造
分馏部分工艺流程图

略

图 4.1.2-1 柴油加氢装置生产工艺流程和产物节点图

4.5.2 柴油加氢装置物料平衡

Ⅰ常柴油	51.15	液相柴油加氢装置（本次扩能改造前）	含硫干气	0.88%	1.26
Ⅱ常柴油	80.00		V加氢塔顶气	0.55%	0.78
焦化柴油	2.46		V加氢粗石脑油	0.55%	0.78
Ⅵ加氢柴油	7.54		V加氢低分气	0.46%	0.66
氢气	1.58		V加氢柴油	97.56%	139.24
合计	142.73		合计	100.00%	142.73

技改扩能前柴油加氢装置

Ⅰ常柴油	43.65	液相柴油加氢装置（本次扩能改造前））	含硫干气	0.88%	1.08
Ⅱ常柴油	67.50		V加氢塔顶气	0.55%	0.67
焦化柴油	2.46		V加氢粗石脑油	0.55%	0.67
Ⅵ加氢柴油	7.54		V加氢低分气	0.46%	0.56
氢气	1.36		V加氢柴油	97.56%	119.52
合计	122.51		合计	100.00%	122.51

技改扩能后柴油加氢装置

本次扩能改造不对柴油液相加氢装置进行改造，装置规模 220 万吨/年保持不变，现有液相柴油加氢装置（扩能改造前）产能为 139.14 万吨/年（165642.857kg/h），本次扩能改造后液相柴油加氢装置）产能降低为 119.41 万吨/年（142154.762kg/h）。

略

图 4.1.2-1 柴油加氢装置物料平衡图

本次扩能改造前后柴油液相加氢装置原料油进料变化情况统计如下：

表 4.3-4　本装置改造前柴油液相加氢装置原料性质表

原料组成	I常柴油	II常柴油	焦化柴油	VI 加氢柴油	混合原料
产量，万吨/年	51.15	80	2.46	7.54	141.15
比例，*w*%	36.24%	56.68%	1.74%	5.34%	100.00%
硫含量，μg/g	4500	4000	13000	15000	4925
硫含量，吨/年	2301	3200	320	1131	6952
氮含量，μg/g	100	82	1703	1981	218
硫含量，吨/年	51.2	65.6	41.9	149.4	308.1

表 4.3-4　本装置改造后柴油液相加氢装置原料性质表

原料组成	I常柴油	II常柴油	焦化柴油	VI 加氢柴油	混合原料
产量，万吨/年	43.65	67.5	2.46	7.54	121.15
比例，*w*%	36.03%	55.72%	2.03%	6.22%	100.00%
硫含量，μg/g	4750	4230	13000	15000	5265
硫含量，吨/年	2073	2855	320	1131	6379
氮含量，μg/g	104	86	1703	1981	243
硫含量，吨/年	45.5	58.1	41.9	149.4	294.9

本次扩能改造前柴油液相加氢装置设计物料平衡如下：

表3.2.3-1 扩能改造前柴油加氢装置物料平衡表

序号	物料名称	数量 kg/h	数量 t/a	序号	产品名称		数量 kg/h	数量 t/a	去向
1	原料油	168035.714	1411499.998	1	加氢柴油		165766.054	1392434.854	成品罐区
2	氢	1881.282	15802.7688	2	粗石脑油		934.525	7850.01	常减压装置
3	脱盐水	3207.954	26946.8136	3	低分气（循环氢尾气）		1058.555	8891.862	PSA 氢提浓装置脱硫
/	/	/	/		其中	含硫	456.563	**3835.129**	
/	/	/	/			含氮	10.693	89.821	
/	/	/	/	4	酸性富气（含硫废气）		1495.224	12559.8816	轻烃回收、双脱、硫磺回收装置
/	/	/	/		其中	含硫	368.651	**3096.669**	
/	/	/	/			含氮	24.282	203.967	
/	/	/	/	5	含硫污水		3852.288	32359.2192	酸水汽提装置
/	/	/	/	6	反冲洗污油		18.304	153.7536	轻污

								油回炼
合计		173124.95	1454249.58	合计		173124.95	1454249.58	

本次扩能改造后柴油液相加氢装置环评设计物料平衡如下：

表 3.2.3-2 扩能改造后柴油加氢装置物料平衡表

1	原料油	144226.191	1211500.004	1	加氢柴油	142286.614	1195207.558	成品罐区
2	氢	1619.048	13600.0032	2	粗石脑油	802.149	6738.0516	常减压装置
3	脱盐水	2925.95	24577.98	3	低分气（循环氢尾气）	909.985	7643.874	PSA 氢提浓装置脱硫
/	/	/	/		其中 含硫	418.93	3519.011	
/	/	/	/		其中 含氮	10.398	87.344	
/	/	/	/	4	酸性富气（含硫废气）	1283.438	10780.8792	轻烃回收、双脱、硫磺回收装置
/	/	/	/		其中 含硫	338.4	2842.56	
/	/	/	/		其中 含氮	23.242	195.233	
/	/	/	/	5	含硫污水	3474.445	29185.338	酸水汽提装置
/	/	/	/	6	反冲洗污油	14.558	122.2872	轻污油回炼
合计		148771.189	1249677.988	合计		148771.189	1249677.988	

本次扩能改造前后柴油液相加氢装置原料油（来自常减压装置的柴油减少 20.049 万吨/年）。

4.5.3 柴油加氢装置硫平衡

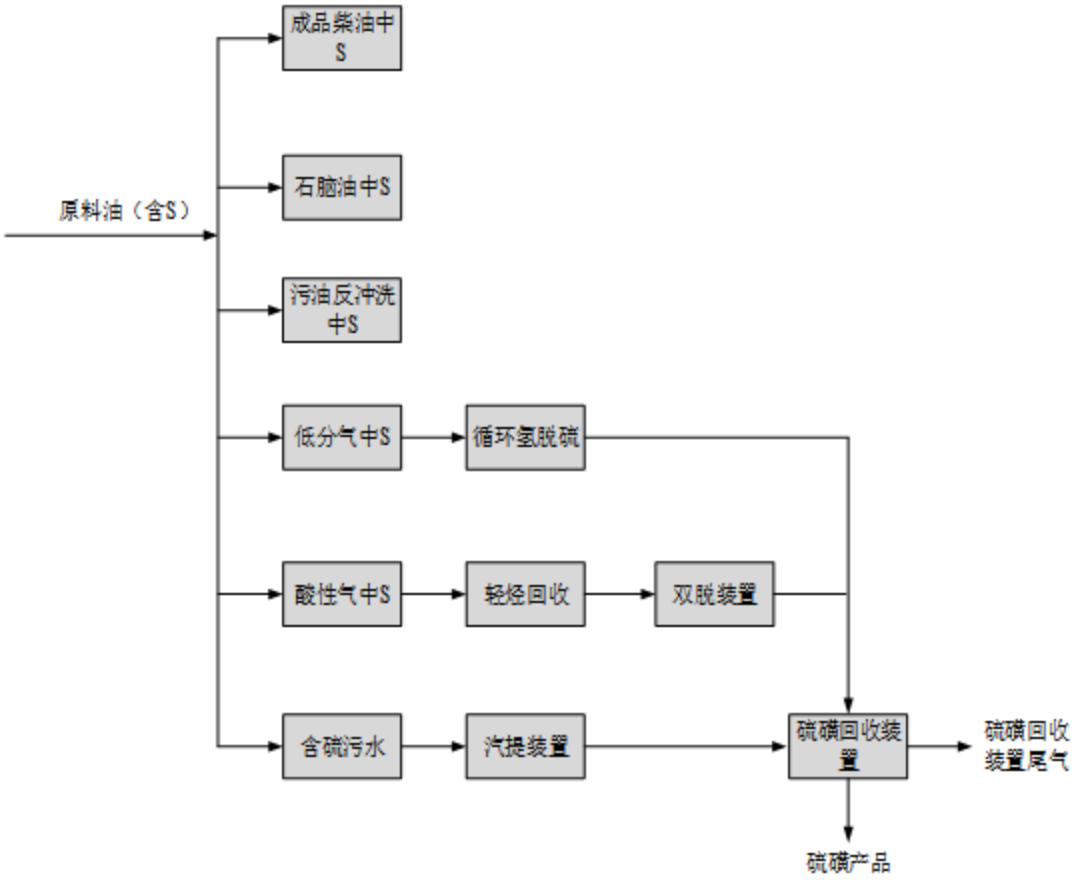
表 3.2.3-3 扩能改造前柴油液相加氢装置硫平衡

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	I常柴油	273.929	2301	1	进入加氢航煤硫含量	1.326	11.138

2	II常柴油	380.952	3200	2	进入粗石脑油硫含量	0.97	8.148
/	焦化柴油	38.095	320	3	进入循环氢尾气硫含量	456.563	3835.129
/	VI 加氢柴油	134.643	1131	4	进入含硫干气硫含量	368.651	3096.669
/	/	/	/	5	进入含硫废水硫含量	0.019	0.160
/	/	/	/	6	进入反冲洗污油硫含量	0.09	0.756
合计		827.619	6952		合计	827.619	6952

表 3.2.3-4　扩能改造后柴油液相加氢装置硫平衡

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	I常柴油	246.786	2073	1	进入加氢航煤硫含量	1.138	9.559
2	II常柴油	339.881	2855	2	进入粗石脑油硫含量	0.844	7.089
/	焦化柴油	38.095	320	3	进入循环氢尾气硫含量	418.93	3519.011
/	VI 加氢柴油	134.643	1131	4	进入含硫干气硫含量	338.4	2842.56
/	/	/	/	5	进入含硫废水硫含量	0.017	0.143
				6	进入反冲洗污油硫含量	0.076	0.638
合计		759.405	6379		合计	759.405	6379



液相柴油加氢装置硫走向分析

4.5.4 柴油加氢装置氮平衡

扩能改造前后柴油加氢装置总氮变化情况如下表。

表 4.2-2 扩能改造前后柴油加氢装置总氮变化情况一览表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	I常柴油	6.095	51.2	1	进入加氢航煤氮含量	1.657	13.918
2	II常柴油	7.810	65.6	2	进入粗石脑油氮含量	0.041	0.344
/	焦化柴油	4.988	41.9	3	进入循环氢尾气氮含量	10.693	89.821
/	VI 加氢柴油	17.786	149.4	4	进入含硫干气氮含量	24.282	203.967

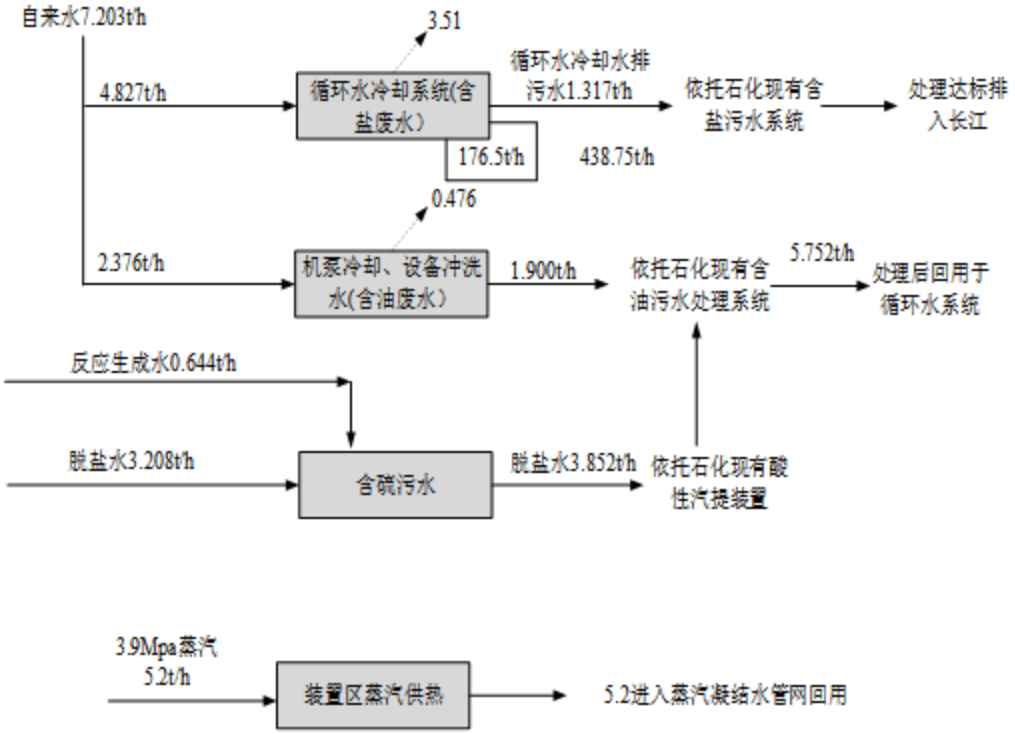
/	/	/	/	5	进入含硫废水氮含量	0.0019	0.016
				6	进入反冲洗污油氮含量	0.0041	0.034
合计		36.679	308.1		合计	36.679	308.1

4.2-2 本次扩能改造后柴油加氢装置总氮物料平衡表

序号	物料名称	数量		序号	产品名称	数量	
		kg/h	t/a			kg/h	t/a
1	I常柴油	5.417	45.5	1	进入加氢航煤氮含量	1.423	11.953
2	II常柴油	6.917	58.1	2	进入粗石脑油氮含量	0.039	0.328
/	焦化柴油	4.988	41.9	3	进入循环氢尾气氮含量	10.398	87.344
/	VI 加氢柴油	17.786	149.4	4	进入含硫干气氮含量	23.242	195.233
/	/	/	/	5	进入含硫废水氮含量	0.0017	0.014
				6	进入反冲洗污油氮含量	0.0033	0.028
合计		35.107	294.9		合计	35.107	294.9

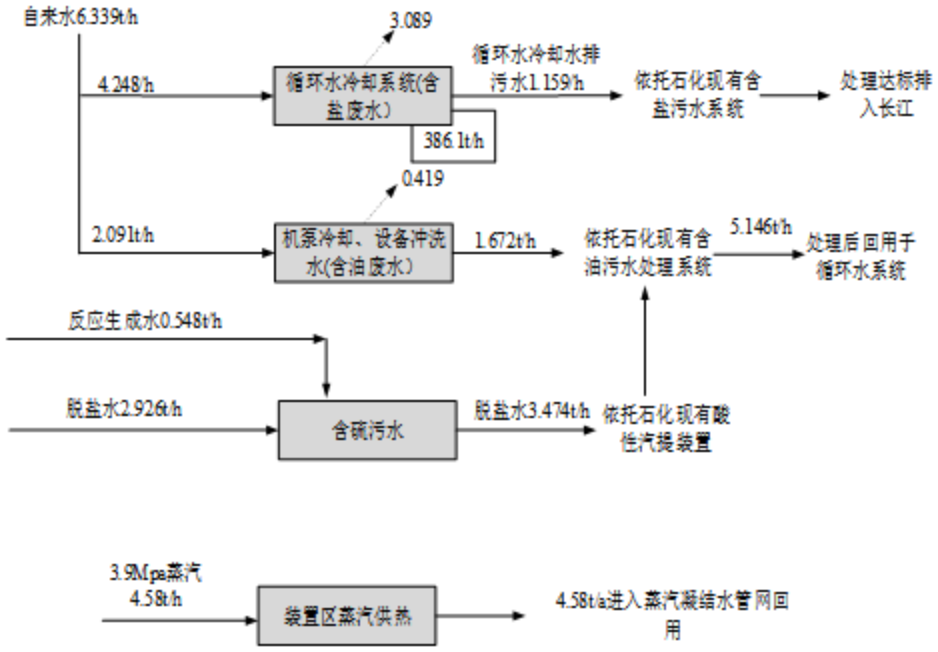
4.5.5 柴油加氢装置水平衡

项目原有柴油加氢装置水平衡图如下：



现有柴油加氢装置水平衡图

本次扩能改造后柴油加氢装置水平衡图如下：



扩能改造后柴油加氢装置水平衡图

a、低分气处置：

柴油加氢装置低分气主要含氢气，其他组分有硫化氢、氨、烃类物质，经循环氢脱硫后进入重油加氢 PSA 单元进行氢提纯，尾气进入燃料气管网，脱硫采用以 MDEA 为脱硫溶剂的醇胺法脱硫工艺，脱硫后的干气符合清洁燃料气的要求，富胺液进入溶剂再生（Ⅳ）装置，再生出来的富含硫化氢的酸性气作为原料送往下游硫磺回收装置。

PSA 流程：低分气脱硫部分来的脱硫后低分气进入重油加氢装置的 PSA 系统提浓氢气，PSA 系统有十六个吸附塔，其中三个吸附塔始终处于同时进料吸附的状态。其吸附和再生工艺过程由吸附、连续四次均压降压、顺放、冲洗、连续四次均压升压和产品气升压等步骤组成。提纯后的氢气首先供重油加氢装置的新氢压缩机使用，余下的并入管网，PSA 解吸气经解吸气压缩机升压后送出装置作为燃料气并入管网。

b、酸性气处理：

柴油加氢装置加工的原油，轻烃含量较高，同时新建的重油加氢和柴油加氢也会裂化产生部分轻烃。为最大量回收轻烃组份，减少干气中轻烃含量，全厂设置一套轻烃回收单元，布置于常减压蒸馏（Ⅱ）装置内。常顶气以及新建重油加氢和柴油加氢装置分馏塔顶气一起加压后用石脑油经吸收、解析后，回收 C3/C4 液化气组份。

汽提塔、分馏塔分出的酸性气主要含硫化氢、氨、烃类物质，首先进入常减压装置轻烃回收单元回收其中具有价值的组分，然后进入脱硫、脱硫醇装置，气体脱硫化氢采用通用的醇胺法（MDEA）脱硫技术，脱硫醇采用纤维膜接触碱液抽提氧化技术，脱硫后的干气中 H2S≤50ppm，符合清洁燃料气的要求，送入燃料气管网作为燃料气使用。富胺液进入溶剂再生（Ⅳ）装置，再生出来的富含硫化氢的酸性气作为原料送往下游硫磺回收装置。

c、酸性水处理：

低分水、汽提塔排水为含硫酸性废水，进入酸性汽提装置，酸性水汽提装置采用单塔汽提工艺，将 H_2S 及 NH_3 全部汽提出，汽提后的酸性水部分回用，富含硫化氢的酸性气作为原料送往下游硫磺回收装置。

工艺流程说明：

装置外来的酸性水进入酸性水脱气罐脱除油气，脱硫罐底的富胺液送出装置外再生。脱气罐罐底酸性水送入酸性水储罐，在此长时间静置以除去水中大部分浮油，罐顶设安全水封罐和尾气回收吸收系统，在此吸收有害杂质后排至大气。

酸性水储罐内的酸性水送入除油器，在此进一步脱除污油，除油后的酸性水一部分直接进入汽提塔顶，另一部分经酸性水-净化水换热器换热至 95℃后进入酸性水汽提塔。

酸性水在汽提塔中自上而下流动，在汽提塔底重沸器提供热源产生的汽提作用下，含 H_2S、NH_3 等成份的酸性气自塔顶分出。汽提塔顶酸性气送至硫磺回收装置回收硫磺，在紧急情况下可放至酸性气火炬。

汽提塔底净化水，经酸性水-净化水换热器与酸性水换热至 75℃，由净化水空冷器冷却至 50℃在塔底液控下送出装置，大部分至各装置回用，其余部分送往新区污水处理场。

d、硫磺回收单元：

企业共设三套硫磺回收装置，总规模为 10 万吨/年，回收来自溶剂再生装置、酸性水汽提装置的酸性气中的硫，生产硫磺，回收有用资源，减少污染物排放，装置由制硫、尾气处理、尾气焚烧及液硫成型四部分组成。

工艺流程说明：

（1）制硫部分

自溶剂再生装置来的富 H_2S 酸性气和自酸性水汽提装置来的含氨酸性气进入各自的分液罐分液，脱除的凝液流入酸性水压送罐，定期用氮气压送至酸性水汽提装置。脱除凝液后的酸性气进入酸性气燃烧炉，按照氨和烃类完全燃烧和酸性气中 1/3 的 H_2S 生成 SO_2 控制进入制硫燃烧炉的风量。在酸性气燃烧炉内，酸性气进行 Claus 反应生成元素硫。

离开酸性气燃烧炉的高温过程气通过在余热锅炉产生中压蒸汽来回收余热，产生的中压蒸汽除装置自用部分外，剩余部分通过尾气焚烧部分中压蒸汽过热器过热后并入全厂中压蒸汽管网。离开余热锅炉的过程气进入一级硫冷凝器，硫被冷凝并通过硫封进入液硫池。自一级硫冷凝器出来的过程气经一转入口加热器由余热锅炉产生的中压蒸汽加热到催化转化最适宜的温度后进入一级转化器，在转化器内过程气中未反应的 H_2S 和 SO_2 发生 Claus 反应直至达到平衡。从一级转化器流出的过程气进入二级硫冷凝器，硫被冷凝并通过硫封进入液硫池。

从二级硫冷凝器流出的过程气通过二转入口加热器用余热锅炉产生的中压蒸汽加热后，进入二级转化器，过程气离开二级转化器后进入三级硫冷凝器，在二级转化器内反应生成的硫被冷凝并通过硫封进入液硫池。自三级硫冷凝器的过程气进入尾气扑集器，在尾气扑集器中扑集下来的过程气中夹带的液硫也通过硫封进入液硫池。过程气(尾气)离开尾气扑集器后进入尾气处理部分。

通过硫冷凝器（一、二、三级硫冷凝器为一体设备）的过程气所释放的热量用来产

生低压蒸汽，产生的低压蒸汽用于装置内部加热及伴热。

（2）尾气处理部分

来自制硫部分的尾气首先经尾气加热器由余热锅炉产生的中压蒸汽加热，再经尾气电加热器加热后与氢气混合，然后进入加氢反应器，反应器内装填的催化剂是特殊的加氢/水解催化剂，在加氢还原反应器中，SO_2、COS、CS_2及元素硫等均被转化为 H_2S。从加氢反应器出来的高温尾气经加氢反应器出口冷却器回收热量（发生低低压蒸汽）后进入急冷塔冷却。尾气在急冷过程产生的酸性水送至酸性水汽提装置处理。尾气离开急冷塔顶后进入到吸收塔底部，其中的 H_2S 气体被 MDEA 溶液（贫液）吸收，吸收了酸性气体的富溶剂送入再生塔，再生塔所需热量由再生塔底重沸器提供。再生塔顶酸性气经再生塔顶空冷器冷却后，进入再生塔顶回流罐，凝液作为回流返回再生塔，酸性气体循环返回到制硫部分。

（3）尾气焚烧部分

来自吸收塔顶的尾气进入尾气焚烧炉中与燃料气和过量空气混合，经过高温（650℃左右）充分燃烧后，尾气中的硫化物转化成二氧化硫。高温烟气经中压蒸汽过热器及焚烧炉余热锅炉后温度降至约 300℃，最后经过烟囱排入大气。中压蒸汽过热器通过回收尾气焚烧炉的废热来过热中压蒸汽。

硫磺回收单元工艺流程见图 4.6-4。

柴油加氢装置原料油所含硫份大部分经加氢还原成硫化氢，其余未反应部分由成品油料带出；硫化氢经低分气、酸性气以及含硫污水带出，低分气经循环氢脱硫、含硫污水经酸性水汽提后与酸性气合并进入硫磺回收单元（即硫份除进入产品外其余均进入硫磺回收单元），生成硫磺产品，其余尾气经焚烧后排放。

由于安庆分公司柴油加氢装置原料油均为自产，硫份出厂的形式不外乎成品油品、硫磺产品、硫磺尾气三种。故柴油原料中硫份总含量改造前后保持一致，经一系列转变后出厂的总量也应该保持一致。因本项目的建设导致出厂油品中硫份含量降低，则进入硫磺回收单元的硫份相应增加，从而导致硫磺产品及尾气也有所增加。

因航煤加氢装置的扩能改造，全厂硫平衡变化情况见图 4.6-5。

本次航煤加氢装置改造前，柴油加氢装置柴油产品 2187242.4t/a，产品硫含量 10ppm，即产品带出硫 76.6t/a；本次航煤加氢装置改造后柴油产品 2165000t/a，产品硫含量 10ppm，即产品带出硫 21.65t/a；

改造前后由产品带出厂区的硫含量减少 54.95t/a，其余硫份经不同途径最终均由硫

磺回收单元出厂。硫磺回收单元所进物料硫含量增加 54.95t/a，回收效率可达到 99.9%，即硫磺产品含量增加 54.9t/a，硫磺尾气增加 0.05t/a。

4.5.6 柴油加氢装置污染物排放情况

4.5.6.1柴油加氢装置废气污染物排放情况

本次项目扩能改造后不改变现有柴油加氢装置设备及工艺流程，仅柴油加氢装置产量降低 20 万吨/年。

（1）加热炉燃料气燃烧烟气

现有柴油加氢装置废气污染物排放主要为加热炉和分馏塔重沸器炉燃料气燃烧时产生的燃料烟气。加热炉燃烧烟气由 60m 高烟囱排放。扩能改造前柴油加氢装置燃料气使用量为 8983t/a(1056.7 万 Nm^3/a)，扩能改造后柴油加氢装置燃料气使用量为 7725.4t/a(908.8 万 Nm^3/a)。

根据前文，扩能改造前航煤加氢装置燃料气使用量为 2041.2t/a(240.1 万 Nm^3/a)，扩能改造后航煤加氢装置燃料气使用量为 2478t/a(291.5 万 Nm^3/a)。由此本次改造后燃料气使用量减少 96.5 万 m^3/a。

根据《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）核算方法选取的优先次序，SO_2 优先采用物料衡算法，氮氧化物和颗粒物优先采用 1.类比法和 2.产污系数法。项目加热炉燃料燃烧废气污染源强核算采用《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）中计算方法，其中，SO_2 采用物料衡算法核算，颗粒物、NOx 和 NMHC 采用产污系数法，并于现状装置实际运行排放浓度对比。工艺废气非甲烷总烃采用产污系数法。具体核算过程如下：

①二氧化硫产生量

项目加热炉采用厂区管道燃料气作为燃料，根据公司对燃料气成分检测可知，2023 年 2 月-2024 年 2 月检测数据：燃料气最大含硫量 78.6mg/m^3；扩能改造前柴油加氢装置燃料气使用量为 8983t/a(1056.7 万 Nm^3/a)，扩能改造后柴油加氢装置燃料气使用量为 7725.4t/a(908.8 万 Nm^3/a)。

扩能改造前柴油加氢装置燃料气燃烧废气 SO_2 产生量：

$$E_{SO_2}=1056.7\times10000m^3/a\times78.6mg/m^3\div32.06\times64.06\div1000000=1.660t/a$$

扩能改造后柴油加氢装置燃料气燃烧废气 SO_2 产生量：

$$E_{SO_2}=908.8\times10000m^3/a\times78.6mg/m^3\div32.06\times64.06\div1000000=1.427t/a$$

②氮氧化物产生量

航煤加氢装置扩能改造项目加热炉炉内安装低氮燃烧器，烟气中 NOx 排放量核算公式和参数取值如下：

$$D_{NOx} = \alpha \times Q \times \left(1 - \frac{\eta}{100}\right) \times 10^{-3}$$

式中：D_{NOx}—核算时段内 NOx 的排放量，t；

α—NOx 产污系数，kg/$10^4$$m^3$ 燃料，根据《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）附录 B 表 B.1，取 18.7；

Q—核算时段内燃料消耗量，m^3；

η—去除效率，%（低氮燃烧效率 50%）。

扩能改造前柴油加氢装置燃料气使用量为 8983t/a(1056.7 万 Nm^3/a)，扩能改造后柴油加氢装置燃料气使用量为 7725.4t/a(908.8 万 Nm^3/a)。根据以上计算得，扩能改造前柴油加氢装置燃料气燃烧废气 NOx 排放量 9.880t/a，扩能改造后柴油加氢装置燃料气燃烧废气 NOx 排放量 8.497t/a。

③颗粒物排放量核算

加热炉烟气中烟尘排放量核算公式和参数取值如下：

$$D_{NMHC} = \alpha \times Q \times \left(1 - \frac{\eta}{100}\right) \times 10^{-3}$$

式中：$D_{烟尘}$—核算时段内烟尘的排放量，t；

α—烟尘产污系数，kg/$10^4$$m^3$ 燃料，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2511 原油加工及石油制品制造行业-加热炉燃料气）取值（取 1.24）；

Q—核算时段内燃料消耗量，m^3；

η—去除效率，%（取 0）。

扩能改造前柴油加氢装置燃料气使用量为 8983t/a(1056.7 万 Nm^3/a)，扩能改造后柴油加氢装置燃料气使用量为 7725.4t/a(908.8 万 Nm^3/a)。根据以上计算得，扩能改造前柴油加氢装置燃料气燃烧废气颗粒物产生量 1.310t/a，扩能改造后柴油加氢装置燃料气燃烧废气颗粒物产生量 1.127t/a。

④NMHC 排放量核算

加热炉烟气中 NMHC 排放量核算公式和参数取值如下：

$$D_{NMHC} = \alpha \times Q \times \left(1 - \frac{\eta}{100}\right) \times 10^{-3}$$

式中：DNMHC—核算时段内 NMHC 的排放量，t；

α—NMHC 产污系数，kg/10^4m^3 燃料，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2511 原油加工及石油制品制造行业-加热炉燃料气）取值（取 1.38）；

Q—核算时段内燃料消耗量，m^3；

η—去除效率，%（取 0）。

扩能改造前柴油加氢装置燃料气使用量为 8983t/a(1056.7 万 Nm^3/a)，扩能改造后柴油加氢装置燃料气使用量为 7725.4t/a(908.8 万 Nm^3/a)。根据以上计算得，扩能改造前柴油加氢装置燃料气燃烧废气非甲烷总烃产生量 1.458t/a，扩能改造后柴油加氢装置燃料气燃烧废气颗粒物非甲烷总烃产生量 1.254t/a。

（2）柴油加氢尾气和含硫废气

本次技改扩能不对柴油加氢装置进行改造，柴油加氢装置仅原料降低。柴油加氢装置柴油加氢工艺尾气（主要含氢气，其他组分有硫化氢、氨、烃类物质）采用 MDEA 为脱硫溶剂的醇胺法工艺进行脱硫，脱硫后的尾气排至 PSA 氢提浓装置（氢气回收系统），富胺液进入溶剂再生（Ⅳ）装置，再生出来的富含硫化氢的酸性气作为原料送往下游硫磺回收装置，硫磺回收装置硫回收率为 99.8%。PSA 氢提浓装置提纯后的氢气回用于氢气管网。PSA 氢提浓装置尾气（主要为烃类物质）再送去燃料气管网。

根据物料平衡，本次扩能改造前柴油加氢尾气带出硫量为 456.563kg（3835.129t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量 7.670t/a，折算成尾气焚烧后外排的最终 SO2 量为 15.330t/a。本次扩能改造后柴油加氢尾气带出硫量为 418.93kg/h（3519.011t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量 7.038t/a，折算成尾气焚烧后外排的最终 SO2 量为 14.067t/a。

汽提塔、分馏塔分出的酸性气主要含硫化氢、氨、烃类物质，首先进入轻烃回收单元，酸性气经加压后用石脑油经吸收、解析，回收 C3/C4 液化气组份。轻烃回收单元尾气再进入进入脱硫、脱硫醇装置，气体脱硫化氢采用通用的醇胺法（MDEA）脱硫技术，脱硫醇采用纤维膜接触碱液抽提氧化技术，脱硫后的干气中 H_2S≤50ppm，送入燃料气管网作为燃料气使用。富胺液进入溶剂再生（Ⅳ）装置，再生出来的富含硫化氢的酸性气作为原料送往下游硫磺回收装置。

根据物料平衡，本次扩能改造前汽提塔、分馏塔分出的酸性气带出硫量为368.651kg/h（3096.669t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量 6.193t/a，折算成尾气焚烧后外排的最终 SO_2 量为 12.378t/a。本次扩能改造后汽提塔、分馏塔分出的酸性气带出硫量为 338.4kg/h（2842.56t/a），经硫磺回收装置处理后最终排入大气中的硫量 5.685t/a，折算成尾气焚烧后外排的最终 SO_2 量为 11.363t/a。

项目建设 3 套硫磺回收装置，Ⅰ、Ⅱ硫磺回收 4×10^4t/a，Ⅲ硫磺回收 10×10^4t/a，本次本次扩能改造前后航煤加氢加氢装置航煤加氢循环氢尾气和柴油加氢循环氢尾气带出硫量变化情况对硫磺回收装置产能波动影响不足 0.2%，对中国石油化工股份有限公司安庆分公司硫磺回收装置影响较小。

本次扩能改造前后柴油加氢循环氢尾气带出的少量氮主要以氨形式存在，后续燃烧处理后形成氮气，本次环评不在考虑氮氧化物排放。

（3）发油站装卸油气

本项目扩能改造后柴油产能由 139.24 万吨降低至 119.52 万吨。其中 70 万柴油煤走水运保持不变，20 万吨柴油铁路运输保持不变，公路运输柴油由 50 万吨降低至 30 万吨。

本次项目不对现有柴油加氢装置进行改造，柴油加氢装置仅产能降低，柴油发油站均依托现有，柴油发油站废气均无组织排放。

根据《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中公式计算装载过程挥发性有机物产生量。

挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量采用式下核算。

$$D_{产生量}=\frac{L_L\times Q}{1000}$$

式中：D 产生量—核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

L_L—挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m^3；

Q—核算时段内物料装载量，m^3/a。

采用公路和铁路装载挥发性有机液体、船舶装载除汽油和原油以外的挥发性有机液体时，装载过程排放系数 L_L 采用下式计算。

$$L_L=1.20\times10^{-4}\times\frac{S\times P_T\times M_{vap}}{273.15+T}$$

式中:S—饱和系数，无量纲，一般取 0.6，船舶装载汽油和原油以外的油品时取 0.5；

P_T—温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa;

M_{vap}—油气分子量，g/mol；

T—物料装载温度，℃。

最后根据油气回收设施处理效率确定挥发性有机物排放量，扩能改造前后采用船舶、公路、铁路装载航煤污染物排放量计算如下。

表 4.5.6-1 船舶装载柴油装载过程挥发性有机物排放量

物料名称	扩能改造前	扩能改造后
	柴油	柴油
装载物料的真实蒸气压 P_T(帕)	1105	1105
装载温度℃	30	30
物料密度（t/m³）	0.86	0.86
物料气相分子量(g/mol)	130	130
操作方式	底部/液下装载	底部/液下装载
饱和因子(s)	0.5	0.5
装载损耗排放因子(L_L)（kg/m³）	0.072	0.072
年周转量（t/a）	700000	70000
年周转量 m³/a	602000	602000
挥发性有机物产生量	17.115	17.115
有机气体控制设施年回收量（t/a）	/	/
有机气体控制设施总效率%	/	/
VOCs 排放量(t/a)	17.115	17.115

表 4.5.6-2 铁路装载柴油过程挥发性有机物排放量

物料名称	扩能改造前	扩能改造后
	柴油	柴油
装载物料的真实蒸气压 P_T(帕)	1105	1105
装载温度℃	30	30
物料密度（t/m³）	0.784	0.784
物料气相分子量(g/mol)	130	130
操作方式	底部/液下装载	底部/液下装载
饱和因子(s)	0.6	0.6
装载损耗排放因子(L_L)（kg/m³）	0.034	0.034
年周转量（t/a）	200000	200000
年周转量 m3/a	172000	172000
挥发性有机物产生量	5.926	5.926
有机气体控制设施年回收量（t/a）	/	/
有机气体控制设施总效率%	/	/
VOCs 排放量(t/a)	5.926	5.926

表 4.5.6-3 公路装载柴油过程挥发性有机物排放量

物料名称	扩能改造前	扩能改造后
	柴油	柴油
装载物料的真实蒸气压 P_T(帕)	1105	1105

装载温度℃	30	30
物料密度（t/m³）	0.784	0.784
物料气相分子量(g/mol)	130	130
操作方式	底部/液下装载	底部/液下装载
饱和因子(s)	0.6	0.6
装载损耗排放因子(L_L)（kg/m³）	0.034	0.034
年周转量（t/a）	500000	300000
年周转量 m3/a	430000	258000
挥发性有机物产生量	14.62	43.878
有机气体控制设施年回收量（t/a）	/	/
有机气体控制设施总效率%	/	/
VOCs 排放量(t/a)	14.62	8.772

（4）装置无组织废气

航煤加氢装置无组织排放废气主要包括装置阀门、法兰等处无组织泄漏的物料。根据《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018），新(改、扩)建工程的生产装置及设施，挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物采用下式计算。

$$D_{设备}=\alpha\times\sum_{i=1}^{n}\left(e_{TOC,i}\times\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}\times t_i\right)$$

式中：$D_{设备}$—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本项目均为压力管道，正常情况下不会发生泄漏，密封点泄漏率参照《石油化工设备完好标准》（SHS01001-2004）11.5 章节无泄漏装置（区）标准，泄漏率取 0.5‰；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，可参考附录 B.3 进行统计；

$e_{TOC,i}$—密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000μmol/mol)，kg/h，取值参见下表；

$WF_{VOCs,i}$—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{TOC,i}$—流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)的设计平均质量分数，%；

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h。

本次航煤加氢装置扩能改造前后航煤加氢装置动静密封点数量无明显变化。航煤加氢装置扩能改造前后航煤加氢装置动静密封点数量保持不变。由此航煤加氢装置各动静密封点排放量计算如下：

表表 4.5.6-4　航煤加氢装置动静密封点数量及参数表

序号	设备类型	扩能改造前动静密封点数量，个	扩能改造后动静密封点数量，个	介质状态	排放速率 eTOC，i，kg/h	α	航煤加氢装置各动静密封点排放速率 kg/h	航煤加氢装置各动静密封点排放速率 kg/h
1	阀门	3136	3136	有机液体	0.064	0.5‰	0.100352	0.100352
2	泵	42	42	有机液体	0.074	0.5‰	0.001554	0.001554
3	压缩机	6	6	有机液体	0.073	0.5‰	0.000219	0.000219
4	泄压设备	12	12	有机液体	0.073	0.5‰	0.000438	0.000438
5	法兰	4012	4012	有机液体	0.085	0.5‰	0.17051	0.17051
6	连接件	150	150	有机液体	0.028	0.5‰	0.0021	0.0021
7	开口阀或开口管线	0	0	有机液体	0.03	/	0	0
合计							0.275kg/h，2.31t/.a	0.275kg/h，2.31t/.a

⑤储罐呼吸废气

本项目罐区无组织排放的废气是非甲烷总烃。项目扩能改造前后柴油储罐设置情况保持不变。项目设置 6 个固定顶罐。参照《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）和《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》进行核算，计算过程具体如下：

柴油储罐为固定顶罐，固定顶罐的 VOCs 无组织排放主要来自于静置储存过程中蒸发损失和收发物料过程中产生的工作损失。固定顶罐的总损耗是静置损耗与工作损耗的总和：

$$L_T=L_S+L_W$$

式中：

L_T 总损失，lb/a；

L_S 静置储藏损失，lb/a；

L_W 工作损失，lb/a。

项目扩能改造前后各航煤储罐常压挥发性有机液体储罐挥发性有机物产生量计算如下：

表 4.5.6-5　柴油储罐呼吸废气量

储罐参数							静置损失（t/y）		工作损耗				排放量(t/y)	
储罐编号		存储介质	平均储存温度，℃	容积(m3)	直径（m）	高度（m）	（t/y）		周转量（t）		工作损失(t/y)			
							改造前	改造后	改造前	改造后	改造前	改造后	改造前	改造后
十七罐区（北山罐区）	1701	柴油	30	20000	37	20.1	2.212	2.212	210000	180000	1.374	1.195	3.586	3.407
	1702	柴油	30	20000	37	20.1	2.212	2.212	210000	180000	1.374	1.195	3.586	3.407
	1703	柴油	30	20000	37	20.1	2.212	2.212	210000	180000	1.374	1.195	3.586	3.407
	1704	柴油	30	20000	37	20.1	2.212	2.212	210000	180000	1.374	1.195	3.586	3.407
	1705	柴油	30	20000	37	20.1	2.212	2.212	210000	180000	1.374	1.195	3.586	3.407
	1706	柴油	30	20000	37	20.1	2.212	2.212	210000	180000	1.374	1.195	3.586	3.407
合计													21.516	20.442

本项目废气源强及排放情况详见表所示。

表 4.5.6-6 扩能改造前后柴油加氢装置燃料气加热炉废气产生排放情况一览表

排气筒编号	污染源名称	排气量 m^3/h	污染物名称	产生情况			排放源参数			已采取的处理措施	处理效率	排放情况			排放时间	排放形式
				mg/m^3	kg/h	t/a	高度(m)	直径(m)	温度(℃)			mg/m^3	kg/h	t/a		
DA001	技改扩能后加热炉烟气	17800	SO_2	11.102	0.198	1.66	37	1	50	低氮燃烧	/	11.102	0.198	1.660	8400h/a	连续排放
			NO_x	66.078	1.176	9.88					产生量减少50%	66.078	1.176	9.880		
			颗粒物	8.761	0.156	1.31					/	8.761	0.156	1.310		
			非甲烷总烃	9.751	0.174	1.458					/	9.751	0.174	1.458		
DA001	技改扩能前加热炉烟气	15300	SO_2	11.103	0.170	1.427	37	1.1	50	低氮燃烧	/	11.103	0.170	1.427	8400h/a	连续排放
			NO_x	65.974	1.009	8.479					产生量减少50%	65.974	1.009	8.479		
			颗粒物	8.769	0.134	1.127					/	8.769	0.134	1.127		
			非甲烷总烃	9.757	0.149	1.254					/	9.757	0.149	1.254		
本次航煤加氢装置技改后柴油加氢装置加热炉烟气均能有所降低。																

表 4.5.6-7 项目技改扩能前后柴油加氢装置废气排放变化情况

废气	污染物名称	技改扩能前柴油加氢污染物排放量	技改扩能后柴油加氢污染物排放量	变化量
有组织	SO_2	1.66	1.427	-0.233
	NO_x	9.88	8.479	-1.401
	颗粒物	1.31	1.127	-0.183
	非甲烷总烃	1.458	1.254	-0.204
无组织	非甲烷总烃	65.545	58.668	-6.877

表 4.5.6-8 项目技改扩能前后全厂航煤加氢和柴油加氢废气排放变化情况

废气	污染物名称	技改扩能前航煤加氢污染物排放量	技改扩能前柴油加氢污染物排放量	技改扩能后航煤加氢污染物排放量	技改扩能后柴油加氢污染物排放量	变化量
有组织	SO_2	0.388	1.66	0.458	1.427	-0.163
	NOx	2.245	9.88	2.726	8.479	-0.92
	颗粒物	0.297	1.31	0.361	1.127	-0.119
	非甲烷总烃	1.514	1.458	2.015	1.254	0.297
无组织	非甲烷总烃	18.709	65.545	19.592	58.668	-5.994

综上分析可知，项目技改扩能前后全厂污染物排放量未增加，颗粒物、SO_2、NOx排放量均有所降低，项目非甲烷总烃整体排放量降低了6.019t/a，有组织排放减少了0.025t/a，无组织排放降低了5.994t/a。

4.5.6.2 柴油加氢装置废水污染源

本次项目依托现有场地、未新增劳动定员，因此初期雨水、生活污水等均未增加；

柴油加氢装置保持工艺不变，废水污染物种类和处理工艺不发生变化，柴油加氢装置产量减少约 20 万吨。柴油加氢装置各类废水污染物的产生量同步减少，柴油加氢装置含硫污水直接进入污水汽提装置预处理再和机泵冷却废水和设备清洗废水（含油污水）一并进入含油污水处理系统处理达标后回用。循环系统排污水（含盐废水）依托含盐污水处理系统处理后外排。本项目建成前后废水源强及排放见下表。

表 4.5.6-9 项目技改扩能前柴油加氢装置废水排放情况一览表

污染源名称		废水量 m^3/a	污染物名称	产生情况		拟采取的方式	排放情况		排放方式及去向
				mg/l	t/a		mg/l	t/a	
含油污水	机泵冷却及设备清洗废水	15960	COD	250	3.99	去含油污水系统（与含硫水合并后 48316.8t/a）	COD:60mg/l；氨氮：8mg/l；石油：3mg/l	COD：2.899t/a；氨氮：0.387t/a；石油类：0.145t/a	处理达标后回用
			氨氮	50	0.798				
			石油	200	3.192				
含硫污水	含硫污水	32356.8	硫化物	5000	161.784	去污水汽提装置，在进入进含油污水处理系统	/	/	/
			氨氮	500	16.1784		/	/	/
含盐废水	循环系统排污水	11642.28	盐分	1000	11642.28	去循环系统排污水回用处理设施，25%浓水送污水厂处理外排。	/	/	监控合格全部外排

表 4.5.6-10 项目技改扩能后柴油加氢装置废水排放情况一览表

污染源名称		废水量 m^3/a	污染物名称	产生情况		拟采取的方式	排放情况		排放方式及去向
				mg/l	t/a		mg/l	t/a	
含油污水	机泵冷却及设备清洗废水	14044.8	COD	250	3.5112	去含油污水系统（与含硫水合并后 43192.8t/a）	COD:60mg/l；氨氮：8mg/l；石油：	COD：2.592t/a；氨氮：0.346t/a；石油类：	处理达标后回用
			氨氮	50	0.70224				
			石油	200	2.80				

					896		3mg/l	0.130t/a	
含硫污水	含硫污水	29148	硫化物	5000	145.74	去污水汽提装置，在进入进含油污水处理系统	/	/	/
			氨氮	500	14.574		/	/	/
含盐废水	循环系统排污水	9735.6	盐分	1000	9.7356	去含盐污水系统	/	/	监控合格全部外排

本次项目技改扩能前后柴油加氢装置循环系统排污水（含盐污水）依托含盐污水处理系统处理后外排。循环系统排污水（含盐污水）由 11642.28t/a 降低至 9735.6t/a，航煤加氢装置循环系统排污水（含盐污水）减少了 1906.68t/a。

根据前文，本次项目技改扩能前后航煤加氢装置循环系统排污水（含盐污水）增加了 974.6t/a。由此本次项目技改扩能前后煤加氢装置和柴油加氢装置循环系统排污水（含盐污水）排放量减少了 932.08t/a。

4.5.6.3 柴油加氢装置噪声污染源

本项目不对柴油加氢装置进行改造，本次改扩建前后柴油加氢装置噪声污染源保持不变。

4.5.6.4 柴油加氢装置固废

本项目不对柴油加氢装置进行改造，柴油加氢装置固体废弃物主要为加氢反应器定期排放的废催化剂、废保护剂、废瓷球。项目固废产生及排放情况见下表所示。

表3.6-11 固废源强及排放汇总表

序号	固体废物名称	危险废物类别	危险废物代码	技改扩能前产生量	技改扩能后产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废催化剂	HW50	251-016-50	303.9t/6a	303.9t/6a	生产过程	固体	沾染油渣、Mo、Ni等物质	油渣、Mo、Ni	6a更换一次	T	防漏袋装载，暂存，委托相应资质公司处置，不超过1年
2	废保护剂	HW50	251-016-50	17.9t/3a	17.9t/3a	生产过程	固体	沾染油渣、Mo、Ni等物质	油渣、Mo、Ni	3a更换一次	T	
3	废瓷球S_3	HW08	251-012-08	25t/3a	25t/3a	生产过程	固体	沾染油渣	油渣	3a更换一次	T	
4	废滤网（含滤渣）	HW08	251-011-08	10.375t/a	10.375t/a	生产过程	固体	沾染油渣	油渣	3个月处理一次	T	
由于本项目不对柴油加氢装置进行改造，柴油加氢装置废催化剂、废保护剂、废瓷球更换频率保持不变，因此技改扩能前后柴油加氢固废源强保持不变。												

4.6 项目航煤加氢装置扩能改造前后涉及的污染物变化情况

4.6.1 航煤加氢扩能改造前后涉及的废气污染物变化情况

根据前文分析，项目技改扩能前后全厂航煤加氢和柴油加氢废气排放变化情况如下表。

表 4.6.1-1 项目技改扩能前后全厂航煤加氢和柴油加氢废气排放变化情况

废气	污染物名称	技改扩能前航煤加氢污染物排放量	技改扩能前柴油加氢污染物排放量	技改扩能后航煤加氢污染物排放量	技改扩能后柴油加氢污染物排放量	变化量
有组织	SO_2	0.388	1.66	0.458	1.427	-0.163
	NOx	2.245	9.88	2.726	8.479	-0.92
	颗粒物	0.297	1.31	0.361	1.127	-0.119
	非甲烷总烃	1.514	1.458	1.693	1.254	-0.025
无组织	非甲烷总烃	18.709	65.545	19.592	58.668	-5.994

综上分析可知，项目技改扩能前后全厂污染物排放量未增加，颗粒物、SO_2、NOx 排放量均有所降低，项目非甲烷总烃整体排放量降低了 6.019t/a，有组织排放减少了 0.025t/a，无组织排放降低了 5.994t/a。

4.6.2 航煤加氢扩能改造前后涉及的废水污染物变化情况

本次项目依托现有场地、未新增劳动定员，因此初期雨水、生活污水等均未增加。

航煤加氢装置生产工艺基本保持不变，废水污染物种类和处理工艺不发生变化，航煤加氢装置产能增加，项目废水污染物产生量同步增加，项目新增加的废水主要为航煤加氢装置冷高分罐含硫污水、机泵冷却废水和设备清洗废水以及循环系统排污水。其中含硫污水直接进入污水汽提装置预处理再和机泵冷却废水和设备清洗废水一并进入含油污水处理系统处理达标后回用，循环系统排污水（含盐污水）依托现有含盐污水处理系统处理后外排。

柴油加氢装置保持工艺不变，废水污染物种类和处理工艺不发生变化，柴油加氢装置产量减少约 20 万吨。柴油加氢装置各类废水污染物的产生量同步减少，柴油加氢装置含硫污水直接进入污水汽提装置预处理再和机泵冷却废水和设备清洗废水（含油污水）一并进入含油污水处理系统处理达标后回用。循环系统排污水（含盐废水）依托含盐污水处理系统处理后外排。

根据前文，本次项目技改扩能前后柴油加氢装置和航煤加氢装置循环系统排污水（含盐污水）均依托现有含盐污水处理系统处理后外排。本次项目技改扩能后航煤加氢

装置循环系统排污水（含盐污水）增加了 974.6t/a，柴油加氢装置装置循环系统排污水（含盐污水）减少了 1906.68t/a。由此本次项目技改扩能前后煤加氢装置和柴油加氢装置循环系统排污水（含盐污水）排放量减少了 932.08t/a，即项目，外排废水量略微减少。

4.6.3 航煤加氢扩能改造前后涉及的噪声变化情况

本项目扩能改造后航煤加氢装置噪声源变化不大，主要是加热炉、空冷器、压缩机等更换的设备功率加强，产生的噪声源略微增加，项目航煤加氢位于厂区中部，距离最近的厂界约 380m，经衰减后航煤加氢扩能改造前后噪声对外环境的均较小。

本项目不对柴油加氢装置进行改造，本次改扩建前后柴油加氢装置噪声污染源保持不变。

4.6.4 航煤加氢扩能改造前后涉及的固废变化情况

本项目不对航煤加氢装置加氢反应器、脱硫罐、过滤器等进行改造，扩能改造前后煤加氢装置加氢反应器中的催化剂、保护剂、瓷球，脱硫罐中的脱硫剂，过滤器中的滤网一次填装量均保持不变，扩能改造前后催化剂、保护剂、瓷球、脱硫剂、滤网更换频率保持不变，因此技改扩能前后航煤加氢装置固废源强保持不变。

本项目不对柴油加氢装置进行改造，扩能改造前后柴油加氢装置加氢反应器中的催化剂、保护剂、瓷球，过滤器中的滤网一次填装量均保持不变，扩能改造前后催化剂、保护剂、瓷球、滤网更换频率保持不变，因此技改扩能前后柴油加氢装置固废源强保持不变。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查

5.1.1 地理位置

安庆市位于安徽省西南部，长江下游北岸，皖河入江处，西接湖北，南邻江西，西北靠大别山主峰，东南倚黄山余脉，介于北纬 29°47′~31°16′和东经 115°45′~117°44′之间。全市现辖怀宁、桐城、望江、太湖、岳西、宿松、潜山 7 县（市）及迎江、大观、宜秀三区，全市总面积 13589.99 平方公里。

中石化安庆分公司位于安徽省安庆市大观区安庆石化化工业区内，地处北纬 30°55′，东经 117°02′，生产装置距离长江 2.46 公里。

扩能改造项目在中石化安庆分公司现有厂区现有航煤加氢装置区，具体位置见项目地理位置图。

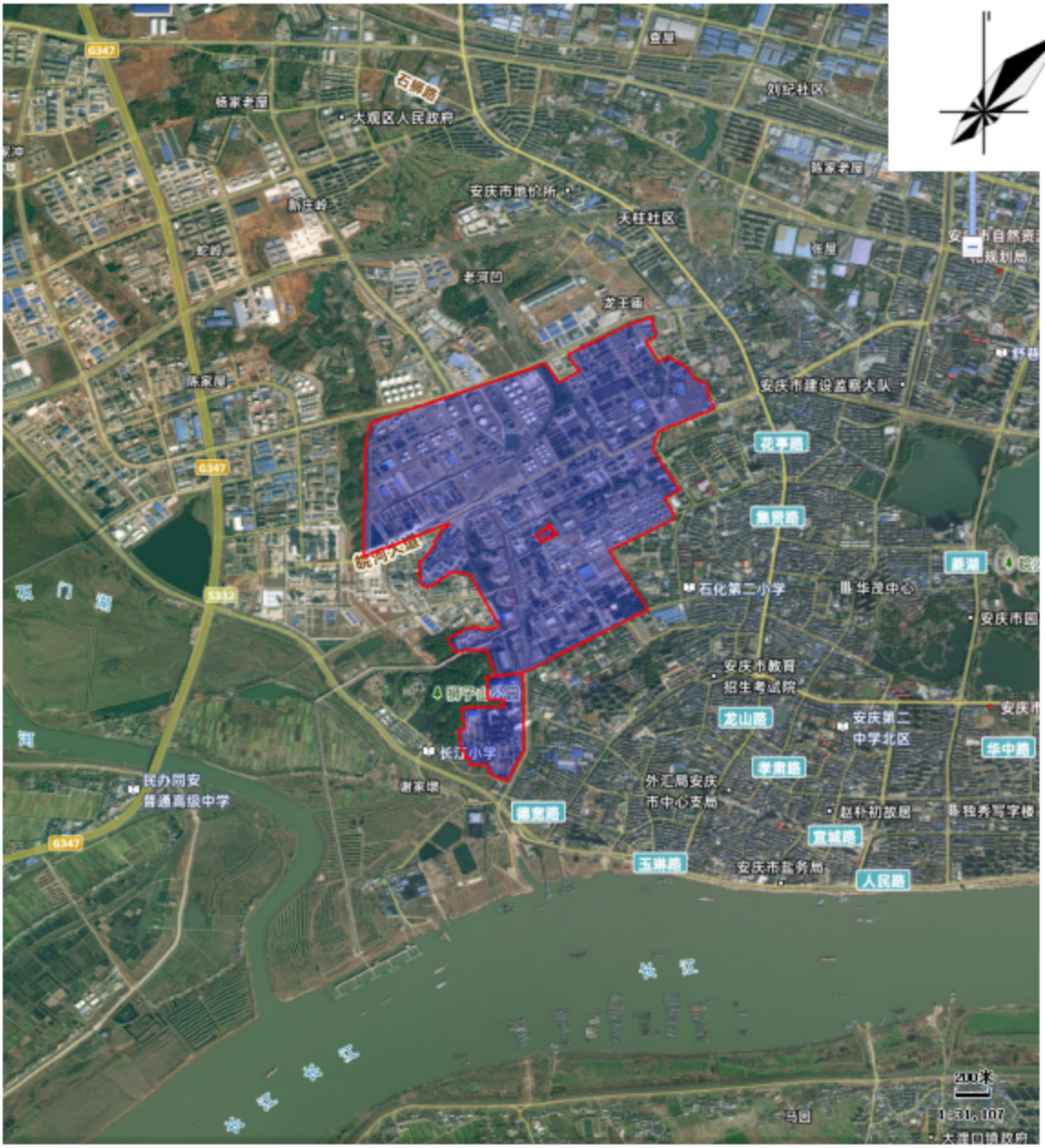


图 5.1-1 项目地理位置图

5.1.2 地形、地貌、地质

安庆地貌多样，襟江带淮，山地、丘陵、河湖面积约各占三分之一。大别山逶迤于西北，长江环绕于东南，两者之间为丘陵岗地。平原主要位于沿江、沿湖，多由河流冲积或湖滩淤积形成，其间水网交织，土地肥沃，十分适宜农作物种植。

地层属扬子地层安庆地层小区。地质基层为中生带白垩系浦口沙砾岩。北部和西北部九里十八湾地区属大别山皖山余脉，属新生界下更新流安庆组地层，岩性为陆相冲积型砾石层夹砂层。

5.1.3 气候气象

安庆市为亚热带季风气候分区，四季分明，雨量充沛，气候温和，无霜期长。年平均降水量为 1389mm，年平均蒸发量为 1609.4mm，蒸发量略大于降水量。年平均气温 16.5℃，极端最高气温 40.2℃，极端最低气温-12.5℃，最大冻土深度 13cm。年平均相对湿度 77%，无霜期达 245 天，日照 1916 小时。本区常年主导风向为东北风，占全年的 52%，其次为西南风，约占全年的 24%，静风频率占 15%。年平均风速 2.9 米/秒，最大风速 20 米/秒。其主要气象参数为：

年平均气温 16.5℃

极端最低温度-12.5℃

极端最高温度 40.2℃

最高月平均气温 32℃(7 月)

最低月平均气温 3.2℃(1 月)

年平均湿度 77%

最热月平均相对湿度 79.9%

最冷月平均相对湿度 74.6%

年平均气压 101100Pa

夏季平均气压 99930Pa

冬季平均气压 102080Pa

年主导风向东北风

冬季主导风向东北风(12、1、2 月)

夏季主导风向 6、8 月东北风，7 月西南风

夏季平均风速 2.8m/s

冬季平均风速 3.6m/s

夏季最大风速 18m/s

冬季最大风速 20m/s

年平均风速 2.9m/s

静风频率 15%

年平均降雨量 1389mm

年最大降雨量 2294.2mm

日最大降雨量 262.3mm

小时最大降雨量 100.8mm

最大积雪深度 310mm

裹冰厚度（导线）5mm

雪荷载 0.4KN/m^2

年平均蒸发量 1609.4mm

最大冻土深度 130mm

无霜期 245 天

日照时数 1916 小时/年

5.1.4 区域水文水系

（1）地表水

长江安庆段长约 40km，江岸平直，水面宽阔，平水期江面平均宽度约 2000 米，全断面平均水深 14m。多年平均流量约 2.8 万 m^3/s，流速为 0.7m/s。历年最大流量约 9 万 m^3/s 左右。多年平均水位 10.16m，历年最高水位 18.94m，最低水位 3.56m。最高水温 35.1℃，最低水温 1.1℃。长江为安庆市区居民用水和工业用水主要来源，水质状况良好。

境内水面辽阔，湖塘棋布，湖泊水面 11 万亩。包括石门湖，皖河等。地面径流自西北向东南，全部汇入安庆市郊菱湖、大湖等内湖水系，最终进入长江。其中，石门湖位于安庆市宜秀区东北隅，安庆市西北郊，湖面面积为 18.7 平方公里。以狮子口大桥将其分成上下两个湖区。石门湖有两处与皖河相通，一是在张家港入皖河然后进长江。由于石门湖上游水源较小，且无径流调节，湖水全由长江水倒灌形成。另外，湖区地形平坦，湖底平均标高约 8-9 米，相对高差大多在 1-2 米，又与长江相通，长江岸边流速也在 1m/s 以上，因此，石门湖内基本没有流速，湖水随长江水位变化而变化。当长江水位低于湖底标高时，仅在航道内有水，其它地方均变成滩地。据调查这种情况全年约有四个月左右。小阳河全长仅有二公里左右，名曰河实为石门湖的另一皖河通道。由于河底高程较小，所以基本上常年有水，水量也受长江水位控制。

石门湖和小阳河入皖河处均在皖河的下游。皖河源于潜山县境内，由于水量较小，因此，河水流速很小。在皖河入江口流速小于 0.01m/s。皖河下游与长江相通，小阳河连通石门湖和皖河，因此皖河下游是石门湖水运航道的出入口。

（2）地下水

区内地下水富水程度低，大别山区为深变质岩和侵入岩类裂隙水，由元古界片麻岩

（夹少量大理岩）以及各期花岗岩、闪长岩、石英岩等组成，风化壳厚约 50m。以潜水为主，富水程度弱。其中大理岩相对较好，一般泉流量为 0.36～3.6t/s，单井出水量小于 5t/h。江北丘陵和江南安庆贵池的低山为碳酸盐类裂隙岩溶水，主要由震旦亚界、寒武～奥陶系、石炭一二迭系和中下三迭统灰岩、白云岩组成。江北以地表岩溶为主，江南以溶洞、暗河为主，富水程度极不均一，分属 5～30t/h 和大于 50t/h 两级。江北山前岗地主要为碎屑岩裂隙水，由陆相砂岩、页岩组成，微含裂隙潜水，单井水量小于 1t/h。沿江平原为孔隙水，地下水蕴藏丰富，含水层为河床相砂、砾石层，其富水程度取决于古河床的发育情况，出水量在 5～80t/h 之间，变化较大。



图 5.1-2 安庆市地表水系示意图

5.1.5 土壤概况

安庆地貌丰富多样，总体特征西北部是大别山中低山区，东南部为长江洲圩滩地，中部丘陵起伏，间有低山、湖泊。山区面积占 35.69%，丘陵面积占 33.1%，圩区面积占 20.05%，江湖水面占 10.58%，长江外滩占 0.58%。土壤也呈多样化，分属 6 个土纲、12 个土类、25 个亚类、94 个土属、147 个土种。

5.1.6 矿产资源

全市现有各类矿产资源 70 余种，其中非金属矿藏中肥料、建筑材料、化工原料、美术工艺原料等类储量大，品种全，品质优，为全省之最。在对 1000 多个矿(床)点、矿化点的普查和详查中发现，境内矿种主要有铜、铁、金、银、钼、铅、锌、钴、镍、铀、硫铁矿、石灰石、大理石、花岗石、重晶石、硅灰石、白云石、红柱石、磷、玻璃石英、石墨、瓷土、硅线石、金红石、蓝晶石、透辉石、透闪石、蛇纹石、烟煤、无烟煤、石煤、泥炭、天然气、矿泉水等。探明储量的主要有铜矿、铁矿、铅锌矿、金矿、银矿、钨钼矿、钴矿、煤矿、石煤、磷矿、硫矿、大理石、石灰石。据统计，全市有各类矿产资源 70 余种，其中非金属矿藏中肥料、建筑材料、化工原料、美术工艺原料等种类储量大，品种全，品质优，为全省之最。全市各地均有矿点分布，其中怀宁、枞阳较多。怀宁金属矿、非金属矿、能源矿等均较丰富。

5.1.7 生态环境

安庆市生物种类繁多，动植物资源丰富。目前，林业用地 771.75 万亩，主要分布在岳西、潜山、太湖等县，林业用地都在 100 亩以上。草地面积 452.6 万亩，万亩以上成片草场有 44 处。境内有各类乔木约 1048 种，树种拥有量居安徽省各地市的第二位，针叶树种以松树、杉树为主，阔叶树种约 50 余种，经济林树种主要有 20 多种。被国家列入保护树种有香果树、银杏、五针松、马挂木、金钱松、樟树等。

动物资源种类较多，有陆栖脊椎动物 200 余种，其中两栖类有 8 科 14 种，爬行类有 8 科 24 种，鸟类有 32 科 132 种，兽类有 16 科 30 种；淡水鱼类有 89 种。另外，还有 15 种珍稀动物，其中属于国家一、二类保护的有：梅花鹿、金钱豹、猫头鹰、小灵猫、穿山甲、白冠长尾雉等。

全市共有药用动、植、矿物 1281 种，隶属 269 科。其中，药用植物类有 200 科，1160 种；药用动物类 69 科，102 种；矿物类 12 种；其他类 7 种。常用的药材有 400 多种，年收购量 1500-2500 吨。主要名贵药材有：天麻、茯苓、桔梗、蔓荆子、杜仲、厚朴、辛夷花、延胡孛、枝子、秋石等。

5.1.8 区域水文地质条件

（一）地下水类型与含水层的划分

根据评价区含水层组岩性和垂向分布特征，从垂向上将评价区水文地质单元地下水划分为松散岩类孔隙含水岩组（第一含水层）、“红层”风化带裂隙含水岩组（第一弱透水层）、白垩系砂岩、砾岩隔水岩组（第一隔水层），具体描述如下：

1、第一含水层（第四系松散岩类孔隙含水岩组）

该层主要分布在西部湖漫滩和山前斜坡地，随地形起伏，厚度变化较大，1.0~12m 不等，岩性为第四系粉质粘土、含砾粉质粘土、砂砾石层等，该地区被大量人工填土回填，回填土的厚度 1.5-5.5m，分布于坡角地带的坡积物以粘性土为主，水量较贫乏，单井涌水量 10-100m3/d；分布于湖漫滩的松散堆积物下部常有砂砾石层，厚约 10m，水量丰富，单井涌水量 500-1000m3/d，地下水水力特征为潜水或半承压水；根据《安庆高新区北片工业地块水文地质勘查报告》中 SJ11 孔的抽水、恢复水试验数据计算得出，该层渗透系数 3.30×10-3cm/s；水位标高 15～30m，地下水化学类型为 HCO_3—Ca 或 HCO_3—Ca·Na 型，溶解性总固体 0.5g/L，pH 值 7-8。

2、第一弱透水层（“红层”风化带网状裂隙含水岩组）

该层主要由白垩系全风化-强风化砂岩组成，似层状分布，随地形起伏，厚度变化较大，钻孔揭露厚度 4.0~9.5m，其泥质成分较高，抗风化能力差，裂隙大多被充填，富水性极贫乏，根据现场调查泉井流量得知，该含水岩组单井涌水量<10m3/d，局部地段富水性较好，单井涌水量可达 50～100m3/d，地下水水力特征为潜水或承压水。根据本次注水试验得该层平均渗透系数 3.21×10-4cm/s，地下水化学类型为 HCO_3-Ca·Mg 型或 HCO_3-Ca 型水，溶解性总固体 0.42-0.48g/l，pH 值 7.4。

3、第一隔水层（白垩系砂岩、砾岩隔水岩组）

评价区内广泛分布，主要岩性为白垩系下统宣南组中风化紫红色粉砂岩，根据本次钻探成果，该层组岩石极其完整，裂隙不发育，揭露厚度 1.5-5m，含水极其贫乏，本次确定为相对隔水层组，根据本次采取土样进行室内试验，该层渗透系数为 1.59×10-7cm/s。

（二）各含水层之间的水力联系

1、第一含水层与地表水体

该含水层直接与地表水体直接接触，该层岩性为第四系粉质粘土、含砾粉质粘土、砂砾石等，具有透水性，根据现场调查访问，在枯水期地下水补给地表水体，但在丰水期时，地表水补给地下水，该含水层组地表水水力联系密切。

2、第一弱含水层与地表水体和第一含水层

该含水层局部被松散岩类含水层组覆盖，部分出露出表，直接与地表水接触，枯水期，该含水层组向地表水补给，丰水期，由地表水向该含水层组补给，该含水层组与地表水体联系较密切；其次，该含水层组还接受上部松散岩类含水层组的补给，与第一含水层有一定的水力联系。

（三）补、径、排条件

1、第一含水层

第一含水层的补给来源主要为大气降水补给，其次为地表水入渗，地下水的流向由东北向西南，地下水排泄以蒸发、人工开采和侧向径流为主。

2、第一弱透水层

第一弱透水层的补给来源部分为上部第一含水层组补给，出露地表地段主要接受降水入渗补给，排泄以蒸发和侧向径流为主。

5.2 环境功能区划

扩能改造项目评价范围的各环境要素环境功能区划情况详见下表：

表 5.2-1 项目所在区域环境功能区划

环境要求	环境功能区划及其服务功能
大气	区域大气环境执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二类区，适用于：工业、居住、商业交通居民混合区
地表水	扩能改造项目所在地纳污水体主要为长江，长江执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的Ⅲ类标准。
地下水	《地下水环境质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；适用于集中式饮用水水源及工农业用水
声环境	所在区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的3类声环境标准，适用于：以工业生产为主的功能区域
土壤环境	项目场地土壤环境执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》筛选值第二类用地，适用于：城市建设用地中的工业用地（M）
固体废弃物处理目标	要求达到无害化、减量化、资源化、效益化。

5.3 环境保护目标调查

扩能改造项目用地在中石化安庆分公司现有厂区内，安庆市饮用水源为长江地表水，不利用地下水作为饮用水源。扩能改造项目地表水环境保护目标主要包括长江、皖河以及评价段涉及的集中式饮用水源保护区等，区域地下水环境保护目标主要为项目评价范围内浅层地下水，大气及声环境保护目标主要为项目厂界外可能受影响的居民区、学校和医院等。重要生态敏感区主要包括安庆市江豚自然保护区以及国家级水产种质资源保护区等。

项目周边环境保护目标具体见报告书 1.7 章节。

5.4 环境空气质量现状监测与评价

5.4.1 环境空气达标区判定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），项目所在区域达标情况判定优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。

根据 2023 年安庆市环境质量公报，安庆市 2023 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为 8 微克/立方米、12 微克/立方米、52 微克/立方米、34 微克/立方米；CO24 小时平均第 95 百分位数为 0.7 毫克/立方米，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 155 微克/立方米；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，2023 年安庆市属于环境空气质量达标区。

根据 2024 年安庆市环境质量公报，区域环境质量如下：2024 年安庆市区环境空气质量监测有效天数共 366 天，其中“优”102 天，“良”218 天；轻度污染及以上天数为 46 天。二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物和细颗粒物年均浓度，一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数，臭氧 8 小时第 90 百分位数均达到《环境空气质量标准（GB3095-2012）》二级浓度限值。

1．二氧化硫（SO_2），全年日均值范围：4~16 微克/立方米，年均值：8 微克/立方米。2．二氧化氮（NO_2），全年日均值范围：6~78 微克/立方米，年均值 24 微克/立方米。3．可吸入颗粒物（PM_{10}），全年日均值范围：8~196 微克/立方米，年均值 49 微克/立方米。4．一氧化碳（CO），全年日均值范围：0.3~1.2 毫克/立方米，第 95 百分位数：1.0 毫克/立方米。5．臭氧（O_3），全年日最大 8 小时均值浓度范围：18~222 微克/立方米，第 90 百分位数：152 微克/立方米。6．细颗粒物（$PM_{2.5}$），全年日均值范围：4~151 微克/立方米，年均值浓度：33 微克/立方米。7．大气降水，全年降水 pH 范围：6.14~7.29，降水 pH 年均值为 6.88。全市酸雨频率为 0。项目所在区域空气质量评价结果见下表。

表 5.4.1-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	8	60	13.3	达标
NO_2	年平均质量浓度	24	40	60.0	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	49	70	70.0	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	33	35	94.3	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数质量	1000	4000	25	达标

	浓度				
O_3	日最大 8 小时滑动平均值第 90 百分位数质量浓度	152	160	95.0	达标

由上表可以看出 2024 年安庆市环境空气基本污染物中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$的长期和短期质量浓度以及 CO、O_3 的短期质量浓度能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二类环境空气功能区质量要求，安庆市属于环境空气质量达标区。

5.4.2 特征污染物现状监测

（1）监测点位布设

扩能改造项目实施后，排放的废气特征污染物主要包括非甲烷总烃、硫化氢和氨。本次评价污染物氨、硫化氢、非甲烷总烃引用《合肥恩瑞特药业有限公司安庆分公司年产 2 吨顺式四氢咔啉盐酸中间体及年产 2 吨氯雷他定、年产 0.5 吨奈玛特韦原料药项目环境影响报告书》现状监测数据，委托安徽瑞祥安全环保咨询有限公司 2023 年 3 月 2 日至 2023 年 3 月 8 日开展监测，监测点位为环湖西路与勇进路交叉口。NOx、TSP 引用《安庆林立新能源科技有限公司正极前驱体项目(一期)环境影响报告书》中的现状监测数据，监测时间为 2023.05.25、2023.05.28~2023.06.02，监测单位安徽瑞祥安全环保咨询有限公司，监测点位于北京大学化工安庆研究院。引用监测点位均位于本项目 5km 评价范围内，监测时间为近三年内监测数据，监测数据有效，可以引用。具体点位布设见表 5.4-2 和图 5.4-1。

表 5.4.2-2 大气现状监测点位一览表

序号	名称	方位	与厂界相对距离（m）	与装置区相对距离（m）	监测因子	数据来源
G1	环湖西路与勇进路交叉口	SW	2100	3850	非甲烷总烃、硫化氢、氨	引用
G2	北京大学化工安庆研究院	NW	1750	3545	NOx、TSP	引用

（2）监测项目

本次大气环境质量现状评价的监测因子包括：非甲烷总烃、硫化氢、氨、NOx、TSP，同步监测各监测时间的地面风向、风速、气温、气压等气象资料。

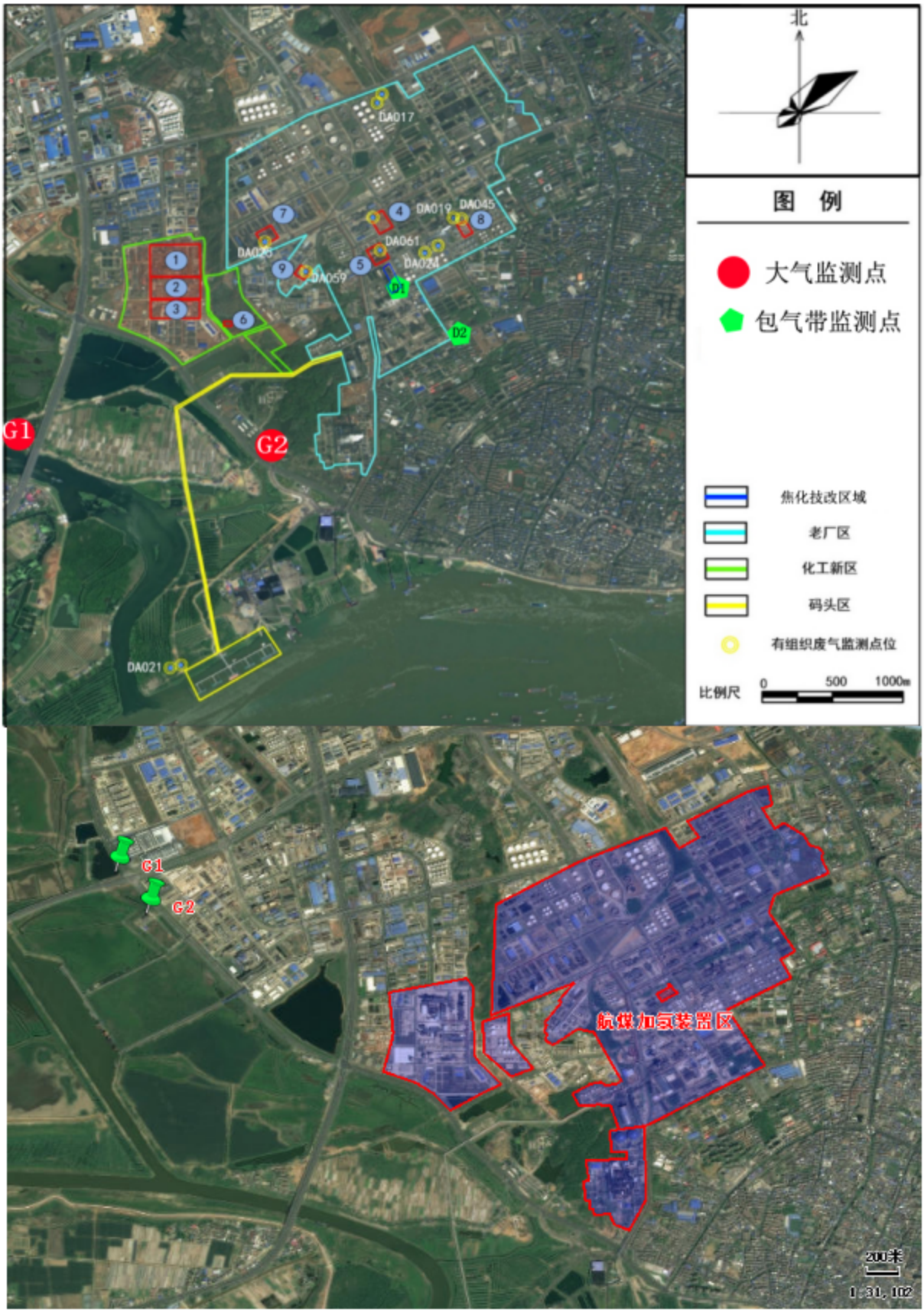


图 5.4.1-1 大气环境、地下水包气带监测布点图

（3）监测时间和频次

连续监测 7 天，1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样时间不小于 45 分钟，日平均浓

度每天采样时间不少于 20 小时。日平均浓度每天采样时间不少于 20 小时。

5.4.3 现状评价

（1）评价标准

基本因子执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中计算非甲烷总烃排放量标准时使用的环境质量标准值，硫化氢、氨执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值，具体见下表。

表 5.4.1-3 大气环境质量标准

污染因子	浓度限值(mg/m³)				选用标准名称或数据来源
	1h平均	8h平均	日平均	年平均	
SO_2	0.50	/	0.15	0.06	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级
NO_2	0.20	/	0.08	0.04	
NOx	0.25	/	0.1	0.05	
TSP	/	/	0.30	0.20	
PM_{10}	/	/	0.15	0.07	
CO	10	/	4	/	
O_3	0.20	0.16	/	/	
$PM_{2.5}$	/	/	0.075	0.035	
非甲烷总烃	2	/	/	/	《大气污染物综合排放标准详解》中计算值
硫化氢	0.01	/	/	/	参照《环境影响评价技术导则-大气环境》中附录D表D.1
氨	0.2	/	/	/	

（2）评价方法

本次大气环境质量现状评价采用单因子污染指数法，公式如下：

$$I_i = C_i / C_{oi}$$

式中：I_i—i 污染物的单因子污染指数；

C_i—i 污染物的实测浓度，mg/Nm³；

COi—i 污染物的评价标准，mg/Nm³。

当 $I_i \geq 1$ 时，即该因子超标。对照评价标准计算各监测点的各污染物小时平均浓度和日均浓度的污染指数范围、超标率等。

（3）评价结果

按照上述评价方法，本次区域大气环境质量现状评价结果汇总见下表。

表 5.4.1-5 大气环境质量现状评价结果一览表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 mg/m³	监测浓度范围 mg/m³	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
G1 环湖西路与勇进路交叉口	氨	小时值	0.2	0.06~0.09	45	0	达标
	硫化氢	小时值	0.01	ND	--	0	达标
	非甲烷总烃	小时值	2	0.1~1.08	54	0	达标
北京大学化工安庆研究院 G2	NOx	1h 平均	0.25	0.023~0.028	11.2	0	达标
		24h 平均	0.1	0.023~0.025	25	0	达标
	TSP	24h 平均	0.3	0.135~0.163	54	0	达标

注：①“ND”表示低于方法检出限

根据上述评价结果可知，各监测点 TSP、NOx 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中计算非甲烷总烃排放量标准时使用的环境质量标准值，硫化氢、氨满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值。

5.5 地表水环境质量现状监测与评价

1 、区域水环境达标情况

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目所在区域水环境 质量现状调查优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。本项目采用安庆市生态环境局发布的《2022 年安庆市环境质量公报》。

根据 2025 年 6 月 4 日安庆市生态环境局发布的《2024 年安庆市环境质量公报》，长江安庆段各关心断面水质均达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类以上水质，具体结果如下。

表 5.5-1　　长江安庆段各断面年均水质情况

序号	断面名称	断面性质	年均水质
国控断面			
1	长江皖河口	国控、考核	II类
2	长江前江口	国控、考核	II类
3	皖河大桥	国控、考核	II类
省控断面			
4	长江安庆三水厂	省控	II类
5	长江石化总排口	省控	II类

2、环境质量现状监测

本次地表水环境质量现状监测引用《中国石油化工股份有限公司安庆分公司炼油转化工结构调整项目环境保护验收报告》中的监测数据，监测时间为2023.12.26~2023.12.27，监测单位为安徽晟创检测技术有限公司。

（1）监测断面布设

在长江安庆段上共布设 3 个监测断面，监测布点具体布设情况见表具体断面布设见表 5.5-2 和图 5.5-1。

表 5.5-2　地表水现状环境监测断面设置一览表

编号	位置	采样监测断面位置	
W1	长江安庆段	安庆石化污水处理厂排污口	上游 500m
W2			下游 500m
W3			下游 1500m

（2）监测项目

pH、化学需氧量、氨氮、石油类、总磷、硫化物、挥发酚。

（3）采样及分析方法

水质监测按《水质采样分析方法设计规定》（HJ495-2009）、《水质河流采样技术 指导》（HJ/52-1999）、《水质采样技术指导》（HJ494-2009）、《水质采样样品的保 存和管理技术规定》（HJ493-2009）。监测分析方法按《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法执行。

（4）监测频次

连续监测 2 天，每天采样一次。

（5）地表水环境现状评价

①评价方法

地表水环境质量现状采用单因子标准指数法进行评价。采用模式如下：

$$P_{ij}=\frac{C_{ij}}{S_i}$$

式中：P_{ij}—单项水质评价因子 i 在监测点 j 的标准指数；

C_{ij}—某评价因子 i 在监测点 j 的实测浓度(mg/L)；

S_{si}—水质参数 i 的评价标准(mg/L)；

其中 pH 值的计算公式为：

$$P_{pHj}=\frac{7.0-PH_j}{7.0-PH_{sd}} \qquad pH_j\leq 7.0$$

$$P_{pHj}=\frac{PH_j-7.0}{PH_{su}-7.0} \qquad pH_j>7.0$$

式中：pH_{sd}，pH_{ss}——地表水质标准所规定的pH值的上下限。

若水质参数的标准指数＞1，表明该水质参数超出了规定的水质标准，已不能满足功能要求。

②监测结果及评价

水质现状评价结果见表下表。

表5.5-3 地表水质监测结果评价一览表

断面	内容	监测项目（单位：mg/L，pH无量纲）						
		pH	COD	氨氮	石油类	总磷	硫化物	挥发酚
W1安庆石化污水处理厂排污口上500m	2023.12.26	7.6	16	0.204	ND	0.08	ND	ND
	2023.12.27	7.2	17	0.186	ND	0.10	ND	ND
	最大标准指数	0.3	0.85	0.204	/	0.5	/	/
	达标分析	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
水质标准（III类）		6~9	20	1.0	0.05	0.2	0.2	0.005
W2 安庆石化污水处理厂排污口下游500m	2023.12.26	7.8	12	0.226	ND	0.08	ND	ND
	2023.12.27	7.4	14	0.240	ND	0.09	ND	ND
	最大标准指数	0.4	0.7	0.240	/	0.45	/	/
	达标分析	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
水质标准（III类）		6~9	20	1.0	0.05	0.2	0.2	0.005
W3 安庆石化污水处理厂排污口下游1500m	2023.12.26	7.6	13	0.056	ND	0.08	ND	ND
	2023.12.27	7.3	12	0.064	ND	0. 1	ND	ND
	最大标准指数	0.3	0.65	0.064	/	0.5	/	/
	达标分析	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
水质标准（III 类）		6~9	20	1.0	0.05	0.2	0.2	0.005

备注：ND表示未检出，检出限详见检测报告。

评价结果表明，监测期间长江安庆段各监测断面的各监测因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

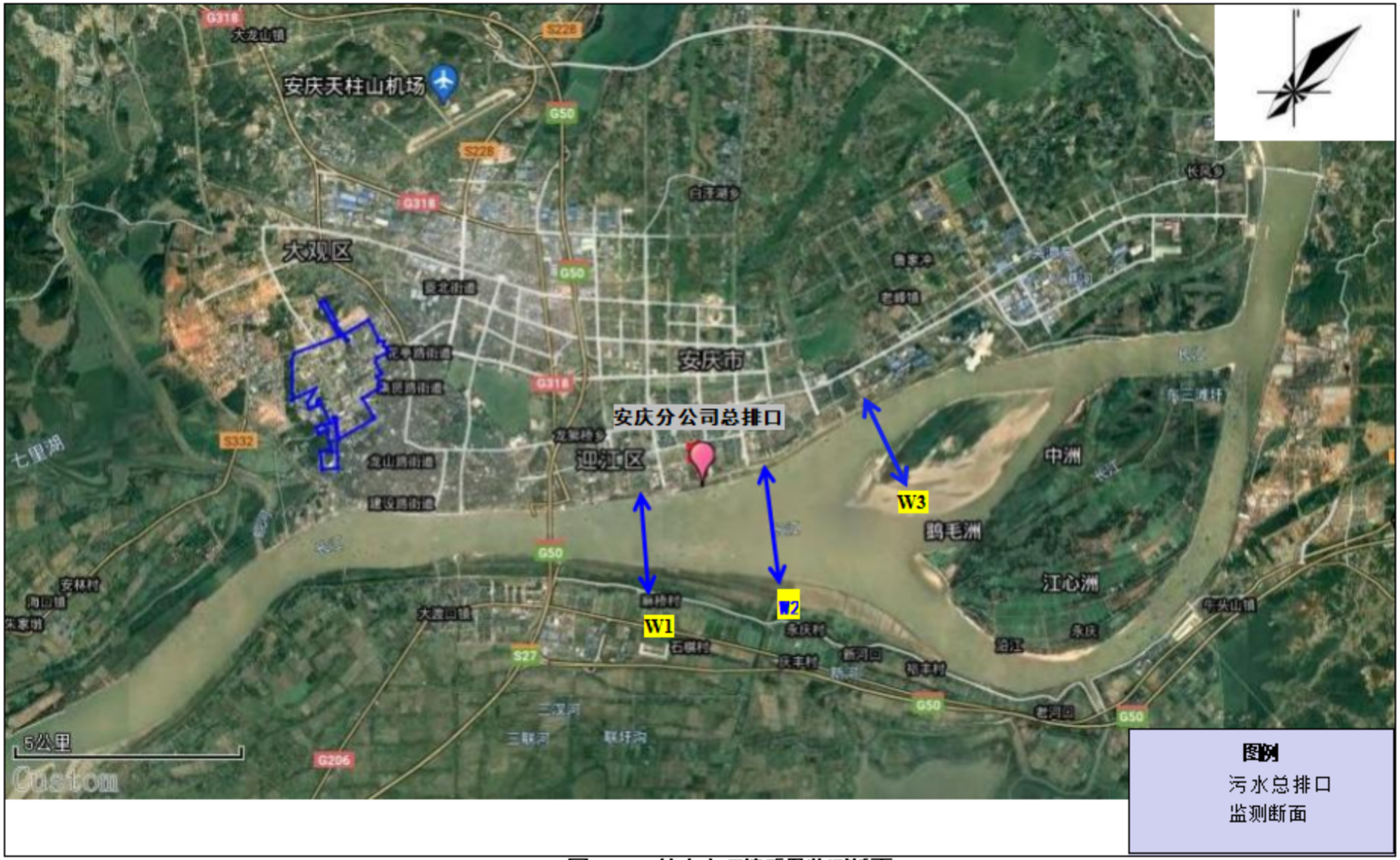


图 5.5-2 地表水环境质量监测断面

5.6 声环境现状监测与评价

本次声环境现状引用中石化安庆分公司 2024 年第三季度例行监测数据，共在老厂区厂界布设了 15 个噪声监测点，监测时间为 2024 年 8 月 30 日，监测频次噪声监测布点汇总见表 5.6-1 和图 5.6-1。

表 5.6-1 声环境现状监测点位一览表

编号	位置	监测点位置
1#	现状厂址厂界	炼油东大门
2#		晴纶厂界东
3#		晴纶东北角
4#		晴纶北门
5#		北山罐区厂界北
6#		新区北门
7#		新区装置厂界西
8#		热电厂大门
9#		热电厂东北
10#		热电干灰门
11#		热电东南角
12#		热电厂南
13#		化肥储运大门
14#		化肥南大门
15#		化肥办公楼

本次区域声环境质量监测结果汇总见表 5.6-2。

表 5.6-2 环境噪声监测结果一览表

监测点位	2024.6.26		2024.6.27	
	昼间	夜间	昼间	夜间
1#炼油东大门	52.9	52.8	52.8	47.4
2#晴纶厂界东	51.8	47.7	54.2	47.7
3#晴纶东北角	52.7	48.4	53.6	47.2
4#晴纶北门	53.4	48.7	53.6	48.6
5#北山罐区厂界北	52.8	47.9	53.0	47.7
6#新区北门	51.9	46.7	54.4	46.6
7#新区装置厂界西	52.6	47.0	53.9	47.0
8#热电厂大门	51.7	46.5	53.1	46.7
9#热电厂东北	52.4	46.0	52.8	47.7
10#热电干灰门	52.7	46.9	53.7	47.8

11#热电东南角	52.6	48.8	54.4	48.1
12#热电厂南	53.0	47.5	54.3	47.8
13#化肥储运大门	54.3	46.7	53.1	47.9
14#化肥南大门	54.3	46.8	52.7	47.7
15#化肥办公楼	53.6	48.1	52.5	47.4
16#化工厂界南	53.8	47.0	54.4	47.7
（GB12348-2008）3 类标准	65	55	65	55

根据监测结果，厂界噪声昼夜间监测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求，即昼间 65dB（A），夜间 55dB（A）。



图 5.6-1 噪声监测点位图

5.7 地下水环境质量现状评价

5.7.1 包气带现状监测

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求，对于评价工作等级为一、二级的改、扩建项目，应开展包气带污染现状调查，分析包气带污染现状，本次评价引用安徽环科检测中心有限公司于 2024 年 3 月 26 日对焦化装置区（位于航煤加氢装置区南侧约 100m）和石化三村包气带进行取样检测。

（1）监测点位

在焦化装置区（本航煤加氢装置区下风向区域）及厂外背景对照点设置监测点位，共 2 个点位，详见表 5.7-1 及图 5.4-1。

表 5.7-1 包气带监测点位

采样序号	位置	功能
D1	现有焦化装置区（位于航煤加氢装置区南侧约 100m）	现有厂区内,本项目下风向区域
D2	石化三村	厂外背景对照位置

（2）监测项目

分析浸溶液成分：苯乙烯、苯并[a]芘、可萃取性石油烃（C10-C40）。

（2）监测项目

按《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）方法执行。

（3）监测结果

包气带监测结果详见表 5.7-2。

表 5.7-2 包气带监测结果统计表

采样点位	D1 现有焦化装置区	D2 厂外背景对照位置
采样日期	2024.3.26	2024.3.26
采样深度（cm）	0~20	0~20
苯并芘（μg/L）	<0.0004	<0.0004
苯乙烯（μg/L）	<3	<3
石油烃（mg/L）	<0.01	<0.01

上表监测数据表明，现有焦化装置区（位于航煤加氢装置区南侧约 100m）包气带中苯乙烯、苯并[a]芘、可萃取性石油烃（C10-C40）与背景监测点浓度无差异。

5.7.2 地下水现状监测

（1）监测点位布设

据设计方案，扩能改造项目建成运行后，厂区用水由市政供水管网供给，项目不使用地下水。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求，根据项目特点及地下水评价工作等级，本次共布设5个水质监测点位和10个水位监测点，具体点位布设见表 5.7-3 和图 5.7-1。其中 D3、D5 监测因子及水位引用《中国石油化工股份有限公司安庆分公司新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目环境影响报告书》中监测数据，采样时间为 2023 年 12 月 7 日，时效性满足要求；D1、D2、D4、D6~D10 监测点的基本因子及特征因子监测数据引用《中石化安庆分公司 2023 年土壤及地下水调查项目》中 W150、W70、W128 的监测数据，采样时间为 2023 年 8 月和 10 月，时效性满足要求；D1~D5 特征因子本次实测苯乙烯、苯并(a)芘，采样时间为 2024 年 3 月 26 日。

表 5.7-3 地下水现状监测点位一览表

编号	功能	采样点位置	位置关系	监测项目	备注
D1	水质兼水位监测	石化北侧厂界外（现有150号井）	上游	水位，水质：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、总大肠菌群、细菌总数、石油类、苯乙烯、苯并(a)芘	引用W150数据，苯乙烯、苯并(a)芘实测
D2		MTBE装置区东南侧（现有70号井）	厂内		引用W70数据，苯乙烯、苯并(a)芘实测
D3		华成实业公司办公区	侧向	水位，八大离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}； 基本因子：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、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数。 特征因子：石油类、苯乙烯、苯并(a)芘	引用数据，苯乙烯、苯并(a)芘实测
D4		石化新厂区东侧	侧向	水位，水质：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、总大肠菌群、细菌总数、石油类。 特征因子：石油类、苯乙烯、苯并(a)芘	引用W128数据，苯乙烯、苯并(a)芘实测
D5		临江村	下游	水位，八大离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}； 基本因子：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、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类。 特征因子：石油类、苯乙烯、苯并(a)芘	引用数据，苯乙烯、苯并(a)芘实测
D6	水位监测	腈纶区域（现有31号井）	厂内	水位	引用
D7		炼油老区（现有58号井）	厂内	水位	
D8		二十四罐区（现有68号井）	厂内	水位	
D9		七罐区西南角	厂内	水位	

		（现有46号井）			
D10		热电区域（现有93号井）	厂内	水位	



图 5.7-1 地下水和土壤环境质量现状监测布点图

（2）监测项目

本次地下水环境质量现状评价的监测因子包括：

地下水环境中 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}的浓度；

基本因子：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、总细菌数、石油类。

特征因子：苯乙烯

（3）监测结果

对区域地下水的水位及水质进行采样检测，各点位的地下水环境质量监测结果见表 5.7-4 和表 5.7-5。

表 5.7-4 区域地下水环境质量监测结果一览表单位：mg/L

检测项目	D1	D2	D3	D4	D5
pH(无量纲)	7.8	7.6	8.1	7.4	7.4
氨氮	0.227	0.057	0.167	0.463	0.136
硝酸盐	0.345	2.96	0.772	0.510	0.692
亚硝酸盐	ND	ND	ND	0.046	ND
挥发性酚类	ND	ND	ND	0.0005	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
砷(μg/L)	ND	ND	ND	1.7	ND
汞(μg/L)	0.70	0.30	0.60	0.40	0.54
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.292	0.425	0.442	0.443	0.447
镉	ND	0.0002	0.0002	0.0010	ND
铁	ND	ND	ND	0.02	ND
锰	ND	ND	ND	0.34	ND
耗氧量	0.82	0.55	2.6	1.45	2.4
硫酸盐	16.2	14.8	86.2	36.7	66.2
氯化物	5.14	7.21	19.8	16.1	13.8
总硬度	201	163	296	437	284
溶解性总固体	405	218	216	625	226
总大肠菌群(MPN/L)	ND	ND	ND	ND	ND
细菌总数（CFU/mL）	18	24	16	21	22
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
钾	9.65	5.45	20.2	8.89	1.15
钠	14.6	21.4	19.0	15.0	6.95
钙	40.2	39.2	43.8	43.5	32.7
镁	6.64	11.2	7.30	7.22	7.93
CO_3^{2-}	ND	ND	ND	ND	ND
HCO_3^-	256	268	314	274	250
苯并[a]芘	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004
苯乙烯	<3	<3	<3	<3	<3

注：“ND”表示检测结果低于方法检出限。

安徽晟创检测技术有限公司于 2023 年 12 月 7 日对区域内水质兼水位监测点的地下水环境进行了监测，监测结果见表 5.7-5。

表 5.7-5 地下水水位监测结果汇总表

点位编号	点位名称	纬度	经度	井深(m)	水位埋深（m）
D1	石化北侧厂界外（现有150号井）	30°32′11.01822″	117°00′52.12065″	8.0	4.3
D2	MTBE装置区东南侧（现有70号井）	30°31′43.89704″	117°01′28.50185″	8.0	1.0
D3	华成实业公司办公区	30°32'03.3917"	117°02'25.4922"	6.0	0.8
D4	石化化工新区罐区	30°31′21.0461″	117°00′35.398″	7.5	2.8
D5	临江村	30°30'07.1178"	117°01'27.4683"	9	5.0
D6	腈纶区域（现有31号井）	30°32′19.94394″	117°01′43.59665″	8.0	2.5
D7	炼油老区（现有58号井）	30°31′50.89878″	117°01′41.07588″	8.0	3.5
D8	二十四罐区（现有68号井）	30°31′56.63580″	117°01′24.24068″	5.5	2.4
D9	七罐区西南角（现有46号井）	30°31′39.75436″	117°01′46.57999″	7.0	2.0
D10	热电区域（现有93号井）	30°30′47.20242″	117°01′12.70627″	6.0	1.2

5.7.3 现状评价

（1）评价标准

区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，具体标准值见表 5.7-7。

表 5.7-6 地下水环境质量标准单位：mg/L，pH 除外

水质类别	pH	总硬度	溶解性总固体	硫酸盐	氯化物	挥发性酚类
Ⅲ类	6.5～8.5	≤450	≤1000	≤250	≤250	≤0.002
水质类别	氨氮	耗氧量	硝酸盐	亚硝酸盐	氟化物	铁
Ⅲ类	≤0.5	≤3.0	≤20	≤1.0	≤1.0	≤0.3
水质类别	氰化物	砷	镉	六价铬	铅	锰
Ⅲ类	≤0.05	≤0.01	≤0.005	≤0.05	≤0.01	≤0.1

水质类别	汞(μg/L)	总大肠菌群（MPN/100ml）	细菌总数（CFU/mL）	石油类	苯并(a)芘(μg/L)	苯乙烯(μg/L)
Ⅲ类	≤1	≤3	≤100	≤0.05	0.01	20

（2）评价方法

本次地下水环境质量现状评价采用单项污染指数法，其计算公式如下：

$$Pi=\frac{C_i}{C_{Si}}$$

式中：P_i—i 种污染物分指数；

C_i—i 种污染物实测值（mg/L）；

C_{Si}—i 种污染物评价标准值（mg/L）；

（3）评价结果

根据区域地下水环境质量现状监测结果，本次地下水环境质量现状评价结果见表 5.7-7 所示。

表 5.7-7 地下水现状评价结果一览表

检测项目	D1	D2	D3	D4	D5
pH值	0.533	0.4	0.733	0.267	0.027
氨氮	0.454	0.114	0.334	0.926	0.272
硝酸盐	0.017	0.148	0.039	0.026	0.035
亚硝酸盐	-	-	-	0.046	-
挥发性酚类	-	-	-	0.25	-
氰化物	-	-	-	-	-
砷	-	-	-	0.17	-
汞	0.7	0.3	0.6	0.4	0.54
铬(六价)	-	-	-	-	-
铅	-	-	-	-	-
氟化物	0.292	0.425	0.442	0.443	0.447
镉	-	0.04	0.04	0.2	-
铁	-	-	-	0.067	-
锰	-	-	-	3.4	-
耗氧量	0.273	0.183	0.867	0.483	0.800
硫酸盐	0.065	0.059	0.345	0.147	0.265
氯化物	0.021	0.029	0.079	0.064	0.055
总硬度	0.447	0.362	0.658	0.971	0.631
溶解性总固体	0.405	0.218	0.216	0.625	0.226
总大肠菌群	-	-	-	-	-
细菌总数	0.18	0.24	0.16	0.21	0.22

石油类	-	-	-	-	-
苯并(a)芘	-	-	-	-	-
苯乙烯	-	-	-	-	-

注：低于检测限不计算其标准指数。

评价结果表明，现状监测期间，地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，除 D4 点位锰超标外，其他点位各监测指标的监测结果均可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。根据已批复《中国石油化工股份有限公司安庆分公司新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目环境影响报告书》中调查结论，D4 点位锰超标原因为区域地质原因造成。

5.8 土壤环境质量现状评价

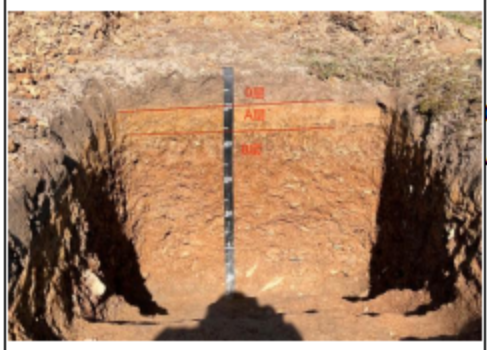
5.8.1 土壤理化特性调查

本次引用《中国石油化工股份有限公司安庆分公司新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目环境影响报告书》中安徽泰科检测科技有限公司于 2023 年 12 月 1 日对项目地进行了土壤理化特性调查，本次土壤理化特性调查共布设两个点位，分别为 MTBE 装置区和袁柏村，MTBE 装置区和本次扩能改造项目装置均位于公司老厂区中部，两个装置距离约 200m。

表 5.8-1 土壤理化特性调查结果一览表

点位		T1（MTBE 装置区）	T8（袁柏村）
时间		2023.12.01	2023.12.01
经纬度		E:117.02791214°N:30.52725975°	E:117°0′50″N:30°30′49″
层次		0-0.2m	0-0.2m
现场记录	颜色	红棕色	红棕色
	结构	轻壤土	轻壤土
	质地	团粒	团粒
	砂砾含量（%）	20	20
	其他异物	无	无
实验室测定	pH 值	7.86	6.39
	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	15	24.7
	氧化还原电位（mV）	238	510
	饱和导水率（mm/min）	0.81	1.06
	土壤容重（g/cm^3）	1.17	1.25
	孔隙度（%）	36.5	38.8

表 5.8-2 焦化装置（位于航煤加氢装置区南侧约 100m）区域土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次[a]
T1 甲醇罐区			0 层：枯枝落叶层 A 层：腐殖质层、淋溶层 B 层：淀积层

5.8.2 土壤环境质量现状监测

（1）监测点位布设

为了解区域土壤的环境质量本次评价共在区域内布设 11 个土壤环境监测点位，具体点位布设见表 5.8-3 及图 5.7-1，

其中厂区内布设 5 个柱状样监测点（T1~T5），两个表层样监测点(T6~T7)，厂区外布设 4 个表层样点（T8~T11），其中 T1、T2、T8~T11 引用《中国石油化工股份有限公司安庆分公司新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目环境影响报告书》中安徽晟创检测技术有限公司于 2023 年 12 月 1 日监测数据，T3~T7 引用《中石化安庆分公司 2023 年土壤及地下水调查项目》中的 S119、S128、S127、S31、S55 五个点位的监测数据，采用时间为 2023.07.21~2023.08.12，时效性满足要求。

表 5.8-3 土壤现状监测点位一览表

编号	监测点位置		类型	取样深度	备注
T1	厂地范围内	MTBE 装置区	柱状样点	6m四个样品（0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m、3~6m）	引用新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目环境影响报告书中监测数据
T2		甲醇罐区	柱状样点		
T3		化工新区	柱状样点	6m三个样品（0~0.5m、0.5~3m、3~6m）	引用土壤及地下水调查项目 S117
T4		新厂区罐区	柱状样点		引用土壤及地下水调查项目 S128
T5		炼油新区	柱状样点		引用土壤及地下水调查项目 S127
T6		晴纶区域	表层样点	0~0.2m 一个样品	引用土壤及地下水调查项目 S31
T7		I常减压东南角	表层样点		引用土壤及地下水调查项目 S55
T8	厂地	袁柏村	表层样点		引用新建 30 万吨/年

T9	范围外	石化二村生活区东区	表层样点		MTBE 装置项目环境影响报告书中监测数据
T10		石化中学西区	表层样点		
T11		石化三村生活区	表层样点		

（2）监测因子

基本因子：重金属和无机物（砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍）、挥发性有机物（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）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（a,h）蒽、茚并（1，2，3-cd）芘、萘）。

特征因子：石油烃。

根据导则要求，结合项目情况，以上点位拟均监测基本因子及特征因子。编号 T_1、T_9 号采样点各取一个土壤样品监测土壤理化特性。

（3）监测频次

各点位均监测一次。

（4）样品分析

参照国家环保局的《环境监测分析方法》、《土壤元素的近代分析方法》（中国环境监测总站编）的有关要求进行。

（5）监测结果

具体监测结果汇总见表 5.8-4~7。

表 5.8-4 土壤环境质量监测结果一览表单位：mg/kg

检测因子	检测结果								单位
	T1MTBE 装置区（E:117.02791214°N:30.52725975°）				T2 甲醇罐区（E:117.02957243°N:30.5246442°）				
	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	3~6m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	3~6m	
pH 值	6.90	6.39	5.91	6.15	7.86	5.74	6.22	6.60	无量纲
砷	7.04	12.0	13.6	7.70	6.14	12.2	5.98	6.50	mg/kg
汞	0.081	0.079	0.122	0.110	0.052	0.058	0.059	0.128	mg/kg
镉	0.19	0.09	0.11	0.12	0.49	0.16	0.26	0.24	mg/kg
铅	21.3	26.4	26.8	15.8	35.8	15.4	22.2	25.0	mg/kg

铜	17	19	25	25	29	23	30	36	mg/kg
镍	54	34	66	43	102	60	42	67	mg/kg
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
石油烃（C10-C40）	151	1240	1208	196	160	129	116	122	mg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
反式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
顺式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间，对-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并(a,h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

注：“ND”表示低于方法检出限。

表 5.8-5 土壤环境质量监测结果一览表单位：mg/kg

检测因子	检测结果						单位
	T3 化工新区（E:117°01′05.182″N:30°31′56.8014″）			T4 化工新区罐区（E:117°00′35.398″N:30°31′21.0461″）			
	0.5m	3m	6m	0.5m	3m	6m	
pH 值	/	/	/	/	/	/	无量纲
砷	14.1	19.3	13.0	12.7	11.0	20.5	mg/kg
汞	0.439	0.232	0.152	0.574	0.210	0.137	mg/kg
镉	0.16	0.50	0.38	0.25	0.37	0.37	mg/kg
铅	21.5	28.4	18.8	25.3	25.6	17.6	mg/kg
铜	27	28	29	23	15	27	mg/kg
镍	98	34	42	52	50	42	mg/kg
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
石油烃（C10-C40）	134	90	86	87	78	86	mg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
反式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
顺式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间，对-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并(a,h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

表 5.8-6 土壤环境质量监测结果一览表单位：mg/kg

检测因子	检测结果					单位
	T5 炼油新区（E:117°01′05.182″N:30°31′56.8014″）			T6 晴纶区域（E:117°01′43.55413″N:30°32′19.94221″）	T7I常减压东南角（E:117°01′39.65503″N:30°31′46.60990″）	
	0.5m	3.0m	6.0m	0~0.2m	0~0.2m	
pH 值	/	/	/	/	/	无量纲

检测因子	检测结果					单位
	T5 炼油新区（E:117°01′05.182″N:30°31′56.8014″）			T6 晴纶区域（E:117°01′43.55413″N:30°32′19.94221″）	T7I常减压东南角（E:117°01′39.65503″N:30°31′46.60990″）	
	0.5m	3.0m	6.0m	0~0.2m	0~0.2m	
砷	18.8	9.63	7.75	19.5	25.0	mg/kg
汞	0.073	0.079	0.138	0.050	0.161	mg/kg
镉	0.30	0.32	0.32	0.46	0.31	mg/kg
铅	25.7	14.4	15.8	21.1	35.9	mg/kg
铜	17	18	17	16	22	mg/kg
镍	36	41	39	34	50	mg/kg
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
石油烃（C10-C40）	34	35	33	10	80	mg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
反式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
顺式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

检测因子	检测结果					单位
	T5 炼油新区（E:117°01′05.182″N:30°31′56.8014″）			T6 晴纶区域（E:117°01′43.55413″N:30°32′19.94221″）	T7I常减压东南角（E:117°01′39.65503″N:30°31′46.60990″）	
	0.5m	3.0m	6.0m	0~0.2m	0~0.2m	
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间，对-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
萘	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
䓛	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并(a,h)蒽	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

表 5.8-7 土壤环境质量监测结果一览表单位：mg/kg

检测因	检测结果	单

	T8 袁柏村（E:117°0′50″N:30°30′49″）	T9 石化二村生活区东区（E:117.03703283°N:30.52360109°）	T10 石化中学西区（E:117.03908432°N:30.52808542°）	T11 石化三村生活区（E:117.03338203°N:30.51743415°）	
	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	
pH 值	6.39	7.48	7.54	7.52	无量纲
砷	9.12	8.4	7.4	15.9	mg/kg
汞	0.088	0.103	0.118	0.114	mg/kg
镉	0.21	0.43	0.52	0.52	mg/kg
铅	30.6	21.8	19.6	25.6	mg/kg
铜	24	24	21	30	mg/kg
镍	56	41	38	50	mg/kg
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	mg/kg
石油烃（C10-C40）	81	86	74	102	mg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
反式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
顺式-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯仿	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯乙	ND	ND	ND	ND	mg/

检测因子	检测结果				单位
	T8 袁柏村（E:117°0′50″N:30°30′49″）	T9 石化二村生活区东区（E:117.03703283°N:30.52360109°）	T10 石化中学西区（E:117.03908432°N:30.52808542°）	T11 石化三村生活区（E:117.03338203°N:30.51743415°）	
	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	
烯					kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间，对-二甲苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻-二甲苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	mg/kg
硝基苯	ND	ND	ND	ND	mg/kg
萘	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)蒽	ND	ND	ND	ND	mg/kg
䓛	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(b)荧蒽	ND	ND	ND	ND	mg/kg

检测因子	检测结果				单位
	T8 袁柏村（E:117°0′50″N:30°30′49″）	T9 石化二村生活区东区（E:117.03703283°N:30.52360109°）	T10 石化中学西区（E:117.03908432°N:30.52808542°）	T11 石化三村生活区（E:117.03338203°N:30.51743415°）	
	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	
苯并(k)荧蒽	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并(a)芘	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并(1,2,3-cd)芘	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并(a,h)蒽	ND	ND	ND	ND	mg/kg

5.8.3 现状评价

（1）评价标准

区域土壤环境执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值标准（袁柏村、石化二村生活区东区、石化三村生活区、石化中学西区执行第一类用地标准，厂内工业用地执行第二类用地标准），具体标准值见表 5.8-8 所示。

表 5.8-8 土壤环境质量标准单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS编号	第一类用地筛选值	第二类用地筛选值
重金属和无机物				
1	砷（As）	7440-38-2	20	60
2	镉（Cd）	7440-43-9	20	65
3	铜（Cu）	7439-89-6	2000	18000
4	铅（Pb）	7439-92-1	400	800
5	汞（Hg）	7439-97-6	8	38
6	镍（Ni）	7440-02-0	150	900
7	六价铬（Cr^{6+}）	18540-29-9	3.0	5.7
挥发性有机物				
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	12	37
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596

序号	污染物项目	CAS编号	第一类用地筛选值	第二类用地筛选值
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43
26	苯	71-43-2	1	4
27	氯苯	108-90-7	68	270
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20
30	乙苯	100-41-4	7.2	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3	163	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640
半挥发性有机物				
35	硝基苯	98-95-3	34	76
36	苯胺	62-53-3	92	260
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256
38	苯并（a）蒽	56-55-3	5.5	15
39	苯并（a）芘	50-32-8	0.55	1.5
40	苯并（b）荧蒽	205-99-2	5.5	15
41	苯并（k）荧蒽	207-08-9	55	151
42	䓛	218-01-9	490	1293
43	二苯并（a,h）蒽	53-70-3	0.55	1.5
44	茚并（1，2，3-cd）芘	193-39-5	5.5	15
45	萘	91-20-3	25	70
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	-	826	4500

（2）评价方法

本次土壤环境质量现状评价采用单项污染指数法，其计算公式如下：

$$Pi = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：P_i—i 种污染物分指数；

C_i—i 种污染物实测值（mg/L）；

C_{Si}—i 种污染物评价标准值（mg/L）；

（3）评价结果

根据区域土壤环境质量现状监测结果，本次土壤环境质量现状评价结果见表 5.8-9~11 所示。

表 5.8-9 土壤环境质量现状评价结果一览表

检测点位 检测因子	采样时间：2023.12.1							
	T1-1(0-0.5 m)	T2-2(0.5-1.5 m)	T3-3(1.5-3 m)	T4-4(3-6 m)	T2-1(0-0.5 m)	T2-2(0.5-1.5 m)	T2-3(1.5-3 m)	T2-4(3-6 m)
pH值	-	-	-	-	-	-	-	-
砷	0.117	0.200	0.227	0.128	0.102	0.203	0.100	0.108
汞	0.002	0.002	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
镉	0.003	0.001	0.002	0.002	0.008	0.002	0.004	0.004
铅	0.027	0.033	0.034	0.020	0.045	0.019	0.028	0.031
铜	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.001	0.002	0.002
镍	0.060	0.038	0.073	0.048	0.113	0.067	0.047	0.074
铬（六价）	-	-	-	-	-	-	-	-
石油烃（C10-C40）	0.034	0.276	0.268	0.044	0.036	0.029	0.026	0.027
氯甲烷	-	-	-	-	-	-	-	-
氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
二氯甲烷	-	-	-	-	-	-	-	-
反式-1,2-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
顺式-1,2-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
氯仿	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1,1-三氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
四氯化碳	-	-	-	-	-	-	-	-
苯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
三氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯丙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
甲苯	-	-	-	-	-	-	-	-

检测点位 检测因子	采样时间：2023.12.1							
	T1-1(0-0.5 m)	T2-2(0.5-1.5 m)	T3-3(1.5-3 m)	T4-4(3-6 m)	T2-1(0-0.5 m)	T2-2(0.5-1.5 m)	T2-3(1.5-3 m)	T2-4(3-6 m)
1,1,2-三氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
四氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
氯苯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1,1,2-四氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
乙苯	-	-	-	-	-	-	-	-
间，对-二甲苯	-	-	-	-	-	-	-	-
邻-二甲苯	-	-	-	-	-	-	-	-
苯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1,2,2-四氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2,3-三氯丙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
1,4-二氯苯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯苯	-	-	-	-	-	-	-	-
苯胺	-	-	-	-	-	-	-	-
2-氯酚	-	-	-	-	-	-	-	-
硝基苯	-	-	-	-	-	-	-	-
萘	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(a)蒽	-	-	-	-	-	-	-	-
䓛	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(b)荧蒽	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(k)荧蒽	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(a)芘	-	-	-	-	-	-	-	-
茚并(1,2,3-cd)芘	-	-	-	-	-	-	-	-
二苯并(a,h)蒽	-	-	-	-	-	-	-	-

表 5.8-10 土壤环境质量现状评价结果一览表

检测点位 检测因子	采样时间：2023.12.1							
	T3-1(0.5m)	T3-2(3m)	T3-3(6m)	T4-1(0.5m)	T4-2(3m)	T4-3(6m)	T5-1(0.5m)	T5-2(3.0m)
pH值	-	-	-	-	-	-	-	-
砷	0.235	0.322	0.217	0.212	0.183	0.342	0.313	0.161
汞	0.012	0.006	0.004	0.015	0.006	0.004	0.002	0.002
镉	0.002	0.008	0.006	0.004	0.006	0.006	0.005	0.005
铅	0.027	0.036	0.024	0.032	0.032	0.022	0.032	0.018

检测点位 检测因子	采样时间：2023.12.1							
	T3-1(0.5m)	T3-2(3m)	T3-3(6m)	T4-1(0.5m)	T4-2(3m)	T4-3(6m)	T5-1(0.5m)	T5-2(3.0m)
铜	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001	0.001
镍	0.109	0.038	0.047	0.058	0.056	0.047	0.040	0.046
铬（六价）	-	-	-	-	-	-	-	-
石油烃（C10-C40）	0.030	0.020	0.019	0.019	0.017	0.019	0.008	0.008
氯甲烷	-	-	-	-	-	-	-	-
氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
二氯甲烷	-	-	-	-	-	-	-	-
反式-1,2-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
顺式-1,2-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
氯仿	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1,1-三氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
四氯化碳	-	-	-	-	-	-	-	-
苯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
三氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯丙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
甲苯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1,2-三氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
四氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
氯苯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1,1,2-四氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
乙苯	-	-	-	-	-	-	-	-
间，对-二甲苯	-	-	-	-	-	-	-	-
邻-二甲苯	-	-	-	-	-	-	-	-
苯乙烯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,1,2,2-四氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2,3-三氯丙烷	-	-	-	-	-	-	-	-
1,4-二氯苯	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯苯	-	-	-	-	-	-	-	-
苯胺	-	-	-	-	-	-	-	-
2-氯酚	-	-	-	-	-	-	-	-
硝基苯	-	-	-	-	-	-	-	-

检测点位 检测因子	采样时间：2023.12.1							
	T3-1(0.5m)	T3-2(3m)	T3-3(6m)	T4-1(0.5m)	T4-2(3m)	T4-3(6m)	T5-1(0.5m)	T5-2(3.0m)
萘	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(a)蒽	-	-	-	-	-	-	-	-
䓛	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(b)荧蒽	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(k)荧蒽	-	-	-	-	-	-	-	-
苯并(a)芘	-	-	-	-	-	-	-	-
茚并(1,2,3-cd)芘	-	-	-	-	-	-	-	-
二苯并(a,h)蒽	-	-	-	-	-	-	-	-

注：①低于方法检测限不计算其标准指数。

表 5.8-11 石油烃（C10-C40）土壤环境质量现状评价结果一览表

检测点位 检测因子	采样时间：2023.12.1						
	T5-3(6.0m)	T6(0~0.2m)	T7(0~0.2m)	T8(0~0.2m)	T9(0~0.2m)	T10(0~0.2m)	T11(0~0.2m)
pH值	-	-	-	-	-	-	-
砷	0.129	0.325	0.417	0.456	0.42	0.37	0.795
汞	0.004	0.001	0.004	0.011	0.013	0.015	0.014
镉	0.005	0.007	0.005	0.011	0.022	0.026	0.026
铅	0.020	0.026	0.045	0.077	0.055	0.049	0.064
铜	0.001	0.001	0.001	0.012	0.012	0.011	0.015
镍	0.043	0.038	0.056	0.373	0.273	0.253	0.333
铬（六价）	-	-	-	-	-	-	-
石油烃（C10-C40）	0.007	0.002	0.018	0.098	0.104	0.089	0.123
氯甲烷	-	-	-	-	-	-	-
氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-
二氯甲烷	-	-	-	-	-	-	-
反式-1,2-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-
顺式-1,2-二氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-
氯仿	-	-	-	-	-	-	-
1,1,1-三氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-
四氯化碳	-	-	-	-	-	-	-
苯	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-
三氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-

检测点位 检测因子	采样时间：2023.12.1						
	T5-3(6.0m)	T6(0~0.2m)	T7(0~0.2m)	T8(0~0.2m)	T9(0~0.2m)	T10(0~0.2m)	T11(0~0.2m)
1,2-二氯丙烷	-	-	-	-	-	-	-
甲苯	-	-	-	-	-	-	-
1,1,2-三氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-
四氯乙烯	-	-	-	-	-	-	-
氯苯	-	-	-	-	-	-	-
1,1,1,2-四氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-
乙苯	-	-	-	-	-	-	-
间，对-二甲苯	-	-	-	-	-	-	-
邻-二甲苯	-	-	-	-	-	-	-
苯乙烯	-	-	-	-	-	-	-
1,1,2,2-四氯乙烷	-	-	-	-	-	-	-
1,2,3-三氯丙烷	-	-	-	-	-	-	-
1,4-二氯苯	-	-	-	-	-	-	-
1,2-二氯苯	-	-	-	-	-	-	-
苯胺	-	-	-	-	-	-	-
2-氯酚	-	-	-	-	-	-	-
硝基苯	-	-	-	-	-	-	-
萘	-	-	-	-	-	-	-
苯并(a)蒽	-	-	-	-	-	-	-
䓛	-	-	-	-	-	-	-
苯并(b)荧蒽	-	-	-	-	-	-	-
苯并(k)荧蒽	-	-	-	-	-	-	-
苯并(a)芘	-	-	-	-	-	-	-
茚并(1,2,3-cd)芘	-	-	-	-	-	-	-
二苯并(a,h)蒽	-	-	-	-	-	-	-

对照评价标准，现状监测期间，各项指标监测结果均可以满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中相应用地筛选值标准。

6 环境影响预测与评价

6.1 大气环境影响预测与评价

根据估算模式判定结果，扩能改造项目大气环境影响评价等级为一级。根据HJ2.2-2018《环境影响评价技术导则 大气环境》，采用大气环评专业辅助系统（EIAProA2018）预测软件对其进行进一步的预测分析。

6.1.1 气象数据分析

扩能改造项目收集了安庆气象站近 20 年（2004-2023 年）主要气候统计资料以及 2023 年 1 月至 12 月连续一年逐时温度、风速、风向、湿度和压强等气象参数资料，气象站始建于 1951 年，1951 年正式进行气象观测。

气象数据基本信息如下表所示：

表 6.1-1 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
			经度	纬度				
安庆	58424	基本站	116°966667	30°616667	11.3	62.0	2023	风速、风向、气温、气压、湿度等

表 6.1-2 模拟高空气象数据信息

模拟网格点编号	模拟点坐标		平均海拔高度/m	相对距离/m	数据年份	模拟气象要素	模拟方式
	经度	纬度					
147062	116.95200°	30.58110°	12	10000	2023	不同气象数据层的气压、离地高度、干球温度、露点温度、风向、风速	WRF

（1）近 20 年气象资料统计分析

安庆气象站距离本次扩能改造项目 11.3 公里，是距离项目最近的国家气象站，以下资料根据 2003-2022 年气象数据统计分析，安庆气象站气象资料整编见表 6.1-3。

表 6.1-3 安庆气象站常规气象项目统计（2004-2023）

统计项目	*统计值	极值出现时间	**极值
多年平均气温（℃）	17.43		
累年极端最高气温（℃）	37.83	20130812	40.1
累年极端最低气温（℃）	-5.37	20160125	-10.1
多年平均气压（hPa）	1010.89		
多年平均水汽压（hPa）	16.82		
多年平均相对湿度(%)	74.35		
多年平均降雨量(mm)	1499.72	20100713	300.3

灾害天气统计	多年平均雷暴日数(d)	34.8		
	多年平均沙暴日数(d)	0.9		
	多年平均大风日数(d)	7.85		
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		22.44	20130301	29.1NNE
多年平均风速（m/s）		2.65		
多年主导风向、风向频率(%)		NE/21.52		
多年静风频率(风速<=0.2m/s)(%)		1.36		
*统计值代表均值 **极值代表极端值		举例：累年极端最高气温	*代表极端最高气温的 累年平均值	**代表极端最高气温的累年最高值

（2）月平均温度

安庆市近二十年平均温度的月变化情况见下表和下图。

表 6.1-4 安庆市平均温度统计表　单位：℃

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	年
02 时	4.2	7.4	10.3	15.8	20.5	24.6	28.4	26.5	23.1	17.4	11.3	5.4	16.3
08 时	3.4	6.6	10.1	15.7	20.7	25	29.1	27.1	23.3	17.3	11	4.7	16.2
14 时	8.2	11.4	14.9	20.1	24.9	28.8	33.3	30.5	27.8	22.6	16.6	8.7	20.7
20 时	6	9.3	12.8	17.9	22.8	26.7	30.7	27.9	25.2	19.3	13.1	6.5	18.2
日平均	5.5	8.7	12.0	17.4	22.2	26.3	30.4	28.0	24.9	19.1	13.0	6.3	17.9

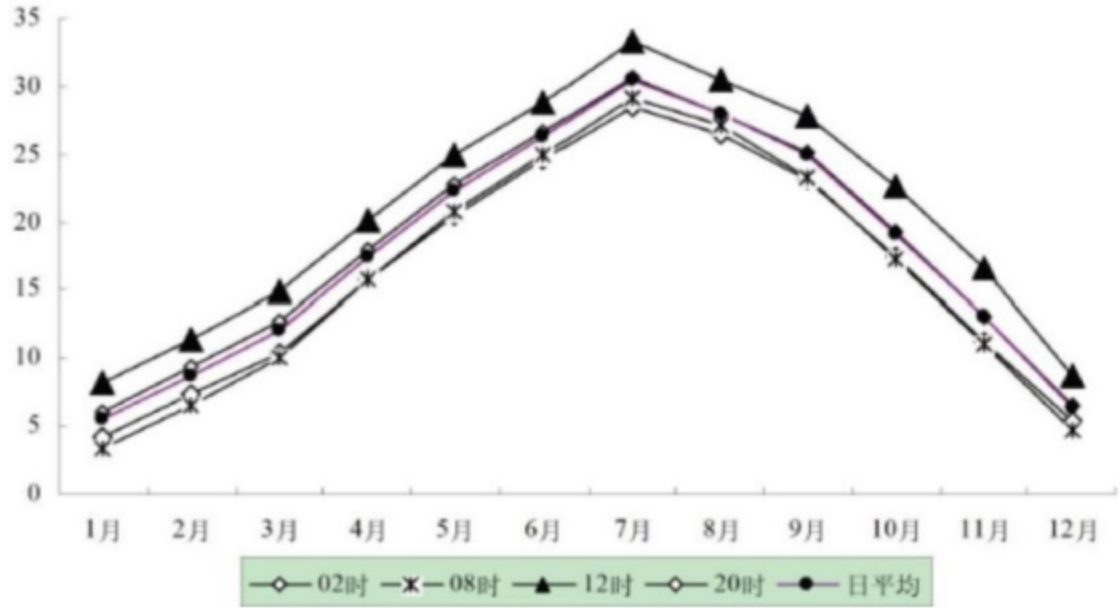


图 6.1-1 安庆市温度变化图(单位：℃)

从上表和上图知，全年平均气温为 17.9℃，其中夏季气温明显高于其余季节，其中以 7 月温度最高，平均为 30.4℃，1 月温度最低，平均为 5.5℃；14 时温度最高，平均为 20.7℃；08 时温度最低，平均为 16.2℃。

（3）月平均风速

安庆市平均风速的月份变化统计见下表和下图。

表 6.1-5 安庆市平均风速月变化统计表　单位：m/s

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	年
风速	2.7	2.9	3.1	3.1	2.5	2.6	2.9	2.9	3.3	2.8	2.7	3.1	2.9



图 6.1-2 安庆市地面风速月变化图(单位：m/s)

由上表和上图可以看出，安庆市多年平均风速为 2.9m/s，该区域地面各月风速变化较为规律，春季风速最高，夏季风速最低，一年中以 5 月、6 月风速较小，最大风速出现在 9 月，为 3.3m/s,此外，3 月、4 月和 12 月的风速也较大，约 3.1m/s。

安庆市逐月每日四次的平均风速如下表和下图所示。

表 6.1-6 安庆市逐月每日四次平均风速统计表单位：m/s

月份 时间	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
02 时	2.1	2.5	2.7	2.6	2	2.1	2.1	2.3	2.7	2.4	2.1	2.8
08 时	2.5	2.7	2.8	3	2.5	2.5	2.7	2.9	3.3	2.5	2.6	2.9
14 时	3.4	3.4	4	3.9	3.1	3.3	4.3	3.7	4.1	3.6	3.4	3.6
20 时	2.8	3	3	2.8	2.3	2.5	2.7	2.9	3	2.9	2.9	3

图 5.2-3 安庆市逐月每日四次平均风速变化图(单位：m/s)

从上表和上图可知，日变化较为规律，白天风速明显大于夜间。日出后风速逐渐增大，到中午达到风速最大(14 时),然后风速逐渐减小，到凌晨风速达 到最小(02 时)，这说明该区域白天更有利于大气污染物扩散。

（4）风向和风频

安庆市年均风频见下表。安庆市年、季风向频率玫瑰图见下图。

表6.1-7 安庆市年均风频的月变化 单位：%

风频/风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
1月	3.63	15.32	20.56	16.13	5.24	3.23	2.82	5.65	5.24	2.82	2.02	2.42	6.05	2.02	3.23	1.21	2.42
2月	8.93	29.02	26.34	8.48	2.68	1.34	2.23	1.79	0.89	1.34	0.45	4.46	4.91	1.79	0.89	2.68	1.79
3月	9.27	22.58	19.35	6.05	5.65	3.63	3.63	3.63	5.24	3.63	2.82	2.82	3.63	2.02	1.61	2.42	2.02
4月	13.75	17.08	11.67	5	6.67	3.75	2.92	3.33	8.33	5	2.08	6.25	5.83	3.33	0.42	2.08	2.5
5月	14.11	21.37	17.74	5.65	4.84	3.63	3.23	2.82	5.24	4.03	1.21	0.81	2.82	2.42	4.44	4.03	1.61
6月	3.75	6.25	5.42	4.58	7.5	4.17	7.5	4.17	23.75	12.92	3.33	4.58	5	4.17	1.25	0.42	1.25
7月	12.1	15.73	10.08	5.24	5.24	6.05	6.45	3.23	8.06	3.23	2.02	2.42	8.87	4.84	1.61	2.02	2.82
8月	19.76	31.85	11.29	4.84	2.42	0.81	0.4	3.23	2.02	1.21	1.21	2.42	7.26	3.23	2.42	4.44	1.21
9月	18.75	32.92	10.42	4.58	3.75	1.25	3.33	2.5	3.33	2.08	2.92	1.25	6.25	2.92	0.83	0.42	2.5
10月	9.27	10.89	11.29	8.47	8.47	4.44	4.84	4.03	9.27	2.02	5.24	5.24	6.45	2.42	1.21	1.21	5.24
11月	15	25.42	13.33	6.67	3.75	5.42	5.83	2.5	6.67	0.42	0.83	2.92	5	0.83	2.08	0.42	2.92
12月	16.36	16.36	12.73	10.91	3.64	7.27	14.55	0	3.64	0	1.82	5.45	1.82	1.82	3.64	0	0

表6.1-8 安庆市年均风频的季变化及年均风频 单位：%

风频/风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
春季	12.36	20.38	16.3	5.57	5.71	3.67	3.26	3.26	6.25	4.21	2.04	3.26	4.08	2.58	2.17	2.85	2.04
夏季	11.96	18.07	8.97	4.89	5.03	3.67	4.76	3.53	11.14	5.71	2.17	3.13	7.07	4.08	1.77	2.31	1.77
秋季	14.29	22.94	11.68	6.59	5.36	3.71	4.67	3.02	6.46	1.51	3.02	3.16	5.91	2.06	1.37	0.69	3.57
冬季	7.21	21.25	22.2	12.33	3.98	2.85	3.8	3.42	3.23	1.9	1.33	3.61	5.12	1.9	2.28	1.71	1.9
年平均	11.77	20.61	14.23	6.97	5.1	3.52	4.14	3.3	7.04	3.45	2.2	3.26	5.57	2.71	1.87	1.91	2.35

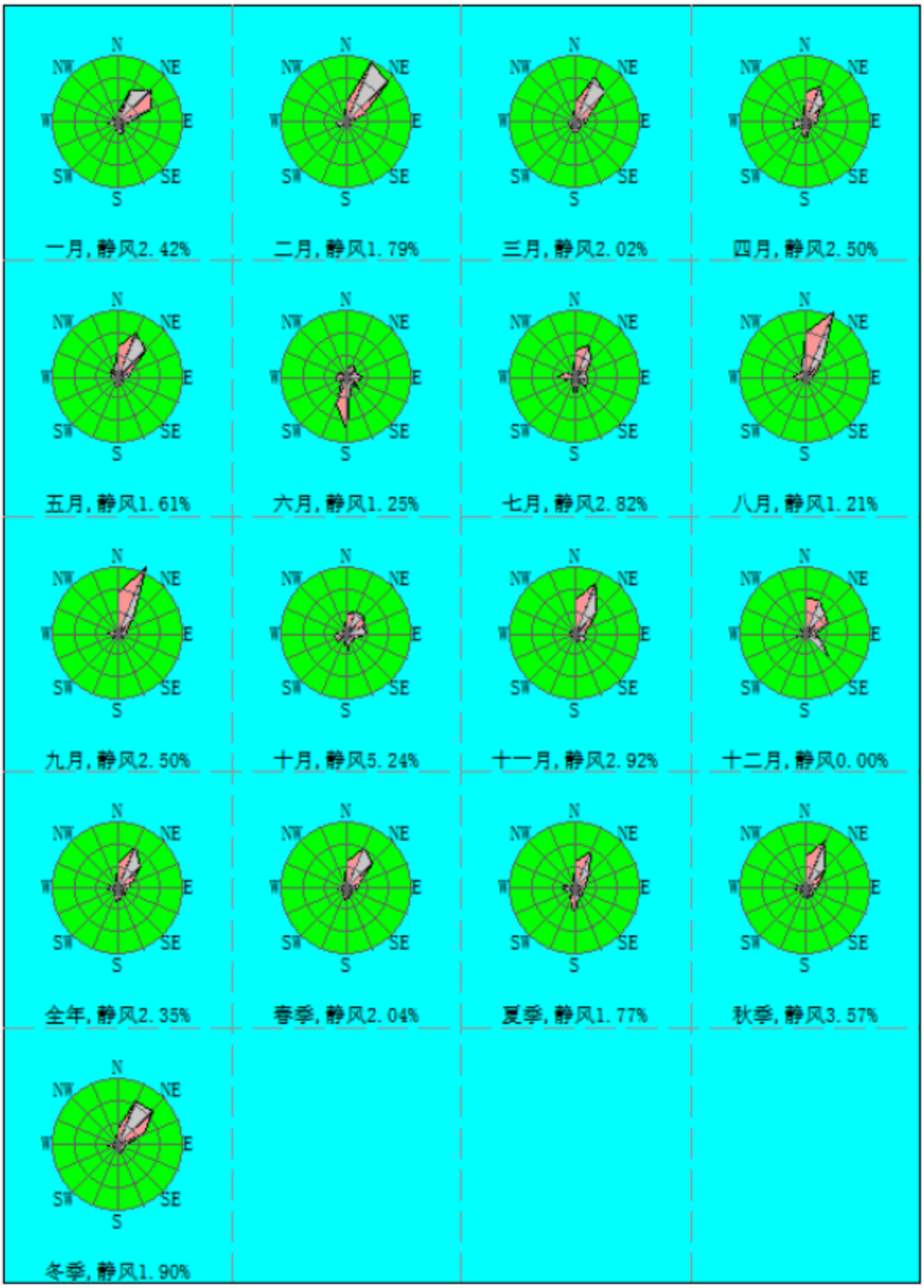


图 6.1-3 安庆市（2004-2023 年）年、季、月风向玫瑰图

（5）安庆 2023 年地面气象资料统计分析

扩能改造项目地面常规气象资料来源于国家气象信息中心资料室提供的安庆站（站号：

58424）2023 年全年逐时的风速、风向、温度等资料进行统计分析。

2023 年月平均温度统计结果见表下和下图。

表 6.1-9 年平均温度的月变化(2023 年)

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℃	5.16	10.77	12.15	16.39	22.34	26.52	28.37	27.50	26.54	18.07	13.11	7.86

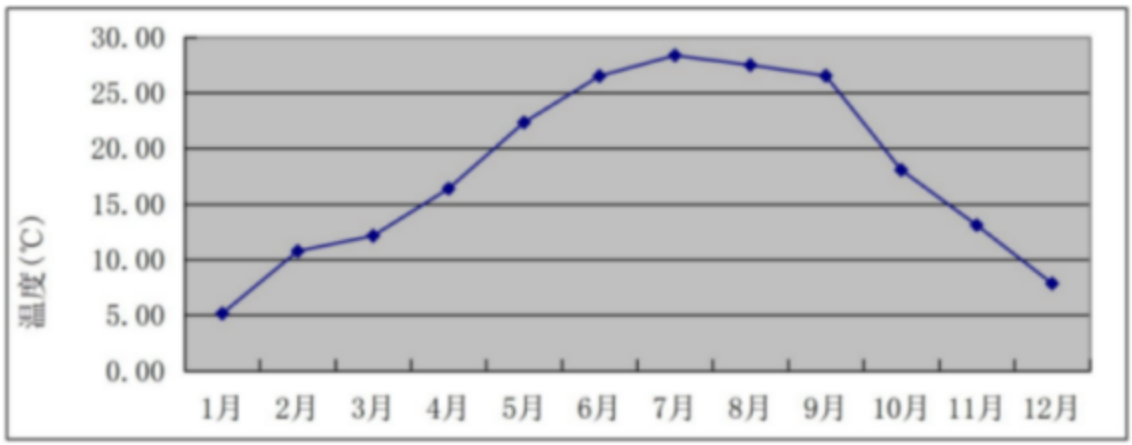


图 6.1-4　年平均温度的月变化图(2023 年)

由上表和上图可知，2023 年平均温度从 1 月份至 12 月份呈现由增至减的曲线，全年平均温度为 17.9℃。

月平均风速随月份的变化统计结果见下表和下图，季小时平均风速的日变化统计结果见图 5.2-7。

表 6.1-10 年平均风速的月变化(2023 年)

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
风速(m/s)	2.53	2.91	2.96	2.97	2.35	2.12	2.71	2.30	2.45	3.32	2.28	2.58

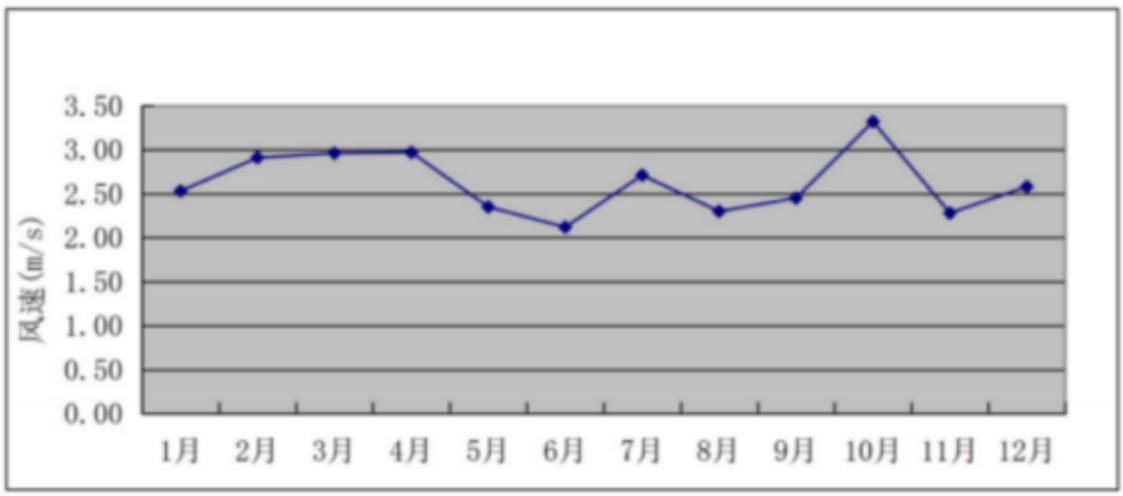


图 6.1-5 年平均风速的月变化图(2023 年)

从月平均风速统计资料中可以看出安庆市 2023 年全年平均风速为 2.6m/s。

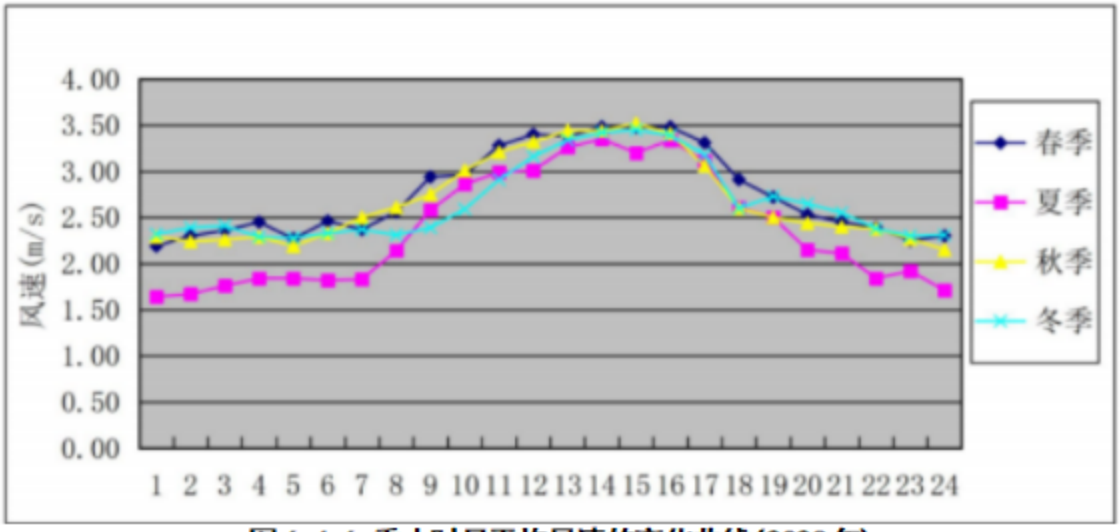


图 6.1-6 季小时月平均风速的变化曲线(2023 年)

从各季小时月平均风速的变化统计资料中可以看出安庆市在冬季风速最高，秋 季风速最低，一天之内 14:00 的平均风速最大。

每月、各季及长期平均各风向、风频变化情况见表 5.2-10。安庆市近 20 年四季 和全年主导风均为 NE 风，2023 年全年主导风向也为 NE 风，这与当地近 20 年气象 统计资料具有较好的一致性。因此，评价预测选用 2023 年的气象资料是合理的。

表 6.1-11 季小时平均风速的月变化

小时风速(m/s)	2:00	8:00	14:00	20:00
春季	1.52	1.96	2.51	1.88
夏季	1.64	2.10	2.79	1.97
秋季	1.48	1.80	2.41	1.65
冬季	1.93	2.14	2.76	2.02

6.1.2 地形数据

采用 strm.csi.cgiar.org 提供的 srtm 免费数据，直接生成评价区域的 DEM 文件，经纬度坐标，WGS84 坐标系，90m 精度。本次大气环境影响预测充分考虑地形对大气污染物输送、扩散的影响。

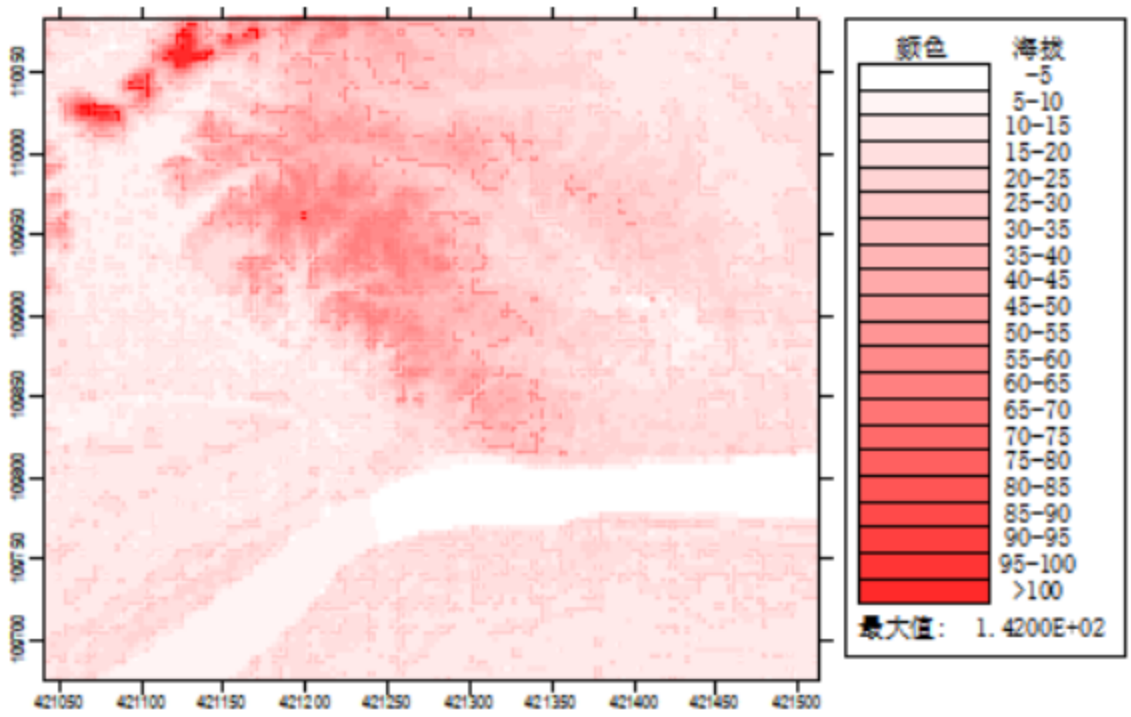


图 6.1-11 评价区地形高程图

6.1.3 预测因子

根据扩能改造项目大气污染物排放情况和环境质量标准，确定扩能改造项目的预测因子为：SO_2、NOx、PM_{10}、非甲烷总烃和 H_2S。

由于扩能改造项目 SO_2+NOx 年排放量小于500t，因此不考虑二次污染因子。

6.1.4 预测范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），预测范围应覆盖评价范围，并覆盖各污染物短期浓度贡献值占标率大于 10%的区域。因此预测范围取以扩能改造项目为中心区域，5km×5km 的矩形区域。

6.1.5 污染源参数

项目建成后正常工况污染源计算清单见下表。

表 6.1-12 项目建成后有组织废气（点源）参数调查清单

点源编号	点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气出口速度	烟气出口温度	排放工况	污染因子			
							SO_2	NO_x	颗粒物	非甲烷总烃
		m	m	m/s	℃		kg/h			
1	DA001	37	1.0	1.73	50	正常	0.055	0.325	0.043	0.048
2	DA003	15	0.25	5.65	30	正常	/	/	/	0.077
3	DA004	15	0.25	4.42	30	正常	/	/	/	0.013
4	DA005	15	0.25	5.65	30	正常	/	/	/	0.064

表 6.1-13 项目无组织面源参数调查清单

面源编号	面源起始点		面源长	面源宽	与正北夹角	面源初始排放高度	年排放小时数	排放工况	评价因子
	X	Y							非甲烷总烃
	m	m	m	m	°	m	h	/	kg/h
航煤加氢装置区	0	0	128	87.5	90	12	8400	正常	0.212
五罐区	0	0	110	80	-	13	8400	正常	0.942
二十五罐区	0	0	110	60	-	13	8400	正常	1.178

6.1.6 估算模式预测结果及分析

正常工况下，项目建成后估算模式预测结果见表 5.2-6。

由估算模式的预测结果可知，项目投产后，对区域大气环境贡献值占标率最高的为五罐区无组织排放的非甲烷总烃，为 9.18%，因此项目污染物排放对区域环境空气质量的影响较小，对各敏感点的环境空气质量也很小。

依据 HJ2.2-2008《环境影响评价技术导则-大气环境》的规定，评价工作等级为一级。

6.1.7 预测方案及内容

略

6.1.8 环境防护距离

1、大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期浓度贡献值超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准。通过预测厂界浓度，本项目厂界外无超过环境质量标准浓度限值的网格点，因此无需设置大气环境防护距离。

2、卫生防护距离

工业企业卫生防护距离标准是一项涉及建设规划、工业建设总平面布置、环境卫生、卫生工程的综合性标准，其目的是保证国家重点工业企业项目投产后产生的污染物不影响居住区人群身体健康。卫生防护距离是指产生有害因素的部门（车间或工段）的边界至居住区边界的最小距离。

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》（GB/T39499-2020），卫生防护距离 L 按下式计算：

$$\frac{Q_c}{C_m}=\frac{1}{A}(BL^c+0.25r^2)^{0.50}L^D$$

式中：Qc一企业有害气体无组织排放量可以达到的控制水平，kg/h。

Cm一标准浓度限值，mg/m³。

L一无组织排放有害气体所需卫生防护距离，m。

r一有害气体无组织排放源所在生产单元的等效半径，m。

A、B、C、D一卫生防护距离计算系数。

表 6.1-14 卫生防护距离计算系数表

计算系数	工业企业所在地区近五年平均风速 m/s	L≤1000			1000<L≤2000			L>2000		
		工业企业大气污染源构成类别 (1)								
		I	II	III	I	II	III	I	II	III
A	<2	400	400	400	400	400	400	80	80	80
	2-4	700	470	350	700	470	350	380	250	190
	>4	530	350	260	530	350	260	290	190	140
B	<2	0.01			0.015			0.015		
	>2	0.021			0.036			0.036		
C	<2	1.85			1.79			1.79		
	>2	1.85			1.77			1.7		
D	<2	0.78			0.78			0.57		
	>2	0.84			0.84			0.76		

注：工业企业大气污染源构成分为三类：

I 类：与无组织排放源共存的排放同种有害气体的排气筒的排放量，大于标准规定的允许排放量的 1/3 者。

Ⅱ类：与无组织排放源共存的排放同种有害气体的排气筒的排放量，小于标准规定的允许排放量的 1/3，或虽无排放同种大气污染物之排气筒共存，但无组织排放的有害物质的容许浓度指标是按急性反应指标确定者。

Ⅲ类：无排放同种有害物质的排气筒与无组织排放源共存，无组织排放的有害物质的容许浓度是按慢性反应指标确定者。

Qc 取同类企业中生产工艺流程合理，生产管理与设备维护处于先进水平的工业企业，在正常运行时的无组织排放量，当计算的 L 值在两级之间时，取偏宽的一级。

表 6.1-15 无组织污染物卫生防护距离计算结果一览表

序号	污染源	污染源类型	污染物	参数 A	参数 B	参数 C	参数 D	卫生防护距离计算值(m)	卫生防护距离(m)
1	航煤加氢装置区	面源	非甲烷总烃	470	0.021	1.85	0.84	0.102	50
2	五罐区	面源	非甲烷总烃	470	0.021	1.85	0.84	3.21	50
3	二十五罐区	面源	非甲烷总烃	470	0.021	1.85	0.84	4.61	50

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》（GB/T 39499-2020）中推荐的卫生防护距离估算方法，无组织排放多种有害气体的工业企业，按 Qc/Cm 的最大值计算其所需卫生防护距离，当两种或两种以上有害气体计算出的卫生防护距离在同一级别时，该类工业企业的卫生防护距离级别应提高一级。确定本项目卫生防护距离为 100m。

3、环境防护距离

根据环函[2009]224 号《建设项目环境影响评价工作中确定防护距离标准问题的复函》，在建设项目环境影响评价过程中，应按照有关法律法规和《国家环境标准管理办法》的规定，严格执行国家和地方的环境质量标准、污染物排放标准及相关的环境影响评价导则等环保标准。其他标准或规范性文件中依法提出的防护距离要求若与上述环保标准要求不一致，应从严掌握。

由大气环境防护距离及卫生防护距离的计算结果可知，项目按厂界外最大设置 50m 的防护距离。根据现场调查，厂区周边为已建或在建化工企业。根据《中国石油化工股份有限公司安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程环境影响报告书》，安庆石化现有的炼油老区及炼油新区装置区均已经设定了 1300m 卫生防护距离，扩能改造项目设置的环境防护距离，均位于现有工程的卫生防护距离包络线内，因此本次项目不需要新增防护距离控制要求，公司卫生防护距离包络线见图 6.1-43。

6.1.9 污染物排放量核算

1、项目大气污染物有组织排放量核算

表 6.1-16 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算年排放浓度（mg/m^3）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
主要排放口					
1	DA001	SO_2	11.127	0.055	0.458
		NO_x	66.229	0.325	2.726
		颗粒物	8.771	0.043	0.361
		非甲烷总烃	9.767	0.048	0.402

2	DA003	非甲烷总烃	76.531	0.077	0.643
3	DA004	非甲烷总烃	26.119	0.013	0.11
4	DA005	非甲烷总烃	63.988	0.064	0.538
主要排放口		SO_2	/	/	0.458
		NO_x	/	/	2.726
		颗粒物	/	/	0.361
		非甲烷总烃	/	/	1.693
有组织排放总计		SO_2	/	/	0.458
		NO_x	/	/	2.726
		颗粒物	/	/	0.361
		非甲烷总烃	/	/	1.693

2、项目无组织大气污染物年排放量核算

表 6.1-17 大气污染物无组织排放量核算表

序号	污染源	产污环节	污染物	主要污染防治措施	年排放量/（t/a）
1	煤加氢装置	动静密封点	非甲烷总烃	加强管理，减少无组织废气产生	1.781
2	五罐区	呼吸废气	非甲烷总烃		7.913
3	二十五罐区	呼吸废气	非甲烷总烃		9.898
无组织排放总计					
无组织排放合计		非甲烷总烃			19.592

3、项目大气污染物年排放量核算

表 6.1-18 大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量/（t/a）
1	SO_2	0.458
2	NO_x	2.726
3	颗粒物	0.361
4	非甲烷总烃	21.285

6.1.9 大气环境影响结论

扩能改造项目位于达标区，根据工程分析源强和调查的区域在建、拟建、削减项目源强，采用 AERMOD 模式进行了 2023 年的大气环境影响预测，项目大气环境影响预测结果如下。

（1）根据大气预测结果可知，新增污染源正常排放下 SO2、NOx、PM10、非甲烷总烃、短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 100%，年均浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 30%。

（2）项目区域 SO_2、NOx、PM10、非甲烷总烃、现状环境空气质量浓度均达标，PM_{10}、SO_2、NO_x叠加在建、拟建项目以及背景浓度后保证率日平均浓度、年平均质量浓度均满足相应标准要求；非甲烷总烃叠加在建、拟建项目以及背景浓度后小时平均质量浓度满足相应标准要求。

（3）扩能改造项目计算结果显示，厂界浓度无超标，项目装置区需要设置的环境防护距离，均位于现有工程的防护距离包络线内，不需要新增防护距离控制要求。

综上所述，扩能改造项目总图布局基本合理，拟采取的大气污染防治措施可行，预测结果表明项目完成后大气环境影响可以接受。

表 6.1-19 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+NOx 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□			＜500t/a☑		
	评价因子	基本污染物(SO_2、NO_x、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3) 其他污染物(非甲烷总烃)					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	环境功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□		
	评价基准年	（2023）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	项目正常排放源☑ 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(SO2、NOx、颗粒物、非甲烷总烃)					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 项目最大占标率≤100%☑					C 项目最大占标率＞100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 目最大占标率≤10%□				C 项目最大标率＞10%□		
		二类区	C 项目最大占标率≤30%□				C 项目最大标率＞30%□		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（1）h		C 非正常占标率≤100%☑			C 非正常占标率＞100%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□					C 叠加不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□					k＞-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO2、NOx、颗粒物、非甲烷总烃）				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：（）		监测点位数（）			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（50）m							

	污染源年排放量	SO_2:（）t/a；	NOx:（）t/a	颗粒物:（）t/a	VOCs:（）t/a，
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					



图 6.1-43 公司卫生防护距离包络线示意图

4、环境防护距离

①大气环境防护距离

扩能改造项目为改扩建项目，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，采用进一步预测模型模拟评价基准年内项目厂区所有污染源（改建、扩建项目应包括全厂现有污染源）对厂界外主要污染物的短期贡献浓度。 对于厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值， 但厂界外大气环境污染物短期浓度贡献值超过环境质量浓度限值的，可自厂界向外设置一定范围的大气环境防护距离，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献值满足环境质量标准。根据扩能改造项目大气污染物排放情况，确定扩能改造项目大气环境防护距离的预测因子为甲醇、非甲烷总烃， 采用进一步预测模型 AERMOD 进行预测。

本次评价在厂界和厂区外均设置间距为 100m 的预测网格，预测扩能改造项目及现有工程所有涉及 SO_2、NOx、颗粒物、非甲烷总烃、苯并（a）芘的污染源对厂界外的短期贡献浓度，经软件计算，SO_2、NOx、颗粒物、非甲烷总烃、苯并（a）芘均无超标点，不需要设置大气环境防护距离。

②卫生环境防护距离

次技改项目将现有“两炉四塔”技改为一套“一炉四塔”，其他设备均利旧或更新，加工能力仍为 100 万吨/a，同时对无组织废气收集系统进行改造，对焦炭塔、胶水沉淀罐、集水池新增废水收集设施，提高无组织废气收集效率，现有工程炼油新区厂界已设 1300m 环境防护距离，本次工程减少非甲烷总烃无组织排放量 9.038t/a（其中，苯并（a）芘减少 0.01974t/a），硫化氢减少无组织排放量 23.49t/a。因此，不会扩大现有环境防护距离范围，全厂仍维持以安庆石化现有的炼油老区及炼油新区装置区 1300m 环境防护距离。

根据《中国石油化工股份有限公司安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程环境影响报告书》，安庆石化现有的炼油老区及炼油新区装置区均已经设定了 1300m 卫生防护距离，扩能改造项目设置的环境防护距离， 均位于现有工程的卫生防护距离包络线内，因此本次项目不需要新增防护距离控制要求，公司卫生防护距离包络线见图 6.1-43。

6.1.12 大气环境影响预测结论

扩能改造项目位于达标区，根据工程分析源强和调查的区域在建、拟建、削减项目源强，采用 AERMOD 模式进行了 2022 年的大气环境影响预测，项目大气环境影响预测结果如下：

1）新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值的最大浓度占标率≤100%；

2）叠加环境质量现状浓度、区域拟建、在建项目和区域削减项目的环境影响后，非甲烷总烃叠加后的短期浓度均符合环境质量标准。

3）扩能改造项目计算结果显示，厂界浓度无超标，项目装置区需要设置的环境防护距离，

均位于现有工程的防护距离包络线内，不需要新增防护距离控制要求。

综上，扩能改造项目总图布局基本合理，拟采取的大气污染防治措施可行，预测结果表明项目完成后大气环境影响可以接受。

6.2 地表水环境影响分析

项目改扩建后废水的产生节点不变。主要为低压分离器产生的含硫污水、机泵冷却和地面冲洗等产生的含油污水、初期雨水以及循环水系统排污水等。项目产生的废水均依托现有工程污水处理设施。其中含硫污水送至厂区污水汽提装置进行处理后部分回用；含油污水和初期雨水依托石化现有含油污水处理站处理后，达到回用水指标后部分进行回用，部分尾水最终达标排入长江安庆段；循环水系统排污水进入污水处理站含盐系列处理，监控合格后直接排入长江。

根据工程分析，项目区含油污水由改扩建前的 4225m^3/a（0.5t/h）增加到 12680m^3/a（1.5t/h），含硫污水由改扩建前的 63m^3/a（间歇排放，该量较小）增加到 252m^3/a，含盐污水由 1380m^3/a（0.16t/h）增加到 3940m^3/a（0.47t/h），前后水量变化不大。根据对安庆石化污水处理站现行含油、含硫、含盐废水系统的调查，项目改扩建前后不同性质的废水量仅占废水系统相当小的份额，且含油、含硫、含盐废水系统目前均有较大容量。项目废水在采取“污污分流、分质处理”和部分回用后，其排水量最终由改扩建前的 3526m^3/a（0.4t/h）增加至 10392m^3/a（1.2t/h），增加了 6866m^3/a（约 0.8t/h）。

根据中石化安庆分公司污水总排口在线监测数据，污水总排口排放的废水能稳定达标排放，其水质满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）三个排放标准中最小浓度限值要求。因此，本项目改扩建后，废水对地表水环境影响甚微。

表 6.2-1 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□;涉水的风景名胜区□;重要湿地□;重点保护与珍稀水生生物的栖息地□;重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道□;天然渔场等渔业水体□;水产种质资源保护区☑;其他⑦		
	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⑦		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⑦;pH 值⑦;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⑦;平水期□;枯水期□;冰封期□春季□;夏季⑦;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⑦;秋季□;冬季□		水行政主管部门□;补充监测⑦;其他⑦
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期□;平水期⑦;枯水期□;冰封期□春季□;夏季□;秋季□;冬季☑	（pH、化学需氧量、氨氮、石油类、总磷、硫化物）	监测断面或点位个数（3）个
现状评价	评价范围	河流：长度（2）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2		
	评价因子	0		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□;II类□;III类⑦;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0		
	评价时期	丰水期⑦;平水期□;枯水期□;冰封期□春季□;夏季⑦;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⑦;不达标□		达标区⑦

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="4">水环境控制单元或断面水质达标状况：□；不达标达标□
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□
依托污水处理设施稳定达标排放评价□</td><td>不达标区□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测范围</td><td colspan="5">河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">()</td></tr>
<tr><td>预测时期</td><td colspan="5">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□</td></tr>
<tr><td>预测背景</td><td colspan="5">建设期□;生产运行期□;服务期满后□;正常工况□;非正常工况□;污染控制和减缓措施方案□区（流）域环境质量改善目标要求情景□</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解□：解析解□;其他□导则推荐模式□：其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响评价</td><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标口；替代削减源□</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求□
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标口
满足水环境保护目标水域水环境质量要求口
水环境控制单元或断面水质达标口
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口
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求口</td></tr>
<tr><td rowspan="3">污染物排放量核算</td><td colspan="2">污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td colspan="2">COD</td><td>0</td><td colspan="2">60</td></tr>
<tr><td colspan="2">氨氮</td><td>0</td><td colspan="2">0</td></tr>
<tr><td>替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
</table>

		0	0	0	0	0
	生态流量确定	生态流量：一般水期（）m^3/s；鱼类繁殖期（）m^3/s；其他（）m^3/s 生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m				
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□;依托其他工程措施口；其他□				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动口；自动□;无监测□		手动口；自动口；无监测□	
		监测点位	现有污水处理站入长江口上游500m、下游500m、下游1500m		厂区污水总排口	
		监测因子	pH、COD、氨氮、总氮、总磷、石油类、硫化物		流量、COD、氨氮、pH、石油类、悬浮物、总氮、总磷、硫化物、挥发酚	
	污染物排放清单	口				
评价结论		可以接受☑;不可以接受□				
注：π□”为勾选项，可打√;π()γ为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

6.3 声环境影响预测与评价

6.3.1 噪声污染源

项目建成运营后，噪声源主要为各类机泵及风机，其声压级为 85~95dB(A)，主要噪声源强见表 4.3-7。

6.3.2 预测点布设

扩能改造项目噪声评价等级为三级，评价范围为厂界外 200m。选择噪声现状监测点为预测点。

6.3.3 预测模式

本评价采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的工业噪声预测计算模式，对项目运行后的厂界噪声变化情况进行分析。

1、条件概化

（1）为便于预测计算，将各工段噪声源概化叠加；

（2）考虑声源至受声点（厂界）的距离衰减；

（3）空气吸收、雨、雪、雾和温度等影响忽略不计。

2、预测模式

①单个室外的点声源在预测点产生的声级计算基本公式

如已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级可按下式计算：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：Lw——倍频带声功率级，dB；

Dc——指向性校正，dB；它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级的全向点声源在规定方向的级的偏差程度；指向性校正等于点声源的指向性指数 D_I 加上计到小于 4π球面度（sr）立体角内的声传播指数 D_Ω;对辐射到自由空间的全向点声源，Dc=0dB；

A——倍频带衰减，dB；

A_{div}——几何发散引起的倍频带衰减，dB；A_{atm}——大气吸收引起的倍频带衰减，dB；A_{gr}——地面效应引起的倍频

带衰减，dB；A_{bar}——声屏障引起的倍

频带衰减，dB；

A_{misc}——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

②噪声贡献值计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 LAi，在 T 时间内该声源工作时间为 ti；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 LAj，在 T 时间内该声源工作时间为 tj，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值（Leqg）为：

$$L_{eqg}=10\lg\left[\frac{1}{T}\left(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}}\right)\right]$$

式中：t_j——在 T 时间内 j 声源工作时间，

s；t_i——在 T 时间内 i 声源工作时

间，s；T——用于计算等效声级

的时间，s；N——室外声源个数；

M——等效室外声源个数。

③预测点等效声级（Leq）

$$L_{eq}=10\lg\left(10^{0.1Leqg}+10^{0.1Leqb}\right)$$

式中：

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，

dB(A)；L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

6.3.4 预测结果

根据拟建工程设备噪声源强分布，利用上述的噪声预测模式，预测出本次工程的主要设备噪声源在采取相应的降噪措施后对厂界环境噪声的贡献值及叠加背景值后的预测值，得出其预测结果见表 6.3-1。

表 6.3-1 项目厂界噪声影响预测结果 dB(A)

位置	预测点位	时段	贡献值	现状值	叠加值	标准
现状厂址厂界	1#炼油东大门	昼间	38.4	52.9	53.0	65
		夜间		50.1	50.4	55
	2#腈纶厂界东	昼间	37.5	53.0	53.1	65
		夜间		47.7	48.1	55
	3#腈纶东北角	昼间	34.2	53.2	53.2	65
		夜间		47.8	48.0	55
	4#腈纶北门	昼间	34.2	53.5	53.6	65
		夜间		48.7	48.8	55

5#北山罐区厂界北	昼间	37.9	52.9	53.0	65
	夜间		47.8	48.2	55
6#新区北门	昼间	37.1	53.2	53.3	65
	夜间		46.7	47.1	55
7#新区装置厂界西	昼间	37	53.3	53.4	65
	夜间		47.0	47.4	55
8#热电厂大门	昼间	32.4	52.4	52.4	65
	夜间		46.6	46.8	55
9#热电厂东北	昼间	32.2	52.6	52.6	65
	夜间		46.9	47.0	55
10#热电干灰门	昼间	31.4	53.2	53.2	65
	夜间		47.4	47.5	55
11#热电东南角	昼间	31.5	53.5	53.5	65
	夜间		48.5	48.5	55
12#热电厂南	昼间	31.2	53.7	53.7	65
	夜间		47.7	47.7	55
13#化肥储运大门	昼间	33.2	53.7	53.7	65
	夜间		47.3	47.5	55
14#化肥南大门	昼间	31.1	53.5	53.5	65
	夜间		47.3	47.4	55
15#化肥办公楼	昼间	33.5	53.1	53.1	65
	夜间		47.8	47.9	55
16#化工厂界南	昼间	32.4	54.1	54.1	65
	夜间		47.4	47.5	55

预测结果表明，在采取相应的隔声降噪措施处理后，生产过程中厂内各种设备运转产生的噪声，对厂界噪声的影响值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的限值要求。评价认为，项目生产过程中正常工况噪声不会对区域声环境造成明显不利影响。

6.3-2 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☑		远期□
	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□		
注：□”为勾选项				

6.4 固体废物环境影响评价

项目建成后每年产生的固体废物 32.54t（折算），均为危险废物。各类危险废物均依托炼油项目现有工程已建成的 1500m² 危废临时贮存场所，暂存后均委托有危废处置资质单位处理，危险废物按照不同的类别和性质，分别存放于专门的容器中。各类危废均按 GB18597-2001《危险废物贮存污染控制标准》中的要求和规范，临时贮存于容器内（采用不锈钢容器作为危险废物容器符合 GB18597-2001 第 5 条规定）放置库房中，并及时由外委处理单位运走，因此对环境没有影响。

现有工程危险固废产生量 8029.85t/a。而危废临时贮存场所最大贮存能力约为 10000 吨。本项目建成后危废量由改扩建前的 39.1t/6a 增加为 40.27t/a。现有场所能满足要求。

表 6.4-1 建设项目危险废物贮存场所（设施）基本情况一览表

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	炼油区危废物暂存场所	废催化剂 S_1	HW50	251-016-50	炼油区	1500m²	密封桶装载	10000 吨	一般 3 个月，不超过一年
2		废保护剂 S_2	HW50	251-016-50			密封桶装载		
3		废瓷球 S_3	HW08	251-012-08			密封桶装载		
4		滤渣 S_4	HW08	251-011-08			防漏袋装载		
5		废渣 S_5	HW08	251-012-08			防漏袋装载		

在建设单位严格遵循“分类收集、减量化、资源化、无害化”原则，固废暂存设施严格按照相关规范设计、建造，防风、防雨、防晒、防渗漏的基础上，加强固体废物的综合利用并按规定进行合理处置，扩能改造项目固体废弃物不会对周围环境产生不利影响。

6.5 地下水环境影响预测与评价

6.5.1 区域地质条件

1、地层岩性

评价区及其周边地层隶属下扬子地层分区。区内出露的地层有古生界、中生界、新生界（详见表 6.5-1），分布情况见图 6.5-1。

表 6.5-1 区域地层岩性特征表

界	系	统	地层名称	符号	厚度（m）	主要岩性
新生界	第四系	全新统	-	Q4	10-100	砂质粘土、粉细砂层、砂砾石层等
		上更新统	-	Q3	26-63	下部为砾石层、粘性土，上部为砂砾石层和粉质粘土等
中生界	白垩系	上统	宣南组	K2xn	1500	紫红色中厚层砾岩夹含砾砂岩、砂岩
	侏罗系	上统	汪公庙组	J3hj	1031-1126	为一套火山碎屑沉积岩
			江镇组	J3lc	1027~1974	安山岩、粗面岩及安山质凝灰岩，凝灰质角砾岩，岩屑晶屑凝灰岩
		中统	自流井组	J2z	>564	底部为砂砾岩，下部为厚层砾岩、长石石英砂岩。上部为粉砂岩、页岩
		下统	武昌组	J1m	177-624	长石石英砂岩与砾岩、含砾砂岩互层，夹页岩、炭质页岩及煤层
	三叠系	上统	黄马青组	T3h	1883	紫红色、黄绿色砂岩、粉砂质页岩、钙质页岩
		中统	扁担山组	T2b	425-1046	下部为中厚层灰岩夹白云岩，上部为中厚层白云质灰岩、白云岩，常见角砾状灰岩
		下统	殷坑组龙山组	T1	123-446	灰黄色页岩、钙质页岩、钙质页岩夹薄层灰岩
古生界	二叠系	上统	大隆组	P2d	24-47	含燧石灰岩，薄层燧石层、灰黑色页岩互层
			龙潭组	P2l	24-70	黑色页岩为主夹有砂岩、炭质页岩及煤层
		下统	孤峰组	P1g	27-312	硅质岩、硅质页岩、钙质页岩
			栖霞组	P1q	212-246	底部为含煤段，下部臭灰岩段，上部燧石灰岩段
	石炭系	上统	船山组	C2+3	117-135	灰、灰白色厚层、块状致密纯灰岩
		中统	黄龙组			
	泥盆系	上统	五通组	D3w	10-94	灰白色厚层石英砂岩或中粗粒石英砂岩，底部见薄层石英砾岩
	志留系	上统	茅山组	S3ms	145-392	石英砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩
		中统	坟头组	S2f		细粒石英砂岩夹粉砂质页岩
		下统	高家边组	S1g	776	以灰绿、黄绿色粉砂质页

						岩、页岩为主，下部夹细砂岩
	奥陶系	上统	汤头组、五峰组	Q3	3-21	主要岩性为灰黑色及灰绿色页岩
		中统	砀山组、庙坡组、宝塔组	Q2	7-33	主要岩性为薄-中厚层龟裂纹灰岩夹薄层瘤状灰岩。庙坡组为页岩
		下统	东至组	Q1d	11-66	主要为深灰色、灰黑色厚层、块状致密灰岩夹结晶灰岩
			小摊组	Q1x		
			四碾潘组	Q1s		
			红花园组	Q1h		
			仑山组	Q11	277-384	下段为青灰、灰白色白云岩，白云质灰岩夹大理岩；上段为灰、灰白色块状致密灰岩夹结晶灰岩、白云质灰岩
	寒武系	上统	唐村组	€3t	100	主要为大理岩、泥质条带灰岩等
			青坑组	€3q		
			团山组	€3t		
		中统	杨柳岗组	€2y	76-130	灰、灰黑色中厚－厚层灰岩夹白云岩
		下统	黄柏岭组	€1h	338-405	下段为灰褐色碳质页岩，硅质页岩夹硅质岩；上段为灰、灰绿色具微层理页岩，钙质页岩，硅质页岩等

2、地质构造

根据区域地质资料分析，区域地质构造可归纳为东西向构造带、华夏系构造、弧形构造、北东-北北东向大断裂构造和南北向构造。这些构造经历了多期构造运动，先后的大别山期、吕梁期、印支期、燕山期和喜山期的构造运动，构成了本区域的地质构造体系特征。

本区域的构造形迹主要位于规划区的西部和北部，由一系列弧形排列的褶皱及其伴生的其他构造形迹组成，称之为洪镇复式背斜构造带。

洪镇复式背斜构造带位于规划区的西部，轴线大致呈 50°延伸，总的是南西翘起，向北东倾斜，四周被侏罗系以上地层所盖，出露长度约 35km，宽度约 15km。核部被洪镇岩体所占，刺激褶皱由寒武系、志留系或泥盆系上统为核的正性构造（背斜）为主要表现，而相应的负性构造（向斜）往往被挤压及断裂破坏，而显得弱小，轮廓不完整。组成复背斜之北西翼的次级褶皱（见表 6.5-2）呈雁行排列，发育有纵横两组断裂（见表 6.5-3）。复背斜东南翼和北东倾伏端则为一向南西收敛，向北西撒开的压扭性帚状构造，其中褶皱见表 6.5-4，与褶皱伴生的有压性断裂和张性断裂。

表 6.5-2 洪镇复背斜之北西翼次级褶皱简表

名称	轴向	长 宽（km）		组成地层		北西翼		东南翼		备注
				核	翼	倾向	倾角	倾向	倾角	
董岭背斜	40°-50°	11.5	4	C_1h^1	C_1h^2-P2d	310°	60°	155°	65°	
狮山向斜	36°	11	4	T2b	C1h-T1			330°	45°-85°	南翼局部倒转
曹家海向斜	40°	4	2	C、P	S-D3	SEE	65°	320°	53°	
杨家冲背斜	44°	5	1.7	S	D3-T_2	320°	66°	100°	65°	
黄土山背斜	20°-60°	6.5	2	D3	C-T2b	325°	40°	135°	45°	
踏水桥向斜	55°	3	1.3	T3h	T3h	145°	55°	330°	60°	

表 6.5-3 洪镇复背斜之北西翼断层简表

名称		产状			长 度（km）	备注
		走向	倾向	倾角		
纵断层	陈老屋断层	50°	NW	60°	7	
	胡家老屋西断层	50°	SE	陡	5	
	朱家老屋断层	50°	NW	陡	4	
横断层	大雄山正断层	330°	SW	58°	2.8	
	毕家洞逆平移断层	330°	NE	59°	4	
	陈小屋正断层	330°	SE	57°	6	
	大董岭正断层	320°	NE	陡	2.5	
	尚家山正断层	320°	NE	70°	2	
	曹小屋平移正断层	NW	NE	70°	1.5	
	陈家屋断层	NW	-	-	1.3	

表 6.5-4 洪镇复背斜广村帚状构造褶皱简表

名称		轴向	组成地层		两翼产状		枢纽及轴面产状
			核	翼	西翼	东翼	
第一旋钮带	百子山倒转背斜	40°-20°-345°	O	S1-T1	倒转 110°∠65°	120°∠35°	枢纽 NNW 倾伏，倒转 115°∠50°
	铁石桥倒转向斜	20°-50°-10°	T3	S1-T2	110°∠50°	倒转 110°∠60°	枢纽 NNE 倾伏，倒转 110°∠48°

	东来山倒转背斜	44°-50°-20°	S1	S2-T2	倒转 105°∠60°	115°∠45°	枢纽 NNE 倾伏，倒转 110°∠50°
第二旋钮带	鲤鱼山倒转向斜	2°-330°-10°	T1	S-T2	40°∠80°	55°∠40°	枢纽两端倾向中间，45°∠57°
	黄梅山背斜	330°-299°-275°	S	D3-T2	210°∠75°	40°∠50°	枢纽向两端倾伏，轴面近直立

项目厂区内断裂褶皱等构造不发育。

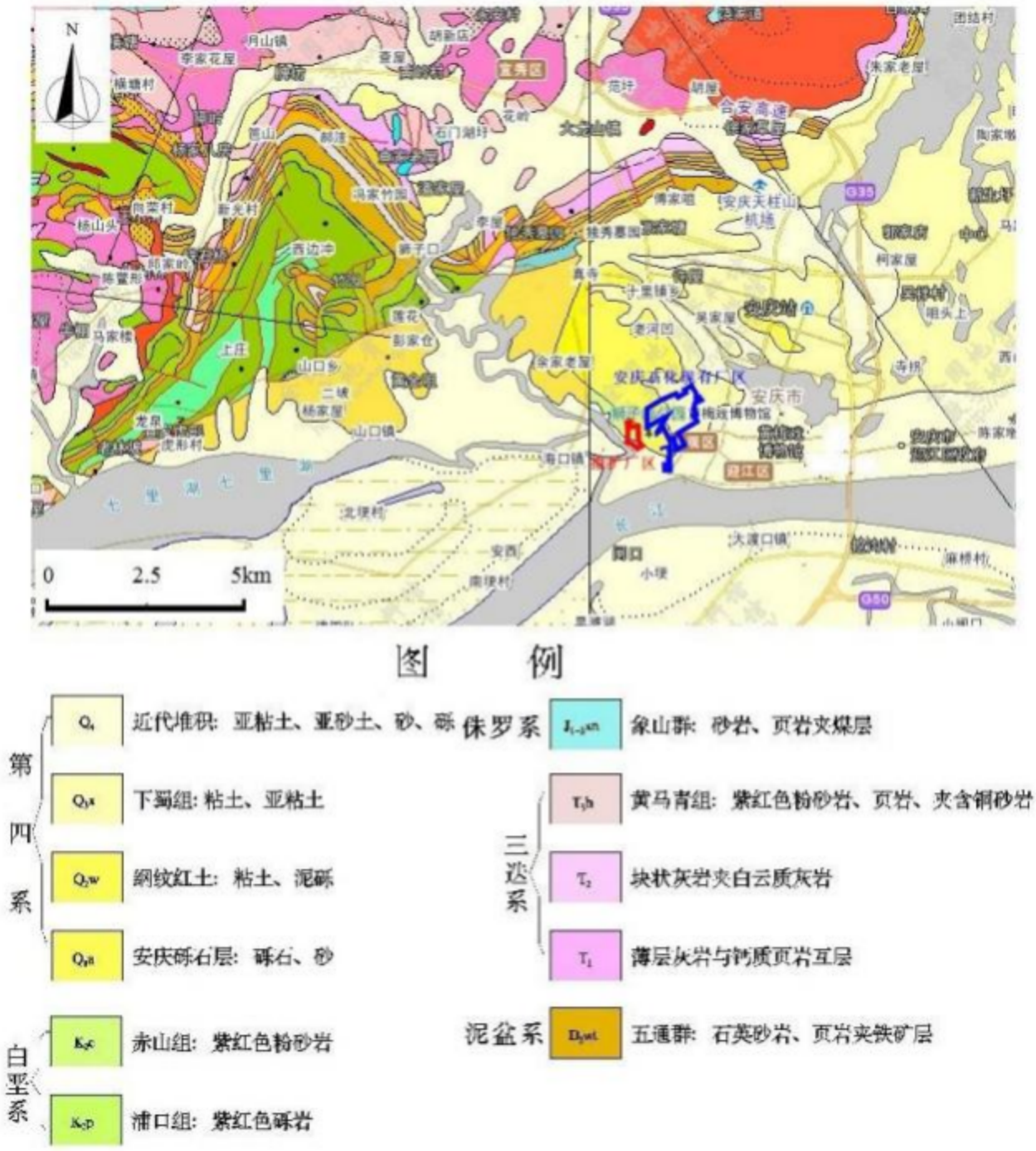


图 6.5-1 区域地质图

6.5.2 区域水文地质条件

1、地下水类型与含水岩组划分

区域内地下水的赋存条件与分布规律是以岩性为基础，地质构造起控制作用，地貌条件则是地下水形成的重要自然背景。

根据区域的水文地质条件，对地下水的赋存和分布规律有影响的主要因素进行论述，进而对区域内地下水的赋存条件与分布规律一并论述。

（1）含水岩层的性质

地层中的含水岩层是地下水赋存和活动的场所，而岩石的岩性组合及其含水介质的性质直接影响到含水层富水程度的优劣。

河谷规模的大小，决定了松散堆积物的分布以及岩性和岩相的变化，控制和影响地下水的形成和分布。长江及其主要支流的河谷地带，全新统松散的砂层、砾石层，含泥量低，孔隙性好，厚度大。长江古河床堆积物厚度可达40~50m，皖河可达20~30m，且位于当地侵蚀基准面以下，构成了良好的储水空间，丰沛的降水量和活跃的地表径流提供了优越的补给条件，成为赋存孔隙潜水（部分承压水）的良好场所。在低山丘陵区，发育了众多的小规模的河流，河流宽度一般几十米，河谷内松散的砂砾石层虽有堆积，但厚度不大，一般在1~3m。不仅上覆有细颗粒盖层，砂砾层的含泥量也很高，储水空间小，又没有充足的补给来源，这样的河谷孔隙水富水性差。

对基岩地下水而言，岩石本身的坚脆柔软程度、裂隙发育程度、可溶性以及孔隙大小是地下水赋存的首要条件。坚硬性脆的岩石刚性强，如五通组的石英岩、石英砂岩，孤峰组的燧石层，仑山组、栖霞组、扁担山组的硅质灰岩、灰岩等，受力后岩石容易破碎，形成张性裂隙，有利于地下水的储存和运动；半坚硬岩石柔塑性好，如志留系、二叠系的砂页岩，上白垩~下第三系的泥钙质胶结的砂岩、砾岩、砂砾岩等，受力后不容易产生裂隙，即便产生了裂隙，往往都是短小紧闭的，暴露出岩石容易风化的特点，形成孔隙性含水。

质纯层厚的碳酸盐岩类岩石容易受到水的溶蚀，岩溶比较发育，质杂层薄的相反。如扁担山组、栖霞组硅质灰岩、燧石结核灰岩，石炭系中统的纯灰岩，岩溶发育，不仅大泉较多且有暗河分布，水量较丰富。三叠系下统的薄层灰岩，岩溶不发育，富水性也相对较差。

（2）地质构造对地下水赋存的控制和影响

区域性的构造体系控制了区内的水系、地层、地貌的展布，也控制了地下水的空间分布。区域内主要发育东西向构造带、华夏系构造、弧形构造、北东~北北东向大断裂构造和南北向构造。对区域地下水的分布和赋存条件的影响局部还表现在构造的形态、断裂数量、规模及结构面本身的力学性质上。

在基岩分布区，褶皱的宽缓与紧密程度，对地下水的赋存有明显的影响。区内的洪镇复背斜的北半部的富水性比南半部好。

断裂对地下水的作用，主要表现为导水和阻水的作用。泉水的形成、流量大小等几乎都与断裂破碎带有关。

不同构造体系形成的构造形迹，其结构面本身力学性质的差异，对地下水的控制作用也显示一定的差别。压扭性断裂，多呈数条断裂平行延伸，走向基本与地层走向一致，构造面两侧地层破碎，裂隙发育，为地下水创造了较好的赋存空间，同时压性断裂结构面由于受挤压作用的影响，一般具有阻水性，形成阻水边界。张性断裂，基本沿地层倾向发育，本身具有导水性，沿张性断裂出露的泉水，一般水量都较大。

（3）地貌条件对地下水形成的影响

地貌条件是影响地下水补给、贮存、运移的重要因素。

地貌形态的差异，使第四系的成因类型发生变化。成因不同决定了松散堆积物的组成不同，而影响富水性的差异。冲积成因的河谷地区，一般水量丰富，而湖积成因的却很差。如区内的湖滩地，由含泥粉细砂与粘土、亚粘土组成，厚度20m以上，大气降水、地表水等都不能充分的补给含水层，故而水量极其贫乏，可视为不含水层。即使底部有薄层的冲积砂、砾石，却因上部湖积层的透水性差，下伏基本不含水的"红层"，补给条件受到抑制，水量也很贫乏。残积、坡积、残坡积冲坡积等不同成因类型的松散沉积物，显然也随着地貌位置、地形形态的变化，富水性出现差别。总得来说，除冲积成因的以外，其他成因类型的堆积物水量是贫乏的。

本区的新构造运动主要表现为大面积间歇性上升，山区经历了强烈的侵蚀切割，地表线状流水发育。在岩性和构造相似的条件下，地貌作用成为主导的因素。区内的裂隙水和岩溶水都处在低洼的河谷小溪附近和冲沟发育的线状流水地带，一些溶洞不仅都发育在标高100m以下，而且都发育在西北坡，说明那里的水动力条件较好。基岩丘陵山区的地下水随着地表高度的降低，泉水出露越来越多，在地表以下，随深度增加，富水性减少。

2、地下水含水岩组划分与富水性

根据区域内的地层岩性和地下水的赋存条件、含水介质、水理性质及埋藏条件，区内地下水可划分为松散岩类孔隙水含水岩组、碳酸盐岩裂隙岩溶水含水岩组和基岩裂隙水含水岩组。

一、松散岩类孔隙水含水岩组

（一）潜水（包括微承压水）

区域内松散岩类孔隙潜水（微承压水）按其地下水类型和富水性等级，可划分以下富水性区域。

（1）富水性较强区（单井涌水量1000~2000m^3/d）

主要分布在长江的I级阶地、河漫滩、江心洲、皖河河床地带。孔隙水主要赋存于全新统冲积成因的砂层、砂砾层中，构成水量丰富的含水层。底板为白垩系"红层"。

①长江干流古河床冲积层，厚45~50m，综合其岩性特征，基本可以分为两个大层。即：上部粉细砂层，厚的25~30m，含孔隙潜水；下部砂砾层、砾石层，厚10~18m，为主要含水层。由于上部砂层厚度大，下部砾石层埋藏较深，厚度也较大，两者的水理性质和水力特征有较为明显的差异性。上部砂层地下水为沿江一带的主要供水水源，下部砂砾层开发利用相对较少。

下部砂层：在河谷地带，含水层富水性强，单井涌水量大，一般单井涌水量在1000~2000m^3/d；在近谷坡地带，砂砾层厚度变薄，富水性减弱，单井涌水量变小，一般小于1000m^3/d。

上部砂层：在长江的I级阶地、河漫滩、江心洲、皖河河床地带，含水层富水性强，单井涌水量大，一般为1000~2000m^3/d；但在边缘地带，由于冲积砂层与湖积含泥砂层、粘土层呈相变过渡关系，其富水性明显减弱，单井涌水量变小，一般小于500m^3/d。

上部砂层和下部砂砾层的地下水水质普遍良好，仅局部发现铁离子含量偏高，超过饮用水水质标准。

②皖河河谷冲积层地层结构自上而下为：①现代河流泛滥相砂层，结构松散，厚1~3m，为良好的透水层位；②灰黄色砂层（包括亚粘土），其粒度由上而下逐渐变粗，由上游到下游有逐渐增厚的趋势，厚3~15m，富含孔隙潜水；③砂砾层（或砾石层），厚1~10m，为主要含水层。砾石层具有多孔性，储水条件好，含有丰富的孔隙潜水。水位埋深一般在0.45~2.54m，单井涌水量大，一般为1000~2000m^3/d。

（2）富水性贫乏区（单井涌水量10~100m^3/d）

主要分布在区内的二级阶地，岩性主要为砾石层、粘性土等，主要构成潜水或微承压水。含水层厚度一般1.0~10.0m，含水层埋藏深，水位埋深大，一般水位埋深3-4m。单井涌水量一般小于100m^3/d，渗透系数一般为0.1~2.0m/d。水化学类型主要以HCO_3-Ca·Na和HCO_3-Ca·Mg型为主，矿化度0.2~0.70g/L，pH值一般在7.0左右。

分析其贫水的主要原因有如下几点：

①砂砾层虽然较厚，但含泥量较高，特别是在边坡地带，含泥量更高，影响含水量。

②局部含水层较薄，一般在1~2m。

③基底为含水性极差的岩层（红层），得不到底部岩层的补给。

④由于地形切割较大，虽然含水层较好，接受大气降水补给，但因地下水极易排泄而

贫水，水位埋深也大，动态不稳定。

⑤接受大气降水入渗补给面积小。

（3）富水性极贫乏区（单井涌水量小于10m³/d）

主要分布在由坡积物组成的山前坡积裙地带，出露面积小，边界和底部为基本不含水层的"红层"，缺乏良好的补给、储存条件。

含水层主要岩性为砂和砾石层，厚度薄，一般不足3m，含泥量较高，没有良好的储水空间，故富水性极其贫乏，在旱季基本无水。单井涌水量一般小于5m³/d，水化学类型主要以HCO_3-Ca·Na和HCO_3-Ca·Mg型为主，矿化度0.3~0.78g/L。

（二）承压水

主要分布在区域东南部的湖积物分布区。上部岩性主要为粘土、亚粘土，下部为含泥粉细砂。厚度约20m，含水层顶板埋深一般小于10m。根据钻孔抽水资料，单井涌水量一般小于10m³/d，水化学类型以HCO_3·Cl-Na型水为主，矿化度一般0.4~0.6g/L。

二、碳酸盐岩裂隙岩溶水含水岩组

主要分布在区域的西北部，由沿江褶皱带中－古生代碳酸盐岩岩石组成。

区内的碳酸盐岩含水岩组位于洪镇复式背斜的东南翼和北东倾伏端，由奥陶系——三叠系组成的次一级褶皱及伴生的一系列扭性挤压面，构成压性状旋钮构造——即广村帚状旋钮构造，面积约100km²。

受断层、褶皱构造影响，碳酸盐岩节理、裂隙密集、张性裂隙发育，特别是石炭系纯灰岩和二叠系下统栖霞组灰岩、含燧石结核灰岩，都受与褶皱轴斜交的两组"X"型节理影响，成为岩溶发育、岩溶水富集的控制性构造，沿走向可见溶蚀洼地、漏斗、溶洞等。出露泉水流量一般在20.0L/s以上，常年流量比较稳定，水温17℃。钻孔资料显示，在二叠系下统栖霞组灰岩中，在深17.81~18.81m、31.18~32.58m、42.36~52.02m、71.27~78.45m处见到溶洞，最小洞高1.0m，最高为9.66m。

抽水试验表明，降深7.05m，单井涌水量为1620m³/d，单位涌水量为229.7m³/d·m。水化学类型为HCO_3-Ca型，矿化度0.28~0.45g/L，pH值一般在7.0~8.0左右。

三、基岩裂隙水

本区的基岩裂隙水可分为：一般构造裂隙水和风化带网状裂隙水。一般构造裂隙水主要分布在沿江侵蚀构造低山丘陵区的碎屑岩分布区，主要由古生界和中生界的砾岩、砂岩和页岩组成的含水岩组。风化带网状裂隙水分布在剥蚀堆积丘陵区，主要为红层盆地风化层含水带，由侏罗系上统汪公庙组、白垩系上统的碎屑岩组成。基岩裂隙水的赋存条件主要取

决于裂隙的发育程度、特征，而断裂的发育又受构造、岩性等因素的控制及后期风化作用的影响。

本区的地质构造背景较为复杂，区域性的不同构造体系的复合部位或不同方向的构造线相交的部位，由于受到多次构造的影响，应力集中，岩石裂隙发育；褶皱的不同部位由于构造变动时应力不同，裂隙发育程度不一。各类大小不一、规模不一的断层都是基岩裂隙水可能赋存的场所。

（1）一般构造裂隙水含水岩组

主要岩性为中、古生界沉积岩系，如黄柏岭组页岩、硅质页岩，志留系砂、页岩，五通组石英岩、石英砂岩，孤峰组硅质页岩、硅质岩，大隆组燧石层、硅质页岩，龙潭组页岩夹砂岩，黄马青组砂、页岩，侏罗系中、下统的砂、页岩等。其中以志留系、黄马青组和侏罗系中下统的地层分布较广。

上述岩层的富水性，在很大程度上取决于岩性和构造的发育程度，岩性坚脆刚性好的岩层，在构造的作用下，裂隙发育，不易被充填，含水性好，反之，含水性差。

一般构造裂隙水在地形地貌和地质构造的共同作用下，多以泉水的形式出露，泉水大多为侵蚀下降泉，泉水主要沿构造破碎带或两种不同岩性的接触带发育。沿构造破碎带及两侧形成相对富水的条形区域。泉水流量受地形、构造和补给条件的控制，一般流量较小，多在0.1L/s左右，只有在良好的构造条件、补给条件和有利的地形条件下，泉水流量相对较大，大者可达5~6L/s。流量小的泉水稳定性差，流量大的泉水，稳定性较好，这与形成泉水的地形条件、构造条件、岩性条件和补给条件相关。

根据周围的钻孔资料，一般构造裂隙水含水岩组单井涌水量一般均小于100m^3/d，水化学类型为HCO_3-Ca型，矿化度一般小于0.35g/L。

（2）风化带网状裂隙水含水岩组

本区风化带网状裂隙水含水岩组主要为白垩系上统碎屑岩组成的“红层”，岩性主要为紫红色中厚层砾岩夹含砾砂岩、砂岩。岩石呈半坚硬状态，胶结紧密，裂隙短小封闭，抗风化能力较差。一般强风化层厚度在10m左右，弱风化、微风化可达60~70m，水量贫乏。根据钻孔抽水试验资料，降深50.94m，水量47m^3/d，水化学类型为HCO_3-Na型水，矿化度一般0.4~0.5g/L。一般的水井水量都小于20m^3/d。

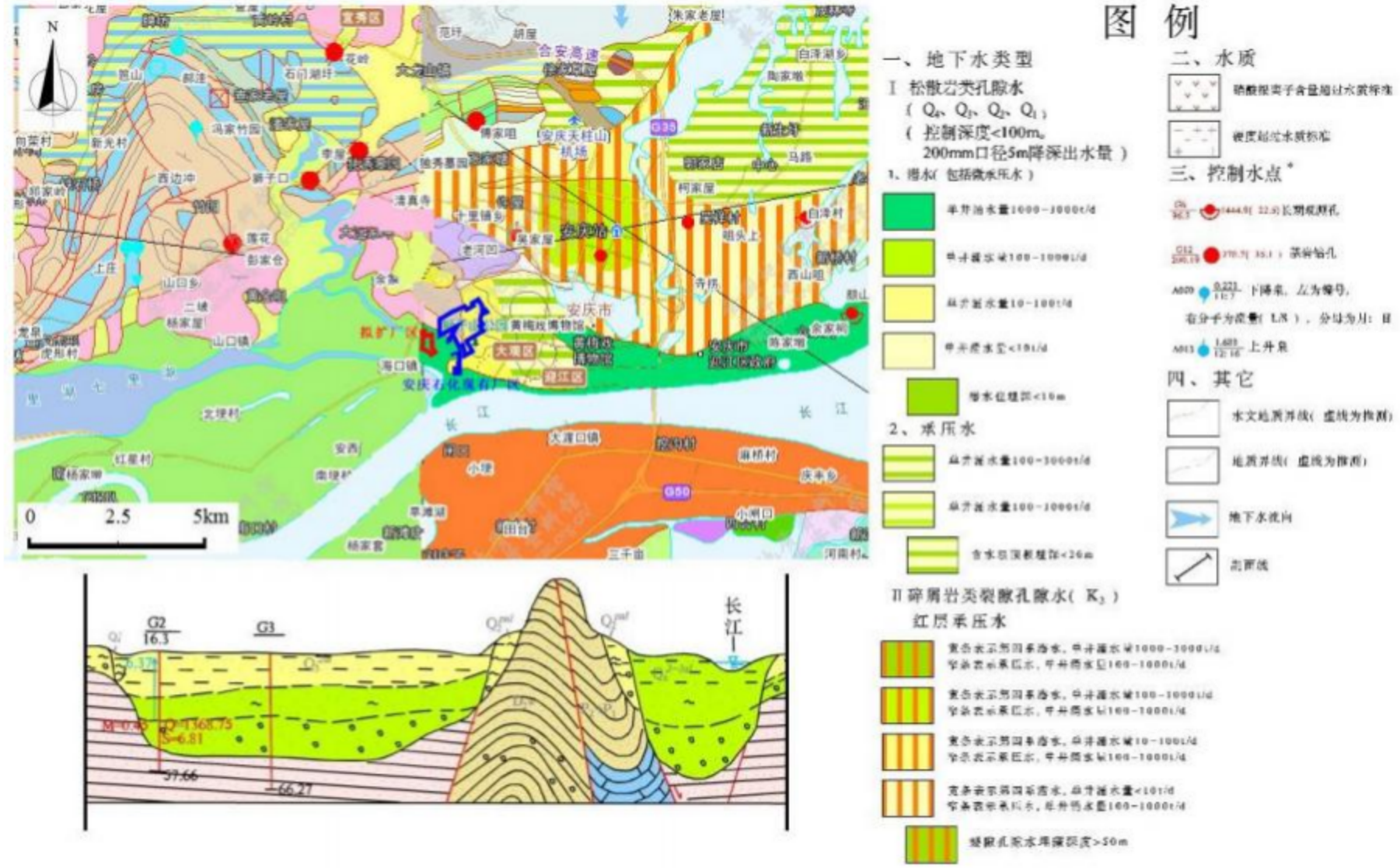


图 6.5-2 区域水文地质简图

3、含水岩组间水力联系及地下水补径排条件

（1）松散岩类孔隙水补给、径流、排泄条件和动态特征

松散岩类孔隙水主要分布在长江河谷平原、皖河河谷地带，包括江心洲、河漫滩等地形，这里地势低平，冲积层具有二元结构，沿江一带该层厚 4~10m，由亚粘土、亚砂土组成，渗透系数很小，在 0.049~0.00065m/d 之间。因此，孔隙水的分布区纵然就是大气降水的补给区，具有一定的垂直入渗的补给条件，却不可能成为主要的补给源。皖河河床则因上覆透水性好的砂层，透水性能好，降水入渗补给方才成为重要的因素。孔隙水的主要含水层由砂砾石组成，具有良好的透水性，所以，江、河、湖水的沿岸侧向补给是孔隙水的主要补给来源。由于孔隙水水力坡度较小，一般在 1/10000~3/10000，上游的径流补给显得比较微弱。皖河河谷随着降水和洪流的发生，是当地的地下水水位出现同步上升的变化，地表水补给地下水异常明显。孔隙水的补给还来自山前地带的基岩裂隙水、裸露裂隙岩溶水的侧向补给和覆盖型裂隙岩溶水的顶托补给。

地下水在砂、砾石中径流畅通，远河地带水位埋藏较浅，水力坡度较小，近河地带水位埋藏较深，水力坡度较大。地下水流向一般都以锐角与地表水斜交，向河流排泄。

沿河分布的阶地大多为堆积阶地，主要接受大气降水入渗补给以及周边基岩裂隙水的侧向补给，地下水垂直河流运动，水力坡度较大，向下游方向排泄补给河水。

区内松散岩类孔隙水的动态具有明显的季节性，地下水的动态特征与降水、江河水水位等有明显一致性。一般在 5~7 月份降水量较大时，江河水位上升并开始出现峰值，地下水水位也有明显的上升，一般在 7~8 月份达到峰值，之后降水量减少，江河水位降低，地下水位也随之缓慢下降，一般在 1~2 月份地下水位出现最低值。区内松散岩类孔隙水水位年变幅一般在 2~3m。

（2）基岩裂隙水补给、径流、排泄条件和动态特征

基岩裂隙水主要分布在丘陵山区、低丘区，地下水的分布区即为降水入渗补给区，除在脉状储水构造中径流集中、流程较长外，一般径流短而且分散。地下水流向和水力坡度与地形坡向、坡度基本一致。在低洼的沟谷、坡麓地带以散流形式的泉水就近排泄给地表水。一般构造裂隙水常以流量小于或等于 1L/s 的悬挂泉出露，成为山间河流的重要补给源。这些泉水多分布在海拔 200m 以下的沟谷低地，因风化交替频繁，径流条件较为畅通，但流程较短，动态变化不稳定。沿沟谷分布的泉水仅在暂时洪流出现时地表水具瞬间补给地下水的现象，洪流过后，迅速恢复正常，地下水继续补给地表水。出路标高较高的泉水和沿岸坡麓的泉水，受降水和洪流的影响，往往成为季节性的间歇泉。

唯有受深部构造影响时，才具有管道流的性质，同时带来了动态较为稳定的特征。

在红色碎屑岩的低丘地带，构成风化带网状裂隙水，由于透水性差，入渗系数小，降水入渗补给相当微弱，红层地区仅在降水数日内见到岩壁浸湿现象，而未能构成泉流。红层接受低山丘陵的基岩裂隙水的侧向补给，但因风化浅、径流迟缓、流程很短，有限的泉流都排泄到地表，成为松散层孔隙水的一个补给来源。

基岩裂隙水的动态变化，除受大气降水控制外，也受地形和植被的影响，在沟谷部分动态变化小，水位埋藏浅，而愈近山顶，动态变化愈大，水位埋藏较深。

（3）碳酸盐岩裂隙岩溶水补给、径流、排泄条件和动态特征

碳酸盐岩裂隙岩溶水主要分布在区内的西部，基本构成独立的汇水盆地。裸露区岩溶发育，成为大气降水入渗的主要地带，容易接受大气降水的入渗补给，接受补给后的水经上述通道垂直下渗到一定的深度，受到不同的相对阻水边界的限制，转变为水平运动，在沟谷深切处呈下降泉排泄地表或向其他基岩裂隙水径流排泄，形成相对独立的汇水盆地或汇水区，在汇水区中心呈暗河或大泉排泄地表。

碳酸盐岩裂隙岩溶水的动态变化较大，表现在泉水动态上，随着降水量的逐步增大，泉水流量也随之增大，泉水流量与降水呈明显的正比关系，在枯水期降水量减少，泉水流量也明显的随之减少。泉水动态受降水控制明显。

6.5.3 项目区地质概况

1、地质条件概述

本评价项目场地地质资料参考《中国石油化工股份有限公司安庆分公司新建 30 万吨/年 MTBE 装置项目环境影响报告书》，和本项目位于同一厂区内。

（1）地层岩性

项目场地岩土层自上而下总结概述如下：

①层素填土（Q_4^{ml}）：灰黄、灰褐、褐黄等色，整体色杂，主要由卵石、碎石及粘性土等组成，结构松散，组成物质复杂，不均匀，为场地整平过程中人工回填而成，该层在整个场地均有分布，层厚 1.0～18.3m。

②层粉质粘土（Q_4^{al+pl}）：褐黄色~黄褐色，一般硬塑，部分可塑，含少量砾砂、卵石，切面稍有光泽，无摇震反应，干强度中等，韧性中等，部分地段为粘土、粉土。该层分布于场区大部分区域，层厚 0.6～15.90m。

③层卵石（Q_1^{al+pl}）：灰褐色、灰黄色，湿~饱和，稍密~中密。卵石含量一般 50～70%左右，粒径一般 2～5cm，少量 7～10cm，最大粒径超过 10cm，分选中等，磨圆一般，多

呈次圆状、亚圆状，另含少量砾石，局部夹薄层砂砾，母岩成分主要为石英岩、石英砂岩和燧石等，强度高，孔隙间由粘性土、中粗砂或砾砂充填。该层分布于场区大部分区域，层厚 0.5～12.8m。

④层全风化泥质砂岩（K_2x）：棕红色、紫红色，部分灰白色、灰黄色，岩体风化强烈，原岩结构、构造已完全被风化破坏，岩芯呈土柱状、砂柱状，手可掰开，泥质含量变化较大，岩体风化不均匀，局部地段夹近强风化状岩芯，该层在整个场地均有分布，层厚 0.7～27.55m。

⑤层强风化泥质砂岩（K_2x）：棕红色、紫红色，部分灰白、灰黄色，砂泥质结构，中厚层状构造，泥质胶结，胶结程度差，浸水易软化，结构大部分破坏，风化裂隙很发育，主要成分为石英、长石，含少量云母和泥质，各成分变化较大，一般该层顶部及底部为泥质砂岩，岩芯呈短柱状、块状，中部呈砂柱状，遇水易分解，锤击数较大，部分地段风化不均匀，夹近中风化或全风化状，该层在整个场地均有分布，层厚 1.2～18.2m。

⑥$_1$层中风化泥质砂岩(K_2x)：棕红色、紫红色，砂泥质结构，中厚层状构造，泥质胶结，风干易裂解，主要成分为石英、长石、云母及泥质，裂隙稍发育，岩芯较完整，呈柱状，柱长一般 10～40cm，指甲可刻划，岩质软。岩体风化不均匀，随岩质不同，局部夹强风化砂岩、泥质砂岩，岩芯呈碎块状、砂柱状，手捏易碎。该层大部分地段钻探未揭穿，最大揭露厚度 12.1m。

⑥$_2$层强风化砂岩(K_2x)：褐黄色、黄褐色，局部灰白，砂质结构，中厚层状构造，泥质胶结，风干易裂解，遇水砂化，主要成分为石英、长石、云母及泥质，局部泥质含量较多，岩芯呈砂柱状，岩质软。最大揭露厚度 7.10m。

⑥$_3$层中风化泥质砂岩(K_2x)：棕红色、紫红色，砂泥质结构，中厚层状构造，泥质胶结，风干易裂解，主要成分为石英、长石、云母及泥质，裂隙稍发育，岩芯较完整，呈柱状，柱长一般 10～60cm，指甲可刻划，岩质较软。最大揭露厚度 5.90m。

中石化安庆分公司厂区部分地层结构见图 6.5-3 及图 6.5-4。

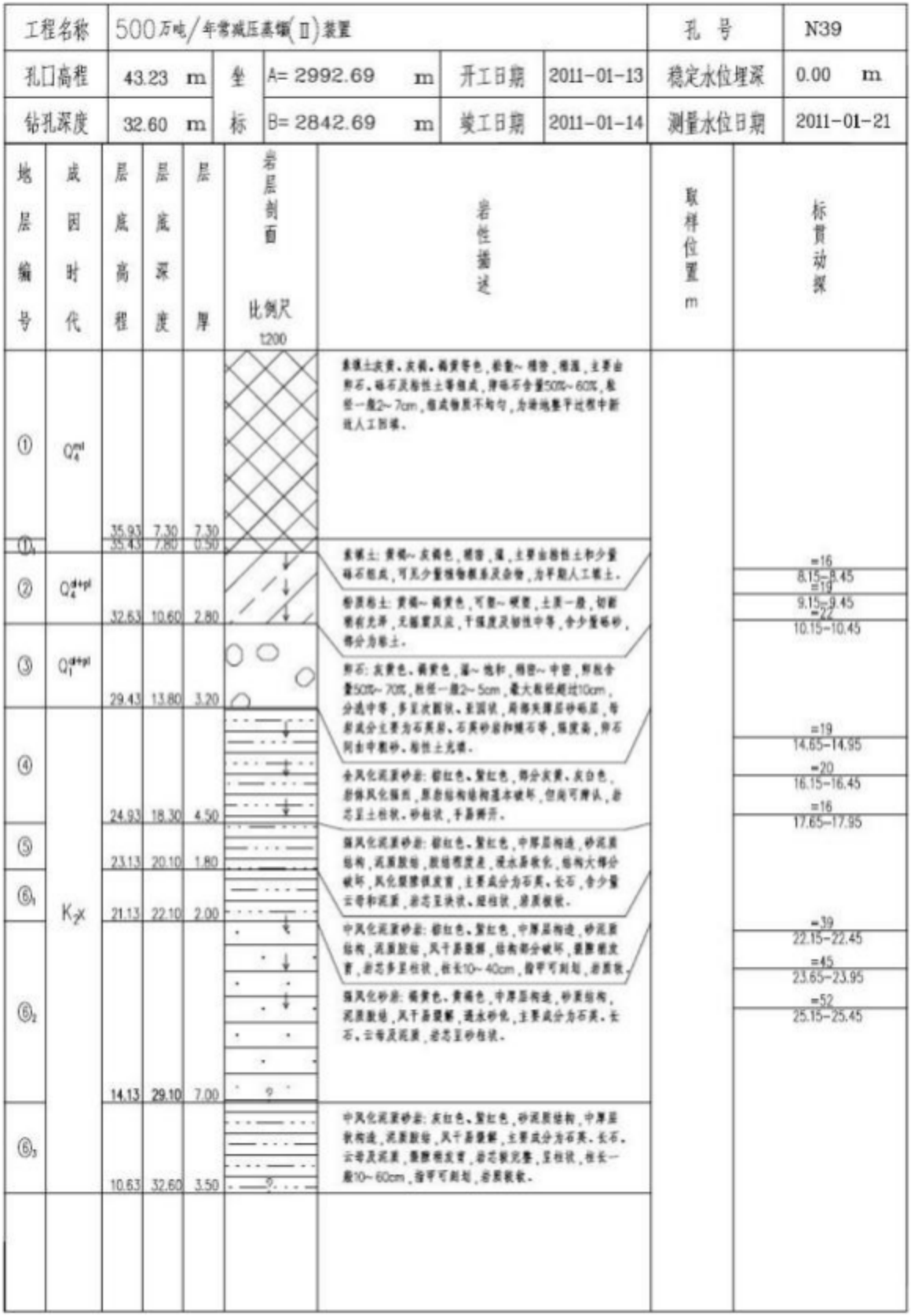


图 6.5-3 厂区钻孔柱状图

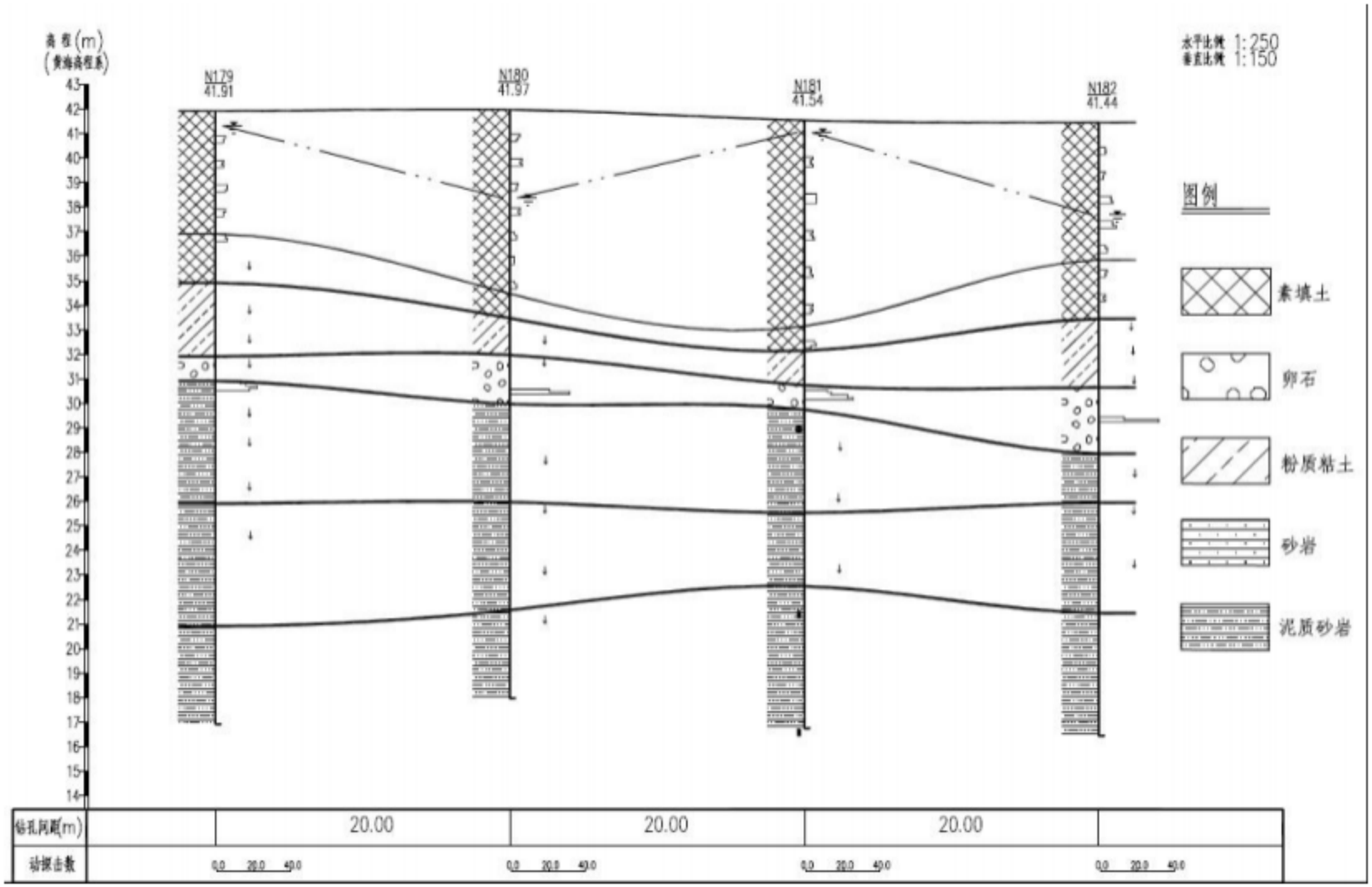


图 6.5-4 厂区地质剖面图

（2）地下水类型与含水层分布

①地下水类型

项目所处的地貌类型主要有高丘、中丘、岗丘，地下水主要类型有松散岩类孔隙水和基岩风化带网状裂隙水。

松散岩类孔隙水含水岩性主要为卵石层、粘性土等，厚度受地形地貌影响较大，一般 1.2～15.0m，水位埋深 1.2～4.0m。由于含水层位粘性土含量较高，其渗透性能较差，单井涌水量小于 10m³/d。水化学类型主要以 HCO_3-Ca 和 HCO_3-Ca·Mg 型为主，矿化度 0.2～0.6g/L，pH 值一般在 7.0 左右。

基岩风化带网状裂隙水含水岩组主要为白垩系上统碎屑岩组成的“红层”，岩性主要为紫红色中厚层砾岩夹含砾砂岩、砂岩。岩石呈半坚硬状态，胶结紧密，裂隙短小封闭，抗风化能力较差。一般强风化层厚度在 20m 左右，弱风化、微风化可达 60～70m，水量贫乏，单井水量都小于 10m³/d。水化学类型为 HCO_3-Ca•Mg 型水，矿化度一般 0.3～0.7g/L。

②地下水补径排条件

大气降水入渗补给是松散岩类孔隙水和基岩风化带网状裂隙水的主要补给来源，由于上部粘性土的分布，表层渗透性能差，其补给量不大，松散岩类孔隙水和基岩风化带网状裂隙水在一定的条件下还会相互补给，基本为统一的自由水面，可以统一作为一个含水岩组。

区域地下水主要受大气降水、地表水及上游地下水的侧向补给，与长江及皖河水力联系较密切，地下水水量丰富且与长江及皖河季节性相互补给，枯水期地下水补给长江及皖河水，丰水期长江及皖河水补给地下水。

中石化安庆分公司厂区附近地形相对平缓，特别是人工平整以后，没有明显的、大的陡坡、陡坎，含水岩组在接受大气降水入渗补给后，受地形地貌的控制和含水岩性的影响，缓慢向东南方向径流，水力坡度基本在 1/200。

评价区附近没有开采利用地下水的厂矿和居民，径流排泄和蒸发排泄是地下水主要的排泄方式。区域地下水动态，主要受降水的影响比较明显，随降水量的变化而变化，有较为明显的滞后现象。根据地下水监测井观测资料，本区地下水动态明显受大气降水影响，水位变幅一般在 1.2m 左右，最高水位一般在雨季后期的 8 月份左右，最低水位一般在 2 月份左右。

（3）水文地质试验及包气带渗透性能分析

根据现场调查和岩土工程地质勘察钻探资料，中石化安庆分公司厂区包气带岩性主要为杂填土、粉质粘土、碎石土等，厚度 1.2~4.6m，含水率一般在 22.0%~25.0%之间。

《中国石油化工股份有限公司安庆分公司含硫原油加工适应性改造及油品质量升级工程项目环保设施变更环境影响报告书》在中石化安庆分公司厂区进行了包气带的渗水试验，试验采用单环法，试验结果见表 6.5-5。

表 6.5-5 试坑单环法渗透试验成果计算一览表

场地	编号	试环面积（cm2）	水头高度（cm）	注水量(L/min)	渗透系数（cm/s）	渗透系数（m/d）
厂区	厂 1	1000	20	4.6×10-5	7.67×10-7	6.63×10-4
	厂 2			8.5×10-5	1.42×10-6	1.23×10-3

由上表可知，中石化安庆分公司厂区天然包气带垂向渗透系数为 7.67×10^{-7}cm/s～1.42×10^{-6}cm/s。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级标准，中石化安庆分公司厂区包气带单层粘性土层大于 1m，渗透系数大于 10^{-6}cm/s、但小于 10^{-4}cm/s。所以，中石化安庆分公司厂区天然包气带防渗性能为中。

（4）环境水文地质问题

调查区地下水天然水质基本良好，未发现天然劣质水和因为饮用地下水而产生的地方性疾病等环境地质问题。

安庆工业用水、农业灌溉和生活用水大多利用地表水，很少开采利用地下水。目前区内还没有发现由于地下水开采而造成的区域地下水位持续下降、地面沉降、湿地退化、生态破坏等环境地质问题。

（5）现有地下水污染源

根据现场调查，区内对地下水可能造成污染的污染源，主要有安庆分公司现有工程、厂区周边多个已有工厂企业的工业污染源和周围居民生活污水和生活垃圾等。

①安庆分公司现有工程

安庆分公司现有工程包括主体工程、公用工程、辅助工程、储运工程和环保工程，主体工程包括炼油板块、化工板块和腈纶板块等多套生产装置，公用工程包括供水、供电、供汽等设施，辅助工程包括中心化验室、消防站、办公系统等，储运工程包括罐区、铁路工业站等，环保工程包括污水处理站、事故污水池、事故消防水储池等。这些工程

如果防渗措施不到位，出现废水或废液渗漏进入地下，会对浅层地下水造成影响。

②安庆石化化工园区内多个已有工厂企业

项目位于安庆石化化工园区内，石油化工是该片区的核心产业。片区内已建成多个工业企业。这些企业如果出现废水及废液渗漏进入地下，会对浅层地下水水质造成影响。

③居民生活污水和生活垃圾

生活废水和生活垃圾若粗放管理会对局部浅层地下水水质造成污染，尤其容易导致高锰酸盐指数、氨氮、总大肠菌群等超标。调查期间未发现周围居民生活废水随意排放，生活垃圾随意倾倒等现象。居民废水及生活垃圾均统一的收集和处置设施。

（6）中石化安庆分公司厂区现有防渗措施

①现有厂区建成区域均已经进行地面硬化，采用混凝土作为防渗层；

②输送管道采用架空管，实现管道可视化；

③装置区和罐区按照《石油化工工程防渗设计规范》（GB/T50934-2013）要求采取相关防渗措施。事故时通过围堰收集，排入事故池；

④危险废物均存放在危废暂存库内，现有危废暂存设施按《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求作好防渗措施，且危险废物经常清空运走，避免造成地下水污染。

6.5.4 地下水环境影响预测

1、水文地质概念模型

在水文地质条件分析的基础上，根据工作目的，对含水层结构、边界条件、地下水流动特征、地下水源汇项进行分析和概化，建立水文地质概念模型，为建立预测模型提供依据。

（一）水文地质结构模型

根据地下水污染特征和当地的水文地质条件，确定本次预测考虑的层位为浅层第四系松散岩类孔隙水含水层。根据区域及评价区水文地质资料、项目工程勘察资料，区内第四系主要有亚粘土组成。厂区地下水主要接受来自于东侧地下水的侧向补给，并向河流及西部边界排泄，受地貌、地质条件的制约，地下水流向与地面坡向一致，水力坡度平缓，流向由北向南，向皖河及长江方向径流。

（二）边界条件概化

侧向边界：西边界及南边界为泄洪区水域边界，该区域与地下水有一定水力联系，将此边界概化为给定水头边界；北侧为上游，边界选取距离北厂界约 1km 的勇进路-十魏路，为流量边界；东边界为以中兴大道-西湖-宜城路一带为界，距离东厂界约 1.2km，西湖为局部地势最低点，且与地下水有一定水力联系，定为给定水头边界。

垂向边界：在垂向上，潜水含水层自由水面作为水流模型上边界，通过该边界潜水与系统外发生垂向上的水量交换，如大气降水入渗补给、蒸发排泄；以岩土工程详细勘察查明的中风化砂岩顶板作为模型的下边界，为相对不透水层。

（三）源汇项处理

由水文地质条件可知，模拟区地下水的主要补给项为大气降雨入渗；地下水的主要排泄项为自然蒸发和向地表径流排泄。

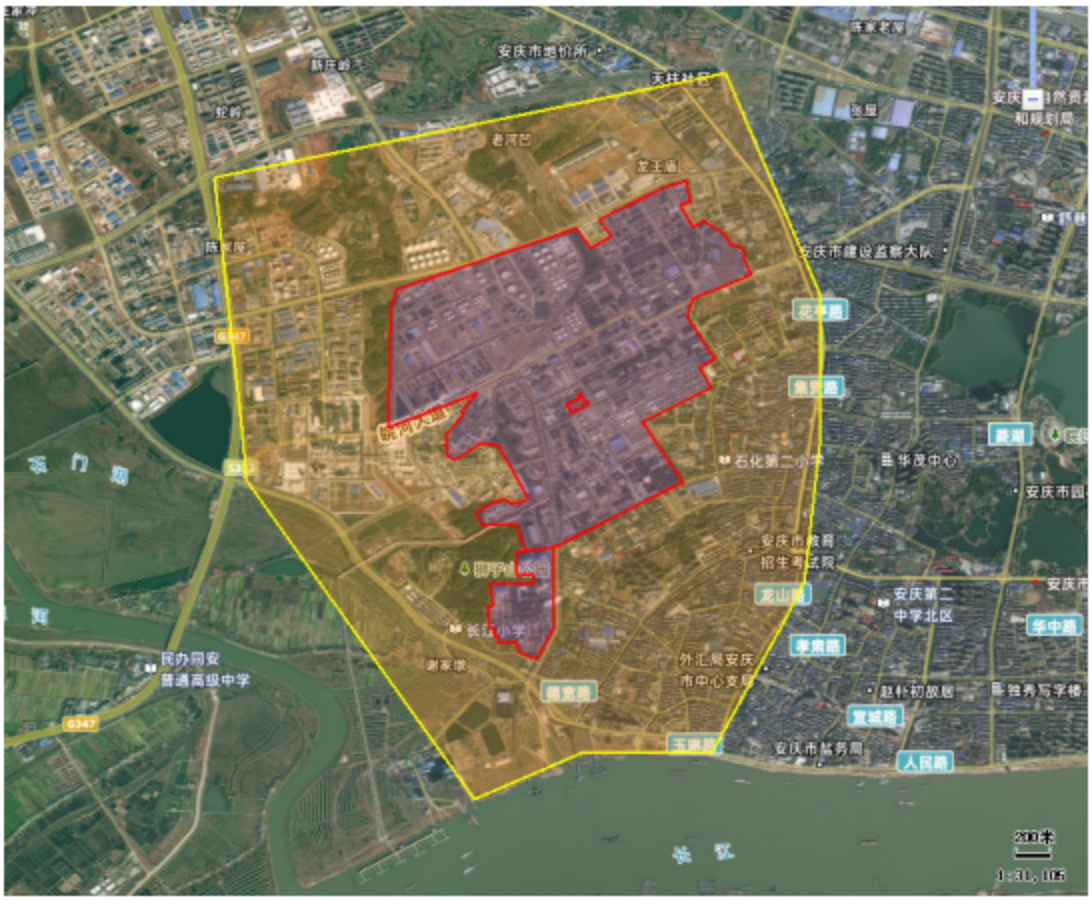


图 6.5-5 地下水评价区边界

2、预测模型及预测参数选取

扩能改造项目地下水评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求，采用解析法进行地下水分析与评价。由于扩能改造项目实施了地面硬化及相应防腐防渗漏措施，污水经收集后进入全厂污水处理系统，在正常状况下造成地下水污染的可能性很小。在非正常状况下，防渗层老化、失效，可能会发生污水泄漏，废水可能通过防渗层裂缝渗入地下水，影响地下水环境质量并造 成地下水污染。故本评价主要对非正常状况下，扩能改造项目含硫污水池发生破损， 废水通过裂缝渗漏进入地下水，对地下水造成影响进行预测分析。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中提供的预测模型， 对于污染物对地下水的影响预测采用“一维半无限长多孔介质柱体，一端为定质量浓度边界”模型，公式如下：

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

式中：x—距注入点的距离，m t—时间，d；

C（x,t）—t 时刻x处的示踪剂质量浓度，g/L；

C_0——注入的示踪剂质量浓度，g/L；

u——水流速度，m/d；

D_L——纵向弥散系数，m^2/d；

erfc（）—余误差函数。

预测模型将模拟事故工况下污染物泄漏对浅层地下水的环境影响。根据钻孔资料和水文地质资料的收集分析、结合地形地貌、地下水流场特征，确定研究区潜水含水层的渗透系数在 0.01-0.5m/d，有效孔隙度 ne 取 0.3，水力坡度 I 为 1/200。按照风险最大化原则，本次预测渗透系数 K 取最大值 0.5m/d 。则地下水实际流速 u=KI/ne=0.5×0.005÷0.3=0.0083m/d。本次评价纵向弥散度根据前人的研究成果和一些类似水文地质条件的模拟结果确定，纵向弥散度取 $5m^2/d$。

3、污染情景及污染源强

根据扩能改造项目的工程特点，项目存在的可能对地下水造成污染主要是由于非正常工况或事故状态下出现泄漏、溢流等，导致污染物进入包气带并最终到达浅层地下水。选取其中具有代表性的污水处理池泄漏作为预测情景。

（1）预测因子

扩能改造项目废水水质特点，选择 COD 为常规因子、硫化物为特征因子进行预测。根据华北水利水电学院《长期排污河中的 COD 对其相邻浅层地下水的影响研究》等研究成果，土壤作为渗透介质对 COD 的去除率在 70%~90%，因此模拟和预测污染物在地下水中的迁移扩散时，用高锰酸盐指数代替 COD。此外，根据扬州市环境监测中心站《水质监测中 COD_{Cr}、COD_{Mn}、BOD 的关系》、常州市环境监测中心站《浅谈水质 COD_{Cr}、COD_{Mn} 和 BOD_5 三者之间的关系》等文献成果，一般污水水质中高锰酸盐指数一般来说是 COD 的 20%~50%，本次模拟预测按 40%计，高锰酸盐指数浓度选取为 1948.92mg/L。

耗氧量、硫化物超标范围参照《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III 类标准限值，污染物浓度超过上述标准限值的范围即为浓度超标范围，因此耗氧量限值为 3.0mg/L、硫化物限值为 0.02mg/L。

（2）预测工况

①正常工况

正常状况下，各生产环节按照设计参数运行，地下水可能的污染来源为各污水输送管网、污水处理池、储槽、储罐、事故应急池等跑冒滴漏。

相关工程防渗措施均按照设计要求进行，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀等措施，且措施未发生破坏正常运行情况，污水不会渗入和进入地下，对地下水不会造成污染，故本次不进行正常工况下的预测。

②非正常状况

非正常工况下，含硫污水池底出现部分破损，废水直接进入地下水，根据厂址区包气带的渗水试验结果可见，包气带的防污性能为中等，可以有效的防止生产废水进入含水层，因此，本次评价模拟预测含硫污水池生产废水在连续渗漏 60 天，每天渗漏 $10m^3$ 的情况下对地下的影响情况，预测因子选取生产废水的主要污染因子 COD_{Mn}、硫化物，其浓度分别为 1948.92mg/L、1210.8mg/L。

4、预测结果

将式中各参数带入地下水溶质运移解析模型中，计算出非正常工况下污染发生后 COD_{Mn}、硫化物渗漏量在 100 天、1000 天、7300 天运移的预测结果。非正常工况定质量浓度下含硫污水池中污染物在地下水中迁移预测总结见表 6.5-6～表 6.5-11 和图 6.5-5～图 6.5-10

表 6.5-6　非正常工况地下水中高锰酸盐指数随时间迁移表

距注入点的距离(m)	预测时间 t(d)

	100	1000	7300
0.1	1913.957	1944.440	1948.857
0.5	1769.138	1925.782	1948.595
1	1580.132	1900.791	1948.242
1.5	1387.490	1873.948	1947.861
2	1196.865	1845.263	1947.449
2.5	1013.551	1814.761	1947.006
3	842.105	1782.474	1946.530
3.5	686.073	1748.450	1946.019
4	547.828	1712.744	1945.471
4.5	428.546	1675.425	1944.885
5	328.292	1636.572	1944.259
5.5	246.195	1596.275	1943.591
6	180.684	1554.633	1942.879
6.5	129.735	1511.754	1942.122
7	91.114	1467.754	1941.318
7.5	62.575	1422.759	1940.464
8	42.016	1376.898	1939.558
8.5	27.578	1330.307	1938.599
9	17.691	1283.126	1937.584
9.5	11.090	1235.500	1936.511
10	6.792	1187.573	1935.377
15	0.014	722.801	1920.213
20	0.000	361.285	1896.293
25	0.000	146.178	1860.894
30	0.000	47.406	1811.312
35	0.000	12.239	1745.219
40	0.000	2.503	1661.068
45	0.000	0.404	1558.470
50	0.000	0.051	1438.465
60	0.000	0.000	1157.923
70	0.000	0.000	854.656
80	0.000	0.000	572.020
90	0.000	0.000	344.175
100	0.000	0.000	184.939
130	0.000	0.000	13.928
140	0.000	0.000	4.577
150	0.000	0.000	1.321
160	0.000	0.000	0.228
170	0.000	0.000	0.050
180	0.000	0.000	0.010
190	0.000	0.000	0.002

200	0.000	0.000	0.000

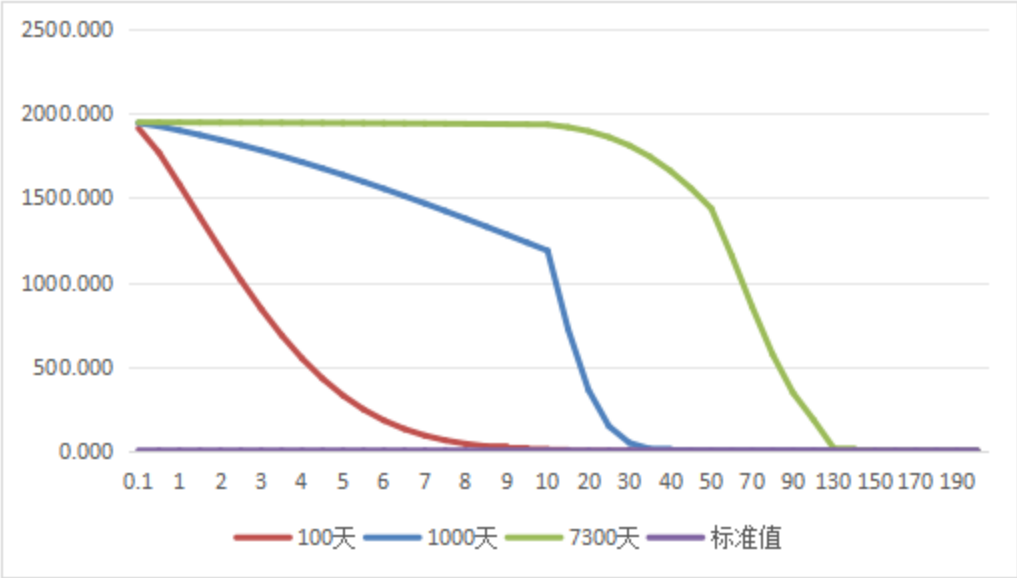


图 6.5-5 非正常工况下含硫污水池 COD100d、1000d 和 7300d 运移图

表 6.5-8 非正常工况地下水中硫化物随时间迁移表

距注入点的距离(m)	预测时间 t(d)		
	100	1000	7300
0.1	1189.078	1208.017	1210.761
0.5	1099.108	1196.425	1210.598
1	981.684	1180.899	1210.379
1.5	862.002	1164.222	1210.142
2	743.573	1146.401	1209.886
2.5	629.686	1127.451	1209.611
3	523.172	1107.393	1209.315
3.5	426.234	1086.254	1208.997
4	340.347	1064.071	1208.657
4.5	266.242	1040.887	1208.293
5	203.957	1016.749	1207.904
5.5	152.953	991.713	1207.489
6	112.253	965.842	1207.047
6.5	80.600	939.203	1206.577
7	56.606	911.868	1206.077
7.5	38.876	883.913	1205.546
8	26.103	855.421	1204.984
8.5	17.133	826.476	1204.388
9	10.991	797.164	1203.757
9.5	6.890	767.576	1203.090

10	4.220	737.800	1202.386
15	0.009	449.053	1192.965
20	0.000	224.455	1178.105
25	0.000	90.816	1156.112
30	0.000	29.452	1125.308
35	0.000	7.604	1084.247
40	0.000	1.555	1031.967
45	0.000	0.251	968.226
50	0.000	0.032	893.671
60	0.000	0.000	719.379
70	0.000	0.000	530.969
80	0.000	0.000	355.377
90	0.000	0.000	213.825
100	0.000	0.000	114.896
130	0.000	0.000	8.653
140	0.000	0.000	2.844
150	0.000	0.000	0.820
160	0.000	0.000	0.142
170	0.000	0.000	0.031
180	0.000	0.000	0.006
190	0.000	0.000	0.001
200	0.000	0.000	0.000

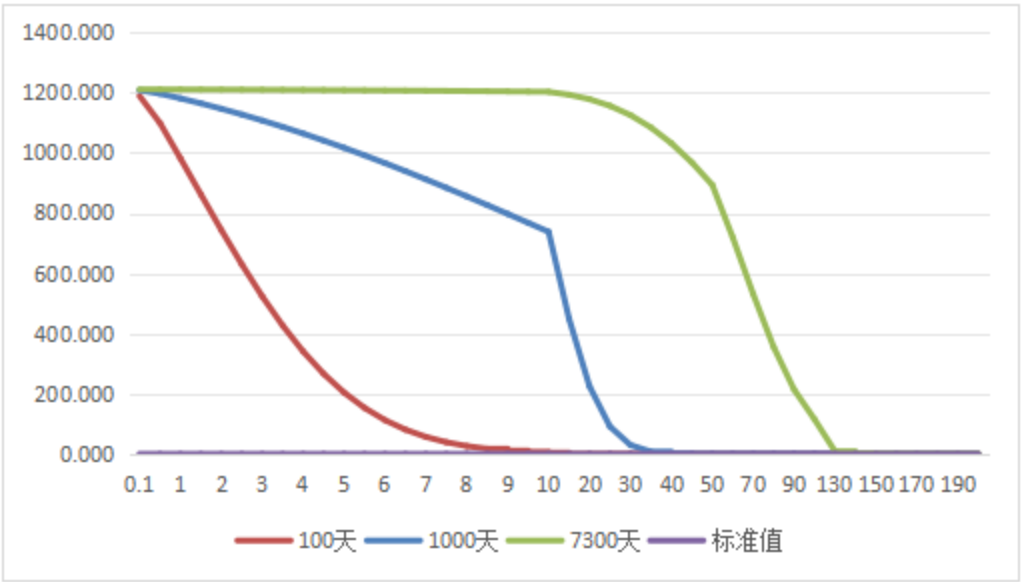


图 6.5-7 非正常工况下含硫污水池硫化物 100d、1000d 和 7300d 运移图

从预测结果可以看出，在非正常工况下污染物发生泄漏 100d 后，COD_{Mn} 的超标距离最远为 10m，硫化物的超标距离最远为 15m，氰化物的超标距离最远为 5.5m；发生泄漏 1000d 后，COD_{Mn} 的超标距离最远为 35m，硫化物的超标距离最远为 60m；发生泄漏 7300d

后，COD_{Mn} 的超标距离最远为 150m，硫化物的超标距离最远为 190m。

在预测的较长时间内，即渗漏事故发生 7300d 后，最远影响距离为 190m，扩散范围有限，影响范围未超出厂界，虽然会对厂区内局部地下水产生一定影响，但距离厂外地表水有一定距离，故不会对场地周围的环境保护目标造成明显的不利影响。但污染物一旦泄漏至地下水中，自然恢复时间较长。因此，日常需做好地下水防护工作，发现污染物泄漏后， 必须立即启动应急预案，采取措施终止泄漏，并根据泄漏量分析污染程度和发展趋势，并决定采取何种方式处理地下水中的污染物，采取进一步的控制措施，使污染扩散得到有效抑制，最大限度地保护下游地下水水质安全，将其环境影响降到最低程度。

因此，环评建议在对各潜在污染源采取切实有效的污染防治措施情况下，加强地下水监测工作，在建设项目场地以及项目厂区边界上下游方向分别设置地下水监测井，通过定期监测及早发现可能出现的地下水污染，一旦发现污染源渗漏对地下水造成影响，立即采取有效措施，保护地下水环境。

6.6 土壤影响预测与评价

6.6.1 评价范围

扩能改造项目土壤环境影响评价等级为一级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)表 5，评价范围为现有厂区厂界外扩 1 公里范围。

6.6.2 评价范围内土地利用情况

扩能改造项目所在区域及区域外 1km 范围主要为建设用地，根据国家土壤信息服务平台（http://www.soilinfo.cn/map/#）查询结果，项目所在区域土壤类型为黄刚土。

6.6.3 预测评价

1、评价时段

按照影响时段可分为建设阶段影响、运行阶段影响和服务期满后的影响，结合土壤污染影响识别结果，扩能改造项目确定重点预测时段为营运阶段。

2、土壤环境影响途径识别及污染情景设定

土壤是复杂的三相共存体系，其污染物质主要通过被污染大气的沉降、工业废水的漫流和入渗、以及固体废物通过大气迁移、扩散、沉降或降水淋溶、地表径流等而进入土壤环境。

根据扩能改造项目土壤现状监测结果（表 5.8-4~5.8-7），厂区内各土壤监测点位监

测指标均未超标或未检出，说明按照现有厂区的生产工艺和污染控制方式，项目运行对土壤环境的影响较小。

本次在现有航煤加氢装置区进行扩能改造，各功能区均采取“源头控制”、“分区防控”的防渗措施，建设场地地面均做硬化处理，可以有效保证污染物不会垂直入渗进入土壤环境，防止污染土壤。项目产生的危险废物分类收集后，送危险废物暂存库存放，并委托有资质的危险废物处置单位处置。储罐区也强化了地表防渗措施，铺设具备一定防渗功能的地面材料，防范物料泄漏及下渗。实际操作过程中，一旦出现物料泄漏，按照要求及时清理现场，防止污染物进入土壤，必要时要清理受污染土壤并更换新鲜土，减轻污染物对土壤的污染，进而减少对地下水污染的可能性。

正常状况下，项目装置区、各物料罐区等按照规范要求落实好防腐防渗要求，不会发生污染物的地面漫流、垂直入渗等途径的土壤环境污染现象。

6.6.4 土壤影响预测

1、垂直入渗对土壤环境的影响分析

（1）情景设置

扩能改造项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生废水泄漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为事故工况下，废水垂直入渗进入土壤，废水中的石油烃等污染因子对土壤环境造成的影响。本次评价将污水站调节池设定为非正常工况进行预测。

（2）渗漏源强设定

单位面积渗漏量 Q 可根据 Q=K×I 计算，其中，K 为包气带垂向等效渗透系数；I 为水力梯度。根据工程地质条件，项目区岩性主要为棕色粉质粘土，渗透系数为 2.16m/d，水力梯度 I 为 0.002。因此，调节池单位面积渗漏量为 0.004m/d。

（3）数学模型

无论是有机污染物还是可溶盐、重金属等污染物在包气带中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离，因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况。

①水流运动基本方程

土壤水流运动方程为一维垂向饱和-非饱和土壤中水分运动方程(Richards 方程)：

$$\frac{\partial\theta}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left[k\left(\frac{\partial h}{\partial z}+1\right)\right]-S$$

式中：θ—土壤体积含水率；

h—压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

z—垂直方向坐标变量[L]；

t—时间变量[T]；

k—垂直方向的水力传导度[LT-1]；

S—作物根系吸水率[T-1]。

②土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本评价模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象，方程为：

$$\theta(h)=\begin{cases}\theta_r+\dfrac{\theta_s-\theta_r}{[1+|ah|n]^m}, & h<0\,(m=1-\dfrac{1}{n},n>1)\\ \theta_s, & h\geq 0\end{cases}$$

$$K(\theta)=\begin{cases}K_sS_e^l\left[1-\left(1-S_e^{\frac{1}{m}}\right)^n\right]^2, & h<0\\ K_s, & h\geq 0\end{cases}$$

$$S_e=\frac{\theta-\theta_r}{\theta_s-\theta_r}$$

式中：θr ——土壤残余含水率；

θs ——土壤饱和含水率；

Se ——有效饱和度；

α——冒泡压力；

n ——土壤孔隙大小分配指数；

Ks ——饱和水力传导系数；

l——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

③土壤溶质运移模型

根据多孔介质溶质运移理论，考虑土壤吸收的饱和-非饱和土壤溶质运移的数学模型为：

$$\frac{\partial(\theta_c)}{\partial t}+\frac{\partial(\rho_c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\ \frac{\partial c}{\partial t}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(cq)-Asc$$

式中：c —土壤水中污染物浓度[ML^{-3}]；

ρ —土壤容重[ML^{-3}]；

s —单位质量土壤溶质吸附量[MM-1]；

D —土壤水动力弥散系数[$L2T^{-1}$]；

q — Z 方向达西流速[LT^{-1}]；

A —一般取 1；

（4）参数选取

粉质粘土的土壤水力参数值见下表，溶质运移模型方程中相关参数取值见下表，污染物泄漏浓度见下表所示。

表 6.6-1　土壤水力及溶质运移参数表

类别	厚度（m）	渗透系数（m/d）	孔隙度	土壤含水（%）	弥散度（m^2/d）	土壤容重(kg/m^3)
潮土	0~5	0.5	0.3	25	5	1170

表 6.6-2　污染物泄漏浓度

序号	污染物	浓度（mg/cm^3）	背景浓度（mg/cm^3）
1	石油烃	0.13	0
注：（石油烃:COD 以 1:5 折算）			

（5）数值模型

①模拟软件选取

本次评价应用 HYDRUS 软件求解非饱和带中的水分与溶质运移方程。

②建立模型

包气带污染物运移模型为：含油污水池出现渗漏，对特征污染物石油烃在包气带中的运移进行模拟。地下水埋深 5m，参照调查地层资料，模型选择自地表向下 5m 范围内进行模拟。自地表向下至 5m 处分为 1 层粉质粘土层：0~5.0m。在预测目标层布置 4 个观测点，从上到下依次为 N1~N4，距模型顶端距离分别为 20、100、200 和 500cm。含油污水属地下式建筑。若发生不易发现的小面积渗漏，假设 365 天后检修才发现，故将时间设定为 365 天。

③预测结果

非正常状况下含油污水池发生泄漏，废水中的石油烃污染因子持续渗入土壤并不断

向下运移，初始浓度分别为 0.13mg/cm³（2.13mg/kg），在不同水平年各污染物沿土壤迁移，土壤底部各污染物浓度随时间变化。（注：浓度（mg/kg）=浓度（mg/cm³）×θ含水率×10⁶/ρ土壤容重。）本次模型中没有考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油烃在 4 个观测点的浓度随时间变化曲线见下图。

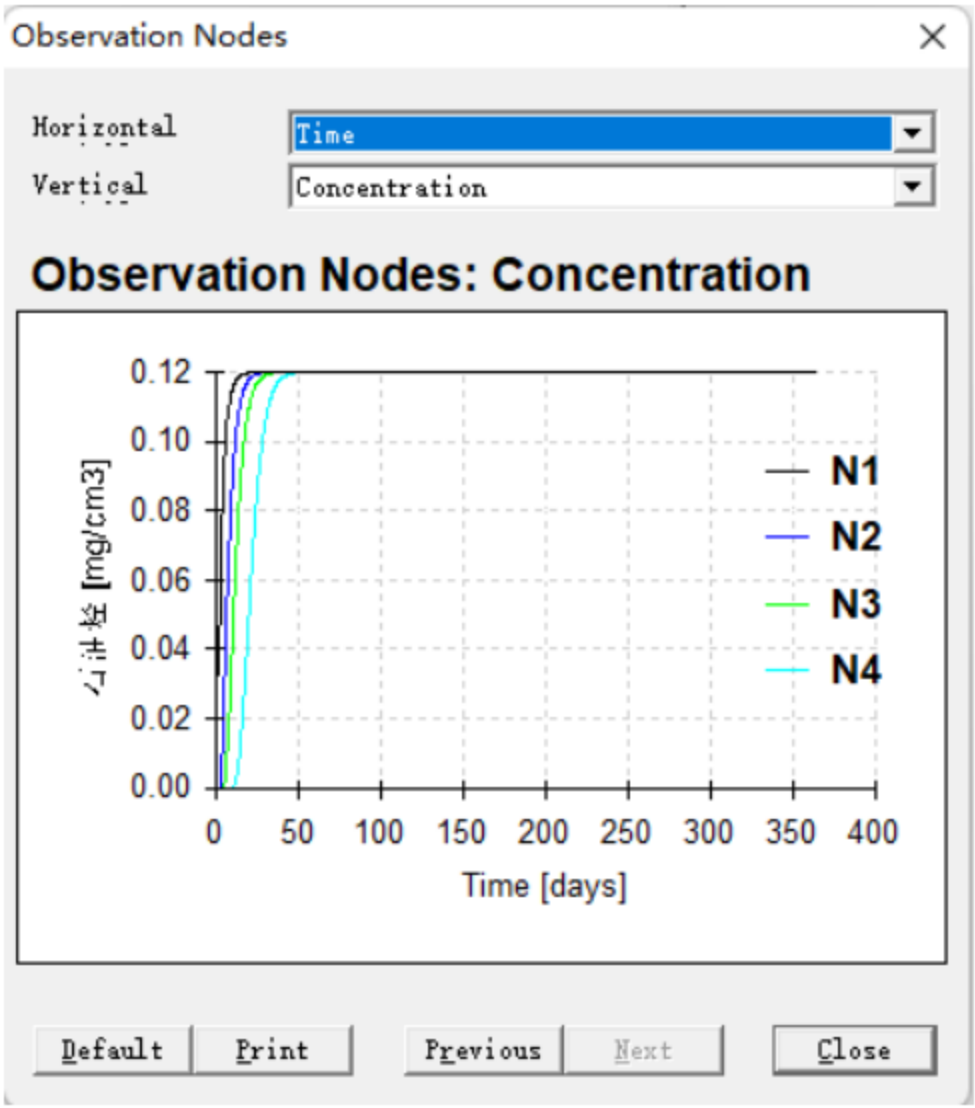


图 6.6-4 渗透时间与石油烃浓度关系图

由上图可知，石油烃进入包气带之后，距离地表以下 0.2m 处(N1 观测点)在渗漏后 1.2d 开始监测到石油烃，25.0d 达到最终恒定浓度；地表以下 0.6m 处(N2 观测点)在渗漏后 2.5d 开始监测到石油烃，34.2d 达到最终恒定浓度；地表以下 3m 处(N3 观测点)在渗漏后 4.5d 开始监测到石油烃，40.6d 达到最终恒定浓度；地表以下 5m 处(N4 观测点)在渗漏后 9.0d 开始监测到石油烃，53.4d 达到最终恒定浓度。

正常状况下，由于采取了严格的防渗措施，不会因污水下渗造成土壤污染。污水处理站调节池泄漏非正常状况下，污水通过污水池裂缝进入土壤，对照《土壤环境质量-建

设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地要求，石油烃最终恒定浓度低于标准中第二类用地的筛选值要求，对区域土壤环境影响较小。

表 6.6-4　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				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	（2.6423）　hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（石化第一中学（西区））、方位（E）、距离（1149）敏感目标（领尚人家）、方位（ESE）、距离（1127） 敏感目标（安庆石化二村生活区东区）、方位（ESE）、距离（1107） 敏感目标（安庆石化二村生活区）、方位（ESE）、距离（1078）				
	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	石油烃				
	特征因子	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□				
现状调查内容	资料收集	a）□；　b）□；　c）□；　d）□				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0~0.2m	
		柱状样点数	5	0	0~6m	
	现状监测因子	石油烃				
现状评价	评价因子	同监测因子				
	评价标准	GB 15618□；　GB 36600□；　表 D.1□；　表 D.2□；　其他（ ）				
	现状评价结论	各监测点位监测项目均满足 GB 36600 中筛选值及管制值一类和二类用地要求				
影响预测	预测因子	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（项目土壤评价范围） 影响程度（土壤环境影响可接受　）				
	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√）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		项目场地内 5 个柱状样，2 个表层样； 项目场地外 4 个表层样	石油烃	每 3 年内开展 1　次，		
	信息公开指标	监测计划				
评价结论		项目对区域土壤环境影响结果可接受				
注 1：　"□"为勾选项，可√；"（ ）"为内容填写项；"备注"为其他补充内容。 注 2：　需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

6.7 施工期环境影响分析

根据业主提供资料及现场踏勘，部分生产设备更新，主要遗留环境问题为受污染的构筑物和设备。受污染的构筑物和废弃设备由于常年运行，可能含有一定的有毒有害物质，如不妥善处理，将会对环境产生二次污染。本次评价建议企业根据《企业设备、建（构）筑物拆除活动污染防治技术指南》（T/CAEPI16-2018）要求，做好现有航煤加氢装置拆除过程的污染防治工作。在污染风险点识别基础上，编制《企业拆除活动污染防治方案》（以下简称《污染防治方案》）、《拆除活动环境应急预案》（以下简称《环境应急预案》）。《污染防治方案》应报所在地县级环境保护主管部门及县级工业和信息化部门备案。《环境应急预案》的编制及管理应参照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》执行。

由于建筑施工的每个施工阶段所进行的项目内容和采用的机械设备不同，对周围环境要素在不同程度上将产生一定影响。建筑施工对周围环境的影响主要表现在生态破坏、水土流失、扬尘、噪声、固体废物及废水等方面。施工期的环境影响属短期的、可恢复和局部的环境影响。

施工期间应加强管理，严格执行国家的有关规定，减少对周围环境的影响。下面将结合项目的特征和当地的环境状况，就项目施工过程中对环境的影响进行分析，并在此基础上提出减少影响的措施和建议。

6.7.1 施工期水环境影响分析

施工期废水主要来自施工拌料、清洗机械和车辆产生的施工废水以及生活污水。

据有关资料统计，一般施工过程中产生的废水水质如表 6.7-1 所示。由表可见，施工活动产生的污水主要污染物为泥沙悬浮颗粒和矿物油。施工机械维修过程中产生的含油污水可集中至厂区现有污水处理系统处理；施工过程中产生的泥浆水集中经沉淀池沉淀。

表 6.7-1 施工期间排放施工废水水质单位：mg/L

排水类型	预处理方式	外排水水质			
		COD	BOD_5	SS	矿物油
土方阶段降水排水	沉淀箱沉淀	/	/	50~80	/
冲洗车用水+混凝土养护水+路面清洗水	沉淀池沉淀	60~120	<20	150~200	10~25

项目在施工期产生的施工人员的生活污水含有 BOD_5、COD 和悬浮物。类比同类型生活污水排放浓度，项目施工期排放生活污水中主要污染物排放量见表 6.7-2。

表 6.7-2 施工期间生活污水水质单位：mg/L

排水类型	预处理方式	外排水水质			
		COD	BOD_5	SS	矿物油
冲厕水	化粪池	300~350	250~300	200~250	/
其他生活污水	无	90~120	60~70	150	/

根据项目规模，预计施工人数高峰时在 25 人左右，生活用水按 50L/人 d 计，日产生活污水约 1.25t/d。在施工期间利用现有厂区已建成的厕所和化粪池，一般生活污水经化粪池处理，使污水在池中充分停留消化后进入厂区现有污水处理系统处理，施工结束后其影响也就随之消除，对水环境影响很小。

此外，施工期砂石料堆放、土石方工程及雨天引起的水土流失，包括雨污水，打桩泥浆水及场地积水，这些污水悬浮物浓度较高，要求在施工工地周围设置排水明沟，场地径流经收集沉淀后再予以排放。

由于施工活动的周期一般不会太长，故施工废水的环境污染往往不被人们所重视，其实施工污水类别较多，某些污染物的浓度可能还比较高，处置不当会对施工场地周围的水环境产生短时间的不良影响，例如：

①施工场地的暴雨地表径流、开挖基础可能排泄的地下水等，将会携带大量的泥沙，随意排放将会使污水体悬浮物出现短时间的超标；

②施工机械设备（空压机、发电机、水泵）冷却排水，可能会含有热，直接排放将使纳污水体受到物理污染；

③施工车辆、施工机械的洗涤水含有较高的石油类、悬浮物等，直接排放将会使纳污水体受到一定程度的污染；

因此，工程施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水的排放进行组织设计，严禁乱排、乱流污染道路、河道。

需采取以下措施：

①加强施工期管理，针对施工期污水产生过程不连续、废水种类较单一等特点，可采取相应措施有效控制污水中污染物的产生量。

②施工现场因地制宜，对含油量高的施工机械冲洗水或悬浮物含量高的其他施工废水需经处理，砂浆、石灰等废液宜集中处理，干燥后与固体废物一起处置。水泥、黄砂、石灰类的建筑材料需集中堆放，并采取一定的防雨措施，及时清扫施工运输过程中抛洒的上述建筑材料，以免随雨水污染附近水体。

③施工队伍的生活污水，依托厂区现有化粪池处理。

采取上述措施后，可以有效地做好施工污水的防治，不会导致施工场地周围水环境的污染。

6.7.2 施工期大气环境影响分析

施工过程中主要的大气污染源有：施工开挖机械及运输车辆所带来的扬尘；施工建筑材料(水泥、石灰、砂石料)的装卸、运输、开挖弃土的堆积以及运输过程造成物料的扬起和洒落；各类施工机械和运输车辆所排放的废气。

1、扬尘影响分析

（1）主要来源

施工期最主要的环境空气影响是扬尘。干燥地表开挖和钻孔产生的灰尘，一部分悬浮于空中，另一部分随风飘落到附近地面和建筑物表面；开挖的泥土堆积过程中，在风力较大时，会产生扬尘；而装卸和运输过程中，会造成部分灰尘扬起和洒落；雨水冲刷夹带的泥土散布路面。晒干后因车辆的移动或刮风再次扬尘：开挖的回填过程中也会引起大量粉尘飞扬；建筑材料的装卸、运输、堆砌过程中也有洒落和飞扬。

（2）扬尘影响分析

扬尘起尘量与许多因素有关，如：挖土机等施工机械在工作时的起尘量决定于挖坑深度、挖土机抓斗与地面的相对高度、风速、土壤的颗粒度、土壤含水量、渣土分散度等条件；而对于渣土堆场而言，起尘量还与堆放方式、起动风速及堆场有无防护措施等密切相关。

在不同气象条件下，施工场地扬尘影响分析结果表明：在一般气象条件下，平均风速 2~3m/s 的情况下，建筑工地下风向 TSP 浓度为上风向对照点的 2.0~2.5 倍。如果不采取防护措施，300m 以内将会受到扬尘的严重影响：采用一般的防护措施，150m 内会有影响；在做好施工期扬尘的防护措施下施工，下风向 50m 处的 TSP 浓度会小于 0.3mg/m^3，符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。

由于运输车辆往来，在运输土方、砂石料、水泥等建筑材料以及弃土、废料等废弃物运输过程因密闭不好而引起粉尘泄漏均会对环境产生明显不利影响。运输车辆扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆的运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，类比调查在施工过程中拉、运、卸、平土石方过程其周围产生的 TSP 的平均值可达到 0.768mg/m^3。

综上所述，建筑工地扬尘对环境空气的影响范围主要是在工地围墙外 100m 以内：下风向一侧 0~50m 为重污染带；50~150m 为较重污染带；大于 150m 为轻污染

带，可见施工产生的扬尘主要对施工人员会有一定影响，应采取必要的个人保护措施。

2、施工废气影响分析

施工废气主要包括：各种燃油机械的废气排放、运输车辆产生的尾气。主要污染物为 NOx、CO 和碳氢化合物(HC)等。这些污染物量很小，且周围居民点距离项目很远，周围居民基本不会受到影响，但会对施工人员产生一定的影响，要加强对施工人员的防护措施。

3、施工期大气环境保护措施

针对施工期环境空气可能受到的影响，结合《安徽省大气污染防治行动计划实施方案》中要求以及建筑施工场地扬尘管理的规定，本环评提出以下防治对策和措施：

（1）建设单位应当将扬尘污染防治专项费用列入安全文明施工措施费，作为不可竞争费用纳入工程建设成本，并根据施工现场需要保障专项费用与工程进度款同期支付，且应在工程竣工验收前支付完毕。施工单位应足额计取并合理使用扬尘污染防治费用、专款专用。工程项目开工前，需安装视频监控设施、监管人员到位及备案扬尘污染防治方案。

（2）施工单位应当按照施工场地扬尘污染防治方案的要求，在施工现场出入口设置扬尘污染防治责任公示牌，公告“六个百分之百”主要措施和应急预案响应措施，明确扬尘污染防治各方责任主体、负责人姓名和联系电话，扬尘监督管理主管部门及监督电话，不同预警等级响应措施等信息，接受社会监督。

（3）对施工场地区域周围设置连续、密闭的硬质围挡，高度不得低于 1.8m，并设置不低于 0.2m 的防溢座；施工现场应实行封闭围挡。围挡上部宜设置朝向场内区域的喷雾装置，每组间隔不宜大于 4m。围挡立面应保持干净、整洁，宜定时清理。工程结束前，不得拆除施工现场围挡。围挡应保证施工作业人员和周边行人的安全，且牢固、美观、环保、无破损。施工场地出入口应当设置车辆清洗专用场地，配备车辆冲洗设施，并保持出入口通道以及道路两侧各 50m 范围内的清洁。

（5）施工现场建筑材料实行集中、分类堆放。尽量减少物料搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂；沙、渣土、水泥等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施，不得露天堆放；施工工地围挡外禁止堆放施工材料、建筑垃圾和工程渣土；施工现场土方堆放时，除应采取覆盖防尘网、绿化等防尘措施，并适时洒水外，还应做到：土方堆放高度不宜超过相邻围挡；使用土方时禁止将所有遮盖的防尘网全部打开；雨季时应采取措施防止随雨水冲刷进入水体或市政雨水管道。

（6）施工现场采取洒水降尘措施，施工区配备洒水设备，洒水频次以施工现场无明显扬尘为准，冬春季晴天一般洒水次数在 4～6 次，夏季一般洒水 8～10 次。

（7）施工期间需使用混凝土时，可使用预拌商品混凝土或者进行密闭搅拌并配备防尘除尘装置，不得现场露天搅拌混凝土、消化石灰及拌石灰土等。应尽量采用石材、木制等成品或半成品，实施装配式施工，减少因石材、木制品切割所造成的扬尘污染。

（8）工程施工场地安装在线监测与视频监控系统。在线监测与视频监控设备宜安装在工地（生产场所）主出入口和扬尘重点监控区域，并具备联网条件。在线监测设备应能监测温度、湿度、风速、$PM_{2.5}$、PM_{10}等指标，视频监控设备应配置摄像和在线传输功能。建筑垃圾运输车辆应安装实时在线卫星定位系统。设备应安排人员定期检修与校准，确保正常运行。

（9）加强“三车”管理，土方运输车、混凝土搅拌车、物料运输车辆上路前必须进行车身、轮胎冲洗，物料遮盖，确保无抛洒滴漏。施工机械及运输车辆应定期检修与保养，确保施工机械及运输车辆始终处于良好的工作状态，安装合格的尾气净化器。

（10）施工工区设置应远离环境敏感保护目标，采取避让措施，避让距离宜 200m 以上。

（11）工程施工现场扬尘污染防治应做到工地周边围挡、物料堆放覆盖、路面硬化、土方开挖湿法作业、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输“六个百分之百”。工程施工期间，如发生重污染天气，应按照重污染天气黄色、橙色和红色三个预警响应级别，分别采取洒水降尘、局部停工、全面停工等应急响应措施。

（12）项目主体工程完工后，应当及时平整施工场地，清除积土、堆物，采取绿化、覆盖等防尘措施；施工工程中产生的弃土、弃料及其他建筑垃圾，应及时清运。若在工地内堆置超过 48 小时的，应在施工工地内设置临时堆放场，并采取覆盖防尘布、防尘网等有效的防尘措施。建筑垃圾和土方运输车辆运输中必须采取密闭措施，切实达到无外露、无遗撒、无高尖、无扬尘的要求，按规定的时间、地点、线路运输和装卸。

6.7.3 施工期声环境影响分析

1、噪声源

项目施工期噪声主要是由施工机械和运输车辆造成。

随着项目进展，将采用不同的机械设备施工，如在平整土地时采用挖掘机、推土机，安装设备时使用运输车辆、吊装机，焊接时使用电焊机及发电机等，这些施工均为白天作业，根据施工内容交替使用施工机械。

根据类比调查和现场踏勘监测以及项目可行性研究报告提供的主要设备选型等有关资料分析，设备高达 85dB(A)以上的噪声源施工机械有：挖掘机、吊装机、电焊机、推土机、切割机、柴油发电机等，具体见表 6.7-3。

表 6.7-3 主要施工机械噪声值单位：dB(A)

序号	噪声源	噪声强度
1	挖掘机	92
2	吊装机	88
3	电焊机	85
4	推土机	90
5	切割机	95
6	柴油发电机	100

2、施工期噪声影响评价

（1）噪声预测公式的选用

当声源的大小与预测距离相比小的多时，可以将此声源看作点源，声源噪声值随距离衰减的计算公式如下：

$$L_2=L_1-20\lg\frac{r_2}{r_1}$$

式中：r_1、r_2表示距声源的距离（m）；

L_1、L_2表示与声源相距 r_1、r_2处的噪声声级 dB（A）。

（2）预测结果及评价

①不同施工机械噪声随距离的衰减分布

通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加，其强度增量视噪声源种类、数量、相对分布的距离等因素而不同。施工噪声随距离衰减后的预测值见下表 6.7-4。

表 6.7-4 施工噪声随距离衰减情况单位：dB(A)

距离（m）	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	80	74	68	62	60	54	48	42	40
吊装机	76	70	64	58	56	50	44	38	36
电焊机	73	67	61	55	53	47	41	35	33
推土机	78	72	66	60	58	52	46	40	38
切割机	83	77	71	65	63	57	51	45	43
柴油发电机	88	82	76	70	68	62	56	50	48

从上表可以看出：多台机械设备同时运转，昼间距离噪声源 80m 处能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）限值。扩能改造项目位于安庆石化现有厂区中心位置，距离厂界最近距离约 500m，周边敏感点均在项目周围居民点距离项目均在 800m 以外。因此扩能改造项目施工期对产生的噪声对位于厂界外围的人员及声环境影响较小。

3、施工期噪声污染防治措施

施工机械产生的噪声将存在于整个施工过程中，对于局部地域来说影响时间相对较短，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这些影响也随之消失。在项目施工期间，要严格执行《建设工程施工现场管理规定》及当地环保部门夜间施工许可制度，对产生噪声、振动的施工机械采取有效的控制措施，确保施工期噪声对周围环境的影响可以控制在允许的范围内。在施工中应采取以下防治措施，以最大限度地减少对环境的影响。

（1）施工机械产生的噪声往往具有突发、无规则、不连续和高强度等特点，施工单位应采取合理安排施工机械操作时间的方法加以缓解，在制定施工计划时，尽可能避免大量高噪声设备同时施工，高噪声施工时间安排在日间，夜间减少施工量或不施工；

（2）合理布局施工现场，避免在同一地点安排大量动力机械设备，以免局部声级过高；

（3）建立临时声障，在施工过程中可根据情况适当建立单面声障；

（4）对于施工期间的材料运输、敲击、人的喊叫等噪声源，要求施工单位文明施工，加强有效管理以缓解其影响。

6.7.4 施工期固体废物影响分析

施工期的固体废物主要有三类：一是施工建设过程中产生的建筑垃圾；二是建（构）筑物基础开挖时产生的土石方；三是施工人员的生活垃圾。

（1）建筑垃圾

建筑垃圾产生于厂房等建(构)筑物建设，污染源就是施工现场，产生的建筑垃圾需要集中收集堆放，分选后对土石瓦块就地填方，金属木块等废物回收利用。

（2）建筑开挖的土石方

扩能改造项目建设场地较平整，能够做到土石方自平衡，无永久弃方。

（3）施工人员的生活垃圾

生活垃圾主要为就餐后的废饭盒和办公区的少量日常办公垃圾，如果施工期间能及时的收集、清理和转运，则不会对当地环境产生明显影响。

施工期在土石方和建筑垃圾运输过程中应该注意：

（1）对施工过程中产生各类建筑垃圾应当及时清理，保持施工现场整洁；

（2）工程施工现场出入口的道路应当硬化，配置相应的冲洗设施，车辆冲洗干净后，方可驶离工地；

（3）按照市容环境卫生行政主管部门核定的时间、路线、地点运输和倾倒建筑垃圾，禁止偷倒、乱倒；

（4）建筑垃圾运输车辆应当采取密闭措施，不得超载运输，不得车轮带泥，不得遗撒、泄漏，各类建筑垃圾的处理和处置全过程必须遵守《建筑垃圾和工程渣土处置管理规定》；

（5）建筑垃圾运输作业时，建设单位应当督促运输单位在清运时间内组织人力、物力或委托专业市容环境卫生服务单位做好沿途的污染清理工作；清运过程中造成交通安全设施损坏的，应予以赔偿；

（6）由于建筑垃圾是土建工程中不可避免的，因此建设单位和施工单位必须做好施工垃圾管理，避免对周围环境造成影响；

（7）生活垃圾应袋装，集中后环卫部门代为收集处置。

7 环境风险评价

中国石油化工股份有限公司安庆分公司现有厂区内现有石化生产装置都已环评，根据完成的环评报告书，现有各装置已按照相应法律法规采取了风险防范措施，各装置风险为可接受水平。因此，本次风险评价对现有和在建项目风险不在赘述。本次风险评价仅对本次扩能改造航煤加氢装置涉及的相关工程风险影响进行评价，主要分析内容为易燃、有毒有害物质发生泄漏事故，火灾和爆炸产生的次生、伴生污染事故对外环境的影响。

7.1 环境风险调查

7.1.1 风险源调查

1、主体装置

本项目主体装置为航煤加氢装置，建设规模为 100 万 t/a。

2、公用工程

装置所需给排水、供电、供热、供风、供氮等公用工程均依托公司现有公辅工程设施。航煤加氢装置加热炉燃料为现有燃料气管网供给的燃料气，航煤加氢装置原料氢气为现有氢气管网供给的氢气。

3、储运工程

①原料储运系统

项目原料为航煤原料油来自现有厂区的常减压装置，航煤原料油从常减压装置出来后通过管道热进料供给到本项目装置区，因此本项目不新增航煤原料油储罐。

②产品储运系统

本项目产品主要包括包括航煤产品，副产物有少量粗汽油、循环氢尾气、含硫干气本项目不新增产品储罐。

③原料及产品装卸车系统

本项目气体、液体原料和产品均为中间产品，直接通过管道输送，石油焦通过石油焦储仓装车外运。

3、危险物质调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 对项目所涉及的危险物质进行调查和识别，筛选出本项目的危险物质包括航煤加氢装置航煤原料油、航煤加氢装置加热炉燃料气（甲烷、乙烷、氢气等）、航煤加氢装置原料氢气、航煤加氢装置循环氢尾气、航煤加氢装置含硫干气、航煤加氢装置粗汽油等，具有易挥发、

易燃烧、易爆炸的危险特性。

4、生产工艺特点

本项目生产过程全密闭，新建装置采用加氢工艺保持不变，主要风险是由于破裂、穿孔、爆管等引发物料泄漏，造成火灾爆炸等风险事故，引发环境污染。

从物质的危险特性分析得知，在工艺过程中物料的泄漏主要有以下几种可能：阀门或管道连接处内表面磨损、腐蚀造成泄漏；反应装置连接处外表面腐蚀造成泄漏；焊接不良；设备故障等。物料泄漏事故与火灾、爆炸等事故是紧密联系在一起的：如发生泄漏后，遇点火源，则容易引起火灾、爆炸。

7.1.2 环境敏感目标调查

环境风险评价范围内敏感目标调查结果见表 1.9-4。

7.2 环境风险潜势初判

7.2.1 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 确定危险物质临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按导则附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

7.2.1.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量和其临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与临界量比值。

$$Q=q1/Q1+q2/Q2+……+qn/Qn$$

式中：q1，q2……qn—每种危险物质的最大存在总量(t)；Q1，

Q2……Qn—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≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

表 7.2-1　本项目 Q 值确定表

序号	装置	危险物质名称	储罐参数	装填系数	物料密度（kg/m³）	最大存在量/t	临界量	Q 值	是否为重大危险源
1	航煤加氢	航煤装置原料油	/	/	/	95.8	2500	0.03832	否
2		航煤加氢装置循	/	/	/	0.00024	10	0.000024	否

	装置	环氢尾气氨							
3		航煤加氢装置循环氢尾气硫化氢	/	/	/	0.026	10	0.0026	否
4		航煤加氢装置含硫干气（主要为甲烷、乙烷等）	/	/	/	0.433	10	0.0433	否
5		航煤加氢装置含硫干气中硫化氢	/	/	/	0.101	10	0.0101	否
6		航煤加氢装置含硫干气中氨	/	/	/	0.00037	10	0.000037	否
7		航煤加氢装置粗汽油	/	/	/	0.143	2500	0.0000572	否
8	管网及加热炉	燃料气（主要为甲烷、乙烷等）	/	/	850	0.2	10	0.02	否
9	原料油管网	航煤装置原料油	/	/	/	30	2500	0.012	否
10	航煤产品管网	航煤产品	/	/	/	35	2500	0.014	否
11	粗汽油管网	粗汽油	/	/	/	0.8	2500	0.00032	否
12	含硫干气管网	航煤加氢装置含硫干气（主要为甲烷、乙烷等）	/	/	/	0.5	10	0.05	否
13		航煤加氢装置含硫干气中硫化氢	/	/	/	0.00015	10	0.000015	否
14		航煤加氢装置含硫干气中氨	/	/	/	0.07	10	0.007	否
15	五罐区	航煤产品	2×5000，3×3000	0.9	790	13509	2500	5.4036	是
16	二十五罐区	航煤产品	2×12000	0.9	790	17064	2500	6.8256	是
合计								12.427	/

注：本次技改工程储运工程与技改前无变化，罐区均依托现有，存储物质无变化。

7.2.1.2 行业及生产工艺

根据项目工艺特点，结合《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C.1.2 判定依据，对每套装置生产工艺进行赋值并求和。将 M 划分为①M＞20②10＜M≤20③5＜M≤10④M=5，分别以 M1、M2、M3、M4 表示。项目 M 值确定表如下：

表 7.2-2 行业及生产工艺 M 值确定表

行业	评估依据	分值	航煤加氢装置扩能改造	分值

			项目情况	
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	1 套加氢装置	10
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	不涉及	0
	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）	涉及 1 套高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程，涉及五罐区、二十五罐区罐区	15
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	0
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	0
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	不涉及	0
a 高温指工艺温度≥300℃,高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa；b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。			合计	25

由上表可知，扩能改造项目 M 值为 25，属 M1。

7.2.1.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照下表确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 7.2-3 危险物质及工艺系统危险性等级判断

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

综上所述，航煤加氢装置扩能改造项目 10≤Q＜100，行业和生产工艺为 M1，故按照表 7.2-3 判定，扩能改造项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P1。

7.2.2 环境敏感程度（E）的分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 对建设项目各要素环境敏感程度（E）等级进行判断，大气、地表水、地下水敏感性均分为三种类型，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。

7.2.2.1 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，详见下表。

表 7.2-4 大气环境敏感程度分级

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

由调查结果可以看出，航煤加氢装置扩能改造项目周边人口比较密集，项目周边 5km 范围内总人口数大于 5 万人，大气环境敏感程度的分级按上表判断为 E1。

7.2.2.2 地表水环境

根据事故情况下，危险物质泄漏的水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，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，分级原则见下表。

长江位于厂区西南侧，由西向东约 181km 流入江苏省界。长江水体安庆段功能为III类，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D3，判定区域地表水功能敏感性为 F2。

表 7.2-5　地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
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，排放进入受纳河流最大流速时，24h 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

企业污水排放口下游 10km 范围内涉及安徽安庆江豚省级自然保护区，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D.4，判定区域地表水环境敏感目标分级为 S1。

表 7.2-6 地表水环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	**发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海**

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

综上，对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D.1，判断航煤加氢装置扩能改造项目地表水环境敏感程度为 E1。

表 7.2-7 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

7.2.2.3 地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能进行定级，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下表。

表 7.2-8 地下水敏感程度分级

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

评价区主要为粉质粘土及粘土，报告中数值模拟含水层的渗透系数参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 表 B.1，结合水文地质资料、地形地貌和地下水流场特征，确定研究区域包气带的渗透系数在 $1.0\times10^{-6}cm/s<K\leq1.0\times10^{-4}cm/s$ 之间，岩（土）层单层厚度 Mb>1.0m。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D.7，判断航煤加氢装置扩能改造项目地下水包气带防污性能分级为 D2。

表 7.2-9 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 7.2-10 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-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。	

评价区域内饮用水均由城市自来水公司供水，不饮用地下水，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D.6，判断项目地下水功能敏感性为 G3。

综上所述，区域地下水环境环境敏感程度判定为 E3。

7.2.3 环境风险潜势分级

本次项目危险物质及工艺系统危险性为 P1，大气环境、地表水和地下水环境敏感程度分别为 E1、E1、E3，根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 2，相应环境要素的风险潜势分别为IV^{+}、IV^{+}、III。

表 7.2-11 建设项目环境风险潜势划分

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

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，因此航煤加氢装置扩能改造项目的风险潜势综合等级为IV^{+}，为极高环境风险。

表 7.2-12 建设项目环境风险潜势的判定

环境要素	危险物质及工艺系统危险性	环境敏感程度	环境风险潜势	综合等级
环境空气	P1	E1	IV^{+}	IV^{+}
地表水		E1	IV^{+}	
地下水		E3	III	

7.2.4 评价等级的确定

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 1 判定航煤加氢装置扩能改造项目环境风险评价等级。

表 7.2-13 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
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说明。				

扩能改造项目的环境风险潜势综合等级为IV^+，根据上表判断扩能改造项目环境风险评价等级为一级。本项目风险源主要为航煤加氢装置，储罐区均依托现有，不新增。

7.2.5 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），大气环境风险一级评价的评价范围为距建设项目边界一般不低于 5km。本次大气风险评价范围是以本装置边界向外延伸 5km 所形成的矩形范围。地表水、地下水环境风险评价范围参照 HJ2.3、HJ610，即同地表水、地下水评价范围。详见章节 1.6。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，对拟建项目所涉及的危险物质进行识别，识别其易燃、易爆、有毒有害危险特性，项目危险物质的理化性能及危险特性下表。

表 7.3-1 项目涉及危险化学品理化性质指标及危险性类别表

序号	名称	危险性类别	闪点℃	自燃温度℃	火灾危险类别	爆炸极限 V%	毒性	
							LD_{50} mg/kg	LC_{50} mg/m³
1	航煤原料油	第 3.1 类可燃液体	38	350-380	丙 A	1.2-6	/	/
2	航煤产品	第 3.1 类可燃液体	38	350-380	丙 A	1.2-6	/	/
3	含硫干气	第 2.1 类易燃气体	-188	/	甲 A	5.3-15.0	/	/
4	粗汽油	第 3.1 类低闪点易燃液体	＜-18	480-510	甲 B	1.1-8.7	5000	16000
5	柴油	第 3.1 类可燃液体	38	350-380	丙 A	1.2-6	/	/
6	燃料气	第 2.1 类易燃气体	/	482-632	甲	4-16		
7	硫化氢	第 2.1 类易燃气体	/	260	/	15.7-27.4	350	1390

7.3.2 生产系统危险性识别

本项目的原料、产品、中间产品大多数为可燃性液体或气体，一旦发生泄漏或其它事故，很容易在空气中形成爆炸性混合物，易发生自燃或遇火源燃烧，造成火灾爆炸或中毒事故。

1、生产装置

装置（单元）在火灾爆炸事故的情况下，可能会引发引起相邻其它装置或设施破坏、火灾产生的浓烟及 CO 等有毒气体扩散等次生、伴生事故。有毒气体泄漏及液体泄漏事故常伴随物料蒸发气体随空气扩散、如处理不当会引发火灾爆炸事故。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，本项目生产装置涉及的重点监管的危险化工工艺主要为加氢工艺，航煤原料在高温（高压）下进行加氢反应，若漏出会可能会引起火灾。

本项目生产装置建设规模大，安全控制要求高。生产装置的部分容器、塔等具有高温、高压特点，对设备及相应管道的承压、密封和耐腐蚀的要求都很高，存在着因设备腐蚀或密封件破裂而发生毒物泄漏及燃烧爆炸的可能性。

（1）生产工艺具有高温和高压的特点，当设备壁厚减薄、变脆，若检修不及时，受压容器及设备经常会因承受不了设计压力而发生泄漏、爆炸，造成火灾和中毒事故的发生。

（2）由于工程规模大，生产装置具有高度自动化、密闭化、连续化的特点，流程中贮存，使用和输送物料量大，因而对岗位操作人员的素质要求高，要求严格，既要熟练地进行操作，不允许操作失误，又要对本岗位的各种仪表、设备等进行常规的巡回检查，以便发现生产过程中的异常问题，并及时处理。

（3）误操作和对仪表、设备巡回检查的不认真等都可能造成风险事故的发生。此外，由于操作人员责任心不强，违反操作规程，容易发生跑料事故，造成人员发生中毒和环境污染事故，跑料事故在化工企业和石化企业是比较常见的事故，严重时可能导致火灾、爆炸恶性事故的发生。

（4）工程设有加热炉、各种塔类、压缩机、风机、换热器输送泵以及储存液体原料、中间产品和液体产品的储罐等多种类型石油化工设备，在运行中需要经常进行维护保养，否则也容易引起不正常运行，会导致生产事故和引发严重的风险事故。

2、工艺管网

本项目输送物料的管道多为压力管道，由于输送的介质具有毒性、燃爆性和腐蚀性，且又有高温、高压、低温等特殊操作条件，使其具有较大危险性。在耐压强度、密封性和

耐腐蚀性等方面设计不合理均可能造成管道穿孔、破裂，从而导致火灾、爆炸或环境污染事故。

3、储罐

①操作不当造成满罐、超压，引发泄漏事故。

②管道、法兰、阀门等由于焊接缺陷或安装质量不符合规范，引发泄漏事故。

③物体打击或重物碰撞也可能导致管道、阀门、法兰损坏，引发泄漏事故。

7.3.3 事故的伴生/次生危险性分析

（1）事故的伴生危险性分析

①火灾爆炸事故的伴生危险性分析

本项目易燃易爆物料包括航煤、粗汽油、含硫干气等，发生火灾爆炸事故时会造成大量碳氢化合物以气态形式进入大气，对周围环境产生影响。

②泄漏事故的伴生危险性分析

泄漏事故因运行装置处于高温高压状态，产生泄漏危险性物质易于挥发进入大气，本项目涉及多种易燃易爆及有毒物质，一旦发生泄漏，会直接对周围环境产生影响。

（2）事故的次生危险性分析

①火灾爆炸事故的次生危险性分析

生产装置发生火灾爆炸事故时，爆炸后产生的大量碎片，会导致爆炸区域周围一定范围内生产设施的，引起其中的物料泄漏，如果为易燃物料，则该物料由于事故源的燃烧产生的热辐射、爆炸的余热或飞溅火种会引发新的火灾。火灾后进入大气的燃烧产物包括不完全燃烧形成的 CO 烟雾或烃类等其它中间产物。化学物质往往具有毒物特征，形成毒性泄漏同样后果的次生事故。火灾事故救火过程产生的消防污水往往含有毒有害物质和油品，如不得到有效控制，会造成次生土壤污染或地下水污染。

②泄漏事故中的次生危险分析

泄漏物料往往是可燃性物料，遇明火、静电、高温等将发生火灾爆炸等次生事故，燃烧又使泄漏物转化为 SO_2、CO 等产物。

7.3.4 小结

通过上述物质危险性识别、生产系统危险性识别和事故伴生/次生危险性识别可得：

本项目涉及的危险物质包括各类油品、轻烃、有毒气体等，可能的风险事故类型为危险物质泄漏、火灾爆炸引发的伴生/次生污染物排放。

本项目主要生产设备中的反应器、塔等具有高温、高压特点，存在着因设备腐蚀或密

封件破裂而发生毒物泄漏及燃烧爆炸的可能性。

在发生火灾爆炸事故情况下，各生产装置及储运系统主要气态伴生/次生危害物质为油品物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO、SO_2 及挥发有毒及烃类气体等；主要液态伴生/次生危害物质主要为泄漏的液体物料及火灾爆炸事故扑救中混有泄漏物料、消防泡沫的消防废水。

7.4 最大可信事故

7.4.1 事故类型

根据本项目物质风险识别、生产过程风险识别和储运及公辅工程风险识别可知，本项目的风险类型主要包括火灾、爆炸事故及其次生的环境污染以及有毒有害物质泄漏。

7.4.1.1 事故影响环境的途径

①火灾

发生火灾时，燃烧火焰的温度高，火势蔓延迅速，并放出大量的辐射热，对火源周围的人员、设备、建构筑物成极大的威胁。

易燃物质燃烧放出大量辐射热的同时，还散发出大量的浓烟。它是由燃烧物质释放出的高温蒸气和毒气、被分解和凝聚的未燃物质和被火焰加热而带入上升气流中的大量空气等三种物质的混合物。它不但含有大量的热量，而且还含有蒸气、有毒气体和弥散的固体微粒，对火场周围人员的生命安全和周围的大气环境质量造成污染和破坏。

②爆炸

爆炸和燃烧本质上都是可燃物质在空气中的氧化反应，爆炸与燃烧的区别在于氧化速度的不同。决定氧化速度的因素是在点火前可燃物与助燃物是否按一定比例均匀混合。由于燃烧速度快，热量来不及散失，温度急剧上升，气体因高热而急剧膨胀就成为爆炸。爆炸对周围环境造成的破坏主要有爆炸震荡、冲击波、造成新火灾等。

③有毒物质泄漏

本项目涉及的有毒物质一旦泄漏，不仅对厂内员工和周边居民的健康和生命安全构成威胁，还会对大气和水环境产生影响。

7.4.1.2 事故的伴生/次生污染与继发事故

火灾和爆炸事故存在引起继发事故和次生灾害的可能性。由原发事故引发的继发事故可能有几种情况：

①火灾爆炸引起其它装置或设施破坏

火灾爆炸情况下，爆炸后产生的大量碎片，会导致爆炸区域周围一定范围内生产设施

的破坏，引起其中的物料泄漏。如果该物料为易燃物料，则该物料由于事故源的燃烧产生的热辐射、爆炸的余热或飞溅火种会引发新的火灾。

②火灾产生的浓烟及有毒气体扩散

化学品、烃类物质燃烧在放出大量辐射热的同时，还散发出大量的浓烟、 CO 等有毒有害气体，对火场周围人员的生命安全和周围的大气环境质量造成污染和破坏。

③液物料泄漏或消防废水进入水体

工艺装置或储存设施发生泄漏后，在未被引燃发生火灾爆炸的情况下，有毒气体或液体物料如不能被妥善控制可能导致环境空气或地下水污染的风险。

而在火灾爆炸事故的扑救中，会产生的大量的消防废水，其中可能含有大量的油品、物料和使用的化学药剂，并可能含有毒有害物料。如果该废水经雨水排放系统排放至外界环境，存在土壤或地下水污染的风险。

7.4.2 最大可信事故的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的定义，最大可信事故是是基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。

根据重大危险源的主要工艺参数、物质危险特性、有毒有害特性，以及国内外石油化工风险事故的调查分析，同时结合本项目特点、项目所在区域环境敏感点的特征及分布，确定本项目环境风险最大可信事故设定见表 7.4-1。

表 7.4-1　最大可信事故设定一览表

序号	装置区	风险因子	最大可信事故
1	航煤加氢装置	CO、SO_2	装置物料管线断裂，溢出航煤或航煤泄漏，引发火灾事故伴生污染
2	罐区	CO、SO_2	储罐物料管线断裂，溢出航煤或航煤泄漏，引发火灾事故伴生污染

7.4.3 源项分析

7.4.3.1 事故风险概率分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 E，容器等泄漏频率见表 7.4-2。

表 7.4-2 泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
反应器/工艺储罐/气体储罐/塔器	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/年
	10min 内储罐泄漏完	5.00×10^{-6}/年
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/年

常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/年
	10min 内储罐泄漏完	5.00×10^{-6}/年
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/年
常压双包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/年
	10min 内储罐泄漏完	1.25×10^{-8}/年
	储罐全破裂	1.25×10^{-8}/年
常压全包容储罐	储罐全破裂	1.00×10^{-8}/年
内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	5.00×10^{-6}/(m·a)
	全管径泄漏	1.00×10^{-6}/(m·a)
75mm＜内径≤150 mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	2.00×10^{-6}/(m·a)
	全管径泄漏	3.00×10^{-7}/（m·a)
内径＞150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	2.40×10^{-6}/（m·a)
	全管径泄漏	1.00×10^{-7}/（m·a)

因此，确定扩能改造项目风险事故概率见表 7.4-3。

表 7.4-3　扩能改造项最大可信事故概率一览表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
反应器/工艺储罐/塔器	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/a
内径＞150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm），内径＞150mm 的管道长度约 150m	$2.40\times10^{-6}/\times150=3.6\times10^{-4}$/a

7.4.3.3 火灾事故源强

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F，事故源强计算方法如下：

航煤加氢装置发生泄露事容易发生火灾，航煤加氢装置输送管道泄漏为例。

（1）泄漏速率、泄漏量

假定航煤加氢出料口阀门（DN150）10%管径泄露，航煤出料为液体泄露，液体泄漏速度 Q_L 采用《建设项目环境风险评价技术导则》附录 A 推荐的柏努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常用 0.6-0.64；

A——裂口面积，m^2，（泄漏管径的 10%，0.00049m^2）；

ρ——液体密度，kg/m^3，(航煤平均密度ρ=790kg/m^3)

P——容器内介质压力，Pa，（常压 P＝101325Pa）；

P0——环境压力，Pa，(P0＝101325Pa)；

g——重力加速度，9.8m/s^2

h——裂口之上液位高度，m，(8m)。

表 7.4-4 航煤储罐液体泄漏量计算参数

符号	含义	单位	航煤
A	裂口面积	m^2	0.00049
P	容器内介质压力	Pa	101325
Cd	液体泄漏系数	无量纲	0.65
ρ	液体密度	kg/m^3	790
h	裂口之上液位高度	m	12
Q	液体泄漏速度	kg/s	20.731
/	泄漏时间	s	900
/	泄漏量	kg	18657.9

③燃烧 SO_2、CO 产生量

F. 3. 1 二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量按下式计算：

$$G_{二氧化硫}=2BS$$

式中：$G_{二氧化硫}$——二氧化硫排放速率，kg/h；

B——物质燃烧量，kg/h；

S——物质中硫的含量，%。

F. 3. 2 一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量按下式计算：

$$G_{一氧化碳}=2330qCQ$$

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——参与燃烧的物质量，t/s。

综上，扩能改造项目航煤产品储罐发生火灾事故时，燃烧 SO_2、CO 产生量计算结果详见表 7.4-5。

表 7.4-5 航煤储罐燃烧 SO_2、CO 产生量计算表

燃烧物质	物质燃烧量（kg/h）	物质中硫的含量%	SO_2产生量（kg/h）	SO_2产生量（kg/s）
航煤	18657.9（15min）	0.05	18.658	0.0052
	物质中碳的含量（%）	不完全燃烧值%	参与燃烧的物质量（t/s）	CO 产生量（kg/s）
	85	6	0.0052	0.616

7.5 风险预测与评价

7.5.1 预测模型

1、气体性质

（1）是否连续排放的判定

判定连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 Td和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间 T 确定。

$$T=2X/Ur$$

式中：X——事故发生地与计算点的距离，m；（航煤加氢装置距离最近敏感目标安庆石化二村生活区东区为 810m）；

Ur——10m 高处风速，m/s。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。按导则推荐最不利风速 1.5m/s 取值。

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。

T_d=3600s，T=1080s，判定为连续排放。

（2）Ri 的计算

根据导则，当判定气体为连续排放时，按照下式计算：

$$R_i=\frac{\left[\frac{g(Q/\rho_{rel})}{D_{rel}}\times\left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a}\right)\right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

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——连续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；

Ur—— 10m 高处风速，m/s。

表 7.5-1 参数计算表

预测因子	情景	ρrel	ρa	Q	Drel	Ur	计算 Ri
次生 SO_2	最不利气象	2.663	1.29	0.0052	0.05	1.5	0.274
	最常见气象	2.663	1.29	0.0052	0.08	2.7	0.235
次生 CO	最不利气象	1.164	1.29	0.616	1.455	1.5	-0.469
	最常见气象	1.164	1.29	0.616	1.455	2.7	-0.261

表 7.5-2 气体性质判定表

预测因子	情景	理查德森数（Ri）	气体类型	推荐预测模式
次生 SO_2	最不利气象	Ri=0.274，Ri≥1/6	重质气体	SLAB
	最常见气象	Ri=0.235，Ri≥1/6	重质气体	SLAB
次生 CO	最不利气象	Ri=-0.4699 ，Ri＜1/6	轻质气体	AFTOX

	最常见气象	Ri=-0.261，Ri＜1/6	轻质气体	AFTOX

7.5.2 预测范围和计算点

预测范围根据《建设项目环境风险评价技术导则》确定，厂区边界外 5km。

计算点考虑下风向不同距离点。一般计算点的设置应具有一定分辨率，距离风险源 500m 范围内设置 50m 间距，大于 500m 范围内设置 100m 间距。同时，选取项目厂区边界 5km 范围内的关心点进行预测。

7.5.3 气象参数

本项目环境风险为一级评价，需选取最不利气象条件及事故发生地的最常见气象条件分别进行后果预测。其中最不利气象条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃,相对湿度 50%；最常见气象条件由 2023 年安庆站气象观测资料统计分析得出，包括出现频率最高的稳定度、该稳定度下的平均风速（非静风）、日最高平均气温、年平均湿度。

表 7.5-3 气象条件参数表

参数类型	选项	参数	
基本情况	事故源经度	117.023013	30.527493
	事故源纬度		
	事故源类型	航煤装置管线泄露遇火燃烧引发 CO 次生危害	航煤装置管线泄露遇火燃烧引发 SO_2次生危害
气象参数	气象条件类型	最不利气象	最常见气象
	风速(m/s)	1.5	2.7
	环境温度℃	25	17.5
	相对湿度%	50	74.4
	稳定度	F	D
其他参数	地表粗糙度（m）	0.5	
	是否考虑地形	是	
	地形数据精度（m）	/	

7.5.4 大气毒性终点浓度值选取

大气毒性终点浓度即预测评价标准。大气毒性终点浓度值选取参见《建设项目环境 风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 H。SO_2、CO 大气毒性终点浓度值见下表。

表 7.5-4 物质大气毒性终点浓度值

序号	物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1/（mg/m^3）	毒性终点浓度-2/（mg/m^3）
1	SO_2	7446-09-5	79	2

3	CO	930-08-0	380	95

7.5.5 预测结果

7.5.5.1 航煤装置管线泄漏火灾次生 CO 后果预测

（1）最不利气象条件下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度

本项目航煤装置管线泄漏、生火灾次生污染物 CO 事故排放时，最不利气象条件下，下风向超过阈值浓度范围分布情况见表 7.5-5，下风向不同距离处最大浓度变化曲线见图 7.5-1，最大影响区域见图 7.5-2。

表 7.5-5 最不利气象条件下 CO 超过阈值浓度分布情况

序号	下风向距离/m	浓度区域半宽（m）	高峰浓度(mg/m^3)	下风向距离/m	浓度出现时间（min）	高峰浓度(mg/m^3)
	超过 95mg/m^3阈值浓度分布			超过 380mg/m^3阈值浓度分布		
1	3.00E+01	4.00E+00	6.40E+02	3.00E+01	2.00E+00	6.40E+02
2	4.00E+01	6.00E+00	1.26E+03	4.00E+01	4.00E+00	1.26E+03
3	5.00E+01	6.00E+00	1.58E+03	5.00E+01	4.00E+00	1.58E+03
4	6.00E+01	8.00E+00	1.68E+03	6.00E+01	6.00E+00	1.68E+03
5	7.00E+01	1.00E+01	1.66E+03	7.00E+01	6.00E+00	1.66E+03
6	8.00E+01	1.00E+01	1.60E+03	8.00E+01	8.00E+00	1.60E+03
7	9.00E+01	1.20E+01	1.52E+03	9.00E+01	8.00E+00	1.52E+03
8	1.00E+02	1.20E+01	1.44E+03	1.00E+02	8.00E+00	1.44E+03
9	1.10E+02	1.40E+01	1.36E+03	1.10E+02	1.00E+01	1.36E+03
10	1.20E+02	1.40E+01	1.29E+03	1.20E+02	1.00E+01	1.29E+03
11	1.30E+02	1.60E+01	1.22E+03	1.30E+02	1.00E+01	1.22E+03
12	1.40E+02	1.60E+01	1.15E+03	1.40E+02	1.00E+01	1.15E+03
13	1.50E+02	1.80E+01	1.09E+03	1.50E+02	1.20E+01	1.09E+03
14	1.60E+02	1.80E+01	1.03E+03	1.60E+02	1.20E+01	1.03E+03
15	1.70E+02	2.00E+01	9.75E+02	1.70E+02	1.20E+01	9.75E+02
16	1.80E+02	2.00E+01	9.23E+02	1.80E+02	1.20E+01	9.23E+02
17	1.90E+02	2.00E+01	8.75E+02	1.90E+02	1.20E+01	8.75E+02
18	2.00E+02	2.20E+01	8.30E+02	2.00E+02	1.20E+01	8.30E+02
19	2.10E+02	2.20E+01	7.89E+02	2.10E+02	1.20E+01	7.89E+02
20	2.20E+02	2.20E+01	7.49E+02	2.20E+02	1.20E+01	7.49E+02
21	2.30E+02	2.40E+01	7.13E+02	2.30E+02	1.20E+01	7.13E+02
22	2.40E+02	2.40E+01	6.79E+02	2.40E+02	1.20E+01	6.79E+02
23	2.50E+02	2.40E+01	6.47E+02	2.50E+02	1.20E+01	6.47E+02
24	2.60E+02	2.60E+01	6.17E+02	2.60E+02	1.20E+01	6.17E+02

25	2.70E+02	2.60E+01	5.89E+02	2.70E+02	1.20E+01	5.89E+02
26	2.80E+02	2.60E+01	5.63E+02	2.80E+02	1.20E+01	5.63E+02
27	2.90E+02	2.60E+01	5.39E+02	2.90E+02	1.20E+01	5.39E+02
28	3.00E+02	2.80E+01	5.16E+02	3.00E+02	1.20E+01	5.16E+02
29	3.10E+02	2.80E+01	4.94E+02	3.10E+02	1.00E+01	4.94E+02
30	3.20E+02	2.80E+01	4.74E+02	3.20E+02	1.00E+01	4.74E+02
31	3.30E+02	2.80E+01	4.55E+02	3.30E+02	1.00E+01	4.55E+02
32	3.40E+02	3.00E+01	4.37E+02	3.40E+02	8.00E+00	4.37E+02
33	3.50E+02	3.00E+01	4.20E+02	3.50E+02	6.00E+00	4.20E+02
34	3.60E+02	3.00E+01	4.04E+02	3.60E+02	6.00E+00	4.04E+02
35	3.70E+02	3.00E+01	3.89E+02	3.70E+02	4.00E+00	3.89E+02
36	3.80E+02	3.00E+01	3.75E+02			
37	3.90E+02	3.00E+01	3.62E+02			
38	4.00E+02	3.20E+01	3.49E+02			
39	4.10E+02	3.20E+01	3.37E+02			
40	4.20E+02	3.20E+01	3.25E+02			
41	4.30E+02	3.20E+01	3.14E+02			
42	4.40E+02	3.20E+01	3.04E+02			
43	4.50E+02	3.20E+01	2.94E+02			
44	4.60E+02	3.20E+01	2.85E+02			
45	4.70E+02	3.20E+01	2.76E+02			
46	4.80E+02	3.20E+01	2.68E+02			
47	4.90E+02	3.20E+01	2.60E+02			
48	5.00E+02	3.20E+01	2.52E+02			
49	5.10E+02	3.40E+01	2.45E+02			
50	5.20E+02	3.40E+01	2.38E+02			
51	5.30E+02	3.40E+01	2.31E+02			
52	5.40E+02	3.40E+01	2.25E+02			
53	5.50E+02	3.40E+01	2.18E+02			
54	5.60E+02	3.40E+01	2.12E+02			
55	5.70E+02	3.40E+01	2.07E+02			
56	5.80E+02	3.40E+01	2.01E+02			
57	5.90E+02	3.20E+01	1.96E+02			
58	6.00E+02	3.20E+01	1.91E+02			
59	6.10E+02	3.20E+01	1.86E+02			
60	6.20E+02	3.20E+01	1.82E+02			
61	6.30E+02	3.20E+01	1.77E+02			
62	6.40E+02	3.20E+01	1.73E+02			

63	6.50E+02	3.20E+01	1.69E+02			
64	6.60E+02	3.20E+01	1.65E+02			
65	6.70E+02	3.20E+01	1.61E+02			
66	6.80E+02	3.20E+01	1.58E+02			
67	6.90E+02	3.00E+01	1.54E+02			
68	7.00E+02	3.00E+01	1.51E+02			
69	7.10E+02	3.00E+01	1.47E+02			
70	7.20E+02	3.00E+01	1.44E+02			
71	7.30E+02	3.00E+01	1.41E+02			
72	7.40E+02	2.80E+01	1.38E+02			
73	7.50E+02	2.80E+01	1.35E+02			
74	7.60E+02	2.80E+01	1.32E+02			
75	7.70E+02	2.80E+01	1.30E+02			
76	7.80E+02	2.60E+01	1.27E+02			
77	7.90E+02	2.60E+01	1.24E+02			
78	8.00E+02	2.60E+01	1.22E+02			
79	8.10E+02	2.40E+01	1.20E+02			
80	8.20E+02	2.40E+01	1.17E+02			
81	8.30E+02	2.20E+01	1.15E+02			
82	8.40E+02	2.20E+01	1.13E+02			
83	8.50E+02	2.00E+01	1.11E+02			
84	8.60E+02	2.00E+01	1.09E+02			
85	8.70E+02	1.80E+01	1.07E+02			
86	8.80E+02	1.60E+01	1.05E+02			
87	8.90E+02	1.60E+01	1.03E+02			
88	9.00E+02	1.40E+01	1.01E+02			
89	9.10E+02	1.20E+01	9.94E+01			
90	9.20E+02	8.00E+00	9.77E+01			
91	9.30E+02	6.00E+00	9.60E+01			

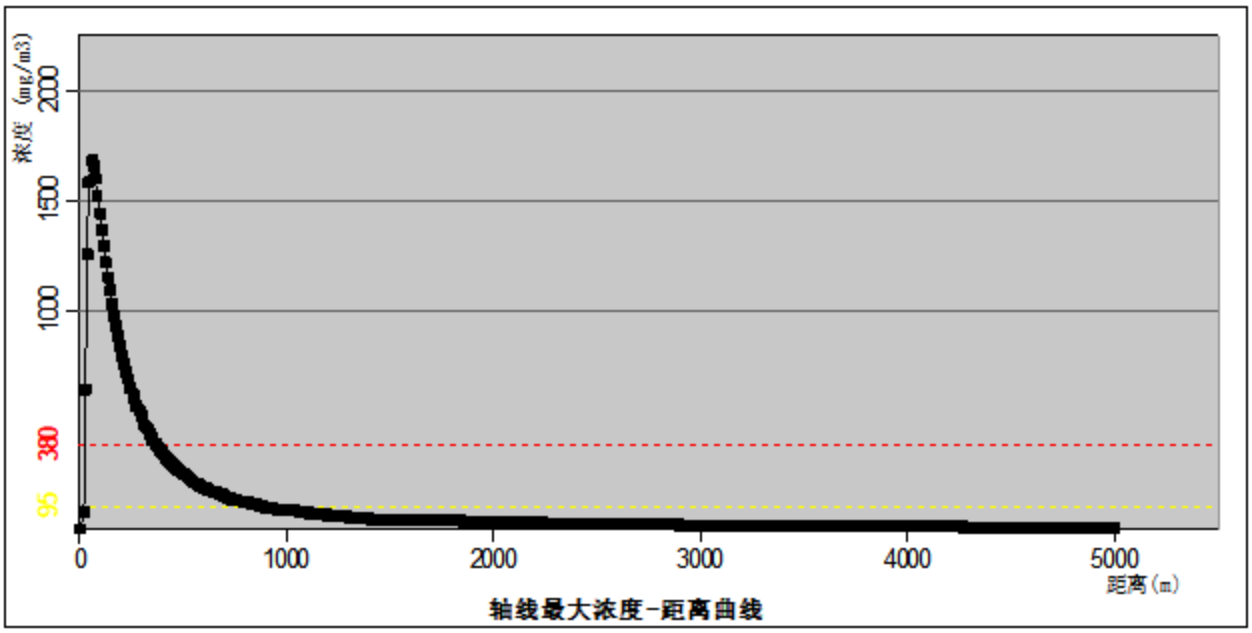


图 7.5-1 最不利气象条件下火灾爆炸伴生/次生 CO 轴线最大浓度-距离曲线图

根据预测结果，事故状态下，最不利气象条件下，航煤装置管线泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 CO 毒性终点浓度-2 出现距离为 990m，毒性终点浓度-1 出现距离为 390m。毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 影响范围内均无敏感受体，一旦发生火灾爆炸事故，应及时对厂区内人员进行疏散。

②各关心点的 CO 浓度变化情况

经预测，航煤装置管线泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 CO 对下风向居住区影响很小，距离风险源最近敏感点最大浓度安庆石化二村生活区东区处浓度约 142mg/m^3、占毒性终点浓度-1 约 37.3%，评价范围内其余敏感目标距离更远，影响也相对更小。一旦发生火灾爆炸事故，应及时对项目内人员进行疏散。

（2）常见气象条件下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度

本项目航煤装置管线泄漏发生火灾次生污染物 CO 事故排放时，常见气象条件下，下风向超过阈值浓度范围分布情况见表 7.5-6，下风向不同距离处最大浓度变化曲线见图 7.5-3，最大影响区域见图 7.5-4。

表 7.5-6 常见气象条件下 CO 超过阈值浓度分布情况

序号	下风向距离/m	浓度区域半宽（m）	高峰浓度（mg/m^3）	下风向距离/m	浓度出现时间（min）	高峰浓度（mg/m^3）
	超过 95mg/m^3 阈值浓度分布			超过 380mg/m^3 阈值浓度分布		
1	2.00E+01	4.00E+00	4.47E+02	2.00E+01	0.00E+00	4.47E+02
2	3.00E+01	8.00E+00	7.75E+02	3.00E+01	4.00E+00	7.75E+02
3	4.00E+01	1.00E+01	7.91E+02	4.00E+01	6.00E+00	7.91E+02

4	5.00E+01	1.20E+01	7.29E+02	5.00E+01	6.00E+00	7.29E+02
5	6.00E+01	1.40E+01	6.59E+02	6.00E+01	6.00E+00	6.59E+02
6	7.00E+01	1.60E+01	5.93E+02	7.00E+01	6.00E+00	5.93E+02
7	8.00E+01	1.60E+01	5.33E+02	8.00E+01	6.00E+00	5.33E+02
8	9.00E+01	1.80E+01	4.79E+02	9.00E+01	6.00E+00	4.79E+02
9	1.00E+02	2.00E+01	4.31E+02	1.00E+02	4.00E+00	4.31E+02
10	1.10E+02	2.00E+01	3.88E+02	1.10E+02	2.00E+00	3.88E+02
11	1.20E+02	2.00E+01	3.51E+02			
12	1.30E+02	2.20E+01	3.18E+02			
13	1.40E+02	2.20E+01	2.90E+02			
14	1.50E+02	2.20E+01	2.65E+02			
15	1.60E+02	2.20E+01	2.43E+02			
16	1.70E+02	2.40E+01	2.23E+02			
17	1.80E+02	2.40E+01	2.06E+02			
18	1.90E+02	2.40E+01	1.90E+02			
19	2.00E+02	2.20E+01	1.76E+02			
20	2.10E+02	2.20E+01	1.64E+02			
21	2.20E+02	2.20E+01	1.53E+02			
22	2.30E+02	2.00E+01	1.43E+02			
23	2.40E+02	2.00E+01	1.34E+02			
24	2.50E+02	1.80E+01	1.26E+02			
25	2.60E+02	1.60E+01	1.18E+02			
26	2.70E+02	1.40E+01	1.11E+02			
27	2.80E+02	1.20E+01	1.05E+02			
28	2.90E+02	8.00E+00	9.95E+01			

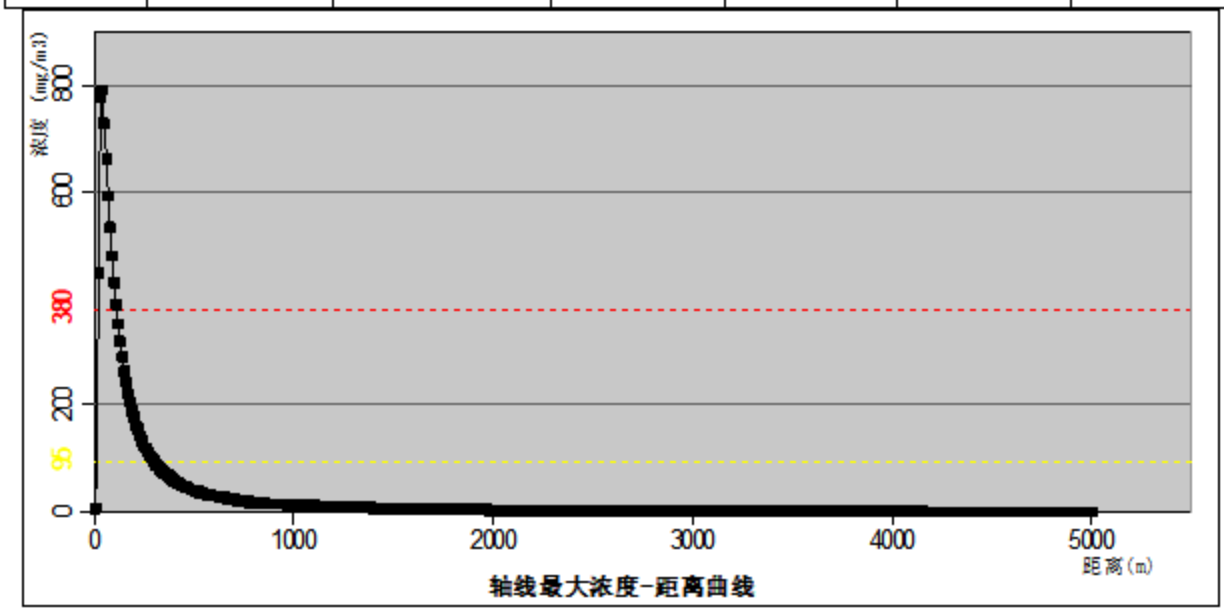


图 7.5-3　常见气象条件下火灾爆炸伴生/次生 CO 轴线最大浓度-距离曲线图

根据预测结果，事故状态下，常见气象条件下，航煤装置管线泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 CO 毒性终点浓度-2 出现距离为 20~290m，毒性终点浓度-1 出现距离为 20~110m。毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 影响范围内均无敏感受体，一旦发生火灾爆炸事故，应及时对厂区内人员进行疏散。

②各关心点的 CO 浓度变化情况

经预测，航煤储罐泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 CO 对下风向居住区影响很小，距离风险源最近敏感点最大浓度安庆石化二村生活区东区处浓度约 31.2mg/m³、占毒性终点浓度-1 约 8.21%，评价范围内其余敏感目标距离更远，影响也相对更小。一旦发生火灾爆炸事故，应及时对项目内人员进行疏散。

7.5.5.2 航煤储罐火灾次生 SO_2 后果预测

（1）最不利气象条件下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度

本项目航煤储罐泄露发生火灾次生污染物 SO_2 事故排放时，最不利气象条件下，下风向超过阈值浓度范围分布情况见表 7.5-7，下风向不同距离处最大浓度变化曲线见图 7.5-6，最大影响区域见图 7.5-6。

表 7.5-7 最不利气象条件下 SO_2 超过阈值浓度分布情况

序号	下风向距离/m	浓度区域半宽（m）	高峰浓度(mg/m³)	下风向距离/m	浓度出现时间（min）	高峰浓度(mg/m³)
	超过 2mg/m³ 阈值浓度分布			超过 79mg/m³ 阈值浓度分布		
1	1.00E+01	2.40E+01	1.43E+02	1.00E+01	1.20E+01	1.43E+02
2	1.00E+02	3.80E+01	1.68E+02	2.00E+01	1.40E+01	1.97E+02
3	2.00E+02	5.00E+01	1.04E+02	3.00E+01	1.40E+01	2.08E+02
4	3.00E+02	6.40E+01	6.98E+01	4.00E+01	1.60E+01	2.10E+02
5	4.00E+02	7.40E+01	5.00E+01	5.00E+01	1.60E+01	2.07E+02
6	5.00E+02	8.40E+01	3.80E+01	6.00E+01	1.60E+01	2.01E+02
7	6.00E+02	9.20E+01	3.01E+01	7.00E+01	1.60E+01	1.94E+02
8	7.00E+02	1.00E+02	2.44E+01	8.00E+01	1.60E+01	1.86E+02
9	8.00E+02	1.20E+02	2.18E+01	9.00E+01	1.60E+01	1.77E+02
10	9.00E+02	1.28E+02	1.69E+01	1.00E+02	1.60E+01	1.68E+02
11	1.00E+03	1.36E+02	1.38E+01	1.10E+02	1.60E+01	1.60E+02
12	1.10E+03	1.44E+02	1.17E+01	1.20E+02	1.60E+01	1.53E+02
13	1.20E+03	1.52E+02	9.95E+00	1.30E+02	1.60E+01	1.45E+02
14	1.30E+03	1.58E+02	8.65E+00	1.40E+02	1.60E+01	1.38E+02
15	1.40E+03	1.64E+02	7.56E+00	1.50E+02	1.60E+01	1.31E+02
16	1.50E+03	1.70E+02	6.69E+00	1.60E+02	1.60E+01	1.25E+02
17	1.60E+03	1.76E+02	5.97E+00	1.70E+02	1.40E+01	1.19E+02

18	1.70E+03	1.80E+02	5.35E+00	1.80E+02	1.40E+01	1.14E+02
19	1.80E+03	1.84E+02	4.83E+00	1.90E+02	1.40E+01	1.09E+02
20	1.90E+03	1.88E+02	4.39E+00	2.00E+02	1.40E+01	1.04E+02
21	2.00E+03	1.92E+02	4.00E+00	2.10E+02	1.20E+01	9.97E+01
22	2.10E+03	1.94E+02	3.66E+00	2.20E+02	1.20E+01	9.55E+01
23	2.20E+03	1.96E+02	3.37E+00	2.30E+02	1.00E+01	9.14E+01
24	2.30E+03	1.98E+02	3.12E+00	2.40E+02	8.00E+00	8.76E+01
25	2.40E+03	2.00E+02	2.88E+00	2.50E+02	6.00E+00	8.41E+01
26	2.50E+03	2.02E+02	2.67E+00	2.60E+02	4.00E+00	8.09E+01
27	2.60E+03	2.02E+02	2.49E+00			
28	2.70E+03	2.04E+02	2.33E+00			
29	2.80E+03	2.04E+02	2.18E+00			
30	2.90E+03	2.02E+02	2.04E+00			
31	2.93E+03	2.02E+02	2.00E+00			
32	1.00E+01	2.40E+01	1.43E+02			
33	1.00E+02	3.80E+01	1.68E+02			
34	2.00E+02	5.00E+01	1.04E+02			
35	3.00E+02	6.40E+01	6.98E+01			
36	4.00E+02	7.40E+01	5.00E+01			
37	5.00E+02	8.40E+01	3.80E+01			
38	6.00E+02	9.20E+01	3.01E+01			
39	7.00E+02	1.00E+02	2.44E+01			
40	8.00E+02	1.20E+02	2.18E+01			
41	9.00E+02	1.28E+02	1.69E+01			
42	1.00E+03	1.36E+02	1.38E+01			
43	1.10E+03	1.44E+02	1.17E+01			
44	1.20E+03	1.52E+02	9.95E+00			
45	1.30E+03	1.58E+02	8.65E+00			
46	1.40E+03	1.64E+02	7.56E+00			
47	1.50E+03	1.70E+02	6.69E+00			
48	1.60E+03	1.76E+02	5.97E+00			
49	1.70E+03	1.80E+02	5.35E+00			
50	1.80E+03	1.84E+02	4.83E+00			
51	1.90E+03	1.88E+02	4.39E+00			
52	2.00E+03	1.92E+02	4.00E+00			
53	2.10E+03	1.94E+02	3.66E+00			
54	2.20E+03	1.96E+02	3.37E+00			
55	2.30E+03	1.98E+02	3.12E+00			
56	2.40E+03	2.00E+02	2.88E+00			
57	2.50E+03	2.02E+02	2.67E+00			

58	2.60E+03	2.02E+02	2.49E+00			
59	2.70E+03	2.04E+02	2.33E+00			
60	2.80E+03	2.04E+02	2.18E+00			
61	2.90E+03	2.02E+02	2.04E+00			
62	2.93E+03	2.02E+02	2.00E+00			
63	1.00E+01	2.40E+01	1.43E+02			
64	1.00E+02	3.80E+01	1.68E+02			
65	2.00E+02	5.00E+01	1.04E+02			
66	3.00E+02	6.40E+01	6.98E+01			
67	4.00E+02	7.40E+01	5.00E+01			
68	5.00E+02	8.40E+01	3.80E+01			
69	6.00E+02	9.20E+01	3.01E+01			
70	7.00E+02	1.00E+02	2.44E+01			
71	8.00E+02	1.20E+02	2.18E+01			
72	9.00E+02	1.28E+02	1.69E+01			
73	1.00E+03	1.36E+02	1.38E+01			
74	1.10E+03	1.44E+02	1.17E+01			
75	1.20E+03	1.52E+02	9.95E+00			
76	1.30E+03	1.58E+02	8.65E+00			
77	1.40E+03	1.64E+02	7.56E+00			
78	1.50E+03	1.70E+02	6.69E+00			
79	1.60E+03	1.76E+02	5.97E+00			
80	1.70E+03	1.80E+02	5.35E+00			
81	1.80E+03	1.84E+02	4.83E+00			
82	1.90E+03	1.88E+02	4.39E+00			
83	2.00E+03	1.92E+02	4.00E+00			
84	2.10E+03	1.94E+02	3.66E+00			
85	2.20E+03	1.96E+02	3.37E+00			
86	2.30E+03	1.98E+02	3.12E+00			
87	2.40E+03	2.00E+02	2.88E+00			
88	2.50E+03	2.02E+02	2.67E+00			
89	2.60E+03	2.02E+02	2.49E+00			
90	2.70E+03	2.04E+02	2.33E+00			
91	2.80E+03	2.04E+02	2.18E+00			
92	2.90E+03	2.02E+02	2.04E+00			
93	2.93E+03	2.02E+02	2.00E+00			

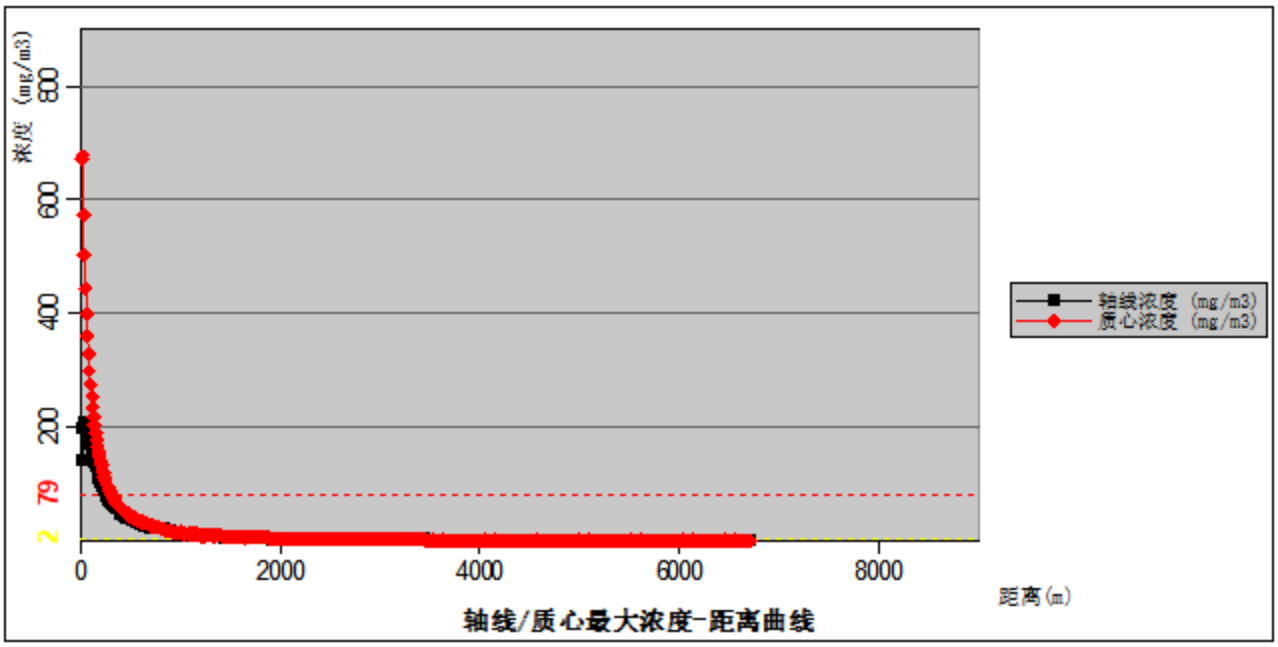


图 7.5-5　　最不利气象条件下火灾爆炸伴生/次生 CO 轴线最大浓度-距离曲线图

根据预测结果，事故状态下，最不利气象条件下，航煤装置管线泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 SO_2 毒性终点浓度-2 出现距离为 2230m，毒性终点浓度-1 出现距离为 230m。毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 影响范围内均无敏感受体，一旦发生火灾爆炸事故，应及时对厂区内人员进行疏散。

②各关心点的 SO_2 浓度变化情况

经预测，航煤装置管线泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 SO_2 对下风向居住区影响很小，距离风险源最近敏感点最大浓度安庆石化二村生活区东区处浓度约 28.5mg/m^3、占毒性终点浓度-1 约 36.1%，评价范围内其余敏感目标距离更远，影响也相对更小。一旦发生火灾爆炸事故，应及时对项目内人员进行疏散。

（2）常见气象条件下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度

本项目航煤装置管线泄漏发生火灾次生污染物 SO_2 事故排放时，常见气象条件下，下风向超过阈值浓度范围分布情况见表 7.5-8，下风向不同距离处最大浓度变化曲线见图 7.5-7，最大影响区域见图 7.5-8。

表 7.5-8 常见气象条件下 SO_2 超过阈值浓度分布情况

序号	下风向距离/m	浓度区域半宽（m）	高峰浓度(mg/m3)	下风向距离/m	浓度出现时间（min）	高峰浓度(mg/m3)
	超过 2mg/m^3 阈值浓度分布			超过 79mg/m^3 阈值浓度分布		
1	1.00E+01	2.20E+01	7.61E+01	2.00E+01	1.00E+01	1.10E+02
2	1.00E+02	3.40E+01	9.69E+01	3.00E+01	1.00E+01	1.18E+02
3	2.00E+02	4.40E+01	5.89E+01	4.00E+01	1.00E+01	1.20E+02

4	3.00E+02	5.40E+01	3.86E+01	5.00E+01	1.00E+01	1.18E+02
5	4.00E+02	6.20E+01	2.75E+01	6.00E+01	1.00E+01	1.15E+02
6	5.00E+02	7.00E+01	2.06E+01	7.00E+01	1.00E+01	1.11E+02
7	6.00E+02	7.60E+01	1.61E+01	8.00E+01	1.00E+01	1.07E+02
8	7.00E+02	8.20E+01	1.30E+01	9.00E+01	8.00E+00	1.02E+02
9	8.00E+02	8.60E+01	1.08E+01	1.00E+02	8.00E+00	9.69E+01
10	9.00E+02	9.00E+01	9.09E+00	1.10E+02	6.00E+00	9.24E+01
11	1.00E+03	9.40E+01	7.76E+00	1.20E+02	6.00E+00	8.77E+01
12	1.10E+03	9.60E+01	6.73E+00	1.30E+02	4.00E+00	8.31E+01
13	1.20E+03	9.80E+01	5.92E+00	1.40E+02	0.00E+00	7.90E+01
14	1.30E+03	9.80E+01	5.27E+00			
15	1.40E+03	9.80E+01	4.71E+00			
16	1.50E+03	9.80E+01	4.25E+00			
17	1.60E+03	9.60E+01	3.86E+00			
18	1.70E+03	9.40E+01	3.52E+00			
19	1.80E+03	1.52E+02	3.31E+00			
20	1.90E+03	1.54E+02	2.97E+00			
21	2.00E+03	1.56E+02	2.65E+00			
22	2.10E+03	1.58E+02	2.37E+00			
23	2.20E+03	1.60E+02	2.16E+00			

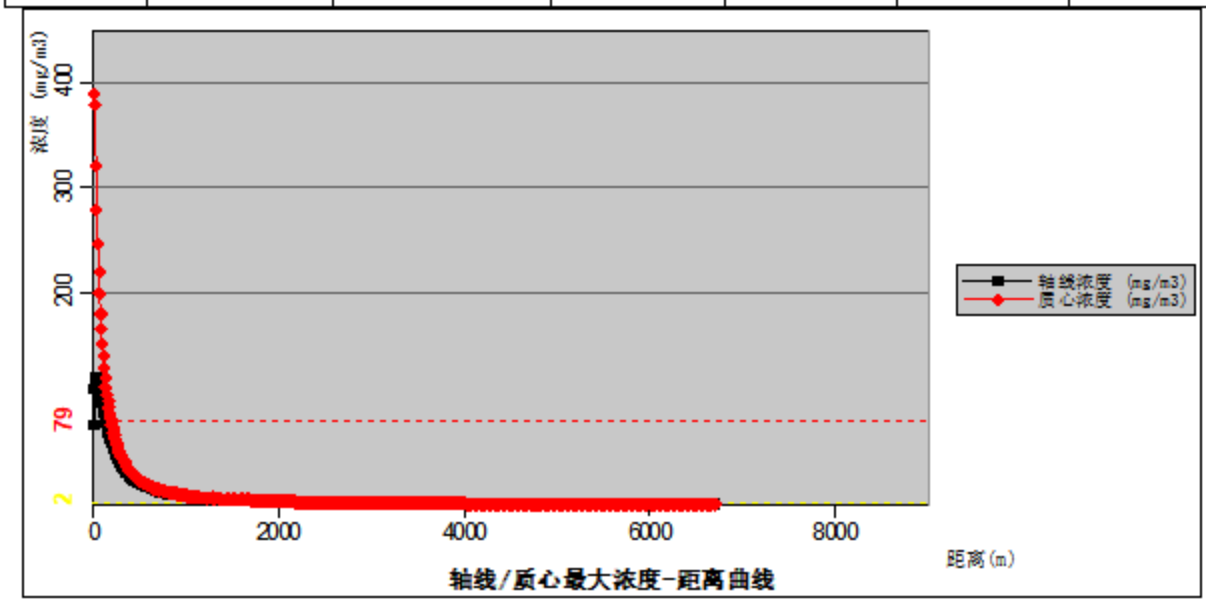


图 7.5-7　常见气象条件下火灾爆炸伴生/次生 SO_2 轴线最大浓度-距离曲线图

根据预测结果，事故状态下，常见气象条件下，航煤装置管线泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 SO_2 毒性终点浓度-2 出现距离为 1890m，毒性终点浓度-1 出现距离为 120m。毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 影响范围内均无敏感受体，一旦发生火灾爆炸事故，应及时对厂区内人员进行疏散。

②各关心点的 SO_2 浓度变化情况

经预测，航煤装置管线泄漏事故火灾爆炸伴生/次生污染物 SO_2 对下风向居住区影响很小，距离风险源最近敏感点最大浓度安庆石化二村生活区东区处浓度约 15.1mg/m^3、占毒性终点浓度-1 约 20%，评价范围内其余敏感目标距离更远，影响也相对更小。一旦发生火灾爆炸事故，应及时对项目内人员进行疏散。

7.6 环境风险管理

7.6.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

7.6.2 环境风险防范措施

7.6.2.1 大气环境风险防范

1、优化风险源的布置

航煤加氢装置扩能改造项目设计阶段应按照《石油化工企业设计防火标准（2018 版）》（GB50160-2008）、《建筑设计防火规范（2018 版）》（GB50016-2014）、化工企业总图运输设计规范》（GB50489-2009）等规范复核新建装置与其他装置之间的防火防爆间距、应急救援设施及救援通道、疏散通道、风向标等设置情况，以符合相关规范要求。

2、强化风险物质的监督管理

航煤加氢装置扩能改造项目的危险物质包括了易燃易爆，对这些危险物质的分布、流向、数量、加工（使用）必须加以切实监督和必要限制，遵章守法、严格管理，建立动态管理信息库，区域内联成网络。

（1）对重大危险源应当登记建档，进行定期检测、评估、监控，并制定应急预案，告知从业人员和相关人员在紧急情况下应当采取的应急措施。

（2）按照国家有关规定将重大危险源及有关安全措施、应急措施报有关地方人民政府负责安全生产监督管理的部门和有关部门备案。

（3）危险化学品的生产装置和储存数量构成重大危险源的储存设施，其安全距离必须符合国家标准或者国家有关规定。

3、防止事故气态污染物向环境转移

工艺方面，选用成熟可靠的工艺技术和质量合格的工艺设备，设置必要的安全联锁

及紧急排放系统、可燃有毒气体检测报警系统、正常及事故通风系统。采用高机械化、自动化控制系统。对易燃易爆、有毒有害介质在储存、输送时的设备、管道等采取防泄漏等防护措施（如尽量选用密闭结构的设备，在管道连接处选择合适的密封材料等），易燃易爆、有毒有害、腐蚀物料的采样采用密闭取样系统，弹簧自动关闭阀门等。为检修时的安全，各种设备在其低点或与其连接的管道最低点设置排净管。所有管道、阀门、管件等在安装过程中及安装后，均采用严格吹净措施防止焊渣、铁锈及可燃物等进入或遗留在管内。主要设备设有液位、压力、温度控制系统，并设液位、温度、压力过高过低报警，以保持系统稳定运行。对于废气处理设施的非正常运行，应及时停止生产，并采取风险防范措施以控制和减少非正常工况下污染物由大气途径进入环境。设有必要的排放管线以处理装置的开停车操作排放。

自动化控制方面，项目拟采用分散型控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、压缩机组控制系统（CCS）、气体检测报警系统等，对生产工艺过程进行集中监控，对重要的工艺参数设置信号报警及操作联锁系统。按照全厂的控制策略，本装置由中央控制室进行集中操作和管理，操作站设置在中央控制室，控制站置于现场机柜室，本装置拟新建一个独立的现场机柜室，控制装置区工艺生产。根据危险区域划分等级，现场电子式仪表采用本质安全型或隔爆型仪表。在易泄漏和易聚积可燃、有毒气的场所设置可燃、有毒气体浓度检测器。

通讯方面，厂区建有完整的全厂性电话通信系统和公用网信息系统，因此航煤加氢装置扩能改造项目不再新建各类电话站和 IT 中心，航煤加氢装置扩能改造项目所需电话和公用网信息用户均通过电话电缆和公用网光缆直接接入厂区原有相应系统。本装置界区内设置了火灾报警系统，火灾报警系统控制器设置在控制室内。

4、物料泄漏事故的防范措施

泄漏事故的预防是生产和储运过程中最重要的环节，发生泄漏事故可能引起火灾和爆炸等一系列重大事故。经验表明：设备失灵和人为的操作失误是引发泄漏的主要原因。因此选用较好的设备、精心设计、认真的管理和操作人员的责任心是减少泄漏事故的关键。航煤加氢装置扩能改造项目项目主要采取以下物料泄漏事故的预防：

①在有易燃易爆物料可能泄漏的区域（尤其是储罐区）安装有毒有害气体、可燃气体探测仪，以便及早发现泄漏、及早处理；

②经常检查管道，地上管道应防止汽车碰撞，并控制管道支撑的磨损。定期系统试压、定期检漏；

③对各类危险性较大的储罐要定期检修，避免物料因容器破损发生泄漏事故；

④装置区、罐区四周设置导流沟或围堰，并与事故池相连通。

泄漏应急处理：疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，应急处理人员戴自给式呼吸器，穿化学防护服。不要直接接触泄漏物，在确保安全情况下堵漏。用大量水冲洗，经稀释的冲洗水排入废水系统。项目通过可燃气体泄漏报警装置和超温报警切断装置，能有效地确保安全生产。为减小泄漏事故对环境的影响，有机物料泄漏时可采用沙土或其它惰性材料吸收。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

5、火灾、爆炸应急减缓措施

a.当装置或储罐发生火灾或爆炸时，根据事故级别启动应急预案；

b.根据需要，切断着火设施上、下游物料，尽可能倒空着火设施附近装置物料，防止发生连锁效应；

c.在救火的同时，采用水幕或喷淋的方法，防止引发继发事故；

d.根据事故级别疏散周围厂区内员工，厂区外居住区人群，特别关注医院、学校等场所的疏散。

6、应急救援

航煤加氢装置扩能改造项目依托的机动消防力量为国家危化品应急救援中石化安庆分公司队（国家危化品应急救援安庆基地），距离航煤加氢装置扩能改造项目满足规范要求小于 2500m 路程，接到火警后在 5 分钟内可到达。国家危险化学品应急救援中石化安庆分公司队，下设综合管理科、战备科、防火科和两个消防大队四个执勤中队，现有指战员 252 人，辖有三个消防站。有大功率消防车 33 台；抢险救援车 1 台；气防车 2 台；火场通信指挥车 1 台；火场运输车 7 台；大功率消防灭火机器人 3 台；灭火侦检机器人 1 台；消防侦检无人机 2 台；大功率排水设备 1 套；各种抢险救援、破拆、堵漏和侦检器材、灭火设备 250 余件套和各种防护装备 450 余件套等装备。

中石化安庆分公司炼油新区建有给水及消防泵站 1 座，包括消防水罐、消防水泵及输配水管网。消防泵房内共设 4 台消防泵（3 用 1 备），可提供消防水流量为 450L/s，压力 1.2MPa。站内有消防及生产水罐 2 座，总容积为 20000m³。北山罐区建有消防水泵站 1 座，主要包括消防水池、消防水泵及输配水管网。消防泵房内共设 6 台消防泵（5 用 1 备），可提供消防水流量为 350L/s，压力 1.0MPa，其中 1 台为柴油机驱动，流量为 240L/s，扬程为 100m。站内有消防水池 3 座，总容积为 7800m³。火炬山消防水泵站设消

防水池一座和消防水罐一座，可提供消防水量为 12000m³。消防泵房内设有消防水泵 6 台（3 用 3 备），单台流量 450m³/h，扬程 77m。稳压设备一套，含稳压水泵两台，一用一备，单台流量 36m³/h，扬程 70m，稳压水罐一台，有效水容积 1.5m³。航煤加氢装置扩能改造项目依托火炬山区域消防泵站。

根据大气环境风险预测结果，发生所设定事故情形受影响的环境敏感目标较多。因此，建议企业根据最大影响范围设定环境风险防范区，发生或可能发生重特大突发环境事件时及时发布预警信息，根据企业的环境风险应急预案做好人员紧急撤离、疏散和医疗救护工作，并根据事件情况和事故影响及时调整疏散范围。建设单位应利用现有道路作为疏散通道，制定相应疏散预案，必要时组织紧急疏散演练。

⑴撤离路线确定

疏散、撤离路线应依据事故发生的场所，设施及周围情况、化学品的性质和危害程度，以及当时的风向等气象情况由应急救援指挥中心确定。

应急救援指挥中心根据紧急疏散的需要，可以征用机关、学校、文化场所、娱乐设施，必要时也可征用经营性宾馆、招待所、酒店作为临时避难场所，并确保疏散人员生活所需，如饮用水、食品和棉被等。

⑵人员撤离方式方法

在指挥中心统一指挥下，对与事故应急救援无关的人员进行紧急疏散。疏散的方向、距离和集中地点，必须根据不同事故，作出具体规定，总的原则是疏散安全点处于当时的上风向。对可能威胁到厂外居民（包括友邻单位人员）安全时，指挥中心应立即和地方有关部门联系，引导居民迅速撤离到安全地点。

⑶周边企业人员的紧急疏散

应急救援指挥中心应根据事故可能扩大的范围和当时气象条件，抢险进展情况及预计延展趋势，综合分析判断，对可能受到影响的企业生产装置决定是否紧急停车和疏散人员，并向他们通报这一决定。防止引起恐慌或引发派生事故。

⑷其他人员的疏散

根据事故的危害特性和事故的涉及或影响范围，由应急救援指挥中心决定是否需要向周边地区发布信息，并与当地有关部门联系。如决定对周边区域的居民进行疏散时，立即组织广播车辆和专业人员协助公安及其他政府有关部门的人员进行动员和疏导，使周边区域的人员安全疏散。

7.6.2.2 地表水环境风险防范

针对地表水环境风险，中石化安庆分公司在设计中充分考虑了非正常工况和事故状态下污水对外环境可能造成的影响，采取了相应措施，保证非正常工况和事故状态下污水不直接排入外环境，并建立从污染源头、过程处理和最终排放的三级防控体系。

（1）一级防控措施

在装置区和罐区设置围堰，对事故情况下泄漏的物料及消防废水进行收集，围堰内设污水与清净下水切换阀门，正常及事故情况下针对不同废水实施分流排放控制。

（2）二级防控措施

发生火灾事故以及泄漏事故时，当围堰液位上升过快时打开切换阀门，将污水引入事故池，根据废水性质进污水处理场含油或含盐污水处理系统处理。

（3）三级防控措施

雨水监控池与事故储存池之间设置闸板阀可切换，当事故池无法满足要求时，将污水切换至雨水监控池，然后通过泵提升至炼油新区污水处理场含油或含盐污水处理系统处理后回用或达标排放。

在装置区和罐区围堰、雨水管网、污水处理设施均设置切换阀，围堰内的初期雨水排入污水系统，后期雨水通过雨水管网排入雨水监控池，事故污水（含污染消防水）通过雨水管网截断阀切换自流排入事故池，然后进入污水处理场处理。雨水监控池和事故池均与外部水体隔离，合格雨水通过泵提升排入厂外雨水管网，事故污水均通过泵提升进入污水处理场，安庆分公司废水总排口达标废水通过泵提升排入长江。

2、事故废水收集池容积有效性分析

扩能改造项目事故废水量根据《石化企业水体环境风险防控技术要求》(Q/SH0729-2018)的规定进行计算，计算方法如下：

$$V_{总}=(V_1+V_2-V_3)_{max}+V_4+V_5$$

V_1——收集系统范围内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量，m^3。

V_2——发生事故的装置的消防水量，m^3;

$$V_2=\sum Q_{消} t_{消}$$

$Q_{消}$——发生事故的罐区或装置同时使用的消防设施给水流量，m^3/h；

$t_{消}$——消防设施对应的设计消防历时，h；

V_3——发生事故时可以储存、转运到其他设施的排水量，m^3;

V_4——发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m^3;

V_5——发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m^3;

$$V5=10qF$$

q——降雨强度，mm（10.2）；按平均日降雨量；

F——必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，ha

$$q=qa/n$$

qa——年平均降雨量（1478.5），mm；

n——年平均降雨日数（145）。

（1）V1 泄露的物料量

事故时物料泄漏量根据装置内物料装填量 830t，约 1000m³，则 V1=1000m³。

（2）V2 消防废水量

①装置区消防废水量

新建装置区消防给水由火炬山区域消防泵站提供，消防供水量为 200L/s，按照火灾时间 3h 计算，则装置区消防废水量为 2160m³。

（3）转移的物料量 V3

扩能改造项目 V3 取 0。

（4）进入的生产废水量 V4

扩能改造项目无生产废水进入消防废水系统，V4 取 0。

（5）进入的降雨量 V5

扩能改造项目汇水面积考虑装置区范围，占地面积为 11200m²，则事故时进入收集系统的降雨量 V5 为 274.8m³。

根据上文分析可知，航煤加氢装置扩能改造项目最大事故水量合计约 3435m³。

安庆石化按照排水系统情况，将老厂区划分为炼油新区、炼油老区、化肥老区、腈纶区、北山罐区和运输部六个相对独立的区域。与本项目相关的主要是炼油老区。炼油老区内含炼油一部、炼油二部、 储运部、化工一部、化工二部、水务部，主要装置：常减压、催化裂化、催化裂解、焦化、加氢、气分、RLG、乙苯-苯乙烯、油品罐区（2/3/4/5/6/7/8/9/10/11/12/14）、火炬山、烷基化装置、D3701A/B 液氨罐等。炼油老区呈南高北低，东西高、中间低走势，各装置设有独立的清净雨水和污水管网。清净雨水经隔油池流入老区 25000m³雨水监控池，通过泵排入长江。各污水提升池收集的污水通过提升泵，输送到新区污水处理场。

本项目装置内的塔区、炉区、换热器区及检修区等周围设围堰并设置切换阀，围堰高度按规范规定不低于 150mm。装置区利用原有含油污水池改造一座初期雨水池，容积

666m³，将装置区的前 30mm 雨水收集后当作污染雨水进入初期雨水池，再用泵提升到含油污水系统。清净雨水经清净雨水系统，进入雨水监控及事故水池，监控合格后外排。较大事故状态时，事故水来不及提升到含油污水系统，通过雨水系统进入雨水监控及事故水池暂存，再通过含油污水系统送至污水处理场处理。按设计规范规定，本项目在现有厂区涉及罐区的防火堤内容积都不小于罐组内一个最大储罐的容积。雨水监控池与事故储存池之间设置闸板阀可切换雨水；提升泵与水池液位设置高低液位开停连锁。本装置依托现有炼油老区雨水监控事故水池 25000m³和炼油新区事故池 25000m³。

中石化安庆分公司水务部一排设有 1 座 25000m³雨水监控池，炼油新区设有 1 座新区 25000m³事故池。同时污水处理场设有 2 个事故罐（2×10000m³），也可用来储存事故废水。炼油老区装置区发生事故时，事故水通过管道与现有事故水收集输送系统联通，事故水经自流进入污水应急池，中石化安庆分公司厂区内各事故池及事故罐之间均采取提升泵和管道进行输送，污水应急池中的废水通过提升泵送到污水处理场事故罐，分批进入污水处理站进行处理。中石化安庆分公司现有事故水收集容量远大于航煤加氢装置扩能改造项目事故状态下最大事故水量。航煤加氢装置扩能改造项目发生事故时，事故废水不会直接进入外部环境。因此，现有三级防控体系可以满足航煤加氢装置扩能改造项目事故应急需求。

7.6.2.3 地下水环境风险防范

针对工程可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。航煤加氢装置扩能改造项目已按《石油化工工程防渗技术规范》进行防渗设计，具体措施详见“环境保护措施及可行性论证”章节。

在采取一定的防护措施后，泄漏物料对地下水的污染可以降低到很低的水平；对于事故时进入事故污水中的有害物料会随着事故污水进入事故池暂存，然后泵送至污水处理系统进行处理，不会对地下水造成较大的危害。

7.6.3 依托风险防范措施有效性

航煤加氢装置扩能改造项目依托的风险防范措施，主要是依托现有厂区事故水收集系统，包括三级防控系统的一级、二级、三级防控设施。如前所述，中石化安庆分公司已建立三级防控系统，经过多年的实际运行及不断完善，证明其能有效防范水体风险。按前述事故废水量的确定方法计算，事故状态时最大废水量没有超过区域现有事故水收集系统的容量。因此依托的风险防范措施是有效的。全厂事故水收集、储存、转输信息

见表 7.6-4。重要水体风险防控设施分布见图 7.6-2，中石化安庆分公司全厂、炼油老区事故水及雨水收集情况见图 7.6-3 和图 7.6-4。

现有厂区封堵点及分流点：

封堵点 1：炼油二套循环水北侧到市政排水口；

封堵点 2：水务部一排监控池到圆池出口阀；

封堵点 3：化工二部区域道路雨水排水沟（腈东路）到市政排水口；封

堵点 4：腈纶装置区域雨水排水沟到市政排水口；

封堵点 6：免锣巷大沟（炼油小桥到大湖垃圾站，三个点：炼油小桥、社区管理部西围墙外、大湖垃圾站）；

封堵点 7：中化室北侧雨水涵洞阀门 1，以及中化室西侧道路涵洞阀门 2.

分流点 1：炼油清净雨水至隔油池入口市政排水系统阀门 1，至隔油池阀门 2；分

流点 2：化肥老区清净雨水到水务部一排 25000m³雨水监控池前端分流阀；

分流点 3：化肥老区大门口到市政排水闸板阀；

分流点 4：水务部一排 25000m³雨水监控池分流阀门；

分流点 5：水务部一排隔油池前端超越阀；

分流点 6：北山罐区、徐家畈罐区、新区厂前区清净雨水排市政阀门 1，以及切换到水务部一排 25000m³雨水监控池阀门 2。

炼油老区事故污水处置流程如下：

（1）装置区发生事故时：

关闭装置区清净雨水阀，将事故污水控制在围堰内，确保污水阀开启，将事故污水引入污水系统；

同时，开启一排站雨水外排泵、炼油老区雨水监控池外排泵及炼油老区事故池向污水场转输泵，迅速降低液位，增大储存容量。当启动事故污水经清净雨水系统进入一排站 25000m³雨水监控池流程前，关闭封堵点 2（水务部一排站 25000m³雨水监控池到圆池出口阀）；10 号线化工二部后期清净雨水利用圆池暂存，根据液位情况开启外排泵；

当污水量太大，污水系统不能满足要求时，将污水引入清净雨水系统，流入水务部一排 25000m³雨水监控池储存；

对封堵点 1（炼油二套循环水北侧到市政排水口）和封堵点 6（免锣罗巷大沟）进行封堵；

当一排站 25000m³雨水监控池液位较高时，开启封堵点 2（水务部一排监控池到圆

池出口阀），将一排站雨水监控池的事故水通过转输泵送入炼油新区 25000m³事故池；

根据炼油新区 25000m³事故池液位情况，开启事故池与炼油新区雨水监控池 10#、11#连通阀门，同时关闭炼油新区雨水监控池外排阀门。极端情况下，还可启动炼油新区事故池、雨水监控池与新厂区雨水监控池兼事故池间的转输流程。

事故应急结束后，应对事故污水污染的雨水系统管线或明沟进行冲洗。

如事故时下雨，还应该采取以下措施：

8)关闭炼油老区油品罐区雨水阀和污水阀，将雨水暂存在防火堤内，减少排至水务部一排 25000m³雨水监控池的雨水量；开启一排 25000m³雨水监控池向炼油新区事故池转输流程时，关闭炼油新区油品罐区雨水阀和污水阀，将雨水暂存在防火堤内；

9)开启分流点 2（化肥区域清净雨水到水务部一排 25000m³雨水监控池前端分流阀），将化肥区域清净雨水在进入水务部一排 25000m³雨水监控池前分流排放；

10)开启分流点 6（黄土坑西路徐家畈罐区南侧）至市政阀门 1，关闭至水务部一排 25000m³雨水监控池阀门 2，将北山罐区、徐家畈罐区、炼油新区厂前区清净雨水进入炼油老区前切换到市政排水系统。

（2）油品罐区发生事故时：

1)将事故污水控制在防火堤内，关闭罐区防火堤外雨水阀，关闭污水控制阀；

2)当防火堤内液位持续上升到一定高度时，打开至污水系统控制阀，将罐区内事故污水引入污水系统；

3)同时，开启一排站雨水外排泵、炼油新区雨水监控池外排泵及炼油新区事故池向污水场转输泵，迅速降低雨水监控池液位，增大事件污水储存容量。当启动事故污水经清净雨水系统进入一排站 25000m³雨水监控池流程前，关闭封堵点 2（水务部一排监控池到圆池出口阀）；10 号线化工二部后期清净雨水利用圆池暂存，根据液位情况再开启外排泵及时降低液位；

4)当污水量太大，污水系统已不能满足要求或防火堤内事故水存在满溢风险时，关闭至污水系统的控制阀，打开防火堤外雨水阀，将污水引入清净雨水系统，流入水务部一排 25000m³雨水监控池储存；

5)对封堵点 1（炼油二套循环水北侧到市政排水口）和封堵点 6（免锣罗巷大沟）进行封堵；

6)当一排站 25000m³雨水监控池液位较高时，开启封堵点 2（水务部一排监控池到圆池出口阀），可将雨水监控池的事故水通过转输泵送入炼油新区 25000m³事故池。

7)根据炼油新区 25000m³事故池液位情况，开启事故池与炼油新区雨水监控池 10#、11#连通阀门，同时关闭炼油新区雨水监控池外排阀门。极端情况下，还可启动炼油新区事故池、雨水监控池与新厂区雨水监控池兼事故池间的转输流程。

8)事故应急结束后，应对事故污水污染的雨水系统管线或明沟进行冲洗。

如事故时下雨，还应该采取以下措施：

9)关闭炼油老区非事故罐区雨水阀和污水阀，将雨水暂存在防火堤内，减少排至水务部一排 25000m³雨水监控池的雨水量；

10)开启分流点 2（化肥区域清净雨水到水务部一排 25000m³雨水监控池前端分流阀），将化肥区域清净雨水在进入水务部一排 25000m³雨水监控池前分流排放；

11)开启分流点 6（黄土坑西路徐家畈罐区南侧）排市政阀门 1，关闭至水务部一排 25000m³雨水监控池阀门 2，将北山罐区、徐家畈罐区、炼油新区厂前区清净雨水进入炼油老区前切换到市政排水系统阀门。

表 7.6-1 全厂事故水收集、储存、转输信息

事故汇水区	所属部门	名称	服务范围	设计容积 m^3	有效容积 m^3	转输能力 m^3/h	转输去向
炼油老区	炼油一部	I常减压、催化裂化和精制含油污水提升池	常减压(I)、催化裂化和电精制装置	400	280	50×2=100	炼油新区污水处理场
		I常减压电脱盐污水提升池	常减压(I)	400	280	50×2=100	炼油新区污水处理场
		焦化装置污水提升池	焦化	850	595	25×2=50	炼油新区污水处理场
		加氢精制污水提升池	加氢(I、II)、裂解汽油加氢、火炬气脱硫、重整和 8、11、12 罐区	750	525	31×4=124	炼油新区污水处理场
		裂解污水提升池	催化裂解、气分(I)	400	280	50×2=100	炼油新区污水处理场
	储运部	油品罐区 2#污水池	2~7 罐区	400	268	18×2=36	炼油新区污水处理场
		火炬山 8#污水池	火炬山、液态烃罐区	200	134	80×2=160	炼油新区污水处理场
	水务部	I循环水排污池	I循环水	45	30.15	32×2=64	炼油新区污水处理场
		II循环水排污池	II循环水	129	86.43	47×2=94	炼油新区污水处理场
	化工二部	污水池	苯乙烯联合装置	340	272	25+50×2=125	炼油新区污水处理场
化肥	化工一部	氨氮废水池	合成氨装置	1000	800	50×3=150	炼油新区污水处理场
		污水应急池	气化、净化装置	1800	1600	50	含氰污水池
		含氰污水池	气化、净化装置	2647.5	1765	80×3=240	炼油新区污水处理场
		化肥雨水池	气化、净化、合成、空分及化肥区域雨水	2500	1000	300+300+476=1076	一排站雨水监控池
						50	氨氮废水池
		水汽I循排污水提升池	水汽I循	100	100	60×2=120	炼油新区污水处理场

区域	水务部	水汽Ⅱ循排污水提升池	水汽Ⅱ循	60	60	100×2=200	炼油新区污水处理场
		水汽水处理中和水提升池	水汽水处理	300	300	60×2=120	炼油新区污水处理场
炼油新区	炼油二部	重油加氢装置含油污水提升池	重油加氢、柴油加氢、常减压（II）	96	64.32	50×2+100=200	炼油新区污水处理场
		S-Zorb 装置含油污水提升池	S-Zorb	36	24.12	35×2=70	炼油新区污水处理场
		催化重整装置污水收集池	催化裂化、催化重整	96	64.32	25×2+100=150	炼油新区污水处理场
		RLG 泵站	RLG 装置	96	64.32	20×2=40	炼油新区污水处理场
		排空水池	烷基化装置	356	174	20×2=40	炼油新区污水处理场
		二联合含油污水提升池	硫磺装置、污水汽提等装置	252	168.84	105+128=233	炼油新区污水处理场
	储运部	18#罐区污水收集池	18 罐区	132	88.44	15×2=30	炼油新区污水处理场
		19#罐区污水收集池	19 罐区	132	88.44	15×2=30	炼油新区污水处理场
		21#罐区污水收集池	21、22 罐区	132	88.44	15×2=30	炼油新区污水处理场
	水务部	炼油Ⅲ循含盐污水提升泵站	二联合循环水场滤池反洗水、塔池排污及机泵密封泄露水	110	90	22.5×2=45	炼油新区污水处理场
		V 循含盐污水提升泵站	新区 V 循滤池反洗水、塔池排污及机泵密封泄露水	130	110	60×2=120	炼油新区污水处理场
		新区除盐水含油污水提升泵站	新区凝结水回收处理设备反洗水	120	100	50×3=150	炼油新区污水处理场
腈纶区	化工二部	丙烯腈污水提升池	I、II丙烯腈装置、乙腈装置、I、II硫铵装置、储运部三站	1950	1600	120×2=240	炼油新区污水处理场
		污水收集池	II丙烯腈区域	400	320	130×4=520	丙烯腈污水提升池
		污水收集池	I丙烯腈区域	200	160	120×2=240	丙烯腈污水提升池
	腈纶部	酸性污水池	纺丝回收单元	1600	1000	220×2=440	炼油新区污水处理场
		含氰污水池	聚合单元	2400	1600	220×2=440	炼油新区污水处理场
	水务部	动力I循污水提升池	动力I循	90	54	60×2=120	炼油新区污水处理场

		动力Ⅱ循含盐废水池	动力Ⅱ循、Ⅱ丙烯腈	105	75	60×2=120	炼油新区污水处理场
北山罐区	储运部	9#污水池	原油北山罐区	1200	804	50×2=100	炼油新区污水处理场
		13#污水罐	化工料罐区及柴油罐区	50	33.5	15×2=30	炼油新区污水处理场
		徐家畈罐区污水池	24、25 罐区	200	134	18×2=36	炼油新区污水处理场
		张家塘	北山罐区 109 原油罐防火堤内清净雨水以及北山罐区道路雨水	30700	20569	自流	一排站雨水监控池
热电部区域	热电部	中和池	酸碱罐区、化学水处理	2×1000	1333	200×4=800	炼油新区污水处理场
运输部区域	运输部	发油污水池	发油台、洗槽台	700	700	70×2=140	炼油新区污水处理场
新厂区		重油催化裂解装置生产污水池	重油催化裂解装置、7 双脱装置、气分装置、裂解汽油加氢装置	120	60	30×2=60	炼油新区污水处理场
		重油催化裂解装置初期雨水池	重油催化裂解装置、双脱装置、气分装置、裂解汽油加氢装置	1820	910	30×2=60	炼油新区污水处理场
		芳烃抽提装置生产污水池	芳烃抽提装置	120	60	30×2=60	炼油新区污水处理场
		芳烃抽提装置初期雨水池	芳烃抽提装置	400	200	30×2=60	炼油新区污水处理场
		聚丙烯装置生产污水池	聚丙烯装置	375	100	30×2=60	炼油新区污水处理场
		聚丙烯装置初期雨水池	聚丙烯装置	1125	360	30×2=60	炼油新区污水处理场
		乙苯苯乙烯装置初期雨水池	乙苯苯乙烯装置	712.5	475	50×2=100	炼油新区污水处理场
		乙苯苯乙烯装置生产污水池	乙苯苯乙烯装置	199.55	133	50×2=100	炼油新区污水处理场
		罐区初期雨水池	新厂区罐区和装卸区	640	427	40×2=80	炼油新区污水处理场
		循环水场生产污水池	循环水场	216	144	200×2=400	炼油新区污水处理场

水务部	一排站雨水监控池	炼油老区、化肥区域、腈纶区域、炼油新区二联合区域、北山罐区	25000	16750	500×1=500	炼油新区事故池
					400×8=3200	雨水排放口
	炼油新区事故池	炼油新区（除二联合）	25000	16750	50×2=100	炼油新区污水处理场
	炼油新区雨水监控池	炼油新区（除二联合）	7500	5025	600×2=1200	雨水排放口
					1200×2=1200	一排站雨水监控池
					自流	炼油新区事故池
					自流	新厂区雨水监控池兼事故池
	炼油新区污水处理场事故罐	全厂	10000	10000	300	含盐污水处理系统
	炼油新区污水处理场调节罐	全厂	10000	10000	300×2=600	含油污水处理系统
	炼油新区污水处理场调节罐	全厂	10000	10000	300×3=900	含油污水处理系统
	炼油新区污水处理场调节罐	全厂	5000	5000	300	含盐污水处理系统
	炼油新区污水处理场调节罐	全厂	10000	10000	300×3=900	含盐污水处理系统
	炼油新区污水处理场调节罐	全厂	5000	5000	300	含盐污水处理系统
	新厂区雨水监控池兼事故池	新厂区	30000	20000	50×3=150	炼油新区污水处理场
					10000×8=80000	新厂区雨水排放口

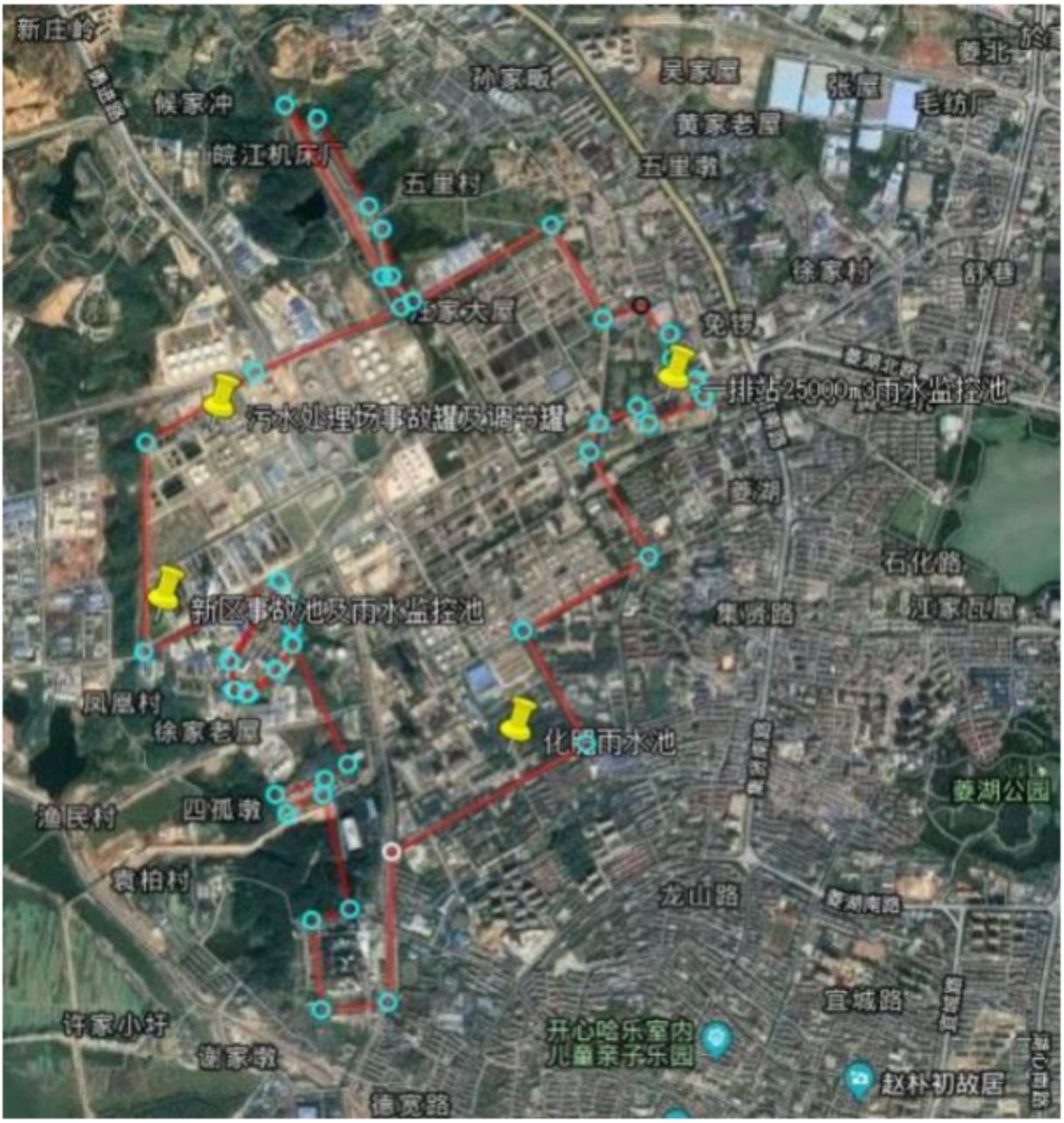


图 7.6-2 重要水体风险防控设施分布图



图 7.6-3 中石化安庆分公司全厂排水图



图 7.6-4 中石化安庆分公司炼油老区排水图

7.6.4 环境风险管理控制

安庆分公司现有工程在设计、建设和运行过程中采用了必要的安全生产措施，制定了严格的安全生产制度，拥有高素质有经验的管理和操作队伍。全厂设置强有力的安全管理指挥及运行系统，在主要生产装置和管道按照规范要求均配备了可燃气体报警器、有毒气体报警仪等在线监测系统，设置了稳高压消防水系统、泡沫灭火系统，配备了应急消防队伍和先进的消防、气防装备。炼油老区设计了完备的水风险防控措施，发生事故时可将事故污水控制在围堰内，将事故污水引入污水系统，当污水量太大时，可将事故污水输送到水务部一排 25000m^3 雨水监控池，可有效防范和控制发生事故或事故处理过程中产生的物料泄漏和消防污水对周边水体环境的污染和危害，降低环境风险。

在管理方面，为防止出现灾害事故，减少风险，要求航煤加氢装置扩能改造项目工程设计、施工和运行要科学规划，合理布置，在设计和生产中执行严格的设计规范和生产管理制度，保证施工质量。强化安全管理，严格安全生产制度，严格执行设备的维护保养制度，提高操作人员素质和水平，以减少事故的发生。

针对工程的变化不断完善应急预案，配置应急物资，定期开展应急演练。提高职工安全防范意识，定期进行安全培训。

中石化安庆分公司有完善环保管理组织机构，设立了环境管理委员会，委员会主任由最高管理者（总经理）担任，环境管理委员会下设办公室和安环处，安环处下设环保管理科。安全环保处是中石化安庆分公司主管安全、环保、职业卫生、企业消防工作的职能部门，在公司总经理、分管副总经理以及公司 HSE 委员会的领导下开展工作。

同时，公司建立并有效运行 QHSE 管理体系，体系于 2008 年 8 月取得第三方认证。根据 QHSE 管理体系文件要求，建立了一系列的环保管理制度：中石化安庆分公司环保责任制、中石化安庆分公司环境保护管理规定、中石化安庆分公司环境事件管理规定、中石化安庆分公司环境事件处分办法、中石化安庆分公司固体废物管理规定、中石化安庆分公司废水污染防治管理规定、中石化安庆分公司清洁生产管理规定、中石化安庆分公司公司建设项目环境保护管理规定、中石化安庆分公司安全环保监测管理规定、中石化安庆分公司装置开停工及检维修环境保护管理规定、中石化安庆分公司废气污染防治管理规定、中石化安庆分公司公司环保隐患管理规定、中石化安庆分公司公司泄漏检测与修复管理规定等。定期组织开展环境事件应急预案演练。

软件方面还包括主装置均采用分布式控制系统（DCS），提高风险防控能力等。

7.7 评价结论

7.7.1 项目危险因素

航煤加氢装置扩能改造项目工艺涉及加氢工艺，同时油品存储量较大，因此 M 值较高。危险因素为泄漏、火灾和爆炸。

7.7.2 环境敏感性及环境风险事故影响

（1）该项目周边 5km 范围内居住区、文化教育等机构人口总数大于 5 万人，因此大气环境敏感性为 E1 级。在风险识别的基础上，通过对同类装置事故案例类比分析本次环境风险评价选择的环境风险评价因子为一氧化碳、二氧化硫。通过对本工程各装置和设施的分析，环境风险评价确定储罐管线泄漏发生火灾作为大气环境风险后果预测情景。

（2）根据大气环境风险后果预测结果，在最不利气象条件情况下，储罐泄漏事故发生时，各污染物的毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 均未影响到附近的关心点，对关心点人群基本无影响。

（3）通过完善的事故水三级预防与控制体系，可以有效防止航煤加氢装置扩能改造项目事故水进入需要保护的地表水体，不会对场地周围的地表水环境造成不利影响。

7.7.3 环境风险防范措施

为了防范环境风险，航煤加氢装置扩能改造项目采取了风险事故预防、预警和应急处置等措施，主要包括大气环境风险事故防范措施、事故废水环境风险防范措施、地下水环境风险防范、风险监控及应急监测系统设置等。

大气环境风险防范主要从优化风险源的布置、强化风险物质的监督管理和危险工艺管理、防止事故气态污染物向环境转移、泄漏应急处置和人员疏散等方面进行防控。鉴于在最不利气象条件下，发生事故导致危险物料释放对周围环境和敏感目标可能产生较大影响，要求建设单位应制定相应的应急预案，必要时组织紧急疏散演练。

航煤加氢装置扩能改造项目在防止事故液态污染物向水环境转移上依托厂内现有三级防范体系，现有事故接纳、处理能力能够满足航煤加氢装置扩能改造项目需求。

地下水环境风险防控主要采取源头控制和分区防渗措施，并加强地下水监控、预警。

7.7.4 风险应急预案

航煤加氢装置扩能改造项目的环境风险应急预案纳入中石化安庆分公司整个公司的风险应急预案之中，现有预案与地方政府的联动、各级应急措施及预案可操作性较好，一旦出现突发事故，提供了可操作的应急指导方案，利于减缓风险损害。

7.7.5 结论

项目的环境风险潜势高，设计上采取了风险防范措施，还应在生产运营过程各个环节落实防范措施，加强管理，确保环境安全。项目在设计、建设和运行过程中应确保本环评提出的各项环境风险防范措施的实施，完善并落实与园区联动且纳入其防控体系的环境风险应急预案，在此前提下，该项目环境风险可控。

环境风险自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="9">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="8">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td colspan="8">表 7.2-1</td></tr>
<tr><td>存在总量 t</td><td colspan="8">表 7.2-1</td></tr>
<tr><td rowspan="6">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="4">500m 范围内人口数 23490 人</td><td colspan="4">5km 范围内人口数 307646 人</td></tr>
<tr><td colspan="6">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td colspan="2">_____人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="2">地表水功能敏感性</td><td colspan="2">F1□</td><td colspan="2">F2☑</td><td>F3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境敏感目标分级</td><td colspan="2">S1□</td><td colspan="2">S2□</td><td>S3☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="2">地下水功能敏感性</td><td colspan="2">G1□</td><td colspan="2">G2□</td><td>G3☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">包气带防污染性能</td><td colspan="2">D1□</td><td colspan="2">D2☑</td><td>D3□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td colspan="2">Q<1□</td><td colspan="2">1≤Q<10□</td><td colspan="2">10<=Q<100□</td><td>Q>=100☑</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td colspan="2">M1☑</td><td colspan="2">M2□</td><td colspan="2">M3□</td><td>M4□</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td colspan="2">P1☑</td><td colspan="2">P2□</td><td colspan="2">P3□</td><td>P4□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="2">E1☑</td><td colspan="3">E2□</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="2">E1☑</td><td colspan="3">E2□</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="2">E3□</td><td colspan="3">E2□</td><td colspan="3">E3☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+☑</td><td colspan="2">IV□</td><td colspan="2">III□</td><td colspan="2">II□</td><td>I□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="3">一级☑</td><td colspan="2">二级□</td><td colspan="2">三级□</td><td>简单分析□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="4">有毒有害☑</td><td colspan="4">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="3">泄漏☑</td><td colspan="5">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="3">大气☑</td><td colspan="2">地表水☑</td><td colspan="3">地下水☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="2">计算法☑</td><td colspan="2">经验估算法□</td><td colspan="3">其他估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="2">SLAB☑</td><td colspan="2">AFTOX☑</td><td colspan="3">其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="7">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 430m</td></tr>
<tr><td colspan="7">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 1460m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="8">最近环境敏感目标无，到达时间/h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="8">下游厂区边界到达时间/d</td></tr>
<tr><td colspan="8">最近环境敏感目标无，到达时间/d</td></tr>
</table>

重点风险防范措施	项目在设计上充分考虑了环境风险防范，包括平面布置、工艺及技术方案选择、自动控制、电气、电信、消防和火灾报警系统等方面的风险防范措施。设置了事故废水三级防控体系，防止事故情况事故废水进入厂外地表水体，最大限度地降低该项目的水环境风险。安庆分公司已制定环境突发事件应急预案及各专项应急预案。
评价结论	项目的环境风险潜势高，设计上采取了风险防范措施，还应在生产运营过程各个环节落实防范措施，加强管理，确保环境安全。项目在设计、建设和运行过程中应确保本环评提出的各项环境风险防范措施的实施，完善并落实与园区联动且纳入其防控体系的环境风险应急预案，在此前提下，该项目从环境风险可控。

8 环境保护措施及可行性论证

8.1 施工期环境保护措施

为实施扩能改造项目建设，现有航煤加氢装置区部分相关设施需要拆除。

根据业主提供资料及现场踏勘，部分生产设备更新，主要遗留环境问题为受污染的构筑物和设备。受污染的构筑物和废弃设备由于常年运行，可能含有一定的有毒有害物质，如不妥善处理，将会对环境产生二次污染。本次评价建议企业根据《企业设备、建（构）筑物拆除活动污染防治技术指南》（T/CAEPI16-2018）要求，做好现有航煤加氢装置拆除过程的污染防治工作。具体要求如下：

企业设备、建（构）筑物拆除活动可划分为污染风险点识别阶段、污染防治方案制定阶段、拆除作业区域设置阶段、企业设备、建（构）筑物拆除阶段、现场清理及清理后现场保护阶段、拆除活动环境保护工作总结阶段。企业设备、建（构）筑物拆除活动流程见图 8.1-1。

1、污染风险点识别

收集基本资料，初步识别拆除活动中可能导致的环境污染和人体健康损害风险。开展现场清查登记，对性质不明确的污染物进行采样分析，初步评估识别遗留物料及残留污染物类型、性质及遗留设备、建（构）筑物环境风险。结合清查结果对拆除区域进行风险分区判断。

2、拆除活动污染防治方案制定

在污染风险点识别基础上，编制《企业拆除活动污染防治方案》（以下简称《污染防治方案》）、《拆除活动环境应急预案》（以下简称《环境应急预案》）。《污染防治方案》应报所在地县级环境保护主管部门及县级工业和信息化部门备案。《环境应急预案》的编制及管理应参照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》

执行。

3、拆除作业区设置

根据拆除活动及环境污染防治需要，划分拆除作业区域，实现污染物集中产生、集中收集，防止和减少污染扩散。

4、拆除施工

开展遗留设备、建（构）筑物拆除施工，拆除施工过程中应做好遗留设备拆除、建（构）筑物拆除、固体废物清理等工作，避免新增二次污染和次生突发环境污染事件，应同时满足《绿色施工导则》（建质〔2007〕223号）相关要求。同时做好现场标识与记录，必要时进行环境监测与清理，做好与后续场地调查工作的衔接。

5、现场清理及清理后场地保护

及时清理拆除现场，并对土壤污染及疑似土壤污染所在区域采取一定防雨水淋溶、侵蚀等措施，避免污染物进一步扩散。

6、拆除活动环境保护工作总结

拆除活动结束后组织编制《企业拆除活动环境保护工作总结报告》（以下简称《总结报告》），保存拆除活动过程中的污染防治相关资料并归档。

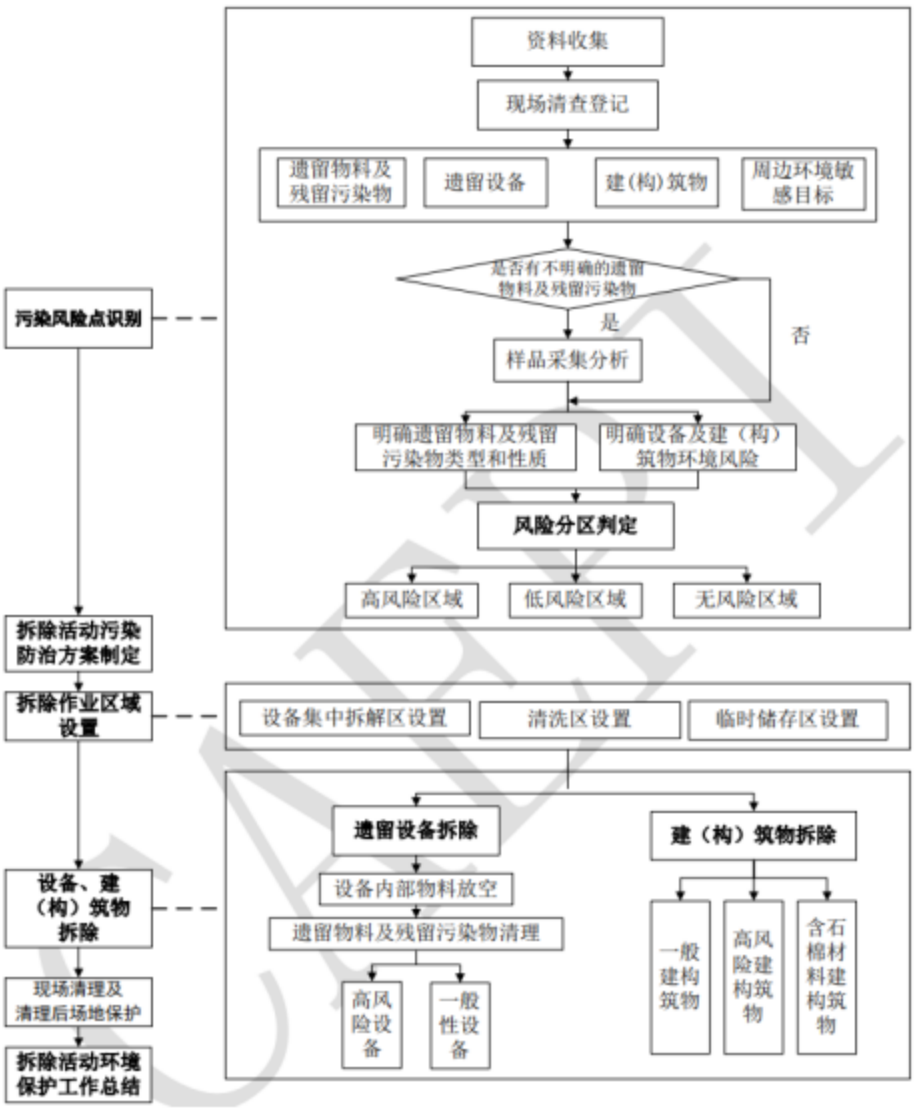


图 8.1-1 企业设备、建（构）筑物拆除活动流程图

本工程建设地点位于中石化安庆分公司现有航煤加氢装置区内，可充分依托安庆分公司现有厂区的生产及生活设施，对周围环境的影响较小。但仍应通过加强施工期管理，并采取必要的环境保护措施，以最大限度地减少工程施工给周围居民生活带来的影响。

8.1.1 加强施工期管理

(1) 根据当地政府各种管理条例的要求，工程建设方应严格执行开工许可制度，及时向有关部门申请办理工程开工相应手续，经批准后工程方可开工建设；

(2) 建立施工期环境管理机构，负责施工期环境监督管理；

(3) 建立完善的施工期环境管理制度，包括对各施工分包商的环境管理要求；

(4) 开展施工期环境监理，确保施工期环保措施的有效实施和“三同时”环保措施的落实；

(5) 开工前应向周围公众告知，取得公众理解与支持。

8.1.2 选择有 QHSE 管理体系的施工单位

为了保证工程项目施工现场的环境保护，在选择施工单位时，首先对施工单位的 QHSE 资质进行审核。工程承包方及施工分包方等都必须建立 QHSE 管理网络。该管理网络以项目经理、施工经理、QHSE 经理、QHSE 工程师、业主 QHSE 管理机构、施工分包方项目经理、施工分包方 QHSE 工程师等人员组成，横向覆盖业主、总承包项目部、施工分承包方及访客；纵向以人员所属单位为管理单元，覆盖进入施工现场的每一位人员。

8.1.3 制定施工期环境管理和环境监理计划

加强施工期环境管理和环境监理是减少施工期污染的重要手段，通过制定施工期环境管理和环境监理计划，可以确保施工期环保措施的有效实施和“三同时”环保措施的落实。

(1) 建立健全施工期环境管理领导机构；

(2) 设立专职环境人员进行监督、检查、宣传教育等日常工作；

(3) 建立管理制度，上报制度及确定治理方案；

(4) 统一管理三废排放处理方案，落实“一控双达标”精神；

(5) 加强环保知识、教育和宣传力度，提高环保意识；

(6) 落实“谁污染、谁治理”方针，贯彻上级主管部门对环保要求；

(7) 加强对施工人员的管理，制定严格的环保规章制度，限制作业时间，制定合理的施工计划，尽量缩短工期，以减轻施工期的影响。

8.1.4 施工期污染防治措施分析

8.1.4.1 施工期水污染防治措施

施工期废水源主要是来自施工人员的生活污水、清管试压废水和泥浆废水等，需集中收集，统一处理。

(1) 生活污水

工程施工过程中会产生施工废水和生活污水，主要污染物为 COD、氨氮、SS 等，以施工人员生活污水为主，废水排放量不大。可依托中石化安庆分公司现有生活设施，生活污水收集后与厂区其他生活污水一起送石化现有污水处理站含油系列集中处理。

(2) 清管试压废水

工程管道试压水中除含少量铁锈、焊渣和泥砂外，没有其他污染物，依托现有

污水处理设施处理。

(3) 泥浆废水

打桩、地下工程施工等易产生泥浆水的作业项目，在施工前应有泥浆水处理方案，泥浆水不能直接排入雨水系统，抽水时应有泥浆水沉淀、过滤措施。提倡泥浆水经沉淀后循环使用或用于洒水降尘。

(4) 油料

现场存放油料，要采取防漏防渗措施，防止油料泄漏，污染土壤和水体。

8.1.4.2 施工期废气污染防治措施

为了有效防治工程施工扬尘，加强对扬尘治理的综合管控，扩能改造项目还应执行《安庆市人民政府关于印发安庆市扬尘污染防治管理办法的通知》和《建筑工程施工和预拌混凝土生产扬尘污染防治标准》（试行）的要求，具体措施如下：

(1) 施工现场扬尘污染防治应做到工地周边围挡、物料堆放覆盖、路面硬化、土方开挖湿法作业，出入车辆、渣土车辆密闭运输“六个百分之百”。

(2) 施工单位应当在施工工地公示扬尘污染控制措施、负责人、环保监督员、扬尘监督管理主管部门等信息，接受社会监督。

(3) 施工现场实行围挡封闭并设置喷淋设施，出入口设置车辆冲洗设施；

(4) 施工现场出入口、主要道路、加工区等采取硬化处理措施；

(5) 施工现场采取洒水、覆盖、铺装、绿化等降尘措施；

(6) 施工现场建筑材料实行集中、分类堆放，采取覆盖、洒水、仓储等措施；

(7) 易产生扬尘的建筑材料采取封闭运输；

(8) 及时封闭清运建筑垃圾，不得凌空抛洒；

(9) 启动Ⅲ级（黄色）预警或者气象预报风速达到四级以上时，不得进行土方挖填、转运和拆除等易产生扬尘的作业。

(10)加强大型施工机械设备的管理，使用清洁燃料，确保施工机械废气达标排放。

8.1.4.3 施工期噪声污染防治措施

施工期机械噪声和交通噪声对环境影响比较大，施工机械的噪声源暴露在空旷的环境中，基本无防护措施。交通运输工具是流动声源，对环境的影响面较广。此类噪声对环境的影响具有明显短期特征。主要防治措施为：

(1) 施工单位应当在开工十五日前向当地生态环境部门申报本工程施工场所、期限、噪声值以及所采取的防治措施。

(2) 夜间施工应向当地环保部门申请，批准后才能施工，控制作业时间，禁止出现夜间扰民现象。

(3) 根据施工工艺特征确定环境噪声敏感点，并采取控制噪声污染的措施。

(4) 运输车辆应尽可能减少鸣号，尤其是在晚间。

(5)与周围居民做好沟通工作，合理规划施工车辆线路，减少扰民问题。

8.1.4.4 施工期固体废物污染防治措施

建设项目在施工过程中会产生建筑垃圾和废弃物。施工人员还会产生一定的生活垃圾，但建筑垃圾是主要的，固体废物均属无毒的施工垃圾或工业垃圾类固体废物，集中收集后依托当地环卫部门处理。属于危废的施工固体废物应送有危废资质的单位处置。

项目施工期垃圾分类堆放，分类处理。具体措施如下：

(1) 施工垃圾主要是废包装物，边角料、焊头等废弃物，在施工现场不得随意丢弃，每个作业点配备集中收集设施，收集后统一处理。

(2) 加强施工场地固体废物分类管理，并委托相关有资质的单位，对废弃渣土、可回收利用的施工建材、生产垃圾等分类妥善处置；

(3) 施工过程中应先行规划，避免乱挖乱填。还应根据施工场地条件合理利用自然地形地貌，尽可能做到挖方和填方相平衡，减少废弃土石方量；

(4) 加强渣土清运分包方的管理，严格审核其相关资质，避免渣土乱弃造成二次污染；

(5) 施工现场生活垃圾依托安庆分公司现有生活垃圾收集设施，收集后统一处理。

8.2 运行期措施及可行性分析

8.2.1 废气治理措施

8.2.1.1 有组织废气治理措施

（1）加热炉废气

扩能改造项目新建 1 台高效加热炉。新建加热炉采用低氮燃烧器，同时采用高效空气预热器（烟气余热回收系统）提高炉热效率，大大减少了燃料气的消耗。扩能改造项目燃料使用安庆石化现有燃料气，为脱硫后的燃烧，配套低氮燃烧器。项目加热炉产生的燃烧废气经低氮燃烧后通过排气筒高空排放。

扩能改造项目加热炉采用厂区管道燃料气作为燃料，根据公司对燃料气成分检测可知，2023 年 2 月-2024 年 2 月检测数据：燃料气最大含硫量 78.6mg/m^3；采用天然气作为燃料可有效降低废气中 SO_2 和颗粒物的产生浓度。根据工程分析核算，加热炉烟气

SO_2 的产生浓度为 31.94mg/m^3，颗粒物排放浓度为 6.31mg/m^3，能够满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中排放要求。

低氮燃烧器是指燃料燃烧过程中 NOx 排放量低的燃烧器，采用低 NOx 燃烧器能够降低燃烧过程中氮氧化物的排放。在燃烧过程中所产生的氮的氧化物主要为 NO 和 NO_2，通常把这两种氮的氧化物通称为氮氧化物 NOx。大量实验结果表明，燃烧装置排放的氮氧化物主要为 NO，平均约占 95%，而 NO_2 仅占 5%左右。一般燃料燃烧所生成的 NO 主要来自两个方面：一是燃烧所用空气（助燃空气）中氮的氧化；二是燃料中所含氮化物在燃烧过程中热分解再氧化。在大多数燃烧装置中，前者是 NO 的主要来源，我们将此类 NO 称为"热反应 NO"，后者称之为"燃料 NO"，另外还有"瞬发 NO"。燃烧时所形成 NO 可以与含氮原子中间产物反应使 NO 还原成 NO_2。实际上除了这些反应外，NO 还可以与各种含氮化合物生成 NO_2。在实际燃烧装置中反应达到化学平衡时，[NO_2]/[NO] 比例很小，即 NO 转变为 NO_2 很少，可以忽略。

降低 NOx 的燃烧技术 NOx 是由燃烧产生的，而燃烧方法和燃烧条件对 NOx 的生成有较大影响，因此可以通过改进燃烧技术来降低 NOx，其主要途径如下：选用 N 含量较低的燃料，包括燃料脱氮和转变成低氮燃料；降低空气过剩系数，组织过浓燃烧，来降低燃料周围氧的浓度；在过剩空气少的情况下，降低温度峰值以减少"热反应 NO"；在氧浓度较低情况下，增加可燃物在火焰前峰和反应区中停留的时间。减少 NOx 的形成和排放通常运用的具体方法为：分级燃烧、再燃烧法、低氧燃烧、浓淡偏差燃烧和烟气再循环等。

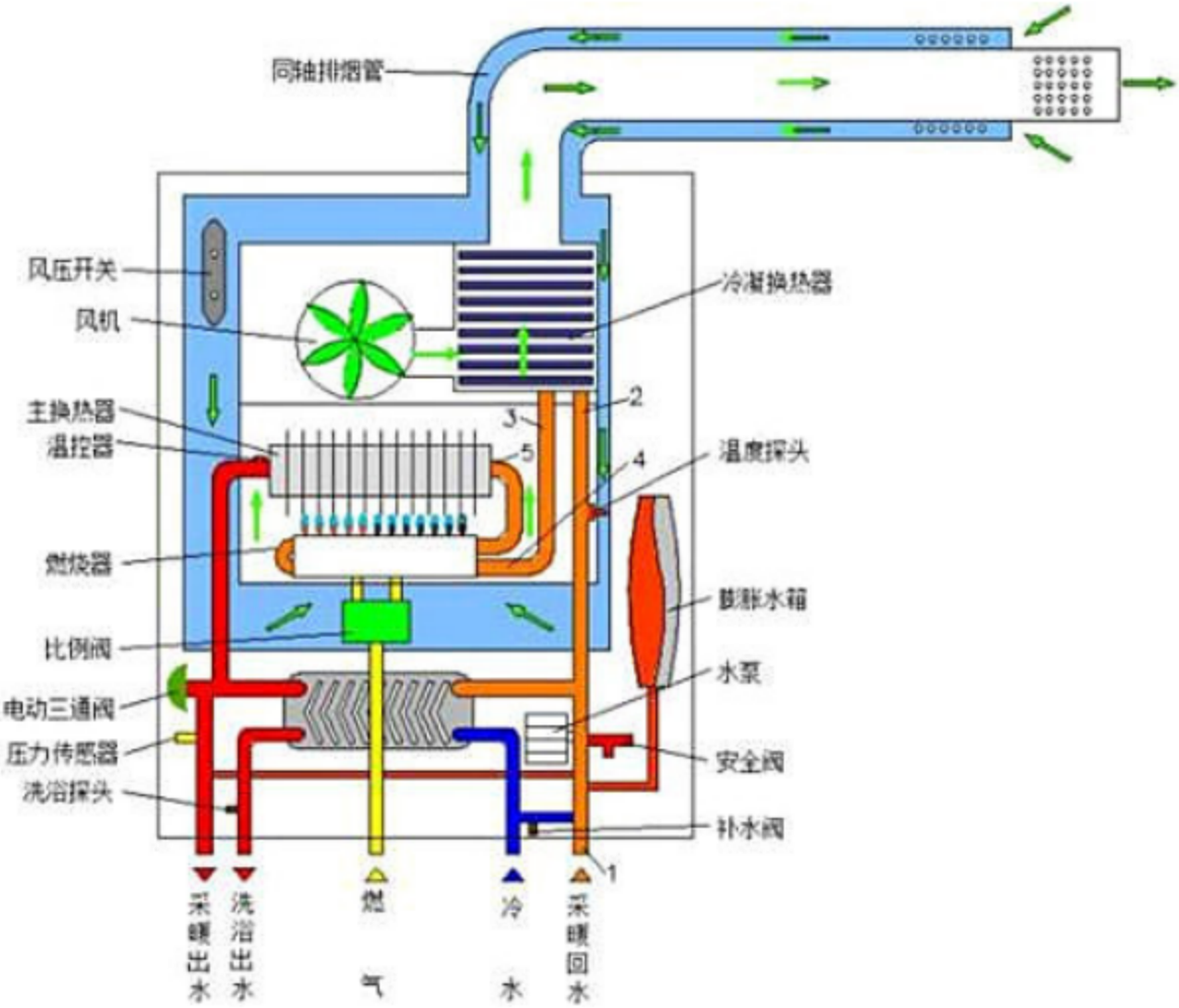


图 8.2-2 低氮燃烧器结构示意图

一般常用低氮氧化物燃烧器简介：

燃烧器是工业炉的重要设备，它保证燃料稳定着火燃烧和燃料的完全燃烧等过程，因此，要抑制 NOx 的生成量就必须从燃烧器入手。根据低氮燃烧技术，低氮氧化物燃烧器大致分为以下几类：

①低 NOx 预燃室燃烧器预燃室是近 10 年来我国开发研究的一种高效率、低氮分级燃烧技术，预燃室一般由一次风（或二次风）和燃料喷射系统等组成，燃料和一次风快速混合，在预燃室内一次燃烧区形成富燃料混合物，由于缺氧，只是部分燃料进行燃烧，燃料在贫氧和火焰温度较低的一次火焰区内析出挥发分，因此减少了 NOx 的生成。

②阶段燃烧器根据分级燃烧原理设计的阶段燃烧器，使燃料与空气分段混合燃烧，由于燃烧偏离理论当量比，故可降低 NOx 的生成。

③自身再循环燃烧器一种是利用助燃空气的压头，把部分燃烧烟气吸回，进入燃烧器，与空气混合燃烧。由于烟气再循环，燃烧烟气的热容量大，燃烧温度降低，NOx

减少。另一种自身再循环燃烧器是把部分烟气直接在燃烧器内进入再循环，并加入燃烧过程，此种燃烧器有抑制氧化氮和节能双重效果。

④浓淡型燃烧器其原理是使一部分燃料作过浓燃烧，另一部分燃料作过淡燃烧，但整体上空气量保持不变。由于两部分都在偏离化学当量比下燃烧，因而 NOx 都很低，这种燃烧又称为偏离燃烧或非化学当量燃烧。

⑤分割火焰型燃烧器其原理是把一个火焰分成数个小火焰，由于小火焰散热面积大，火焰温度较低，使"热反应 NO"有所下降。此外，火焰小缩短了氧、氮等气体在火焰中的停留时间，对"热反应 NO"和"燃料 NO"都有明显的抑制作用。

⑥混合促进型燃烧器烟气在高温区停留时间是影响 NOx 生成量的主要因素之一，改善燃烧与空气的混合，能够使火焰面的厚度减薄，在燃烧负荷不变的情况下，烟气在火焰面即高温区内停留时间缩短，因而使 NOx 的生成量降低。混合促进型燃烧器就是按照这种原理设计的。

扩能改造项目配备的低氮燃烧器类型为扁平焰低氮气体燃烧器，采用燃料分级燃烧技术和烟气自循环技术实现低氮排放。

根据《排污许可申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017），"加热炉二氧化硫污染物治理可行技术为采用低硫燃料，氮氧化物污染物治理可行技术为低氮燃烧技术，颗粒物污染物治理可行技术为采用清洁燃料"。

综上所述，扩能改造项目加热炉采用天然气作为燃料，同时炉内安装低氮燃烧器，能够保证烟气稳定达标排放，同时以上措施属于可行技术，因此扩能改造项目加热炉烟气控制措施可行。

非正常工况下，项目废气进火炬设施燃烧处理。

（2）分馏塔酸性废气污染防治措施

分馏塔汽提产生的酸性气拟经密闭管道送至新建的硫磺回收装置（I 和Ⅱ）装置处理，该装置硫磺回收率为 99.8%。根据该装置设计资料和《硫磺扩能改造项目环境影响报告书》，硫磺回收装置尾气中 SO_2 排放浓度可满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中特别排放限值要求（SO_2 排放浓度不超过 100mg/m^3）。硫磺回收装置（I、Ⅱ和 III）硫磺回收装置设计规模 10 万吨/年，且针对航煤加氢装置酸性气留有较大余量，可满足本项目废气处理要求，烟囱排放的废气能稳定达标。III 硫磺扩能改造项目拟于 2019 年 6 月建成，本项目扩能改造拟于 2019 年 12 月建成，届时硫磺尾气能实现特别排放限值，依托达标可行。

（3）汽车发油站废气污染防治措施及依托可行性分析

本项目依托现有汽车发油站和油气回收设施，通过冷凝法减少挥发性油气的排放，回收的航煤并入不合格航煤返回管线中，油气回收设施处理量核定为 200Nm³/h，油气排放满足 GB20950-2007《储油库大气污染物排放标准》中排放尾气中非甲烷总烃含量不高于 25g/m³ 的标准；也满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中非甲烷总烃去除效率不低于 97%的排放要求。该项措施可行。

8.2.1.2 无组织废气治理措施

扩能改造项目无组织废气主要为航煤加氢装置及储罐等动静密封点产生的有机废气及储罐呼吸废气，根据 2013 年 5 月 24 日环境保护部发布的公告《重点行业挥发性有机物综合治理方案》、《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中要求加强对 VOCs 污染物的防治。同时，根据《国家环境保护部关于印发石化行业挥发性有机物综合整治方案的通知》（环发〔2014〕177 号）的要求，石化企业需要开展 VOCs 综合整治。严格控制工艺废气排放、生产设备密封点泄漏、储罐和装卸过程挥发损失等环节及非正常工况排污。结合扩能改造项目运行情况，本评价提出以下 VOCs 污染防治措施：

（1）对压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，按照《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）要求开展 LDAR 工作，制定泄漏检测与修复计划，定期检测，及时修复，防止或减少跑冒滴漏现象。

（2）对储罐的呼吸废气采取内浮顶及氮封措施，以减少 VOCs 的挥发。

（3）建议企业自行开展 VOCs 监测，并向地方环保局报送监测结果，公司建立 VOCs 的台账和管理制度。

（4）企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。

8.2.2 废水治理措施及可行性分析

8.2.2.1 废水特性及处理工艺路线分析

项目改扩建后废水的产生节点基本不变。具体可分为含油污水、含硫污水和含盐污水三类。水质详见前表 3.6-9。其处理途径与改扩建前也未发生变化。

各类废水按其性质及处理要求划分为以下几个系统。即：含硫污水系统、含盐污水

系统、含油污水系统、生活污水系统、清净下水和雨水系统。 生活污水进含油污水系统，雨水进清净下水系统。凡达不到进入污水处理站控制指标 的污水，都采取相应预处理措施，先经过预处理达到控制指标后进污水处理站统一处理，各股废水处理流向见图 6.1-1。

（1）含硫污水系统：接纳各装置的含硫污水，密闭送至酸性水汽提装置。处理后的净化水大部分回用，其余排往污水处理站含油污水系列进一步处理后回用。

（2)含盐污水系列：接纳炼油生产及辅助装置排出的含盐污水(主要为常减压装 置电脱盐排水）、含碱污水（双脱装置）、污水回用后循环水场排污、化肥装置区排放的含氰废水，主要为有机物、含盐浓度较高不宜回用的污水。

（3）含油污水系列：接纳未回用的汽提净化水、生活污水、装置的油水分离器排水、装置及单元含油容器的冲洗水、机泵填料函排水、洗罐水、化验室含油污水、污染区域初期雨水、油罐区中外浮盘油罐上的雨水以及化肥装置氨氮废水等。生产区含油污水经污水处理站含油污水系列处理后回用。

装置区围堰内的污水排放，设切换阀。检修、事故时含油污水排入装置内的含油 污水管道，平时雨水排入装置内的雨水系统。

（4）生活污水管道系统：接纳行政管理区、生产装置、辅助生产设施、浴室等处排出的生活污水。生活污水化粪池处理后，以重力流排入各区域的污水系统，压力流送到污水处理站处理。

（5）雨水系统：接纳新建生产装置区初期雨水，排往污水处理站。

（6）事故监控池 根据国家安全生产监督管理总局、国家环境保护总局文件《关于督促化工企业切实做好几项安全环保重点工作的紧急通知》(安监总危化〔2006〕10 号）有关要求，参考中石化集团公司“水体污染防控紧急措施设计导则”，在新建的大型石油化工企业和石油化工装置应建立水体污染防控设施，以防范和控制石化企业发生事故时和事故处理 过程中产生的物料泄漏，而造成事故（含化工物料）污水对周边水体环境污染和危害。

厂区设置事故池 2×25000m³（新区、老区各 1 座），事故罐 1×10000m³（位于新区污水处理站），用于收集事故废水及消防废水（总规模 60000m³）。

提标改造后污水处理站简介

污水处理站处理规模为 1200m³/h，其中处理含油污水 600m³/h，含盐污水 600m³/h，含油系列处理工艺为油水分离+涡凹气浮+溶气气浮+PACT 生化（A/O）+砂滤，含盐系列处理工艺为油水分离+涡凹气浮+溶气气浮+两级 PACT 生化（一级 A/O+ 二级好氧）

+砂滤。含油系列污水处理工艺流程见图 6.1-2，含盐系列污水处理工艺流程见图 6.1-3。

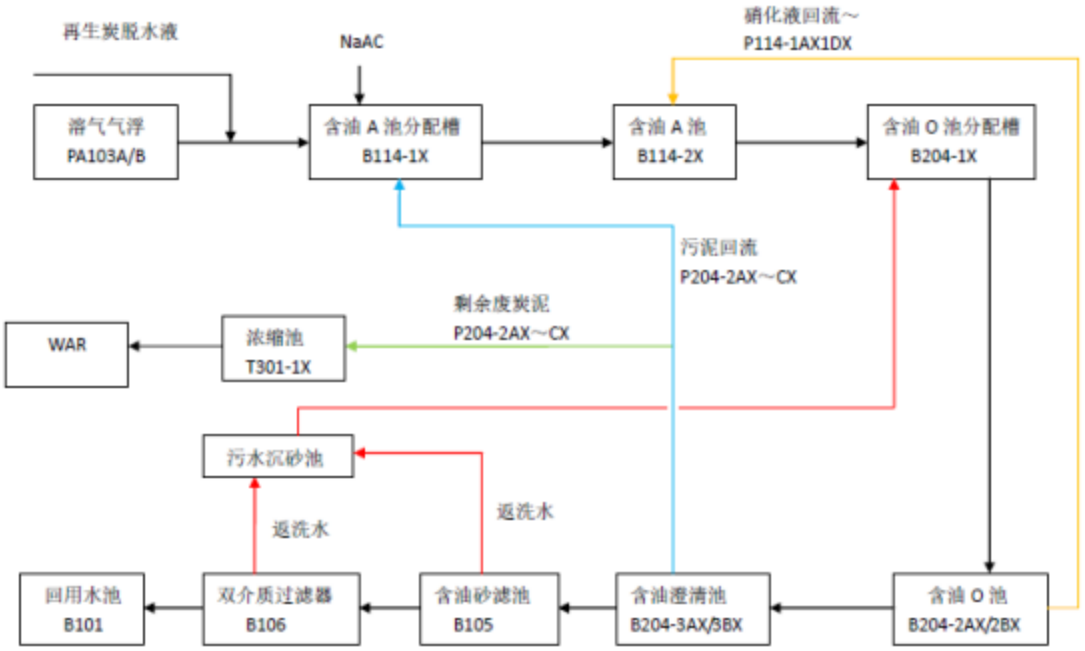


图 8.2.2-1 含油系列处理工艺流程图

①污水处理工艺流程

a）预处理部分流程

预处理部分包括对污水的调节、隔油、气浮过程。含油污水经系统管道压力进入污水处理站的含油污水调节罐，进行均衡水质、调节水量。调节罐内设有环流浮动收油器和刮泥机，在罐内对污水进行初步隔油及罐底排泥调节罐出水经泵提升至除油设备框架三层油水分离器 CPI，进行油水分离，进一步去除浮油。CPI 出水利用重力依次流经 CAF 涡凹气浮设备、DAF 溶气气浮设备，进一步除乳化油和细分散油。

含油污水(丙烯腈污水并入老厂区的含油污水系统，新厂区的初期雨水并入新厂区的含油污水系统)经系统收集、泵提升加压后，经储运管架压力进入污水处理站 10000m³ 含油污水调节罐(T-101)，进行均衡水质、调节水量。根据来水的水质、水量波动情况，调节罐的正常液位维持在 1/2～2/3 之间，保留一定的调节容积。罐内设浮动环流收油器 (FS-101)，自动收集浮油。收油器通过浮筒沿周边导轨随液面浮动，充分利用调节罐较大的表面积收油。罐底设有刮泥机(S-101)，用于罐底排泥。调节罐出水用 3 台 300m3/h(2 用 1 备)提升泵(P-101.A/B/C)提升至除油设备框架上的隔油、气浮设施。泵出口管道设有 调节阀，根据调节罐液位的高低调节出水的水量。当上游检修或事故时，超量、超标污水可人工切入 10000m³ 事故罐(T-204)。

隔油、气浮设备位于 3 层框架之上，顶层框架放置 2 台油水分离器 CPI(PA-101A/B)，

单台处理量为 300 m^3/h，通过斜板、聚结的原理去除水中浮油。油水分离器出水含油量<100mg/L。为防止生化池进水油含量超标，采用两级气浮串联运行，强化除油效果。一级采用涡凹气浮工艺 CAF，二级采用部分回流加压溶气气浮工艺 DAF，含油污水系列设有 2 台 CAF 设备(PA-102.A/B)、2 台 DA.F 设备(PA-103A/B)。涡凹气浮具有充气量高、自动内回流，不设置回流泵，占地省，能耗低的特点。加药混凝后的污水首先进入装有涡凹曝气机的曝气区，通过曝气机底部的中空叶轮的快速旋转在水中形成的真空区，将水面上的空气通过中空管道抽送至水下，并在底部叶轮快速旋转产生的剪切力下把空气粉碎成微气泡，微气泡与污水中的油、悬浮物等结合在一起上升到液面，处理后的污水含 油量小于 50mg/L。涡凹气浮出水自流进入二级气浮设施，压力溶气水通过释放器在浮选器内形成微气泡，气泡粒径控制在 10μm 左右，将污水中的油粒和悬浮物与微气泡粘合后上浮分离，在液面上形成浮渣层并分离，使污水中的细分散油和部分乳化油得到进一步去除，二级气浮出水的含油量小于 20mg/L。根据含油污水的特点，投加的气浮药剂要具有破乳、除油、除悬浮物等功能，设计中分别配置了絮凝剂 PAC 和助凝剂 PAM 两种药剂投加设备。在除油和悬浮物的同时，COD 也得到一定的去除。含油系列 CPI、CAF、DAF 分两个系列，并设置跨线，便于检修和操作。气浮设备出水自流进入含油污水气浮出水池(B-101)，经 3 台 300m^3/h 气浮出水提升泵 (P-102A/B/C)提升进入 PACT 生化池的分流槽(B104-1X)。

b）生化部分处理工艺流程

含油系列污水处理工艺：新建生化池采用前置反硝化缺氧-好氧工艺（A/O）工艺，气浮出水自流进入新建缺氧池，在池内池进行反硝化反应脱除总氮。经过脱总氮后的废水进入现有好氧池，在生化池内通过粉末活性炭与活性污泥的联合作用，去除有机污染物。生化池出水进入絮凝反应池，污水在搅拌器作用下与絮凝剂 PAM 充分混合、反应，生成絮体，利于污泥沉降。絮凝池出水自流进入澄清池，在池内进行活性炭泥、水分离，上清液自流进入后续的砂滤池。澄清池底部污泥经刮泥机刮入池底的排泥斗，由回流污泥泵提升回流至缺氧池前端的分流池，污泥回流量为 100-130%，以保持池内的污泥浓度。少量剩余污泥排出进入 WAR 系统(Wet air Regeneration，湿式氧化再生)处理。澄清池出水自流进入现有的砂滤池，通过砂滤层去除澄清池出水中的悬浮物。砂滤池出水利用泵提升进入多介质过滤器进一步去除悬浮物。过滤器出水自流进入监控池，经过消毒杀菌在线监控后，合格水回用或排放。

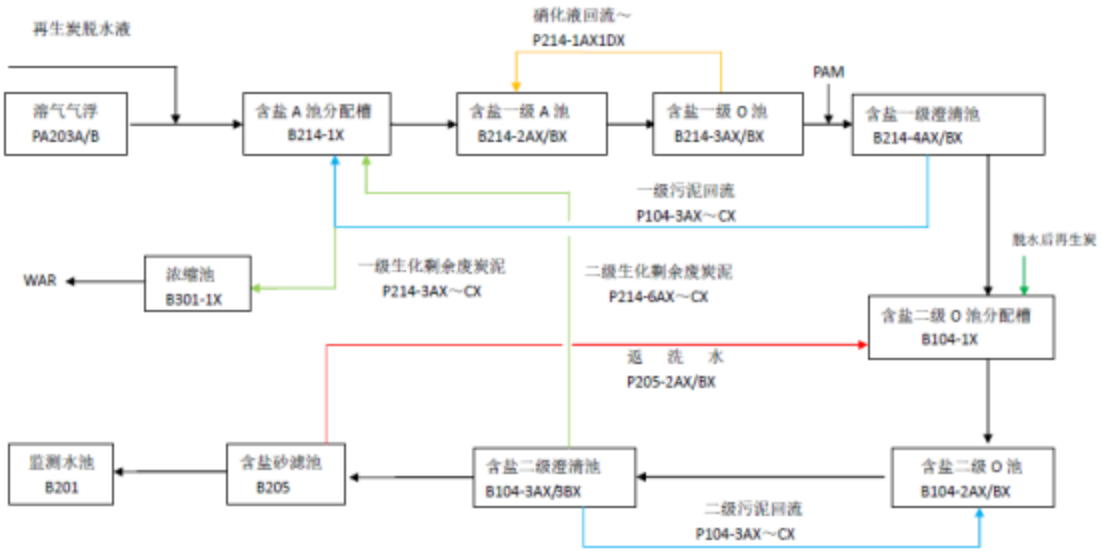


图 8.2.2-2 含盐系列处理工艺流程图

含盐系列污水处理工艺：

新建生化池按照前置反硝化缺氧-好氧工艺（A/O）设计，气浮出水自流进入缺氧池，在池内池进行反硝化反应脱除总氮。缺氧池出水依次进入一、二级好氧池，在生化池内通过粉末活性炭与活性污泥的联合作用，去除有机污染物。生化池出水进入絮凝反应池，污水在搅拌器作用下与絮凝剂 PAM 充分混合、反应，生成絮体，利于污泥沉降。絮凝池出水自流进入澄清池，在池内进行活性炭泥、水分离，上清液自流进入后续的砂滤池。澄清池底部污泥经刮泥机刮入池底的排泥斗，由回流污泥泵提升回流至缺氧池前端的分流池，污泥回流量为 100-130%，以保持池内的污泥浓度。少量剩余污泥排出进入 WAR 系统(Wet air Regeneration，湿式氧化再生)处理。澄清池出水自流进入现有的砂滤池，通过砂滤层去除澄清池出水中的悬浮物。排入监控池，达标污水用泵提升至现有的输送管线，最终排入长江。

8.2.2.2 治理措施可行性论证

本项目废水通过清污分流、污污分流，分类处理等方法，达到降低新鲜水耗， 减少废水外排。最终经总排口外排的废水为含油废水和含盐废水。

（1）含油污水处理系列各单元设计处理效果

含油污水的处理过程为：均质调节→除油预处理→生化处理→回用水池，出水合格后回用。含油系列各处理单元设计进出水水质及去除率见下表

表 8.2.2-1 含油污水处理系列单元处理效果一览表　　单位：mg/L

污染物	效率	进水	调节罐	除油预处理	生化处理出水	回用水池	新标准
CODcr	水质	1000	1000	800	35	30	60
	去除率	/	/	20%	95.6%	14.3%	

石油类	水质	500	150	20	2	2	3
	去除率	/	70%	86.7%	90%	/	
悬浮物	水质	100-200	50	20	30	10	50
	去除率	/	50%	60%	/	/	
氨氮	水质	75	75	75	5	5	8
	去除率	/	/	/	93.3%	/	
总氮	水质	110	110	110	30	30	35
	去除率	/	/	/	72.7%	/	

注：1.除油预处理过程包括：**CPI+CAF+DAF** 过程；2. 生化处理过程包括：**A/O** 生化+**PACT** 生化池+澄清池+砂滤池，出水是指进入双介质过滤器前的出水。

（2）含盐污水处理系列各单元设计处理效果

含盐污水的处理过程为：均质调节→除油预处理→生化处理→监控水池，出水合格后排入长江。估算含盐系列各处理单元进出水水质及去除率见表 6.1-2。

表 8.2.2-2 含盐污水处理系列单元处理效果一览表　　单位：mg/L

污染物	效率	进水	调节罐	除油预处理	生化处理	监控池	新标准
CODcr	水质	1500	1500	1300	50	50	60
	去除率	/	/	13%	96.2%	/	
石油类	水质	500	150	20	3	3	3
	去除率	/	70%	86.7%	85%	/	
悬浮物	水质	100-200	50	20	10	10	50
	去除率	/	50%	60%	50%	/	
氨氮	水质	80	80	80	5	5	8
	去除率	/	/	/	93.8%	/	
总氮	水质	120	120	120	30	30	35
	去除率	/	/	/	75%	/	

注：**1.** 除油预处理过程包括：**CPI+CAF+DAF** 过程；**2**、生化处理过程包括：**A/O** 生化+**PACT** 生化池+澄清池+砂滤池

通过对照表 3.6-9 项目废水水质指标和表 8.2.2-1 和 8.2.2-2 单元处理效果及最终出水浓度，项目产生的各项污染物指标 COD、石油类、氨氮、悬浮物等均能满足含油、含盐系列污水设计进水指标，因此不经预处理可直接依托现有污水处理站进行处理。根据安徽省环境保护厅网站和安庆市环保局网站重点企业自行及监督性监测信息公开监测数据，中石化安庆分公司 2017 年-2018 年厂区废水总排口日常监测结果均能稳定达标，即均能满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排 放标准》（GB31571-2015）、《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）三个排放标准中规定的最小浓度限值要求。本项目依托现有处理设施，其处理措施可行。

（3）运行负荷可行性分析

污水处理站处理规模为含油污水 600m^3/h，含盐污水 600m^3/h，现有含油污水处理量 522.3m^3/h，含盐污水处理量 558m^3/h。本项目实施后，新增含油污水 1.0m^3/h，含盐污水 0.3 m^3/h。则项目建成后全厂含油污水处理量 523.3m^3/h，含盐污水处理量 558.3m^3/h，能

够满足运行负荷要求。废水经处理及部分回用后，最终经总排口外排进入长江的废水量增加 0.8m^3/h（6866m^3/a），增加不显著。

（4）总结

本项目属于改扩建项目，在改扩建前后废水产生节点、处理途径、处理工艺均未发生变化。废水量较改扩建前有所增加，但增加量较小，均在现有污水处理站含盐、含油系列的处理规模以内，且尚有运行负荷。项目废水的水质能满足不同系列的设计进水指标，经处理后最终外排的废水水质能满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排 放标准》（GB31571-2015）、《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）三个排放标准中规定的最小浓度限值要求。本项目依托现有处理设施，从运行负荷、处理工艺、排污途径等方面分析，其处理措施可行。

8.2.3 噪声治理措施

本装置的噪声源主要来自机泵及风机，其声压级为 80~95dB(A)。本装置在设计采取以下防治措施：

扩能改造项目在满足工艺要求的前提下，尽可能选用小功率、低噪声的设备。扩能改造项目所使用机泵的电机其噪声在 85 分贝以下。

空冷器选用低噪声风机、电机、安装消声器，压缩机选用低噪声电机及安装减振垫，机泵选用低噪声电机及安装隔声罩、减振垫。

利用建构筑物阻隔声波的传播；

在厂区搞好绿化，利用其屏蔽作用阻隔噪声传播。

噪声治理主要是从设备选型，阻隔传播途径入手，扩能改造项目均采取了妥善的治理措施，采取上述阻隔和降噪措施，可有效降低噪声 15～25dB(A)。以上噪声治理措施可行。扩能改造项目的厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求。但仍应建立健全规章制度，切实加强工作人员的环保意识，维护好厂内的各种机械设备，使其保持正常的运行状态。

综合处置后，可以将项目噪声对外环境的影响降至最低。噪声环境影响预测评价表明，厂界四周噪声值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。因此，扩能改造项目噪声污染防治措施可行的。

8.2.4 固废处理措施及可行性分析

8.2.4.1 依托现有固废存储设施的可行性

项目建成后，生活垃圾无增加。每年产生的固体废物 34.27t（折算），均为危险废物。各类危险废物均依托炼油项目现有工程已建成的 1500m^2 危废临时贮存场所，暂存后均委托有危废处置资质单位处理，危险废物按照不同的类别和性质，分别存放于专门的容器中。各类危废按 GB18597-2001《危险废物贮存污染控制标准》中的要求和规范，临时贮存于容器内（采用不锈钢容器作为危险废物容器符合 GB18597-2001 第 5 条规定）放置库房中，及时由外委处理单位运走。

选址：该危险废物临时贮存场所符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）及其修改单的要求，场所周边 500m 范围内无居民、学校、医院等结合区域环境条件，本项目依托现有的危险废物临时贮存场所，选址符合要求。



图 8.2.4-1 安庆石化现有危险废物临时贮存场所

储存能力：公司危险废物临时贮存场所能够容纳整个厂区一年的存储量。公司每 3 个月委托有资质的单位进行统一运输，因此有较大余量。项目建成后危废量由改扩建前的 38.1t/6a 增加为 34.27t/a。该场所能满足危险废物的储存能力。

建设要求：该危险废物临时贮存场所符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）及其修改单的要求，做好防渗、防水、防流失措施，在危险废物临时贮存过程中对环境空气、地表水、地下水、土壤造成的影响较小。

运输过程：本项目产生的危险废物，在整个搬运、装卸及运输过程中始终处于密闭状态，杜绝泄漏事件的发生。从厂区运输出厂时，装车时使用自动装卸设备，全程由专业的运输车辆进行运输。

项目依托现有危废暂存场所，产生的各种固体废弃物均得到妥善处置，从根本上解决了固体废弃物的污染问题，对环境的影响程度很小。

8.2.5 地下水污染防治措施

8.2.5.1 地下水污染防治对策

（1）源头控制措施

扩能改造项目要选择先进、成熟、可靠的工艺技术和较清洁的原辅材料，并对产生的废物进行合理的回用和治理，以尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对生产装置、管道设备、成品储罐、固废存放库和危险废物临时贮存设施等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险降到最低程度；设备、储罐和管线尽量采用“可视化”原则，即尽可能地上敷设和放置，做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于埋地泄漏而可能造成的地下水污染；堆放各种原辅材料、固体废物的堆放场地要按照国家相关规范要求，采取防泄漏措施，尤其是危险废物临时贮存设施必须按照国家关于危险废物储存处置场的要求，采取防泄漏、防雨水、防腐蚀等措施，严格危险废物的管理，及时将危险废物送往有资质的危险废物处置单位进行处理处置，严防污染物泄漏下渗到地下水中。成品储罐必须严格按照相关规范，加强管理，做好防泄漏、防雨水、防腐蚀、防火灾、防爆炸等措施，储罐尽量露天设置，罐区四周均设置围堤或围堰防护，严防污染物下渗到地下水中。

（2）防渗控制措施

针对可能发生的地下水污染，营运期地下水污染防治措施将按照“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、应急响应全方位进行防控。

1）源头控制

积极开展处理场排放废水的回收利用，尽量减少废水排放。

严格按照国家相关规范要求，对场区内各污水处理池、车间、仓库、办公楼等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

设备和管线尽量采用“可视化”原则，即尽可能地上敷设和放置，做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于埋地泄漏而可能造成的地下水污染。对各种地下管道，根据输送物质不同，采用不同类型的管道，管道内外均采用防腐处理，另建设控制站、截污阀、排污阀、流量、压力在线监测仪，购买超声及磁力检漏设备，定期对管道进行检漏，对

出现泄漏处的土壤进行换土。

堆放各种原辅材料、固体废物的堆放场地按照国家相关规范要求，采取防泄漏措施。

严格固体废物管理，不接触外界降水，使其不产生淋滤液，严防污染物泄漏到地下水中。

2）分区防治措施

根据生产装置、辅助设施及公用工程可能泄漏的特殊性质，将污染区分为一般污染防治区、重点污染防治区，对不同的污染防治区采取不同等级的防渗方案。重点污染防治区是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，主要包括地下管道、储罐、（半）地下污水池、储罐的环墙式罐基础等；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，主要包括架空设备、容器、管道、地面和明沟等。根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，扩能改造项目防治分区见表 8.2-5。

表 8.2.5-1 扩能改造项目污染防治分区一览表

装置、单元名称	污染防治区域及部位	污染防治区类别
罐区	地面	重点
焦池	池底	重点
生产污水池、初期雨水池	池底	重点
变电所	地面	一般
机柜室区	地面	一般
航煤加氢装置区	地面	一般
卸车设施	装卸车栈台界区内的地面	一般

（2）防渗参数要求

重点污染防治区：参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）第 5.1.1 条，重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。

一般污染防治区：参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）第 5.1.1 条，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。

非污染防治区：对于基本上不产生污染物的简单防渗区，不采取专门针对地下水污染的防治措施，只是对地面进行一般的硬化处理。

（3）防渗措施要求

根据防渗要求，结合目前施工过程中的可操作性和技术水平，在满足防渗标准前提

下，不同的污染防治区采用不同的防渗措施。扩能改造项目主要采用混凝土防渗，防渗设计参照《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）标准要求。

A、地面

污染防治区混凝土防渗层的耐久性应符合现行国家标准《混凝土结构设计规范》GB50010 的要求，混凝土防渗层的抗渗等级不应低于 P6，厚度不应小于 100mm。混凝土防渗层的强度等级不应小于 C25。对于混凝土地面的板缝、缩缝、胀缝与实体基础的衔接缝设置和处理执行《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）。

B、罐区

a.环墙式基础防渗

从上至下采用沥青砂绝缘层、砂垫层、膜上保护层、HDPE 膜、膜下保护层、罐基础填料层或原土夯实的方式进行防渗，具体做法执行《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）。

b.承台式罐基础

从上至下采用沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层。承台及承台以上环墙应采用抗渗混凝土，抗渗等级不应低于 P6，表面宜涂刷聚合物水泥等柔性防水涂料。具体做法执行《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）执行。

c.防火堤

防火堤内地面应硬化，防渗层做法同装置地面。防火堤宜采用抗渗钢筋混凝土，抗渗等级不应低于 P6；防火堤的变形缝应设置不锈钢板止水带，厚度不宜应小于 2.0mm；变形缝内应设置嵌缝板、背衬材料和嵌缝密封料。具体做法按照《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）执行。

C.各类污水构筑物防渗

混凝土水池池体采用钢筋混凝土结构，混凝土强度等级不宜小于 C30，一般污染防治区水池混凝土的抗渗等级不应小于 P8，结构厚度不应小于 250mm；重点污染防治区水池结构厚度不应小于 250mm，水池混凝土的抗渗等级不应小于 P8，且池体内表面宜涂刷水泥基渗透结晶型或喷涂聚脲等防水涂料，或在混凝土内掺加水泥基渗透结晶性防水剂。

重点污染防治区污水井混凝土的抗渗等级不应低于 P8，且污水井的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型防水涂料，或在混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂；结构厚度不

应小于 200mm。

防水涂料厚度及防水剂掺量，池体的不完全缩缝和变形缝的设置及所有缝使用的止水带和填缝材料均参照《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）执行。

D.污水/污油地下管线防渗

管材选用及标准：重力流含油、含盐污水管道、压力流含油、含盐污水管道、污染雨水管道均选用钢管。DN＞500 宜选用螺旋缝埋弧焊钢管。DN≤500 宜选用无缝钢管。管道均选用对焊连接。

管道防腐前应进行除锈，内、外壁除锈，可等级按照《涂装前钢材表面锈蚀等级及除锈等级》GB/T8923-1988 中 Sa2.5 或 St3 级处理。

埋地钢管外防腐可采用特加强级环氧煤沥青冷缠带防腐，防腐层总厚度≥0.8mm。施工时应采用无溶剂环保型环氧煤沥青底漆及面漆，防腐层质量检验和施工要求、检漏电压等验收要求应符合《石油化工给水排水管道工程施工及验收规范》SH3533-2003 中的环氧煤沥青涂料的相关规定。

根据非正常工况下地下水预测结果，当罐区苯储罐发生爆炸泄漏时，将造成苯浓度超过《地下水质量标准》III 类限值，建议设计提高地下排水管线防渗等级，避免发生腐蚀。同时定期监测地下水水质，一旦发现渗漏，立即寻找泄漏源，更换泄漏管线，并利用监测孔作为应急抽水孔抽取受污染的地下水，防止污染进一步扩散。

扩能改造项目的防渗分区图详见下图 8.2-10。

8.2.6 地下水污染应急响应措施

在厂区建设和运行期间应制定地下水污染应急预案，并在发现厂区区域地下水监测井受到污染时立刻启动应急预案，采取应急措施防止污染扩散，防止周边居民人体健康及生态环境受到影响。地下水污染应急预案应包括：

（1）如发现地下水污染事故，应立即向厂区环保部门及行政管理部门报告，调查并确认污染源位置。

（2）若存在污染物泄漏情况，查明泄漏污染源位置后，应首先堵住泄漏源，利用围堰或收液槽收容，然后收集、转移到事故池进行处理。如果已经渗入地下水，应将污染区的地下水抽出并送到事故应急池中，防止污染物在地下继续扩散。

（3）立即对重污染区采取有效的修复措施，包括开挖并移走重污染土壤做危险废物处置，回填新鲜土壤；对重污染区的地下水通过检测井抽出并送至事故应急池中，防止污染物在地下继续扩散。

（4）对项目区域及周边区域的地下水敏感点进行取样检测，确定水质是否受到影响如果水质受到影响，应及时通知相关方并立即停用受污染的地下水。

8.2.7 污染防治对策可行性分析

本次评价针对工程的特征，提出了分区防治措施。

针对重点防渗区，根据不同的构建筑物分别提出不同的防渗结构层，能够有效防止污水泄漏入渗地下，造成对地下含水层的污染，针对该区域要专人定期监测，一旦出现溢流，及时采取措施，防止溢流水入渗，污染地下水；针对简易防渗区，提出一般地面硬化即可；防治措施针对性强，防治措施技术上可行。

利用厂区现有的地下水污染监测点；一旦发现地下水被污染，立即对污染部位进行处理。各种监测方法措施均为成熟工艺，经济、技术上可行。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

环境管理是企业管理的重要组成部分，同生产管理、劳动管理、财务管理和销售管理一样也是一项专业管理。工厂环境管理要利用行政、经济、技术、法律和教育等手段对生产经营发展和环境保护的关系进行协调，对环境问题进行综合治理，以达到既发展生产、增加经济效益，又能保护环境的目的。

9.1.1 环境管理机构

中国石化安庆分公司最高管理层为总经理和分管副总经理，下设 11 个管理部，主要有办公室、生产计划部、设备工程部、安全环保部、发展规划部、企管法律部、纪委监督部、党群工作部、财务资产部、党委组织部、审计部；17 个作业部和业务中心，分别为炼油一部、炼油二部、化工一部、化工二部、化工三部、腈纶部、热电部、储运部、水务部、运输部、电气仪表中心、质管中心、物资采购中心、销售中心、行政事务中心、信息中心、华成公司等。安庆分公司设立了环境管理委员会，委员会主任由最高管理者（总经理）担任，环境管理委员会下设办公室和安环部，安环部下设环保管理科和环境监测站。安全环保部现有部长 3 人，环保管理人员 5 人，各生产作业部配有专职或兼职环保管理人员 66 人。安全环保部是安庆石化主管安全、环保、职业卫生、企业消防工作的职能部门，在公司总经理、分管副总经理以及公司 HSE 委员会的领导下开展工作。安庆分公司设有环境监测站，行政上由检验计量中心领导，业务上受安全环保部领导，负责全厂环境监测和“三废”排放监督。

HSE 管理委员会是公司环保管理的最高决策机构，安全环保部是公司环保工作归口管理部门，各作业部由分管生产的领导负责本单位环保领导决策工作，安全组负责本单位的环保管理、环保技术及环保设施运维等工作。

严格执行国家、地方及中石化集团公司颁布的法律法规及制度、标准，公司制定并运行着《环境保护管理程序》、《隐患治理管理程序》、《环境因素识别与评价管理程序》等管理文件和《安庆石化环境保护管理规定》、《安庆石化建设项目环保管理规定》、《清洁生产审核工作职责》等环保管理制度，确保环保专项工作有章可循，各级环保工作的制度化、规范化。

公司建立并有效运行着 QHSE 管理体系，体系于 2008 年 8 月取得第三方认证。

9.1.2 环境管理主要工作和依据

9.1.2.1 环境管理机构承担的主要工作

组织污染源调查和环境监测，查清和掌握工厂“三废”的排放情况和污染现状及变化趋势，建立污染源档案，为工厂解决重大环境问题和进行综合治理，提供可靠依据。

编制工厂的环境保护规划，提供恰当的环境保护目标，制定和完善工厂的环境管理办法、规章和制度。

制定便于考核的污染物排放指标、环保设施运行效果考核指标及“三废”综合利用指标、绿化指标等各项环保责任指标，制定考核计划和组织考核。

组织和协调全厂的污染治理工作和“三废”综合利用技术攻关，推广先进的污染治理技术和“三废”综合利用技术。

组织环境保护宣传教育和技术培训。

91.2.2 环境管理依据

（1）国家和地方的环保法律、法规

A《中华人民共和国环境保护法》及国家的各种环保法律、法规

B 地方政府和各级环保部门颁布的地方性环保法规

（2）工厂制定的各种环境保护规定和制度

（3）环境标准

适用的环境质量标准主要有：

A《环境空气质量标准》（GB3095-2012）

B《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

C《声环境质量标准》（GB3096-2008）

D《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中的表 1

E《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)

F《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）

适用的污染物排放标准：

A《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

B《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）

C《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）

D《合成氨工业水污染物排放标准》（GB13458-2013）

F《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）

G《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）

9.1.3 环境管理制度

工厂环境管理规章制度（或工厂环境管理条例）。其内容主要有：环境管理的指导思想、目的和要求，环境管理体制和机构及职责分工及相关关系，实施环境管理的基本原则、途径和方法，环境保护的检查、考核与奖惩等。

环境管理技术规程、标准。主要包括：污染物排放控制标准；环境监测技术规程；生产工艺、设备的环境技术规程；环境保护设备的操作规程等。

环境保护责任制度。其主要内容为：工厂内部各部门、各类人员的环境保护工作范围、应负的责任，以及相应的权力。

环境保护业务管理制度。主要包括：环保设备管理制度、环境监测管理制度、环境统计制度、环保考核制度等。

9.2 污染物排放清单

9.2.1 产污节点、污染物及污染治理设施

项目废气和废水产排污节点、污染物及污染物治理设施信息见下表 9.2-1 及表 9.2-2。

表 9.2-1 废气产排污节点、污染物及污染治理设施信息

序号	生产设施名称	对应产污环节名称	污染种类物	排放形式	污染治理设施			排放口类型
					污染治理方式	是否为可行技术	污染治理设施其它信息	
1	航煤加氢装置区	加热炉废气	SO_2、NOx、颗粒物	有组织	低氮燃烧	是	/	一般排放口
2	航煤加氢装置区	开停车、检修、超压等非正常工况	非甲烷总烃	有组织	全部进入火炬系统燃烧	是	/	特殊排放口

表 9.2-2 废水产排污节点、污染物及污染治理设施信息

废水类别	污染物种类	排放去向	污染治理设施			其它信息
			污染治理设施工艺	是否为可行技术	污染治理设施其它信息	
含硫污水	COD、石油类、氨氮、硫化物	先进入IV套酸性汽提装置预处理后，再进入现有厂区污水处理站含油	酸性汽提装置预处理后，油水分离+涡凹气浮+溶气气浮+PACT 生化+砂滤	是	/	去向：回用

		污水处理系统				
含油污水	COD、石油类、氨氮、硫化物	污水场含油污水处理系统	油水分离+涡凹气浮+溶气气浮+PACT 生化+砂滤	是	/	去向：回用
循环排污水	COD、石油类	循环水排污治理项目	调节+高密池+ABR 生化池+超滤+RO	是	/	去向：回用

9.2.2 信息公开

根据《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号），中石化安庆分公司需向社会公开以下信息：

1.基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模。

2.排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

3.防治污染设施的建设和运行情况。

4.建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况。

5.突发环境事件应急预案。

6.其他应当公开的环境信息。

9.3 环境监测计划

为有效地了解企业的排污情况和环境现状，保证企业排放的污染物达到有关控制标准的要求，应对企业各排污环节的污染物排放情况实施定期监测。为此，应根据项目的实际排污状况，制定并实施切实可行的环境监测计划。

根据《排污单位自行监测技术指南石油化学工业》（HJ947-2018）和《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》HJ853-2017 的相关要求，环境监测计划应包括污染源监测计划和环境质量监测计划，且对监测项目、监测频次、监测点设置以及人员职责等要素作出明确规定，明确自行监测计划内容。排污单位可自行或委托第三方监测机构开展监测工作，并安排专人专职对监测数据进行记录、整理、统计和分析。排污单位对监测结果的真实性、准确性、完整性负责，对所监测的数据应连同污染防治措施落实和运行情况编制年度环境质量报告，定期向有关部门报告。扩能改造项目监测计划如下。

9.3.1 污染源监测

9.3.1.1 废气污染源

（1）有组织排放废气

表 9.3-1 项目有组织废气监测内容一览表

监测点位	监测指标	监测频次
航煤加氢加热炉排气	SO_2、NOx、颗粒物、非甲烷总烃	每季度一次

（2）无组织排放废气

通过系统的方法对潜在泄漏源（阀门、法兰、泵密封等）进行常规化巡检和仪器检测相结合，以定点并及时有效的维修泄漏源，阻止管道内气体泄露。

依托安庆石化现有 LDAR 监测系统。

监测因子及监测频次见表 9.3-2。

表 9.3-2 无组织废气监测点位、监测因子及监测频次

监测点位	监测项目	监测频次
企业边界	非甲烷总烃、H_2S	每季度监测一次
泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、气体/蒸气泄压设备、取样连接系统	挥发性有机物	每季度监测一次
法兰及其他连接件、其他密封设备	挥发性有机物	每半年监测一次
注 1：对于设备动静密封点泄漏的检测，若同一密封点连续三个周期检测无泄漏，则检测周期可延长一倍，但在后续检测中该检测点位一旦检测出现泄漏情况，则检测频次按原周期规定执行。 注 2：挥发性有机物其他监测要求按 HJ733 及国家对挥发性有机物的其他有关管控要求执行。		

10.3.1.2 废水污染源

扩能改造项目不新增污水排放，结合项目现有工程废水监测因子废水监测内容见下表 10.3-2。

表 10.3-2 项目废水污染源监测内容一览表

监测点位	项目监测	监测频次
厂区废水总排口	流量、COD、氨氮	在线自动监测
	pH、石油类、悬浮物、总氮、硫化物	每周监测一次
雨水排放口	pH 值、COD、氨氮、石油类、悬浮物	每日监测一次*

***备注：雨水排放时按日监测。**

10.3.1.3 厂区噪声污染源

根据项目周围环境现状，在厂界四周外 1 米处设置厂界噪声监测点位，监测厂界噪声是否达标。监测因子及监测频次见表 10.3-3。

表 10.3-3 无组织废气监测点位、监测因子及监测频次

监测点位	监测项目	监测频次
厂界	A 声级	每季度一次昼夜监测

10.3.1.4 固废污染源

项目固废污染源主要为危险废物的暂存及转运，监测考察项目危险废物暂存是否参照执行了《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，危险废物的转移和处置按照《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199 号）的规定进行。

9.3.2 环境质量监测计划

根据建设项目环境影响特征、影响范围和影响程度，评价建议对项目区环境质量定点监测或定期跟踪监测。

1.环境空气质量

监测项目：非甲烷总烃。

监测点位：在项目所在地下风布设一个大气环境监测点，同时考虑项目大气环境保护目标布局合理增加布点。

监测频率：1 次/半年。

监测和分析方法：参照 HJ/T194 等执行。

2.地表水环境

监测项目：pH、CODcr、氨氮、悬浮物、总氮、总磷、石油类、硫化物。

监测点位：现有污水处理站入长江口上游 200m、下游 500m、下游 3000m。

监测频次：1 次/季度。

监测和分析方法：参照 HJ/T91、HJ/T164、HJ442 等执行。

3.地下水环境

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）：地下水环境监测与管理中地下水跟踪监测计划的相关要求：“一、二级评价的建设项目一般不少于 3 个地下水跟踪监测井，应至少在建设项目场地上下游各布设 1 个”。结合现场调查，扩能改造项目充分利用现有厂区的地下水监控井。

地下水监测将遵循以下原则：1）重点监测项目区及其下游；2）以潜水含水层为监测目的层；3）充分利用现有监测孔，污染事件发生后监测孔可以作为应急抽水孔；4）水质监测项目参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。可委托专业的检测机构开展此项工作。

依据地下水环境导则监测要求，结合项目区水文地质条件，项目共布设地下水监测井 3 眼，充分利用中石化安庆分公司已有监测井。项目地下水监测计划如表 10.3-4。

表 9.3-4 项目区域地下水监测计划

区域	监测井编号	监测点位置	性质	监测项目与频次
安庆分公司	150	上游对照点	对照井	基本因子：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、耗氧量（Mn）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数。 特征因子：苯并（a）芘、石油类每年监测一次。
	70	扩能改造项目区	监控井	
	临江村（结构调整项目监测井）	下游	监控井	

备注：监控井编号来自《中石化安庆分公司土壤和地下水环境调查报告》

4.土壤环境

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于跟踪监测的要求，结合扩能改造项目土壤环境评价情况。土壤环境跟踪监测计划应明确监测点位、监测指标、监测频次以及执行的标准等。监测点位应布置在重点影响区域和土壤环境敏感目标附近；监测指标应选择建设项目特征因子；本次评价工作等级为一级，每 3 年开展一次跟踪监测。

故本次评价结合项目建设性质、选址及周边环境敏感目标的分布制定扩能改造项目土壤环境跟踪影响评价监测方案，具体如下表。

表9.3-5项目土壤环境监测计划

编号	监测点位	监测因子	监测频次	执行标准
1	航煤装置区	重金属和无机物（砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍）、挥发性有机物（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）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（a,h）蒽、茚并（1，2，3-cd）芘、萘）、石油烃（C10-C40）。	每三年监测一次	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准
2	石化二村生活区			《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准

9.3.3 信息记录和报告

9.3.3.1 生产设施运行情况

（1）主体设施

按班次记录正常工况各主要生产单元每套装置的运行状态、生产负荷，重点记录各装置的原料用量、辅料用量、主产品产量、副产品产量、新鲜水、废水排放量、燃料消耗量、燃料含硫量、原料含硫量、运行时间等参数情况。催化剂需记录催化剂主要成分及用量、废催化剂排放量等。

（2）公辅设施

包括污水预处理装置、空分装置等。

（3）全厂运行情况

年生产时间分正常工况和非正常工况（生产装置或设施开停工、检维修）、原辅燃料使用量、主要产品产量等。辅料重点记录与污染治理设施和污染物排放相关的内容。

93.3.2 污染治理设施运行情况

（1）废水治理设施包括预处理设施和集中污水处理设施两部分，需每天记录废水处理量、回用水量、运行参数、药剂使用量、投放频次、电耗、污泥产生量等。如果出现设施停运、检维修、事故等异常情况，需进行记录。

（2）有组织废气治理设施需记录污染治理设施运行时间、运行参数、药剂使用量、投放频次等。如果出现设施停运、检维修、事故等异常情况，需进行记录。

9.3.3.3 危险废物记录

按照危险废物管理的相关要求，按日记录危险废物的产生量、综合利用量、处置量、贮存量及其具体去向。原料或辅助工序中产生的危险废物的情况也应记录。

9.3.3.4 监测工况记录

排污单位应如实记录手工监测期间的工况，包括生产负荷、污染治理设施运行情况等，确保监测数据具有代表性。

9.4 排污许可制度

扩能改造项目主要产品为航煤，根据《国民经济行业分类（GB/T4754-2017）》及《执行国民经济行业分类第 1 号修改单的通知（国统字【2019】66 号）文》，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，扩能改造项目排污许可管理类别属于“重点管理”。

扩能改造项目建设投产前要按照《排污许可证管理暂行规定》、《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）有关要求，登录国家排污许可证管理信息平台填报并提交排污许可证申请，同时向有核发权限的环境保护主管部门提交通过平台印制的书面申请材料，在《排污许可证管理暂行规定》的规定程序和时限内完成排污许可证的申请工作。排污单位对申请材料的真实性、合法性、完整性负法律责任。

9.5 排污口规范化

根据国家标准《环境保护图形标志---排放口(源)》和国家环保总局《排污口规范化整治要求(试行)》的技术要求，企业所有排放口必须按照"便于采样、便于计量监测、便于日常现场监督检查"的原则和规范化要求，设置排污口标志牌，绘制企业排污口公布图，同时对污水排放口安装流量计，对治理设施安装运行监控装置。

（1）污水排放口

根据排污口规范化设置要求，对厂区外排的主要水污染物进行监测，在建设项目的总排放口设置采样点，在排污口附近醒目处，设置环境保护图形标志牌。

（2）废气排放口

废气排放口必须符合规定的高度和《污染源监测技术规范》中便于采样、监测的要求，设置直径不小于 75mm 的采样口，如无法满足要求的，由当地环保部门确定。

（3）固定噪声排放源

按规定对固定噪声源进行治理，并在企业边界噪声敏感点且对外影响最大处设置标志牌。

（4）固体废物贮存(处置)场

一般固体废渣(如生活垃圾)应设置专用堆放场地，并采取二次扬尘措施，有毒有害固体废物必须设置专用堆放场地，有防扬散、防流失、防渗漏等措施。有毒有害固体废物等危险废物，应设置专用堆放场地，并必须有防扬散，防流失，防渗漏等防治措施。

（5）设置标志牌要求

环保标志牌和排污口分布图由安庆市生态环境局统一制定，一般污染物排放口设置提示标志牌，排放有毒有害等污染物的排放口设置警告式标志牌。

标志牌应设置在排污口(采样点)附近且醒目处，高度为标志牌上缘离地面 2 米，排污口附近 1 米范围内有建筑物的，设平面式标志牌，无建筑物的设立式标志牌。排污口的有关设置(如方形标志牌、计量装置、监控装置等)属环保设施，排污单位必须负责日

常的维护保养，任何单位和个人不得擅自拆除，如需要变更的须报当地环保部门同意并办理变更手续。

建设项目环保图形标志及形状颜色见表 9.5-1 和表 9.5-2。

表 9.5-1 环境保护图形标志

序号	提示性图形符号	警告图形符号	排放口及堆场
1			污水排放口
2			废气排放口
3			噪声排放源
4			一般固体废物

5			**危险废物**

表 10.5-2 环保图形标志形状、颜色

项目 类型	形状	背景颜色	图形颜色
提示性图形符号	正方形边框	绿色	白色
警告图形符号	三角形边框	黄色	黑色

按国家有关规定，规范设置排气筒数量、高度，此外，还要按《污染源监测技术规范》要求现场监测条件规范，搭设监测平台，处理设备前、后预留监测口。

9.6 建设项目环保“三同时”验收内容

扩能改造项目“三同时”验收内容见表 9.6-1。

表 9.6-1 建设项目“三同时”验收一览表

类别	项目名称	主要治理措施	治理效果
废气治理措施	加热炉有组织废气	采用低硫燃料气为燃料，安装低氮燃烧器，通过一座高 37m 排气筒排放。	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）（含 2024 年修改单）中相关标准限值
	航煤加氢装置	含油污水池废气经胺洗罐脱硫后引入加热炉焚烧处理；	
废水治理措施	含硫污水	含硫污水池收集后先进入IV套酸性汽提装置预处理后，再进入现有厂区污水处理站含油污水处理系统处理后回用于循环水补充	含硫污水和含油污水均排入厂区现有含油污水处理系统处理，处理达标后回用于循环水系统补水，循环水排污水排入中石化安庆分公司新建的循环水排污治理设施处理后回用于除盐水站，不外排。
	含油污水	含油污水池收集后进入现有厂区污水处理站含油污水处理系统处理后回用于循环水补充	
	蒸汽冷凝水	进入凝结水站处理后回用于厂区装置	
	循环排污水	排入循环水治理项目	
	土壤地下水防渗工程	按规范要求分区防渗	满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）
噪声治理措施	产噪设备	选用低噪声设备、基础减震	GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》3 类标准

固废处理和处置措施	危险废物	依托现有工程的危废暂存库暂存，定期交由有资质的单位处置	实现固废资源化和无害化
风险防范措施	风险防范	加强风险防范措施，罐区设置分区围堰，依托现有工程风险防范设施、事故池和事故罐，总容积 25000m^3	减轻环境风险影响

10 评价结论

10.1 项目概况

中国石油化工股份有限公司安庆分公司拟对现有航煤加氢装置进行改造，并更新反应进料加热炉、循环氢压缩机等设备、新增汽提塔顶回流泵等设施，项目改造完成后，航煤加氢装置产品航煤产能由 80 万吨/年提升至 100 万吨/年，项目总投资 2531.23 万元，其中，环保投资 102 万元，占总投资 4.03%；

安庆石化炼化一体化项目总占地面积约 640hm^2，其中，航煤加氢装置区占地面积约 11200m^2。本次工程利用现有航煤加氢装置区厂地进行建设，不新增用地面积。

10.2 产业政策及选址合理性

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，扩能改造项目不属于其中鼓励类、限制类和淘汰类范畴，视为允许类。另外扩能改造项目不属于《安徽省工业领域产业结构调整指导目录》（2014 年）中鼓励类、限制类以及淘汰类项目，符合安徽省地方产业政策。2025 年**月**日**发展改革委以编号：**。

扩能改造项目符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》、《中共安徽省委安徽省人民政府关于全面打造水清岸绿产业优美丽长江（安徽）经济带的实施意见》（升级版）、《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》、《重点行业挥发性有机物综合治理方案》、《安徽省空气质量持续改善行动方案》、《安庆市“十四五”生态环境保护规划》等产业准入和环保政策要求。符合《安庆市城市总体规划》（2010-2030年）（2018年修改）、《安庆石化化工园区总体规划》（2022-2035年）规划内容，项目选址合理可行。项目满足《安徽省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的通知》（2020年7月）中重点管控单元“以守住环境质量底线、积极发展社会经济为导向，强化环境质量改善目标约束”的要求，项目建设符合生态保护红线和环境质量底线要求，资源利用未突破区域上线，项目不在园区环境准入负面清单内，符合安庆市生态环境准入清单的准入要求。项目总体符合“三线一单”管理要求。

10.3 总量控制要求

扩能改造项目实施后，航煤加氢项目 SO_2、NOx、颗粒物、挥发性有机物排放量略有增加。但是与项目改造相关的柴油液相加氢装置 SO_2、NOx、颗粒物、挥发性有机物排放量同步减少，项目扩能改造后全厂不新增污染物。本次扩能改造项目无需申请废气

总量指标，项目废气总量控指标在厂区现有总量指标内平衡。

扩能改造项目实施后，航煤加氢项目废水排放量增加，但是与项目改造相关的柴油液相加氢装置废水污染物排放量同步减少，项目扩能改造后全厂不新增废水污染物。本次扩能改造项目无需申请废水总量指标，项目废水总量控指标在厂区现有总量指标内平衡。

10.4 环境现状评价

10.4.1 大气环境质量现状

根据《2024 年安庆市环境质量公报》，安庆市属于达标区。根据补充监测，各监测点大气基本因子满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中计算非甲烷总烃排放量标准时使用的环境质量标准值，硫化氢、氨满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值。

10.4.2 地表水环境质量现状

根据《2024 年安庆市环境质量公报》，长江水质能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类水质标准要求。

10.4.3 地下水环境质量现状

根据区域地下水环境质量现状监测结果，现状监测期间，除 D4 点位锰超标外，其他点位各监测指标的监测结果均可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。D4 点位锰超标原因为区域地质原因造成。

10.4.4 声环境质量现状

根据中国石油化工股份有限公司安庆分公司 2023 年三季度噪声自行监测数据，区域各点位的声环境质量现状能够满足相应声环境质量标准的要求。

10.4.5 土壤环境质量现状

从土壤现状监测数据与《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）对比结果中可以看出，项目区区域范围内的土壤质量较好，各监测点的土壤环境质量均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中管制值标准。

10.5 工程环境影响评价

10.5.1 大气环境影响评价

扩能改造项目位于达标区，扩能改造项目计算结果显示，厂界浓度无超标现场，大气环境防护距离沿用现有，即为炼油新装置区外 1300m 和炼油老装置区外 1300m 范围。

综上，扩能改造项目总图布局基本合理，拟采取的大气污染防治措施可行，大气环境防护距离内无居住人群存在，预测结果表明项目完成后大气环境影响可以接受。

10.5.2 地表水环境影响评价

根据工程分析结果，扩能改造项目改造完成后，废水种类未发生变化，产生量略有增加。装置废水主要包括蒸汽冷凝水、含硫污水、含油污水和循环冷却水含盐废水。蒸汽冷凝水属于清净废水，可直接回用于循环水场补水；含硫污水集中收集送至厂区酸性水汽提装置处理，酸性水汽提装置处理后产生的净化水一部分回用至上游装置，剩余净化水排入现有污水处理站含油废水处理系列深度处理后，全部回用至循环水场补水；含油污水送至厂内现有污水处理站含油废水处理系列深度处理后，全部回用至现有循环水场补水。本扩能改造项目建成后，不新增外排废水量，对地表水影响较小。

10.5.3 声环境影响评价

本次扩能改造前后，设备为利旧或者更新。在采取相应的隔声降噪措施处理后，生产过程中厂内各种设备运转产生的噪声，对厂界噪声的影响值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的限值要求。

10.5.4 固体废物环境影响评价

扩能改造项目固废主要为碱渣，依托现有碱渣处理装置处理。项目产生的各种固体废弃物均得到妥善处置或综合利用，从根本上解决了固体废弃物的污染问题，避免因固体废弃物堆存对环境造成的影响。总之，因项目各种固废均得到妥善处置或综合利用，对环境的影响程度很小。

10.5.5 地下水环境影响评价

地下水污染防治措施按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。以主动防渗漏措施为主，被动防渗漏措施为辅。人工防渗措施和自然防渗条件保护相结合，防止地下水受到污染。项目按分区防渗要求，对不同区域等采取有效的防雨、防渗漏、防溢流措施，并加强对化学品和危险废物的管理。

扩能改造项目各区域废水均通过管道送至中石化安庆分公司污水处理站集中处理，

正常状况下，通过对厂内不同区域采取防渗处理后，厂内废水流动、衔接、输送等亦达到标准要求，废水污染物不会规模性渗入地下水。因此，项目运营期正常状况下不会导致地下水污染。

非正常状况发生污水渗漏事故情况下，污染物对地下水的影响范围和距离大小主要取决于污染物渗漏量的大小、污染因子的浓度、地下水径流的方向、水力梯度、含水层的渗透性和富水性，以及弥散度的大小。

10.5.6 土壤环境影响评价

评价参考《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)(HJ964-2018)》对项目实施后的土壤环境影响进行了分析，结果表明，拟建工程对可能产生土壤影响的各项途径均进行有效预防，在确保各项防渗措施得以落实，并加强维护和厂区环境管理的前提下，可有效控制厂区内污染物下渗现象，避免污染土壤，因此拟建工程不会对区域土壤环境产生明显影响，环境影响可接受。

10.5.7 环境风险影响评价

扩能改造项目主要涉及航煤原料、燃料气等辅料、中间产品、产品、三废、装置在线物料等。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 的表 B.1 可知，扩能改造项目航煤原油、燃料气（甲烷、乙烷、氢气等）、航煤产品等均属于风险物质，有可燃、爆炸、有毒等危险特性。通过对本工程各装置和设施的分析，环境风险评价确定为风险物质发生火灾作为大气环境风险后果预测情景。

根据大气环境风险后果预测结果，在最不利气象条件情况下，发生火灾燃烧产生的 CO、SO_2 气体预测浓度毒性终点浓度-1 和达到毒性终点浓度-2 的最大影响范围未影响到附近的关心点。一旦上述环境风险事故情形发生，超标区域范围内的人要按照既定的应急预案和撤离路线进行应急和防护撤离，避免因事故造成的急性损害事件发生。

扩能改造项目的环境风险潜势高，设计上采取了风险防范措施，还应在生产运营过程各个环节落实防范措施，加强管理，确保环境安全。项目在设计、建设和运行过程中应确保本环评提出的各项环境风险防范措施的实施，完善并落实与园区联动且纳入其防控体系的环境风险应急预案，在此前提下，该项目环境风险可控。

10.6 环境污染防治措施及可行性

10.6.1 废气污染防治措施

（1）加热炉废气

扩能改造项目设置一台加热炉，采用脱硫后的燃料气作为燃料，加热炉内安装低氮燃烧器，燃烧烟气最终经 37m 高烟囱排放。

（2）VOCs 控制措施

扩能改造项目 VOCs 控制措施主要是指各装置阀门、管线、机泵等在运行及采样过程中因跑、冒、滴、漏逸散到大气环境中，通过选用高效密封设备，建立泄漏检测与修复制度，强化 VOCs 监控和管理等措施，从根源减少 VOCs 的无组织排放。

10.6.2 废水污染防治措施

根据项目废水污染源和特性，航煤加氢装置废水主要包括蒸汽冷凝水、含硫污水、含油污水和循环冷却水含盐废水。扩能改造项目改造前后废水类不发生变化，航煤加氢装置废水排放量略有增加（全厂废水排放量未增加）。蒸汽冷凝水属于清净废水，可直接回用于循环水场补水；含硫污水中主要包括硫化物、氨氮、石油类等。含硫污水集中收集送至厂区现有酸性水汽提装置处理；含油污水污染物主要包括 COD、氨氮、石油类、硫化物等，含油废水送至厂内总污水处理站含油废水处理系列深度处理后，全部回用至现有循环水场补水；循环水场定期排污水属于含盐废水，排至厂区污水处理站含盐污水处理系统处理后进入长江。

10.6.3 噪声污染防治措施

（1）扩能改造项目在满足工艺要求的前提下，尽可能选用小功率、低噪声的设备。扩能改造项目所使用机泵的电机其噪声在 85 分贝以下；

（2）机泵选用低噪声电机及安装隔声罩、减振垫；

（3）利用建构筑物阻隔声波的传播；

（4）在厂区做好绿化，利用其屏蔽作用阻隔噪声传播。

10.6.4 固废污染防治措施

扩能改造项目产生的固废主要包括废催化剂、废保护剂、废瓷球和滤渣、脱硫罐和过滤器产生的废渣。项目危险废物在厂区危废暂存库暂存，定期交由有资质的单位处置。产生的各种固体废弃物均得到妥善处置或综合利用，从根本上解决了固体废弃物的污染问题，避免因固体废弃物堆存对环境造成的影响。总之，因项目各种固废均得到妥善处置或综合利用，对环境的影响程度很小。

10.6.5 地下水防治措施

针对可能发生的地下水污染，营运期地下水污染防治措施将按照“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、应急响应全

方位进行防控。

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GBT50934-2013）的要求，将焦池、生产污水池、初期雨水池等划为重点防渗区，其余区域划为一般防渗区。在厂区建设和运行期间应制定地下水污染应急预案，并在发现厂区区域地下水监测井受到污染时立刻启动应急预案，采取应急措施防止污染扩散，防止周边居民人体健康及生态环境受到影响。

10.6.6 环境风险预防措施

扩能改造项目主要装置在中石化安庆分公司生产装置区内实施，工艺及公用工程管道主要沿现有管架敷设，未改变中石化安庆分公司功能分区及总体布局，项目总平面布置基本符合《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）、《化工企业总图运输设计规范》（GB50489-2009）等相关标准、规范的要求。本装置制定了完善的风险事故防范措施，其环境风险水平在可控范围之内。

（1）事故污水三级防控体系

为了防范和控制发生事故或事故处理过程中产生的物料泄漏和消防废水对周边水体环境的污染和危害，降低环境风险，安庆分公司对事故废水进行三级防控体系管理。

装置及油品罐区事故水防范措施

①一级防控措施

在装置区和罐区设置围堰和防火堤，对事故情况下泄漏的物料及消防废水进行收集控制，防止泄漏物料扩散；围堰及防火堤设污水与清净下水切换阀门，正常及事故情况下针对不同废水实施分流排放控制。

②二级防控措施

当围堰液位上升过快时打开切换阀门，将污水引入污水系统事故罐(10000m^3)，根据污染水质情况调送至污水系统进行处理。

③三级防控措施

当污水量过大，污水系统无法满足要求时，关闭切换阀门，将废水引入老区内 1 座事故储存/监控池(25000m^3)。将污染控制在厂区，防止重大事故物料泄漏污染和消防废水造成地表水环境影响。

（2）装置内设有紧急事故泄压排放系统，泄放气体密闭排入火炬系统。事故情况下，氢气、油气均通过紧急事故泄压排放系统密闭排入火炬系统，通过燃烧，将挥发性有机物、油气等转化为水、二氧化碳及少量一氧化碳。

10.7 总结论

中国石油化工股份有限公司安庆分公司 100 万吨/年航煤加氢装置扩能改造项目符合产业政策，选址合理。项目通过采取合理有效的污染防治措施，并依托现有工程污染治理工程，各项污染物可以做到达标排放；排放的各种污染物对周围空气环境、地表水、地下水、土壤及声环境等影响能控制在国家相关的标准要求范围内。建设单位按照有关规定进行了公示和公众调查，未收到反对意见。拟建设项目在建设过程中，应严格执行环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产的“三同时”制度。在严格落实本报告书提出的各项污染防治、环境风险防范及应急管理措施的基础上，从环境影响角度出发，本项目的建设是可行的。