

编号: V20.01

兰州石化公司转型升级乙烯改造项目 环境 影 响 报 告 书

碳排放评价专题

建设单位: 中国石油天然气股份有限公司
兰州石化分公司

编制单位: 兰 州 大 学

编制日期: 2026 年 2 月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	9pjgv8		
建设项目名称	兰州石化公司转型升级乙烯改造项目		
建设项目类别	23-044基础化学原料制造; 农药制造; 涂料、油墨、颜料及类似产品制造; 合成材料制造; 专用化学产品制造; 炸药、火工及焰火产品制造		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中国石油天然气股份有限公司兰州石化分公司		
统一社会信用代码	916200007127569574		
法定代表人 (签章)	徐文学		
主要负责人 (签字)	张学智		
直接负责的主管人员 (签字)	高青军		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	兰州大学		
统一社会信用代码	12100000438001702R		
三、编制人员情况			
1 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
全纪龙	06356243506620024	BH023882	
2 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
潘峰	概述、总论、综合评价结论与建议	BH023889	
陈敏	环境风险评价、碳排放环境影响评价、环境保护措施及其可行性论证	BH023820	
杨宏	现有工程分析、建设项目工程分析、区域环境概况与环境质量现状、环境管理与环境监测	BH023827	
全纪龙	施工期环境影响分析、运行期环境影响评价、环境经济损益分析、政策与规划符合性	BH023882	

目 录

1. 建设项目碳排放政策符合性分析	1
1.1. 与碳达峰行动方案符合性分析	1
1.2. 与相关法律、法规、政策相符性分析	1
2. 二氧化碳源强核算方法	4
2.1. 核算边界及方法确定	4
2.2. 化石燃料燃烧产生的排放	4
2.3. 工业过程排放	5
2.4. 购入电力和热力产生的排放	8
2.5. 输出电力和热力产生的排放	8
2.6. 碳回收利用	9
2.7. 固碳产品固化	10
2.8. 活动数据的获取	10
3. 停用及改造前各装置碳排放计算	11
3.1. 工程分析及碳排放源项识别	11
3.2. 碳排放活动水平数据及来源说明	25
3.3. 排放因子及其来源说明	25
3.4. 二氧化碳源强核算	26
4. 乙烯改造项目碳排放计算	44
4.1. 工程分析及碳排放源项识别	44
4.2. 碳排放活动水平数据及来源说明	62
4.3. 排放因子及其来源说明	62
4.4. 二氧化碳源强核算	63
5. 乙烯改造项目建设前后碳排放“三本帐”核算	94
5.1. 兰州石化公司 2023 年全厂现有装置碳排放	94
5.2. 乙烯改造项目建设前后相关装置碳排放变化分析	94
5.3. 乙烯改造项目碳排放“三本帐”核算	95
5.4. 兰州石化公司全厂碳排放“三本帐”核算	95
6. 减污降碳措施及其可行性论证	96

6.1.	减污降碳措施	96
6.2.	“绿电”效能分析	98
6.3.	措施可行性论证	98
7.	碳排放绩效和关键指标核算	99
7.1.	碳排放绩效	99
7.2.	碳排放关键指标核算	99
8.	碳排放管理与监测计划	104
8.1.	碳排放管理措施	104
8.2.	碳排放监测计划	105
9.	碳排放环境影响评价结论	106

1. 建设项目碳排放政策符合性分析

1.1. 与碳达峰行动方案符合性分析

根据《2030 前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕23 号），乙烯改造项目碳排放与其符合性分析见下表。

表 1.1-1 与《2030 年前碳达峰行动方案》符合性分析

《2030 年前碳达峰行动方案》工业领域碳达峰行动	乙烯改造项目情况	符合性
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 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。	乙烯改造项目在现有 1000 万吨/年的炼油基础上，乙烯产能扩大至 100 万吨，不新增炼油生产能力；通过减油增化，进一步优化了产品结构，提高了炼厂干气、液化气等副产气体的利用效率；项目采取了能量梯级利用等多项节能降耗措施。	符合
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。科学评估乙烯改造项目，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。	乙烯改造项目能够符合《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），且按照《工业重点领域能效标杆水平和基准水平（2023 年版）》中的分类，乙烯能效标杆水平为 531.55 千克标准油/吨，该装置优于标杆水平。	符合

1.2. 与相关法律、法规、政策相符性分析

本次评价分析了乙烯改造项目与碳排放相关的法规、政策的符合性，包括：《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》、《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》（发改产业〔2021〕1464 号）、《石化化工重点领域严格能效约束推动节能降碳行动方案（2021-2025 年）》、国家发展改革委等部门关于发布《工业重点领域能效标杆水平和基准水平（2023 年版）》的通知、《甘肃省“十四五”节能减排综合工作方案》，详见下表。

表 1.2- 1 乙烯改造项目与碳排放相关的法规、政策符合性分析

法规、政策名称	相关内容	乙烯改造项目情况	符合性
《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》	(七) 将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系。各级生态环境部门和行政审批部门应积极推进“两高”项目环评开展试点工作,衔接落实有关区域和行业碳达峰行动方案、清洁能源替代、清洁运输、煤炭消费总量控制等政策要求。在环评工作中,统筹开展污染物和碳排放的源项识别、源强核算、减污降碳措施可行性论证及方案比选,提出协同控制最优方案。鼓励有条件的地区、企业探索实施减污降碳协同治理和碳捕集、封存、综合利用工程试点、示范。	乙烯改造项目设置了专门的碳排放环境影响评价章节,核算了乙烯改造项目的碳排放量,从原料、产品、工艺技术、降低能耗等方面提出了可行的碳减排措施	符合
《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》(发改产业〔2021〕1464号)	到 2025 年,通过实施节能降碳行动,钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、电石等重点行业 and 数据中心达到标杆水平的产能比例超过 30%,行业整体能效水平明显提升,碳排放强度明显下降,绿色低碳发展能力显著增强。	乙烯改造项目通过改造后,乙烯装置的产品能耗可达到 531.55kg 标油/吨乙烯。乙烯能效指标达到行业先进水平。	符合
《石化化工重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案(2021-2025年)》	推动 200 万吨/年及以下炼油装置、天然气常压间歇转化工艺制合成氨、单台炉容量小于 12500 千伏安的电石炉及开放式电石炉淘汰退出。严禁新建 1000 万吨/年以下常减压、150 万吨/年以下催化裂化、100 万吨/年以下连续重整(含芳烃抽提)、150 万吨/年以下加氢裂化,80 万吨/年以下石脑油裂解制乙烯,固定层间歇气化技术制合成氨装置。新建炼油项目实施产能减量置换,新建电石、尿素(合成氨下游产业链之一)项目实施产能等量或减量置换,推动 30 万吨/年及以下乙烯、10 万吨/年及以下电石装置加快退出,加大闲置产能、僵尸产能处置力度。	乙烯改造项目拟通过淘汰 24 万吨/年小乙烯,进行乙烯改造实现公司炼化转型升级高质量发展。	符合
	坚持炼化一体化、煤化电热一体化和多联产发展方向,构建企业首尾相连、互为供需和生产装置互联互通的产业链,提高资源综合利用水平,减少物流运输能源消耗。	乙烯改造项目属于炼化一体项目,通过炼化产业结构优化调整,进一步“减油增化”,实现炼化转型升级,延长乙烯下游产业链,能有效提高资源综合利用水平。	符合
国家发展改革委等部门关于发布《工业重点领域能效标杆水平和基准水平(2023年版)》的通知	乙烯行业能效标杆水平为 590 千克标准油/吨,基准水平为 640 千克标准油/吨。	乙烯改造项目通过改造后,乙烯装置的产品能耗可达到 531.55kg 标油/吨乙烯。乙烯能效指标达到行业先进水平。	符合
《甘肃省“十四五”节能减排综合工作方案》	推进重点行业绿色发展。深入实施强工业行动和工业领域碳达峰行动,扎实开展传统产业高端化、智能化、绿色化改造,积极推进绿色产品、工厂、园区、供应链、工业节水型企业	兰州石化在淘汰退出 24 万吨/年乙烯落后产能后,进行炼化产业结构优化调整,进一步“减油增化”,炼化转型升级,	符合

法规、政策名称	相关内容	乙烯改造项目情况	符合性
	<p>等绿色制造体系建设，引导和鼓励骨干企业推行工业产品绿色设计、开发绿色产品，创建绿色工厂和绿色供应链示范。以钢铁、有色金属、建材、石化化工等行业为重点，“一企一策”制定工作方案，明确推进步骤、改造期限、技术路线、工作节点、预期目标，扎实推进节能降碳行动和污染物深度治理。实施原材料开采、加工等流程节能改造，推广高效精馏系统、高温高压干熄焦、富氧强化熔炼等节能技术，着力提高工艺流程和重点用能设备能效水平。推进钢铁、水泥、焦化行业及燃煤锅炉超低排放改造，加强玻璃、陶瓷、铸造、有色、煤化工等行业清洁能源替代，到2025年底，全省65蒸吨/小时及以上燃煤锅炉（含电力）全面实现超低排放。推进新型基础设施能效提升，依托全国一体化算力网络国家枢纽节点（甘肃）建设，合理布局建设绿色数据中心。“十四五”时期，规模以上工业单位增加值能耗下降13.5%，万元工业增加值用水量下降12.9%。到2025年，通过实施节能降碳行动，钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、电石等重点行业产能和数据中心达到能效标杆水平的比例超过30%。</p>	<p>炼油化工实现绿色低碳高质量发展，炼油乙烯单位产品能耗和碳排放明显下降。</p>	
	<p>开展挥发性有机物综合整治。推进低（无）挥发性有机物含量原辅料材料替代，实施含挥发性有机物物料全方位、全链条、全环节无组织排放管理，不断提升废气收集率、治理设施运行率和去除率。以工业涂装、包装印刷等行业为重点，推动使用低挥发性有机物含量的涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。深化石化化工等行业挥发性有机物污染治理，全面提升废气收集率、治理设施同步运行率和去除率。开展原油、成品油、有机化学品等涉挥发性有机物物质储罐排查，强化装卸、敞开液面废气收集治理，提升泄漏检测与修复质量，逐步取消炼油、石化、煤化工、焦化、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要挥发性有机物废气排放系统旁路。到2025年，溶剂型工业涂料、油墨使用比例分别降低20个百分点、10个百分点，溶剂型胶粘剂使用量降低20%。</p>	<p>乙烯改造项目的建设将拆除大量老旧装置、泵站和储罐，通过装置的更新迭代，将极大减少无组织挥发性有机物的排放。有利于兰州石化公司挥发性有机物的整治。</p>	符合

2. 二氧化碳源强核算方法

2.1. 核算边界及方法确定

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025），改建项目的核算边界应分别以项目实施前后的企业边界作为核算边界开展核算。

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）以及《中国石油化工企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候[2014]2920号）、《碳排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》（GB/T 32151.15-2023）、《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T 32150-2015），温室气体排放总量计算公式如下：

$$E_{CO_{2,z}} = E_{rs} + E_{gc} + E_{gd} + E_{gr} - E_{gt} - E_{sd} - E_{sr} - E_{hs} - E_{ld}$$

式中：

$E_{CO_{2,z}}$ ——碳排放总量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{rs} ——化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{gc} ——工业过程二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{gd} ——购入电力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{gr} ——购入热力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{gt} ——固化在产品中的碳所对应的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{sd} ——输出电力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{sr} ——输出热力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{hs} ——碳回收利用未排入环境的量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

E_{ld} ——购入绿电产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

2.2. 化石燃料燃烧产生的排放

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025），化石燃料燃烧环节碳排放计算公式主要参考《碳排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》（GB/T 32151.15-2023）中6.2.2.1节。化石燃料燃烧CO₂排放量主要基于

核算边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，燃料燃烧 CO₂ 排放量计算公式如下：

$$E_{rs} = \sum_i \sum_j (AD_{ij} \times CC_{ij} \times OF_{ij} \times \frac{44}{12})$$

式中：

E_{rs} 为化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量，以吨二氧化碳 (tCO₂) 计；

i 为燃烧设施序号；

j 为化石燃料品种；

AD_{ij} 为燃烧设施 i 内燃烧的化石燃料品种 j 燃烧量，对于固体或液体燃料以及炼厂干气单位为吨 (t)，对于其他气体燃料单位为万标立方米 (10⁴Nm³)；

CC_{ij} 为设施 i 内燃烧的化石燃料 j 的含碳量，对于固体和液体燃料以吨碳每吨燃料 (tC/t) 计，对于气体燃料以吨碳每万标立方米 (tC/10⁴Nm³) 计；

OF_{ij} 为化石燃料 j 在设施 i 中燃烧的碳氧化率，%；

$\frac{44}{12}$ 为二氧化碳与碳的相对分子质量之比。

注：本文件中的气体标准状况是大气压力为 101.325 kPa，温度为 273.15 K (0℃)。

2.3. 工业过程排放

1) 乙烯裂解装置

乙烯裂解装置的过程排放来自于炉管内壁烧焦，排放量可根据烧焦过程中炉管排气口的气体流量及其中的二氧化碳及一氧化碳浓度确定，，计算公式如下：

$$E_{裂解} = Q_{wg} \times T \times (Con_{CO_2} + Con_{CO}) \times 19.77 \times 10^{-4}$$

式中，

$E_{裂解}$ 为乙烯裂解装置炉管烧焦产生的二氧化碳排放，以吨二氧化碳 (tCO₂) 计；

Q_{wg} 为乙烯裂解装置的炉管烧焦尾气平均流量，需折算成标准状况下气体体积，单位为标立方米每小时 (Nm³/h)；

T 为乙烯裂解装置在核算和报告年度内的累计烧焦时间，单位为小时 (h)；

Con_{CO_2} 为乙烯裂解装置炉管烧焦过程中尾气中二氧化碳的平均摩尔分数，%；

Con_{CO} 为乙烯裂解装置炉管烧焦尾气中一氧化碳的平均摩尔分数，%。

19.77 为标准状况下二氧化碳气体的密度,以吨二氧化碳每万标立方米($tCO_2/10^4Nm^3$)计。

注:由于 CO 在大气中极易被氧化成 CO_2 ,通常将副产气中的 CO 气体视同 CO_2 排放进行计算。

2) 催化裂化装置

催化裂化是石油炼制过程之一,是在热和催化剂的作用下使重质油发生裂化反应,转变为裂化气、汽油和柴油等的过程。在催化裂化工艺中,反应的副产物焦炭沉积在催化剂表面上,容易使催化剂失去活性,企业一般采用连续烧焦的方式来清除催化剂表面的结焦。对连续烧焦而言,烧焦产生的尾气有可能直接排放,也有可能通过 CO 锅炉完全燃烧后再排放。后一种情况应把烧焦尾气视为一种燃料并计入燃料燃烧排放。前一种情况则根据烧焦量计算连续烧焦的 CO_2 排放量并计入工业生产过程排放,公式如下:

$$E_{\text{连续烧焦}} = MC \times CF \times OF \times \frac{44}{12}$$

式中,

$E_{\text{连续烧焦}}$ 为催化裂化装置连续烧焦产生的二氧化碳排放量,以吨二氧化碳(tCO_2)计;

MC 为催化裂化装置烧焦量,单位为吨(t);

CF 为催化裂化装置催化剂结焦的平均含碳量,以吨碳每吨焦(tC/t 焦)计;

OF 为烧焦过程的碳氧化率,%;

$\frac{44}{12}$ 为二氧化碳与碳的相对分子质量之比

连续烧焦尾气如果通入一氧化碳锅炉继续燃烧并回收热量后再排放,则应按照化石燃料燃烧排放公式并计入化石燃料燃烧排放。

3) 制氢装置

石油化工企业通常以天然气、炼厂干气、轻质油、重油或煤为原料通过烃类蒸汽转化法、部分氧化法或变压吸附法制取氢气。制氢装置产生的过程排放可采用直接测量法或质量平衡法核算,如果制氢过程产生的副产气体被回收利用作为燃料气或通入火炬系统,则产生的二氧化碳排放应按照化石燃料燃烧排放公式计入化石燃料燃烧排放,质量平衡法的核算公式如下:

$$E_{\text{制氢}} = \sum_i [Q_i \times T \times (Con_{CO_2,i} + Con_{CO,i}) \times 19.77 \times 10^{-4}]$$

式中,

$E_{\text{制氢}}$ 为制氢装置产生的二氧化碳排放,以吨二氧化碳 (tCO_2) 计;

i 为制氢装置产生的副产气体种类;

Q_i 为制氢装置产生的第 i 种副产气体的平均流量,单位为标立方米每小时 (Nm^3/h);

T 为核算和报告年度内制氢装置运行时间;

$Con_{\text{CO}_2,i}$ 为制氢装置产生的第 i 种副产气体中二氧化碳的平均摩尔分数,%;

$Con_{\text{CO},i}$ 为制氢装置产生的第 i 种副产气体中一氧化碳的平均摩尔分数,%;

19.77 为标准状况下二氧化碳气体的密度,以吨二氧化碳每万标立方米 ($\text{tCO}_2/10^4\text{Nm}^3$) 计。

注: 由于 CO 在大气中极易被氧化成 CO_2 , 通常将副产气中的 CO 气体视同 CO_2 排放进行计算。

4) 其他产品生产装置

炼油与石油化工生产涉及的产品领域比较广泛, 生产过程中的 CO_2 排放源主要是燃料燃烧, 个别化工产品生产过程还可能会产生工业生产过程排放, 如甲醇、二氯乙烷、醋酸乙烯、丙烯醇、丙烯腈、碳黑等, 这些产品的工业生产过程 CO_2 排放量可参考原料—产品流程采用碳质量平衡法进行核算 (见下方公式), 其中作为生产原料的 CO_2 也应计入原料投入量, 在此不再赘述。

$$E_{\text{其他}} = \left\{ \sum_r (AD_r \times CC_r) - \left[\sum_p (Y_p \times CC_p) + \sum_w (Q_w \times CC_w) \right] \right\} \times \frac{44}{12}$$

式中,

$E_{\text{其他}}$ 为其他石化产品生产装置二氧化碳排放量,以吨二氧化碳 (tCO_2) 计;

r 为投入的原料种类;

AD_r 为原料 r 的投入量,其中作为生产原料的二氧化碳也应计入原料投入量,对于固体或液体原料以吨 (t) 为单位,对于气体原料单位为万标立方米 (10^4Nm^3);

CC_r 为原料 r 的含碳量,对于固体或液体原料以吨碳每吨原料 (tC/t 原料) 计,对于气体原料以吨碳每万标立方米 ($\text{tC}/10^4\text{Nm}^3$) 计;

p 为产出的含碳产品种类;

Y_p 为产品 p 的产出量,对于固体或液体产品单位为吨 (t), 气体产品单位为万标立方米 (10^4Nm^3);

CC_p 为产品 p 的含碳量,对于固体或液体产品以吨碳每吨产品(tC/t 产品)计,对于气体产品以吨碳每万标立方米(tC/Nm³)计;

w 为由生产装置产生的且没有计入产品范畴的含碳废弃物种类;

Q_w 为含碳废弃物 w 的产出量,单位为吨(t);

CC_w 为含碳废弃物 w 的含碳量,以吨碳每吨废弃物(tC/t 废弃物)计;

$\frac{44}{12}$ 为二氧化碳与碳的相对分子质量之比。

2.4. 购入电力和热力产生的排放

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025),购入电力和热力环节碳排放计算公式主要参考《工业企业温室气体排放核算和报告通则》(GB/T 32150-2015)中 7.5.4 节和《碳排放核算与报告要求 第 15 部分:石油化工企业》(GB/T 32151.15-2023)中 6.2.6.1.1 节和 6.2.6.1.2 节。购入的电力、热力产生的二氧化碳排放通过报告主体购入的电力、热力量与排放因子的乘积获得,具体公式如下:

$$E_{gd} = AD_{\text{购入电}} \times EF_{\text{电}} \times GWP$$

$$E_{gr} = AD_{\text{购入热}} \times EF_{\text{热}} \times GWP$$

式中:

E_{gd} 为购入的电力所产生的二氧化碳排放,单位为吨二氧化碳(tCO₂);

$AD_{\text{购入电}}$ 为购入的电力量,单位为兆瓦时(MWh);

$EF_{\text{电}}$ 为电力生产排放因子,单位为吨二氧化碳每兆瓦时(tCO₂/MWh);

E_{gr} 为购入的热力所产生的二氧化碳排放,单位为吨二氧化碳(tCO₂);

$AD_{\text{购入热}}$ 为购入的热力量,单位为吉焦(GJ);

$EF_{\text{热}}$ 为热力生产排放因子,单位为吨二氧化碳每吉焦(tCO₂/GJ);

GWP 为全球变暖潜势,数值可参考政府间气候变化专门委员会(IPCC)提供的数据。

2.5. 输出电力和热力产生的排放

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025),购入电力和热力环节碳排放计算公式主要参考《工业企业温室气体排放核算和报告通则》(GB/T 32150-2015)中 7.5.5 节和《碳排放核算与报告要求 第 15 部分:石油化工企业》

(GB/T 32151.15-2023) 中 6.2.6.1.3 节和 6.2.6.1.4 节。输出的电力、热力产生的二氧化碳排放通过报告主体输出的电力、热力量与排放因子的乘积获得，具体公式如下：

$$E_{sd} = AD_{\text{输出电}} \times EF_{\text{电}} \times GWP$$

$$E_{sr} = AD_{\text{输出热}} \times EF_{\text{热}} \times GWP$$

式中：

E_{sd} 为输出的电力所产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳 (tCO₂)；

$AD_{\text{输出电}}$ 为输出的电力量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{\text{电}}$ 为电力生产排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时 (tCO₂/MWh)；

E_{sr} 为输出的热力所产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳 (tCO₂)；

$AD_{\text{输出热}}$ 为输出的热力量，单位为吉焦 (GJ)；

$EF_{\text{热}}$ 为热力生产排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦 (tCO₂/GJ)；

GWP 为全球变暖潜势，数值可参考政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 提供的数据。

2.6. 碳回收利用

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)，碳回收利用环节碳排放计算公式主要参考《碳排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》(GB/T 32151.15-2023) 中 6.2.5.1 节。 E_{hs} 为企业回收且免于在报告主体核算边界内排放到大气中的二氧化碳量，单位为吨二氧化碳当量 (tCO₂)，气体形态和液体形态的具体计算公式如下：

$$E_{hs \text{ 气}} = Q_{CO_2} \times PUR_{CO_2} \times 19.77$$

$$E_{hs \text{ 液}} = M_{CO_2} \times PUR_{CO_2}$$

式中：

$E_{hs \text{ 气}}$ 和 $E_{hs \text{ 液}}$ 均为回收的二氧化碳利用量，单位分别为吨二氧化碳 (tCO₂)，万标立方米 (10⁴Nm³)；

Q_{CO_2} 为气态二氧化碳的回收利用量，单位为万标立方米 (10⁴Nm³)；

M_{CO_2} 为液态二氧化碳的回收利用量,单位为吨(t);

PUR_{CO_2} 为二氧化碳纯度,气体形态指体积分数,%;液体形态指质量分数,%;

$PUR_{CO_2-自用}$ 为二氧化碳原料气的纯度,取值范围为0~1;

19.7为标准状况下二氧化碳气体的密度,以吨二氧化碳每万标立方米($tCO_2/10^4Nm^3$)计。

2.7. 固碳产品固化

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025),碳回收利用环节碳排放计算公式主要参考《温室气体排放核算与报告要求 第5部分:钢铁生产企业》(GB/T 32151.5-2015)中5.2.6.1节。 E_{gt} 为固化在产品中的碳所对应的二氧化碳排放量,具体公式如下:

$$E_{gt} = \sum_n (AD_{gt} \times EF_{gt})$$

式中:

E_{gt} 为固碳产品所隐含的二氧化碳排放量,单位为吨二氧化碳(tCO_2);

AD_{gt} 为第*i*种固碳产品的产量,单位为吨(t);

EF_{gt} 为第*i*种固碳产品的二氧化碳排放因子,单位为吨二氧化碳每吨(tCO_2/t);

*i*为固碳产品的种类。

2.8. 活动数据的获取

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025),化石燃料种类及消耗量、低位发热量,涉及碳排放的原辅材料消耗量、含碳量,固碳产品产量、含碳量,协同处置废弃物处置量、废弃物含碳比例、废弃物中矿物碳占碳总量比例、燃烧效率,净购入电力、热力消耗量,绿电使用量等活动数据可采用项目可研报告、设计文件、节能审查报告等;改建、扩建项目(含异地迁建项目)可采用现有工程实测数据、温室气体排放报告等。低位发热量参照《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)中附录表B.1。

参考《碳排放核算与报告要求 第15部分:石油化工企业》(GB/T 32151.15-2023)中6.2.6.2节,企业购入和输出的电量数据,应以结算电表为准。如果没有,宜采用供应

商提供的电费发票或者结算单等结算凭证上的数据。

企业购入和输出热力数据,应以结算热力表或计量表为准。如果没有,宜采用供应商提供的供热量发票或者结算单等结算凭证上的数据。非热量单位宜分别按如下方法换算为热量单位:

a) 以质量单位计量的热水按公式转换为热量单位:

$$AD_{\text{热水}} = M_{a_w} \times (T_w - 20) \times 4.1868 \times 10^{-3}$$

式中:

$AD_{\text{热水}}$ ——热水的热量,单位为吉焦(GJ);

M_{a_w} ——热水的质量,单位为吨(t);

T_w ——热水温度,单位为摄氏度吉焦($^{\circ}\text{C}$);

4.1868——水在常温常压下的比热,单位为千焦每千克摄氏度[kj/(kg· $^{\circ}\text{C}$)]。

a) 以质量单位计量的蒸汽按公式转换为热量单位:

$$AD_{\text{蒸汽}} = M_{a_{st}} \times (E_{n_{st}} - 83.74) \times 10^{-3}$$

式中:

$AD_{\text{蒸汽}}$ ——蒸汽的热量,单位为吉焦(GJ);

M_{a_w} ——蒸汽的质量,单位为吨(t);

$E_{n_{st}}$ ——蒸汽所对应的温度、压力下每千克蒸汽的热焓,单位为千焦每千克(kJ/kg),饱和蒸汽和过热蒸汽的热焓可分别参考《碳排放核算与报告要求 第15部分:石油化工企业》(GB/T 32151.15-2023)中附录表C.3和表C.4,表中未列明的温度、压力状态下的蒸汽热焓应按照邻近温度、压力下的蒸汽热焓采用内插法计算;

83.74——给水温度为20 $^{\circ}\text{C}$ 时热水的焓值,单位为千焦每千克(kJ/kg)。

3. 停用及改造前各装置碳排放计算

3.1. 工程分析及碳排放源项识别

3.1.1. 120万吨/年催化裂化装置

120万吨/年催化裂化装置(一套)工艺流程中,第一再生器C2102将催化剂上的部分碳和大部分氢烧掉,第二再生器C2103采用较高的再生温度以保证烧焦效果且减少催

化剂的水热失活，催化裂化装置的烧焦排放 (E_{gc1}) 属于工业过程排放。余热锅炉直接燃烧燃料气产生二氧化碳排放 (E_{rs1})，属于化石燃料燃烧排放。装置中的各类机、泵等用电设备的运行 (E_{gd1})，都需要电机驱动，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。此外，第一再生器、第二再生器的烟气在高温烟道混合后，经高温取热炉取热生成蒸汽 (E_{sr1})；第一再生器 C2102 旁设置外取热器，从高温催化剂中取出系统过剩热量生成蒸汽 (E_{sr2})；循环油浆由油浆泵从分馏塔底抽出，温度为 $300\sim 330^{\circ}\text{C}$ 左右，与原料—油浆换热器换热后，进入油浆蒸汽发生器发生 3.5MPa 的饱和蒸汽 (E_{sr3})，以上过程都属于碳排放环节中输出热力产生的碳排放。装置开工时用的中压蒸汽、低压蒸汽由动力厂供给，装置正常生产时使用自产蒸汽。在反应—再生系统中，分离后的催化剂通过封闭罩内壁及料腿返回汽提段后会经汽提蒸汽汽提 (E_{gr1})；轻柴油由分馏塔第 21 层塔盘自流进入轻柴油汽提塔，之后用蒸汽汽提再由柴油泵抽出 (E_{gr2})，以上过程等对应碳排放环节中购入热力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、工业过程产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及输出电力、购入热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。120 万吨/年催化裂化装置工艺流程如下图、表所示。

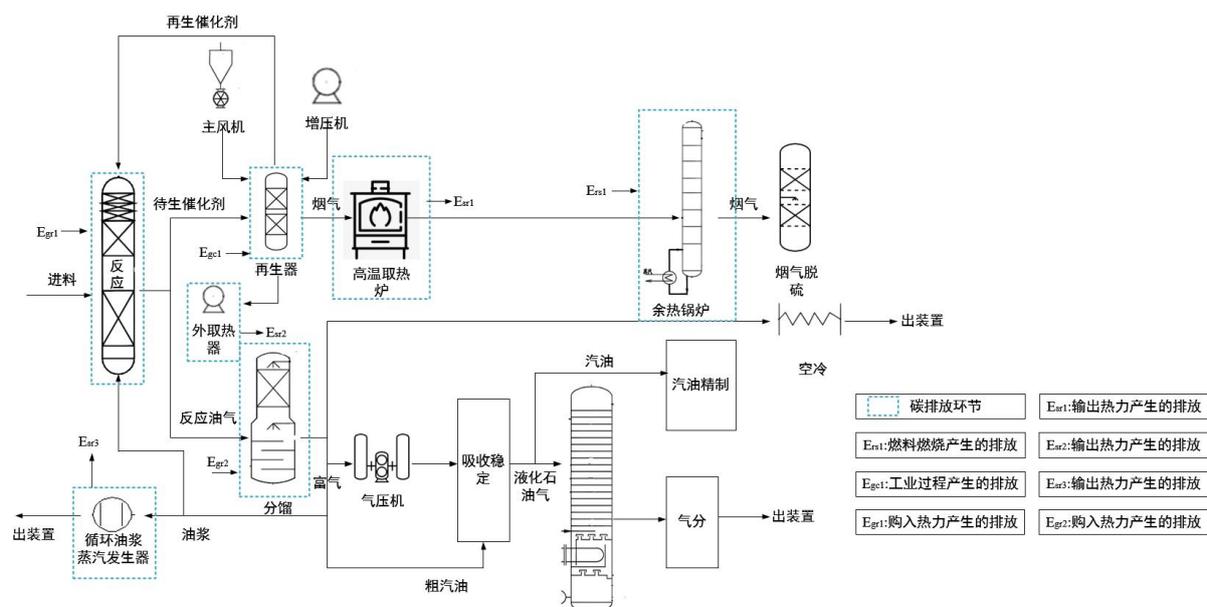


图 3.1-1 120 万吨/年催化裂化装置工艺流程图

表 3.1-1 120 万吨/年催化裂化装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	余热锅炉燃烧 E _{rs1}	炼厂干气 754.34 万 Nm ³
2	工业过程产生的 CO ₂ 排放	再生器烧焦 E _{gc1}	烧焦气流量 44224t
3	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 50035.08MWh
4	购入热力产生的 CO ₂ 排放	催化剂汽提 E _{gr1}	中压蒸汽 33483t;
5		轻柴油汽提 E _{gr2}	
6	输出热力产生的 CO ₂ 排放	高温取热炉 E _{sr1}	低压蒸汽 18830t
7		外取热器 E _{sr2}	
8		油浆蒸汽发生器 E _{sr3}	

3.1.2. 300 万吨/年柴油加氢装置

乙烯改造项目 300 万吨/年柴油加氢装置工艺流程中，加工工艺由加氢精制改造为加氢改质，无化石燃料燃烧排放的 CO₂。加热炉（E_{rs1}）和重沸炉（E_{rs2}）涉及直接燃烧化石燃料产生二氧化碳。产品分馏塔（E_{gr1}）、脱硫化氢汽提塔（E_{gr2}）、循环氢压缩机（E_{gr3}）需要使用蒸汽，对应碳排放环节中购入热力产生的碳排放。循环氢压缩机在使用中压蒸汽的同时还会输出部分低压蒸汽（E_{sr1}），属于碳排放环节中输出热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动（E_{gd1}），对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及工业过程、输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。300 万吨/年柴油加氢装置工艺流程如下图、表所示。

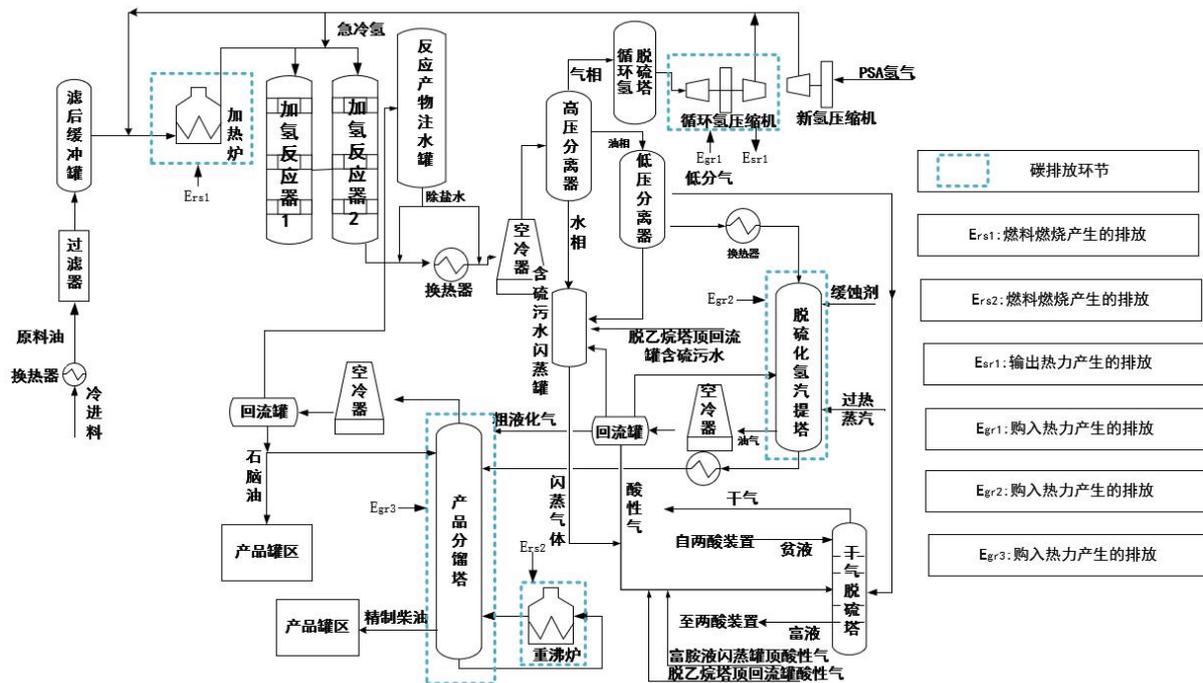


图 3.1-2 300 万吨/年柴油加氢装置工艺流程图

表 3.1- 2 300 万吨/年柴油加氢装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	加热炉燃烧 E _{rs1}	炼厂干气 1158.86 万 Nm ³
2		重沸炉燃烧 E _{rs2}	天然气 122.95 万 Nm ³
3	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 41926.92MWh
4	购入热力产生的 CO ₂ 排放	产品分馏塔 E _{gr1}	中压蒸汽 249187t
5		脱硫化氢汽提塔 E _{gr2}	
6		循环氢压缩机 E _{gr3}	
7	输出热力产生的 CO ₂ 排放	循环氢压缩机 E _{sr1}	低压蒸汽 214969t

3.1.3. 46 万吨乙烯装置

现有 46 万吨/年乙烯装置工艺流程中，裂解炉底烧嘴以燃料气为热源，燃烧过程产生二氧化碳排放（E_{rs1}），属于化石燃料燃烧排放。46 万吨/年乙烯装置炉管内壁烧焦过程产生碳排放（E_{gc1}），属于工业过程排放。46 万吨/年乙烯装置中的各类换热器、循环泵、回流泵、水泵、再生加热器、压缩机等用电设备的运行（E_{gd1}），都需要电机驱动，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。急冷油系统中，急冷油塔会使用中压蒸汽进行汽提（E_{gr1}）；急冷水和稀释蒸汽系统中，稀释蒸汽罐顶部出来的饱和稀释蒸汽用中压蒸汽过热后进入裂解炉（E_{gr2}）；裂解气的压缩、碱洗、干燥及再生系统中，

裂解气碱洗时会使用蒸汽清焦，再生器加热器由高压蒸汽加热 (E_{gr3})；脱丙烷塔和乙炔转化系统中，碳二加氢反应器进料加热器和碳二加氢反应器进料冷却器采用低压蒸汽加热和冷却水冷却 (E_{gr4})；脱乙烷及乙烯回收系统中，脱乙烷塔再沸器由急冷水加热，开车时若急冷水温度不能满足需要使用中压蒸汽喷射入急冷水中保证供热 (E_{gr5})；C3加氢及丙烯产品回收系统中，C₃加氢催化剂还原加热器使用中压蒸汽将氮气加热到150℃后与氢气混合，丙烯塔的再沸器用急冷水加热，开车再沸器用低压蒸汽加热 (E_{gr6})；脱丁烷系统中，脱丁烷塔中会用低压蒸汽加热再沸器 (E_{gr7})；丙烯制冷压缩机由高压蒸汽透平驱动 (E_{gr8})，以上过程等都属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。稀释蒸汽发生系统中，主稀释蒸汽发生器利用循环重急冷油的热量来产生部分稀释蒸汽，辅助稀释蒸汽发生器利用来自稀释蒸汽过热器的中压蒸汽来产生稀释蒸汽，以上环节产生的稀释蒸汽均自用；急冷油系统中，汽包给水送入第一急冷换热器和第二急冷换热器，会与高温裂解气换热产生超高压蒸汽，一部分自用，剩余超高压蒸汽送出装置 (E_{sr1})，重急冷油在经过低压蒸汽发生器时产生低压蒸汽自用，以上过程等对应碳排放环节中输出热力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、工业过程产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。46万吨/年乙烯装置工艺流程如下图、表所示。

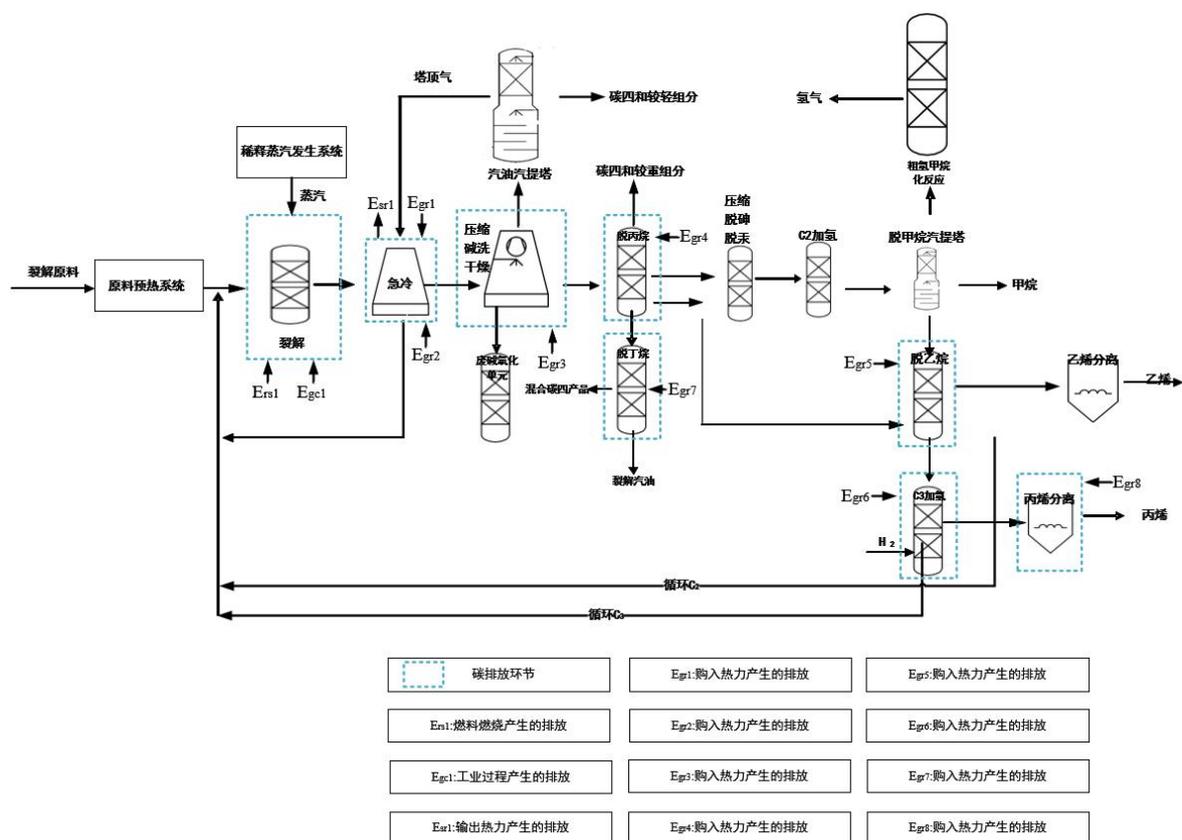


图 3.1-3 46 万吨/年乙烯装置工艺流程图

表 3.1- 3 46 万吨/年乙烯装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	裂解炉燃料燃烧 E _{rs1}	炼厂干气 22529.20 万 Nm ³ ; 天然气 350.94 万 Nm ³
2	工业过程产生的 CO ₂ 排放	炉管内壁烧焦 E _{gc1}	烧焦气流量 27319Nm ³ /h
3	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 32123.55MWh
4	购入热力产生的 CO ₂ 排放	急冷油塔汽提 E _{gr1}	中压蒸汽 131889t; 高压蒸汽 360521t (低压蒸汽来源于高压蒸汽 和中压蒸汽梯级循环利用)
5		稀释蒸汽过热 E _{gr2}	
6		蒸汽清焦 E _{gr3}	
7		碳二加氢反应器 E _{gr4}	
8		脱乙烷塔再沸器 E _{gr5}	
9		丙烯塔再沸器 E _{gr6}	
10		脱丁烷塔 E _{gr7}	
11		丙烯制冷压缩机 E _{gr8}	
12	输出热力产生的 CO ₂ 排放	急冷换热器 E _{sr1}	超高压蒸汽 672028t

3.1.4.24 万吨乙烯装置

现有 24 万吨/年乙烯装置工艺流程中，开工锅炉 (E_{rs1}) 和裂解炉底烧嘴 (E_{rs2}) 以燃料气为热源，燃烧过程产生二氧化碳排放，属于化石燃料燃烧排放。24 万吨/年乙烯

装置炉管内壁烧焦过程产生碳排放 (E_{gc1})，属于工业过程排放。24 万吨/年乙烯装置中的各类换热器、循环泵、回流泵、水泵、再生加热器、压缩机等用电设备的运行 (E_{gd1})，都需要电机驱动，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。原料预处理过程中，液化石油气 (LPG) 原料进料气化器和过热器均采用低压蒸汽作为热源 (E_{gr1})；裂解工序中，预热后的原料和稀释蒸汽发生系统来的稀释蒸汽混合，进入裂解炉 (E_{gr2})；初分馏工序中，急冷油塔使用中压蒸汽 (E_{gr3})；裂解气压缩系统中，乙烯制冷压缩机为蒸汽透平驱动 (E_{gr4})；分离工序中，预切割塔再沸器使用低压蒸汽加热；低压蒸出塔均采用低压蒸汽进行加热 (E_{gr5})；分离工序中，高压蒸出塔均采用低压蒸汽进行加热 (E_{gr6})；高压脱丙烷塔 (DA-494) 系统中，高压脱丙烷塔釜再沸器采用低压蒸汽进行加热 (E_{gr7})；脱乙烷塔 (DA-401) 和碳二加氢系统中，脱乙烷塔再沸器加热所需热量由低压蒸汽提供 (E_{gr8})；甲烷化系统采用次高压蒸汽进行加热 (E_{gr9})，以上过程等都属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。开工锅炉系统中，通过锅炉燃料燃烧产生蒸汽，并将分离后的蒸汽进入过热器进一步加热过热后送入蒸汽管网供乙烯装置自用；稀释蒸汽发生器将裂解气中的冷凝水加热生成蒸汽自用；急冷油系统中，汽包给水送入第一急冷换热器和第二急冷换热器，会与高温裂解气换热产生超高压蒸汽，一部分自用，剩余超高压蒸汽送出装置 (E_{sr1})，对应碳排放环节中输出热力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、工业过程产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。24 万吨/年乙烯装置工艺流程如下图、表所示。

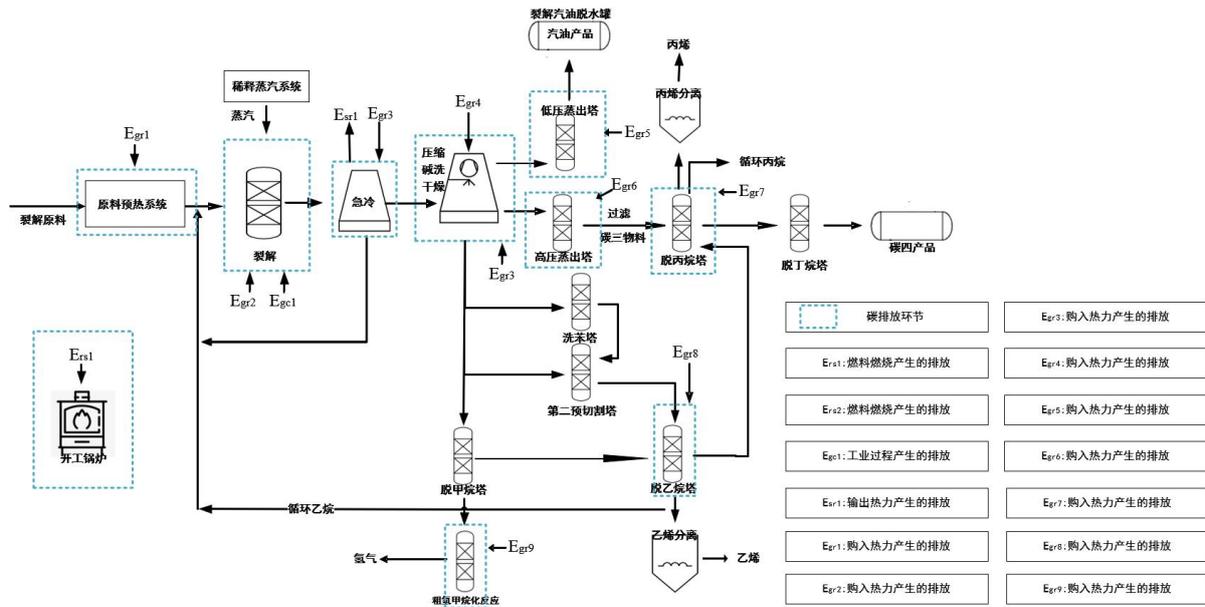


图 3.1-4 24 万吨/年乙烯装置工艺流程图

表 3.1-4 24 万吨/年乙烯装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	开工锅炉燃烧 E _{rs1}	炼厂干气 12032.38 万 Nm ³ ; 天然气 729.12 万 Nm ³
2		裂解炉燃烧 E _{rs2}	
3	工业过程产生的 CO ₂ 排放	炉管内壁烧焦 E _{gc1}	裂解炉 G-H 烧焦气流量 27562Nm ³ /h; 裂解炉 J-K 烧焦气流量 27562Nm ³ /h; 裂解炉 F110-130 烧焦气流量 33984Nm ³ /h
4	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 50609.22MWh
5	购入热力产生的 CO ₂ 排放	原料预热 E _{gr1}	中压蒸汽 257051t; 高压蒸汽 11841t; (低压蒸汽来源于高压蒸汽 和中压蒸汽梯级循环利用)
6		裂解工序使用 E _{gr2}	
7		急冷油塔 E _{gr3}	
8		压缩机透平 E _{gr4}	
9		低压蒸出塔 E _{gr5}	
10		高压蒸出塔 E _{gr6}	
11		脱丙烷塔 E _{gr7}	
12		脱乙烷塔 E _{gr8}	
13		甲烷化系统使用 E _{gr9}	
14	输出热力产生的 CO ₂ 排放	急冷换热器 E _{gr1}	超高压蒸汽 9330t

3.1.5.17 万吨 HDPE 装置-7 万吨/年生产线

现有17万吨HDPE装置-7万吨/年生产线工艺流程中，聚合单元中，从界区引入的的乙烯减压后进入乙烯预热器，经由中压蒸汽加热到40℃（E_{gr1}）；聚合单元中，用丙烯作共聚单体时，从界区引入的液态丙烯在液位调节阀的控制下进入丙烯蒸发器，由低压蒸

汽汽化并被加热到35℃ (E_{gr2})；干燥机使用低压蒸汽 (LS) 加热 (E_{gr3})；汽提塔使用中压蒸汽进行加热 (E_{gr4})；低聚物储罐 (D-601) 用中压蒸汽或低压蒸汽加热内外盘管 (E_{gr5})；低聚物溶液进入闪蒸罐前通过闪蒸汽预热器的高压蒸汽进行加热 (E_{gr6})；分子筛再生系统中，N₂通过再生气体加热器 (E-801) 时，会使用用高压蒸汽加热至230℃左右 (E_{gr7})，以上过程等属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。17万吨 HDPE 装置-7万吨/年生产线工艺流程如下图、表所示。

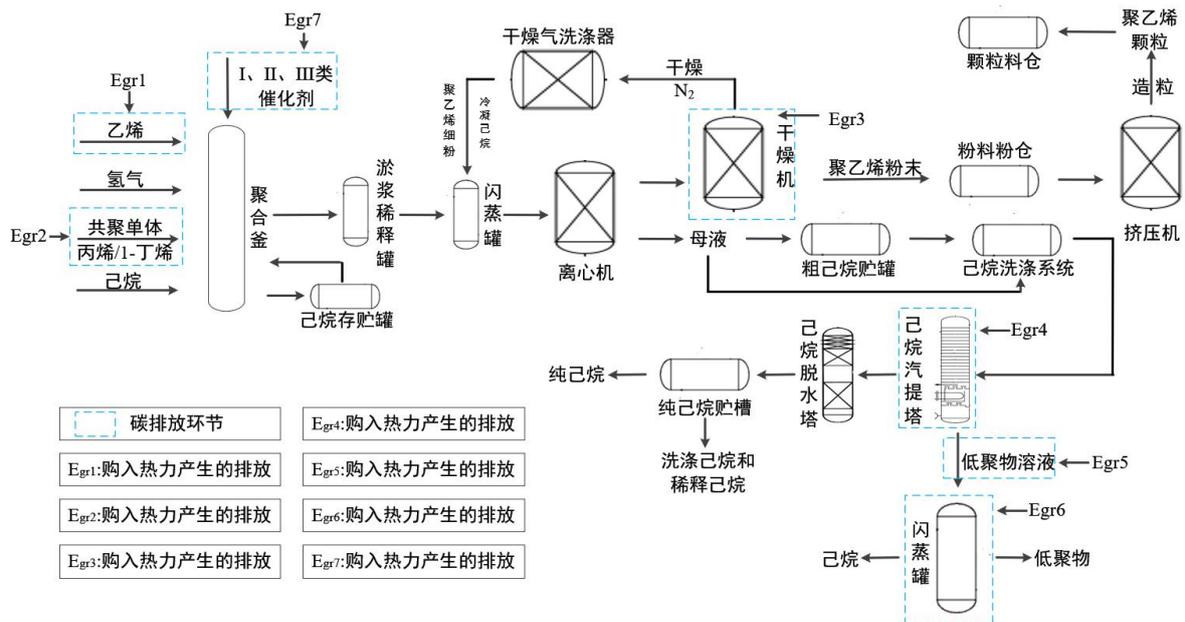


图 3.1-5 17万吨 HDPE 装置-7万吨/年生产线工艺流程图

表 3.1-5 17万吨 HDPE 装置-7万吨/年生产线碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 41454.04MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	乙烯预热 E _{gr1}	中压蒸汽 50953t; 高压蒸汽 35420t; (低压蒸汽来源于高压蒸汽 和中压蒸汽梯级循环利用)
3		丙烯预热 E _{gr2}	
4		干燥机 E _{gr3}	
5		己烷汽提塔 E _{gr4}	
6	低聚物储罐 E _{gr5}		

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
7		闪蒸汽预热器 E_{gr6}	
8		再生气体加热器 E_{gr7}	

3.1.6.8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置

现有 8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置工艺流程中,混合物料会经过 MTBE 换热器(E_{205})与中压蒸汽换热(E_{gr1});甲醇再沸器(E_{210})通过中压蒸汽与甲醇水溶液进行加热(E_{gr2});进入 1-丁烯精制下塔物料会通过 1-丁烯精制塔塔釜再沸器 (E_{302})与低压蒸汽换热 (E_{gr3});进入脱异丁烷下塔物料经塔釜再沸器 (E_{301})与低压蒸汽换热,同时经脱异丁烷塔釜再沸器 (E_{306})与蒸汽凝液进行双重换热 (E_{gr4}),以上过程等属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外,各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1}),对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上,该装置碳排放源主要为:购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放,不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置工艺流程如下图、表所示。

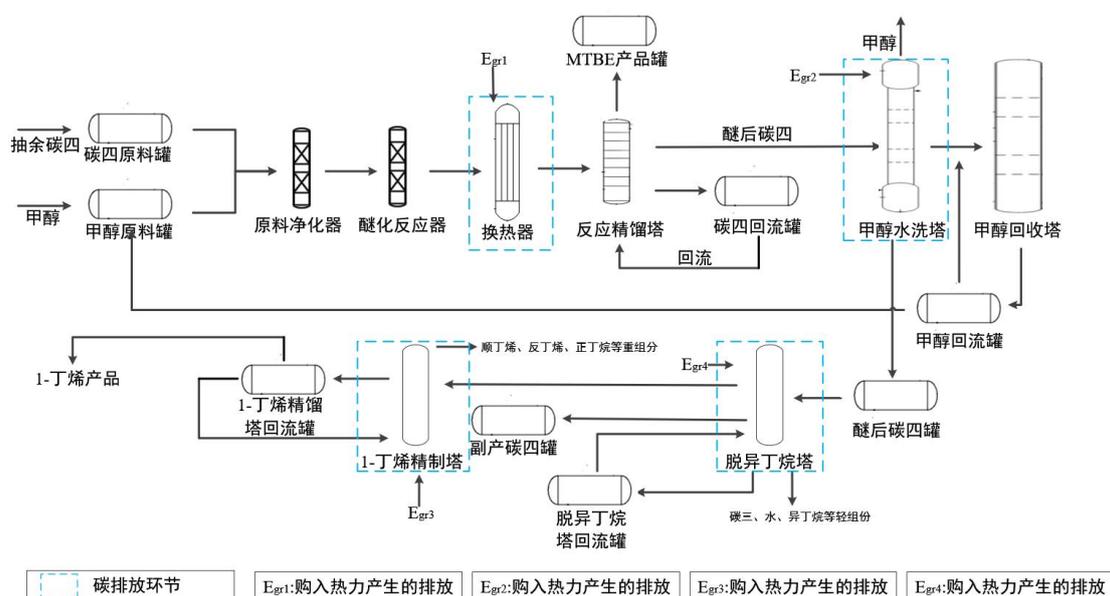


图 3.1-6 8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置工艺流程图

表 3.1-6 8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 4185.38MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	换热器 E _{gr1}	中压蒸汽 42010t; 高压蒸汽 105645t
3		甲醇水洗塔 E _{gr2}	
4		1-丁烯精制塔 E _{gr3}	
5		脱异丁烷 E _{gr4}	

3.1.7.52 万吨汽油加氢装置

现有 52 万吨/年汽油加氢装置工艺流程中，加热炉涉及直接燃烧化石燃料产生二氧化碳 (E_{rs1})；过热蒸汽炉通过燃烧化石燃料保证再生催化剂过热蒸汽温度所需的热量 (E_{rs2})，对应化石燃料燃烧产生的碳排放。脱 C₅ 塔 (G-T101) 塔釜再沸器 (G-E101) 用中压蒸汽作为热源 (E_{gr1})；脱 C₈ 塔 (G-T102) 再沸器 (G-E103) 用中压蒸汽作热源 (E_{gr2})；第一循环加热器采用蒸汽进行加热 (E_{gr3})，以上过程等属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。52 万吨/年汽油加氢装置工艺流程如下图、表所示。

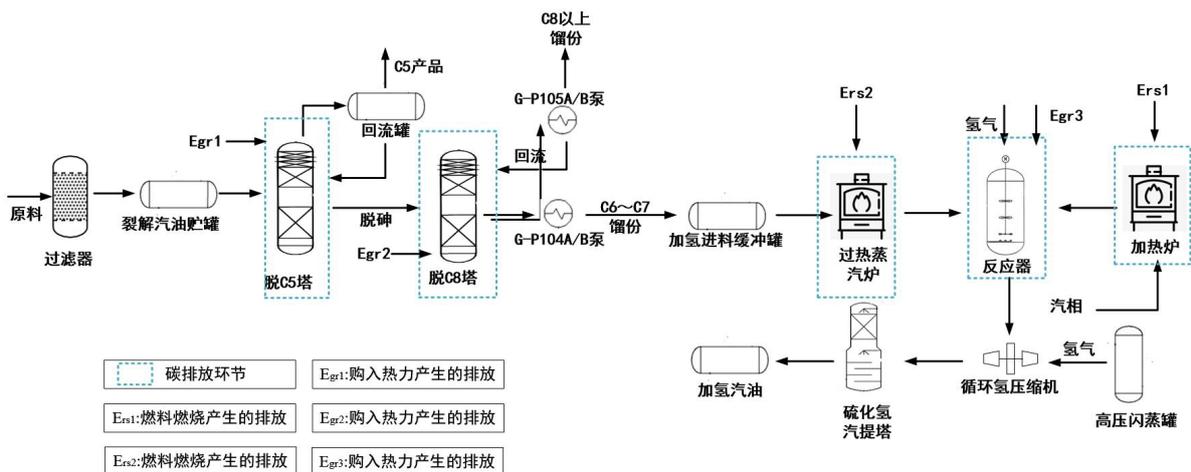


图 3.1-7 52 万吨/年汽油加氢装置工艺流程图

表 3.1-7 52 万吨/年汽油加氢装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	加热炉燃料燃烧 E _{rs1}	炼厂干气 351.64 万 Nm ³
2		过热蒸汽炉燃烧 E _{rs2}	
3	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 7757.50MWh
4	购入热力产生的 CO ₂ 排放	脱 C ₅ 塔 E _{gr1}	高压蒸汽 245427t; 超高压蒸汽 80660t
5		脱 C ₈ 塔 E _{gr2}	
6		反应器使用 E _{gr3}	

3.1.8.40 万吨芳烃抽提装置

现有 40 万吨/年芳烃抽提装置工艺流程中，汽提塔(T-103)塔釜再沸器(E-102)的热源为 1.65MPa 蒸汽 (E_{gr1})；回收塔(T-104)塔釜再沸器(E-106)的热源为 1.65MPa 蒸汽 (E_{gr2})；苯塔(T-202)塔釜再沸器(E-205)的热源为 1.65MPa 蒸汽(E_{gr3})；甲苯塔(T-203)塔釜再沸器(E-207)的热源为 2.80MPa 蒸汽(E_{gr4})；二甲苯塔(T-204)塔釜再沸器(E-209)的热源为 2.80MPa 蒸汽 (E_{gr5})，以上过程等属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。40 万吨/年芳烃抽提装置工艺流程如下图、表所示。

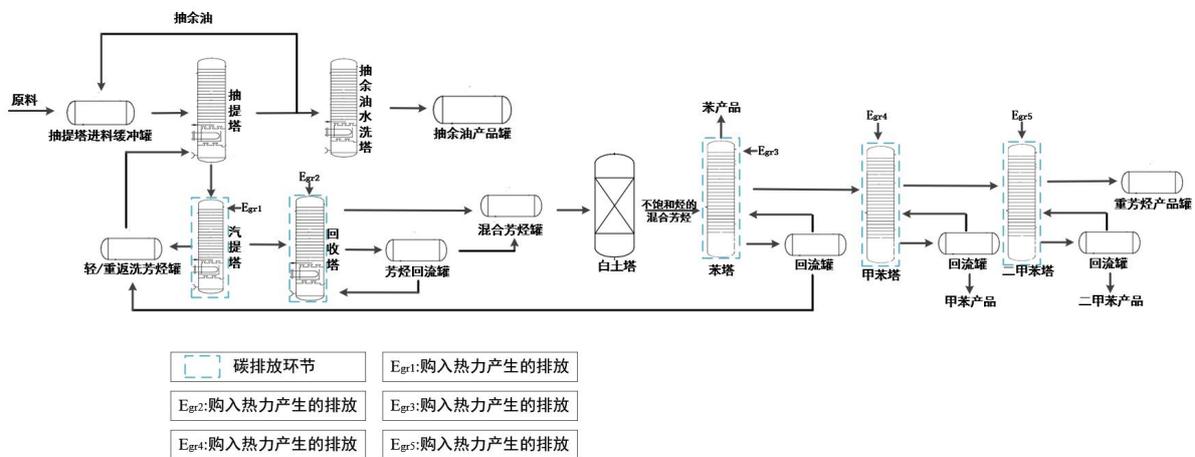


图 3.1-8 40 万吨/年芳烃抽提装置工艺流程图

表 3.1-8 40 万吨/年芳烃抽提装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 2300MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	汽提塔 E _{gr1}	中压蒸汽 307181t
3		回收塔 E _{gr2}	
4		苯塔 E _{gr3}	
5		甲苯塔 E _{gr4}	
6		二甲苯塔 E _{gr5}	

3.1.9. 120 万吨柴油加氢装置

现有 120 万吨/年柴油加氢装置工艺流程中，加热炉涉及直接燃烧化石燃料产生二氧化碳（E_{rs1}），对应化石燃料燃烧产生的碳排放。循环氢压缩机（E_{gr1}）、产品分馏塔（E_{gr2}）、脱硫化氢汽提塔（E_{gr3}）需要使用蒸汽，对应碳排放环节中购入热力产生的碳排放。循环氢压缩机在使用中压蒸汽的同时还会输出部分低压蒸汽（E_{sr1}），属于碳排放环节中输出热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动（E_{gd1}），对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及工业过程、输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。120 万吨/年柴油加氢装置工艺流程如下图、表所示。

表 3.1-9 120 万吨/年柴油加氢装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	加热炉燃烧 E _{rs1}	炼厂干气 725.2 万 Nm ³
2	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 27303.36MWh
3	购入热力产生的 CO ₂ 排放	压缩机 E _{gr1}	中压蒸汽 234334.8t
4		脱硫化氢汽提塔 E _{gr2}	
5		分馏塔 E _{gr3}	
6	输出热力产生的 CO ₂ 排放	压缩机 E _{sr1}	低压蒸汽 148764t

3.2. 碳排放活动水平数据及来源说明

停用及改造前装置的碳排放核算过程活动水平数据及排放因子见表 8.3-1。温室气体排放涉及活动水平数据来源于兰州石化公司实际生产数据。

表 3.2-1 停用及改造前装置活动水平数据及来源说明

排放类型	活动水平数据	来源说明
化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	炼厂干气消耗量	企业能源消费原始记录及统计台账
	天然气消耗量	企业能源消费原始记录及统计台账
工业过程 CO ₂ 排放	催化烧焦量	企业统计台账
	乙烯烧焦量	企业统计台账
购入电力产生的 CO ₂ 排放	购入电力	企业和电网公司结算的电表读数
输出电力产生的 CO ₂ 排放	输出电力	企业和电网公司结算的电表读数
购入热力产生的 CO ₂ 排放	购入热力	热力购售结算凭证
输出热力产生的 CO ₂ 排放	输出热力	企业能源消费原始记录及统计台账

3.3. 排放因子及其来源说明

本项目碳排放核算过程中涉及到的排放因子选取依据详见表 8.3-2。

表 3.3-1 排放因子选取数据

重点燃料燃烧措施			
燃料品种	低位发热量	单位热值含碳量	碳氧化率
炼厂干气	《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)中附录表B.1		
催化裂化装置催化剂烧焦			
装置名称	平均碳含量	碳氧化率	
催化裂化	无实测, 按要求选 100%	无实测, 按指南要求选 98%	
乙烯裂解装置			
装置序号	CO ₂ 体积浓度	CO 体积浓度	
乙烯装置	实测	实测	
电力			
电力	电力排放因子	全球变暖潜势	
	生态环境部、国家统计局 《关于发布 2023 年电力二	《建设项目环境影响评价 碳排放》 (DB62/T 5135-2025)	

	氧化碳排放因子的公告》 (公告 2025 年 第 47 号)		
热力			
	蒸汽热焓值	热力排放因子	全球变暖潜势
蒸汽	GB/T 32151.10-2015 附 录 B. 7	《建设项目环境影响评价 碳排放》 (DB62/T 5135-2025)	

3.4. 二氧化碳源强核算

拟停用及改造装置碳排放涉及 120 万吨/年催化裂化装置、300 万吨/年柴油加氢装置、46 万吨乙烯装置、24 万吨乙烯装置、17 万吨 HDPE 装置—7 万吨/年生产线、8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置、52 万吨汽油加氢装置、40 万吨芳烃抽提装置、120 万吨柴油加氢装置。

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)以及《中国石油化工企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候[2014]2920号)、《碳排放核算与报告要求 第15部分:石油化工企业》(GB/T 32151.15-2023)、《工业企业温室气体排放核算和报告通则》(GB/T 32150-2015)中相关核算方法并结合项目实际情况进行核算,项目实施前,二氧化碳总排放量为 77.89 万 t,其中化石燃料燃烧产生 CO₂排放量为 13.89 万 t,工业过程产生 CO₂排放量为 16.30 万 t,购入电力产生 CO₂排放量为 13.64 万 t,购入热力产生 CO₂排放量为 64.74 万 t,输出热力产生 CO₂排放量为 30.69 万 t。

停用及改造前装置具体碳排放情况见下表。

表 3.4-1 停用及改造前装置碳排放核算统计表

序号	装置名称	E_{rs} 燃料燃烧 CO ₂ 排放量 (t)	E_{gc} 工业生产过程 CO ₂ 排放量 (t)	E_{gd} 购入电力产生 CO ₂ 排放量 (t)	E_{sd} 输出电力产生 CO ₂ 排放量 (t)	E_{gr} 购入热力产生 CO ₂ 排放量 (t)	E_{sr} 输出热力产生 CO ₂ 排放量 (t)	备注
1.	120 万吨/年催化裂化装置	2212.06	158911.57	22370.69		9919.63	5498.80	改造
2.	300 万吨/年柴油加氢装置	6148.09		18745.53		73823.79	62776.02	改造
3.	46 万吨乙烯装置	75370.53	1018.15	14362.44		146934.41	195205.72	部分利用
4.	24 万吨乙烯装置	51981.46	3103.45	22627.38		82830.64		关停
5.	HDPE 装置-7 万吨/年生产线			18534.10		25761.21		改造
6.	8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置			1871.28		44074.61		关停
7.	52 万吨汽油加氢装置	1057.81		3468.38		96744.11		关停
8.	40 万吨芳烃抽提装置			1028.33		91518.62		
9.	120 万吨/年柴油加氢	2181.42		12207.33		69423.70	43442.60	关停
10.	11 万吨 PP 装置		0.03	11140.90		5324.47		
11.	6 万吨 LLDPE 装置		0.42	10077.51		1102.69		
合计		138951.37	163033.62	136433.86		647457.88	306923.14	
					778953.59			

注：合计中碳排放总量 $E_{CO_{2,z}} = E_{rs} + E_{gc} + E_{gd} + E_{gr} - E_{sd} - E_{sr}$

3.4.1. 120万吨/年催化裂化装置

120万吨/年催化裂化装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 3.4-2 120万吨/年催化裂化装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	735.34	45.998	0.0182	98	2212.06
二、工业过程	产生环节	处置量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	烧焦排放	44224	100	0	98	158911.57
三、购入电力	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
	50035.084		0.4471		22370.69	
四、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	33483	2777	90178.42	0.11	9919.63
五、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	18830	2738.5	49989.13	0.11	5498.80

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

120万吨/年催化裂化装置所选用的燃料为炼厂干气，炼厂干气的年消耗量为 735.34 × 10⁴Nm³，低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ，碳氧化率为 98%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{rs} = (735.34 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12 = 2212.06 \text{ tCO}_2$$

(2) 工业过程排放

120万吨/年催化裂化装置工业过程排放相关参数见下表。

表 3.4-3 工业过程排放参数表

排放源	处理量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	CO ₂ 排放量 (t/a)
120万吨/年催化裂化装置	44224	100	0	98	158911.57
合计					158911.57

因此，根据计算，该装置工业生产过程的 CO₂ 年排放量为：

$$E_{gc} = 44224 \times 100\% \times 98\% \times 44/12 = 158911.57 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入电力产生的排放

120 万吨/年催化裂化装置一整年净调用电力 50035.084MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=50035.084 \times 0.4471 \times 1=22370.69 \text{ tCO}_2$$

(4) 购入热力产生的排放

120 万吨/年催化裂化装置调用中压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 33483t，规格为 1.0MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2777kJ/kg。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=33483 \times (2777-83.74) / 1000=90178.42 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=90178.42 \times 0.11 \times 1=9919.63 \text{ tCO}_2$$

(5) 输出热力产生的排放

120 万吨/年催化裂化装置输出低压蒸汽，一整年输出低压蒸汽质量为 18830t，规格为 0.4MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2738.5kJ/kg。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{输出热}}=18830 \times (2738.5-83.74) / 1000=49989.13 \text{ GJ}$$

$$E_{sr}=49989.13 \times 0.11 \times 1=5498.80 \text{ tCO}_2$$

3.4.2. 300 万吨/年柴油加氢装置

300 万吨/年柴油加氢装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 3.4-4 300 万吨/年柴油加氢装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	1158.86	45.998	0.0182	98	3486.10
	天然气	122.95	389.31	0.01532	99	2661.98
二、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	41927		0.4471		18745.53	
三、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	249187	2777	671125.38	0.11	73823.79
四、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	214969	2738.5	570691.10	0.11	62776.02

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

300 万吨/年柴油加氢装置所选用的燃料为炼厂干气和天然气，炼厂干气的年消耗量为 1158.86 万 Nm³，低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ，碳氧化率为 98%；天然气的年消耗量为 122.95 万 Nm³，低位发热量为 389.31GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.01532tC/GJ，碳氧化率为 99%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的 CO₂ 年排放量为：

$$E_{rs\text{干气}}=(1158.86 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12=3486.10 \text{ tCO}_2$$

$$E_{rs\text{天然气}}=(122.95 \times 389.31 \times 0.01532 \times 99\%) \times 44/12=2661.98 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入电力产生的排放

300 万吨/年柴油加氢装置一整年净调用电力 41926.92MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=41926.92 \times 0.4471 \times 1=18745.53 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入热力产生的排放

300 万吨/年柴油加氢装置调用中压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 249187t，规格为 1.6MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2777kJ/kg。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境

影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3,具体数值为 0.11tCO₂/GJ; CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1,具体数值为 1。因此,根据计算,该装置购入热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{购入热}} = [249187 \times (2777 - 83.74)] / 1000 = 671125.38 \text{ GJ}$$

$$E_{gr} = 671125.38 \times 0.11 \times 1 = 73823.79 \text{ tCO}_2$$

(4) 输出热力产生的排放

300 万吨/年柴油加氢装置输出低压蒸汽,一整年输出低压蒸汽质量为 214969t,规格为 0.4MPa,焓约为 2738.5kJ/kg,依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分:石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2724.4kJ/kg。因此,根据计算,该装置输出热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{输出热}} = 214969 \times (2738.5 - 83.74) / 1000 = 570691.10 \text{ GJ}$$

$$E_{sr} = 570691.10 \times 0.11 \times 1 = 62776.02 \text{ tCO}_2$$

3.4.3.46 万吨乙烯装置

46 万吨乙烯装置各环节碳排放量情况如下表所示:

表 3.4-5 46 万吨乙烯装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
		炼厂干气	22529.20	45.998	0.0182	98
	天然气	350.94	389.31	0.01532	99	7598.00
二、工业过程	产生环节	烧焦尾气流量 (Nm ³ /h)	烧焦烧焦 (h/a)	CO ₂ 体积浓度 (%)	CO 体积浓度 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
		烧焦排放	27319	688	1.7	1.04
三、购入电力	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
	32124		0.4471		14362.44	
四、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	131889	2788.4	1335767.36	0.11	146934.41
	高压蒸汽	360521	2799.4			

五、输出 热力	蒸汽 种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	超高压蒸汽	672028	2724.4	1774597.46	0.11	195205.72

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

46万吨乙烯装置所选用的燃料为炼厂干气。炼厂干气的年消耗量为22529.20万Nm³，低位发热量为45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为0.0182tC/GJ，碳氧化率为98%；天然气的年消耗量为350.94万Nm³，低位发热量为389.31GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为0.01532tC/GJ，碳氧化率为99%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的CO₂年排放量为：

$$E_{rs\text{干气}} = (22529.20 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12 = 67772.53 \text{ tCO}_2$$

$$E_{rs\text{天然气}} = (350.94 \times 389.31 \times 0.01532 \times 99\%) \times 44/12 = 7598.00 \text{ tCO}_2$$

(2) 工业过程排放

46万吨乙烯装置工业过程排放相关参数见下表。

表 3.4-6 工业过程排放表

乙烯烧焦	烧焦尾气流 量(Nm ³ /小时)	烧焦时间 (小时/年)	CO ₂ 体积浓度 (%)	CO体积浓度 (%)	CO ₂ 排放量 (吨)
46万吨乙烯	27319	688	1.70%	1.04	1018.15

因此，根据计算，该装置工业生产过程的CO₂年排放量为：

$$E_{gc} = 27319 \times 688 \times (1.7\% + 1.04\%) \times 19.77 \times 10^{-4} = 1018.15 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入电力产生的排放

46万吨乙烯装置一整年净调用电力32124MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布2023年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告2025年第47号））2023年甘肃电力平均二氧化碳排放因子0.4471tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的CO₂排放量为：

$$E_{gd} = 32124 \times 0.4471 \times 1 = 14362.44 \text{ tCO}_2$$

(4) 购入热力产生的排放

46万吨乙烯装置调用中压蒸汽和高压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为131889t，

规格为 1.6MPa,焓约为 2788.4kJ/kg;一整年消耗高压蒸汽质量为 360521t,规格为 4MPa,焓约为 2799.4kJ/kg (以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分:石油化工企业》表 C.3)。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3,具体数值为 0.11tCO₂/GJ; CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1,具体数值为 1。因此,根据计算,该装置购入热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{购入热}} = [131889 \times (2788.4 - 83.74) + 360521 \times (2799.4 - 83.74)] / 1000 = 1335767.36$$

GJ

$$E_{gr} = 1335767.36 \times 0.11 \times 1 = 146934.41 \text{ tCO}_2$$

(5) 输出热力产生的排放

46 万吨乙烯装置输出超高压蒸汽,一整年输出超高压蒸汽质量为 672028t,规格为 10.0MPa,依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分:石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2724.4kJ/kg。因此,根据计算,该装置输出热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{输出热}} = 672028 \times (2724.4 - 83.74) / 1000 = 1774597.46 \text{ GJ}$$

$$E_{sr} = 1774597.46 \times 0.11 \times 1 = 195205.72 \text{ tCO}_2$$

3.4.4.24 万吨乙烯装置

24 万吨乙烯装置各环节碳排放量情况如下表所示:

表 3.4-7 24 万吨乙烯装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
		炼厂干气	12032.38	45.998	0.0182	98
	天然气	729.12	389.31	0.01532	99	15785.55
二、工业过程	产生环节	烧焦尾气流 量(Nm ³ /h)	烧焦时间 (h/a)	CO ₂ 体积浓度 (%)	CO 体积浓 度(%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	裂解炉 G-H 烧焦	27562	386.5	1.70%	1.04%	577.06
	裂解炉 J-K 烧焦	27562	813	1.70%	1.04%	1213.83
	裂解炉 F110-130 烧 焦	33984	713	1.70%	1.04%	1312.57
三、购入电 力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	50609		0.4471		22627.38	

四、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放 因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	257051	2792.2	753005.84	0.11	82830.64
	高压蒸汽	11841	2799.4			
	超高压蒸汽	9330	2724.4			

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

24万吨乙烯装置所选用的燃料为炼厂干气。炼厂干气的年消耗量为12032.38万Nm³，低位发热量为45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为0.0182tC/GJ，碳氧化率为98%；天然气的年消耗量为729.12万Nm³，低位发热量为389.31GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为0.01532tC/GJ，碳氧化率为99%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的CO₂排放量为：

$$E_{rs\text{干气}} = (12032.38 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12 = 36195.91 \text{ tCO}_2$$

$$E_{rs\text{天然气}} = (729.12 \times 389.31 \times 0.01532 \times 99\%) \times 44/12 = 15785.55 \text{ tCO}_2$$

(2) 工业过程排放

24万吨乙烯装置工业过程排放相关参数见下表。

表 3.4-8 工业过程排放表

乙烯烧焦裂解炉	烧焦尾气流 量(Nm ³ /小时)	烧焦时间 (小时/年)	CO ₂ 体积浓度 (%)	CO体积浓度 (%)	CO ₂ 排放量 (吨)
裂解炉 G-H	27562	386.5	1.70%	1.04%	577.06
裂解炉 J-K	27562	813	1.70%	1.04%	1213.83
裂解炉 F110-130	33984	713	1.70%	1.04%	1312.57

因此，根据计算，该装置工业生产过程的CO₂排放量为：

$$E_{gc} = (27562 \times 386.5 + 27562 \times 813 + 33984 \times 713) \times (1.7\% + 1.04\%) \times 19.77 \times 10^{-4} = 3103.45 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入电力产生的排放

24万吨乙烯装置一整年净调用电力50609MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布2023年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告2025年第47号））2023年甘肃电力平均二氧化碳排放因子0.4471tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置购入电力的CO₂排放量为：

$$E_{gd} = 50609 \times 0.4471 \times 1 = 22627.38 \text{ tCO}_2$$

(4) 购入热力产生的排放

24万吨乙烯装置调用中压蒸汽、高压蒸汽、超高压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为257051t，规格为1.6MPa，焓约为2792.2kJ/kg；一整年消耗高压蒸汽质量为11841t，规格为4MPa，焓约为2799.4kJ/kg；一整年消耗超高压蒸汽质量为9330t，规格为10.2MPa，焓约为2724.4kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》表C.3）。热力供应的CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录B.3，具体数值为0.11tCO₂/GJ；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}} = [257051 \times (2792.2 - 83.74) + 11841 \times (2799.4 - 83.74) + 9330 \times (2724.4 - 83.74)] / 1000 = 753005.84 \text{ GJ}$$

$$E_{gr} = 753005.84 \times 0.11 \times 1 = 82830.64 \text{ tCO}_2$$

3.4.5.17 万吨 HDPE 装置-7 万吨/年生产线

17万吨HDPE装置-7万吨/年生产线各环节碳排放量情况如下表所示：

表 3.4-9 17万吨HDPE装置-7万吨/年生产线各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	41454.04		0.4471		18534.10	
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	50953	2792.2			
	高压蒸汽	35420	2799.4	234192.84	0.11	25761.21

(1) 购入电力产生的排放

HDPE装置-7万吨/年生产线一整年净调用电力41454.04MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布2023年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告2025年第47号））2023年甘肃电力平均二氧化碳排放因子0.4471tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的CO₂排放量为：

$$E_{gd} = 41454.04 \times 0.4471 \times 1 = 18534.10 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

HDPE 装置-7 万吨/年生产线调用中压蒸汽和高压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 50953t，规格为 1.6MPa，焓约为 2792.2kJ/kg；一整年消耗高压蒸汽质量为 35420t，规格为 4.0MPa，焓约为 2799.4kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3）；热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{购入热}} = [50953 \times (2792.2 - 83.74) + 35420 \times (2799.4 - 83.74)] / 1000 = 234192.84 \text{ GJ}$$

$$E_{gr} = 234192.84 \times 0.11 \times 1 = 25761.21 \text{ tCO}_2$$

3.4.6.8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置

8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 3.4-10 8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
		4185.38		0.4471		1871.38
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	42010	2792.2			
	高压蒸汽	105645	2799.4	400678.31	0.11	44074.61

(1) 购入电力产生的排放

8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置一整年净调用电力 4185.38MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd} = 4185.38 \times 0.4471 = 1871.38 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置调用中压蒸汽和高压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质

量为 42010t, 规格为 1.6MPa, 焓约为 2792.2kJ/kg; 一整年消耗高压蒸汽质量为 105645t, 规格为 4.0MPa, 焓约为 2799.4kJ/kg (以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分: 石油化工企业》表 C.3); 热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025) 附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ; CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025) 附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为:

$$AD_{\text{购入热}} = [42010 \times (2792.2 - 83.74) + 105645 \times (2799.4 - 83.74)] / 1000 = 400678.31$$

GJ

$$E_{gr} = 400678.31 \times 0.11 \times 1 = 44074.61 \text{ tCO}_2$$

3.4.7.52 万吨汽油加氢装置

52 万吨汽油加氢装置各环节碳排放量情况如下表所示:

表 3.4-11 52 万吨汽油加氢装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
		炼厂干气	351.64	45.998	0.0182	98
二、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	7757		0.4471		3468.38	
三、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗量 (GJ/a)	热力排 放因子 (tCO ₂ /G J)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	高压蒸汽	11841	2799.4	879491.92	0.11	96744.11
	超高压蒸汽	9330	2724.4			

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

52 万吨汽油加氢装置所选用的燃料为炼厂干气, 炼厂干气的年消耗量为 351.64 × 10⁴Nm³, 低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³, 单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ, 碳氧化率为 98%。因此, 根据计算, 该装置化石燃料燃烧过程的 CO₂ 年排放量为:

$$E_{rs} = (351.64 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12 = 1057.81 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入电力产生的排放

52 万吨汽油加氢装置一整年净调用电力 7757MWh, 采用生态环境部、国家统计局最新发布(《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》(公告 2025 年 第 47

号)) 2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh; CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入电力产生的 CO₂排放量为:

$$E_{gd}=7757 \times 0.4471 \times 1=3468.38 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入热力产生的排放

52 万吨汽油加氢装置调用高压蒸汽、超高压蒸汽, 一整年消耗高压蒸汽质量为 245427t, 规格为 4MPa, 焓约为 2799.4kJ/kg; 一整年消耗超高压蒸汽质量为 80660t, 规格为 10.2MPa, 焓约为 2724.4kJ/kg (以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分: 石油化工企业》表 C.3)。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ; CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置输出热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{购入热}}=[245427 \times (2799.4-83.74) + 80660 \times (2724.4-83.74)] / 1000=879491.92 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=879491.92 \times 0.11 \times 1=96744.11 \text{ tCO}_2$$

3.4.8.40 万吨芳烃抽提装置

40 万吨芳烃抽提装置各环节碳排放量情况如下表所示:

表 3.4-12 40 万吨芳烃抽提装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
		2300		0.4471		1028.33
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	307181	2792.2	831987.45	0.11	91518.62

(1) 购入电力产生的排放

40 万吨芳烃抽提装置一整年净调用电力 2300MWh, 采用生态环境部、国家统计局最新发布的(《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》(公告 2025 年第 47 号)) 2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh; CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1,

具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=2300 \times 0.4471 \times 1=5722.88 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

40 万吨芳烃抽提装置调用中压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 307181t，规格为 1.6MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化企业》表 C.3 可知焓约为 2792.2kJ/kg。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=307181 \times (2792.2-83.74) / 1000=831987.45 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=831987.45 \times 0.11 \times 1=91518.62 \text{ tCO}_2$$

3.4.9. 120 万吨柴油加氢装置

120 万吨/年催化裂化装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 3.4- 13 120 万吨/年催化裂化装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	725.2	45.998	0.0182	98	2181.42
二、购入电力	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
	27303.36		0.4471		12207.33	
三、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	234334.8	2777	631124.54	0.11	69423.70
四、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	148764	2738.5	394932.72	0.11	43442.60

(1) 化石燃料燃烧排放

120 万吨柴油加氢装置炼厂干气的年消耗量为 725.2 × 10⁴Nm³，低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ，碳氧化率为 98%。因此，根据计算，120 万吨柴油加氢装置化石燃料燃烧过程产生的 CO₂ 年排放量为：

$$E_{rs}=(725.2 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12=2181.42 \text{ tCO}_2。$$

(2) 购入电力产生的排放

120 万吨柴油加氢装置一整年净调用电力 27303.36MWh，采用生态环境部、国家统

计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=27303.36 \times 0.4471 \times 1=12207.33 \text{ tCO}_2$$

（3）购入热力产生的排放

120 万吨柴油加氢装置调用中压蒸汽，一整年消耗蒸汽质量为 234334.8t，规格为 1.6MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2777kJ/kg。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=234334.8 \times (2777-83.74) / 1000=631124.54 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=631124.54 \times 0.11 \times 1=69423.70 \text{ tCO}_2$$

（4）输出热力产生的排放

120 万吨柴油加氢装置一整年输出低压蒸汽质量为 148764t，规格为 0.6MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》中表 C.3 可知焓约为 2738.5kJ/kg；热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的 CO₂排放量为：

$$AD_{\text{输出热力}}=148764 \times (2768.5-83.74) / 1000 =394932.72 \text{ GJ}$$

$$E_{sr}=394932.72 \times 0.11 \times 1=43442.60 \text{ tCO}_2$$

3.4.10. 碳排放总量核算

停用及改造前装置碳排放核算情况见下表。

表 3.4- 18 停用及改造前装置碳排放核算汇总表

序号	类型	名称	活动数据		排放因子		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注	
一	加和项								
1	化石燃料燃烧	固态燃料	消耗量 (t/a)	低位发热量 (GJ/t)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量		
			/	/	/	/	/		
		液态燃料	消耗量 (t/a)	低位发热量 (GJ/t)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量		
			/	/	/	/	/		
		气态燃料	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量		
			735.34	45.998	1.82E-02	98	2212.06	120万吨/年催化裂化装置(炼厂干气)	
			1158.86	45.998	1.82E-02	98	3486.10	300万吨/年柴油加氢装置(炼厂干气)	
			122.95	389.31	1.532E-02	99	2661.98	300万吨/年柴油加氢装置(天然气)	
			22529.20	45.998	1.82E-02	98	67772.53	46万吨乙烯装置(炼厂干气)	
			350.94	389.31	1.532E-02	99	7598.00	46万吨乙烯装置(天然气)	
			12032.38	45.998	1.82E-02	98	36195.91	24万吨乙烯装置(炼厂干气)	
			729.12	389.31	1.532E-02	99	15785.55	24万吨乙烯装置(天然气)	
			351.64	45.998	1.82E-02	98	1057.81	52万吨汽油加氢装置(炼厂干气)	
725.16	45.998	1.82E-02	98	2181.42	120万吨/年柴油加氢(炼厂干气)				
2	工业过程排放	能源作为 原材料产生 的碳排放	固态燃料	消耗量 (t/a)	低位发热量 (GJ/t)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量	
				/	/	/	/	/	
			液态燃料	消耗量 (t/a)	低位发热量 (GJ/t)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量	
				/	/	/	/	/	
			气态燃料	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含 碳量(tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量	
				/	/	/	/	/	
		原辅材料产生的碳排放	原料(t/a)	密度(t/m ³)	含量	摩尔质 量比	碳排放量		
			/	/	/	/	/		
		协同处置废弃物	处置量 (t/a)	废弃物含碳 比例(%)	废弃物中矿 物碳占碳总 量比例(%)	燃烧效 率(%)	碳排放量		

序号	类型	名称	活动数据		排放因子		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注	
				44224	100	0	98	158911.57	120万吨/年催化裂化装置
		污染治理 ^a	废气治理产生的碳排放	/	/	/	/	/	
			废水治理产生的碳排放	/	/	/	/	/	
		乙烯烧焦过程产生的碳排放		烧焦尾气流量 (Nm ³ /小时)	烧焦时间 (小时/年)	CO ₂ 体积浓度 (%)	CO 体积浓度 (%)	碳排放量	
				27319	688	1.7	1.04	1018.15	46万吨乙烯装置
				27562	386.5	1.7	1.04	577.06	24万吨乙烯装置裂解炉 G-H
				27562	813	1.7	1.04	1213.83	24万吨乙烯装置裂解炉 J-K
				33984	713	1.7	1.04	1312.57	24万吨乙烯装置裂解炉 F110-130
3	间接排放	购入电力 (MW·h/a)		消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量	
				50035		0.4471		22370.69	120万吨/年催化裂化装置
				41927		0.4471		18745.53	300万吨/年柴油加氢装置
				32124		0.4471		14362.44	46万吨乙烯装置
				50609		0.4471		22627.38	24万吨乙烯装置
				41454		0.4471		18534.10	HDPE装置-7万吨/年生产线
				4185		0.4471		1871.28	8/4万吨/年MTBE/丁烯-1装置
				7757		0.4471		3468.38	52万吨汽油加氢装置
				2300		0.4471		1028.33	40万吨芳烃抽提装置
		27303		0.4471		12207.33	120万吨/年柴油加氢		
		购入热力 (GJ/a)		消耗量 (GJ/a)		热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)		碳排放量	
				90178.42		0.11		9919.63	120万吨/年催化裂化装置
				671125.38		0.11		73823.79	300万吨/年柴油加氢装置
				1335767.36		0.11		146934.41	46万吨乙烯装置
				753005.84		0.11		82830.64	24万吨乙烯装置
				234192.84		0.11		25761.21	HDPE装置-7万吨/年生产线
				400678.31		0.11		44074.61	8/4万吨/年MTBE/丁烯-1装置
				879491.92		0.11		96744.11	52万吨汽油加氢装置
831987.45				0.11		91518.62	40万吨芳烃抽提装置		
631124.54		0.11		69423.70	120万吨/年柴油加氢				
4	小计						1085876.73		
二	扣除项								

序号	类型	名称	活动数据		排放因子	碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注
			产量 (t/a)	含碳量 (%)	排放因子 (tCO ₂ /t)	碳排放量	
1	固碳产品	产量 (t/a)	含碳量 (%)	排放因子 (tCO ₂ /t)	碳排放量	
			/	/	/	/	
2	间接排放	输出电力 (MW·h/a)	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)	碳排放量	
			/		/	/	
	输出热力 (GJ/a)	消耗量 (GJ/a)		热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)		碳排放量	
		49989.13		0.11		5498.80	120 万吨/年催化裂化装置
		570691.10		0.11		62776.02	300 万吨/年柴油加氢装置
		1774597.46		0.11		195205.72	46 万吨乙烯装置
	394932.72		0.11		43442.60	120 万吨/年柴油加氢	
绿电 (MW·h/a)	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量		
	/		/		/		
3	回收利用	/	/	/	/	
4	小计					306923.14	
三	排放量总计					778953.59	
a 污染治理中活动数据根据治理工艺特征进行填写，若不涉及碳排放填写“/”。							

4. 乙烯改造项目碳排放计算

4.1. 工程分析及碳排放源项识别

4.1.1. 100万吨/年乙烯装置

乙烯改造项目 100 万吨/年乙烯装置工艺流程中，裂解炉底烧嘴以燃料气为热源，燃烧过程产生二氧化碳排放 (E_{rs1})，属于化石燃料燃烧排放。乙烯裂解装置炉管内壁烧焦过程产生碳排放 (E_{gc1})，属于工业过程排放。乙烯装置中的各类换热器、循环泵、回流泵、水泵、再生加热器、压缩机等用电设备的运行，都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。急冷油系统中，急冷油塔会使用中压蒸汽进行汽提 (E_{gr1})；急冷水和稀释蒸汽系统中，稀释蒸汽罐顶部出来的饱和稀释蒸汽用中压蒸汽过热后进入裂解炉 (E_{gr2})；裂解气的压缩、碱洗、干燥及再生系统中，裂解气碱洗时会使用蒸汽清焦，再生器加热器由高压蒸汽加热 (E_{gr3})；脱丙烷塔和乙炔转化系统中，碳二加氢反应器进料加热器和碳二加氢反应器进料冷却器采用低压蒸汽加热和冷却水冷却 (E_{gr4})；脱乙烷及乙烯回收系统中，脱乙烷塔再沸器由急冷水加热，开车时若急冷水温度不能满足需要使用中压蒸汽喷射入急冷水中保证供热 (E_{gr5})；C3 加氢及丙烯产品回收系统中，C₃加氢催化剂还原加热器使用中压蒸汽将氮气加热到 150℃后与氢气混合，丙烯塔的再沸器用急冷水加热，开车再沸器用低压蒸汽加热 (E_{gr6})；脱丁烷系统中，脱丁烷塔中会用低压蒸汽加热再沸器 (E_{gr7})；丙烯制冷压缩机由高压蒸汽透平驱动 (E_{gr8})，以上过程等都属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。稀释蒸汽发生系统中，主稀释蒸汽发生器利用循环重急冷油的热量来产生部分稀释蒸汽，辅助稀释蒸汽发生器利用来自稀释蒸汽过热器的中压蒸汽来产生稀释蒸汽，以上环节产生的稀释蒸汽均自用；急冷油系统中，汽包给水送入第一急冷换热器和第二急冷换热器，会与高温裂解气换热产生超高压蒸汽，一部分自用，剩余超高压蒸汽送出装置 (E_{sr1})，重急冷油在经过低压蒸汽发生器时产生低压蒸汽自用，以上过程等对应碳排放环节中输出热力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、工业过程产生

的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。100万吨/年乙烯装置工艺流程如下图、表所示。

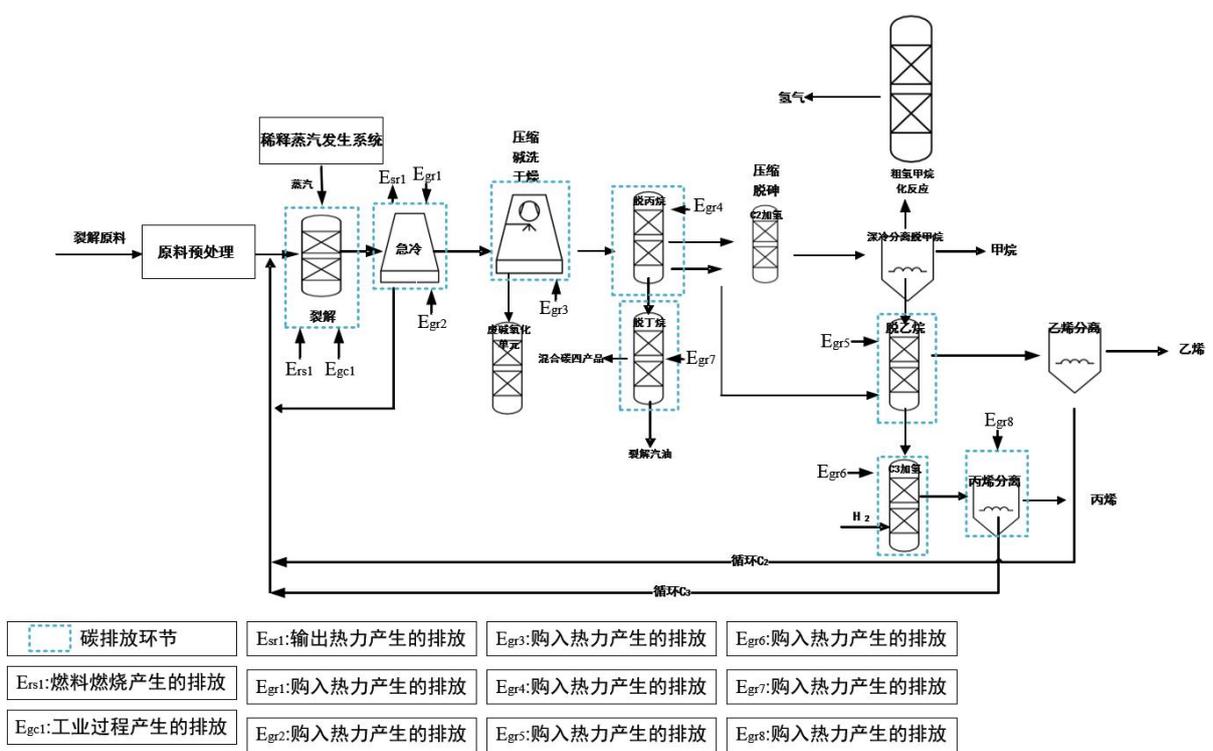


图 4.1-1 100 万吨/年乙烯装置工艺流程图

表 4.1- 1 100 万吨/年乙烯装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	裂解炉燃料燃烧 E _{rs1}	炼厂干气 34931.072 万 Nm ³
2	工业过程产生的 CO ₂ 排放	炉管内壁烧焦 E _{gc1}	烧焦尾气流量 55000Nm ³ /h
3	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 898840MWh
4	购入热力产生的 CO ₂ 排放	急冷油塔汽提 E _{gr1}	低压蒸汽 74400t; 中压蒸汽 1431200t; 高压蒸汽 748800t
5		稀释蒸汽过热 E _{gr2}	
6		蒸汽清焦 E _{gr3}	
7		碳二加氢反应器 E _{gr4}	
8		脱乙烷塔再沸器 E _{gr5}	
9		丙烯塔再沸器 E _{gr6}	
10		脱丁烷塔 E _{gr7}	
11	丙烯制冷压缩机 E _{gr8}		
12	输出热力产生的 CO ₂ 排放	急冷换热器 E _{sr1}	超高压蒸汽 3647264t

4.1.2.6 万吨/年 UHMWPE 装置

乙烯改造项目中 6 万吨/年超高分子量聚乙烯（UHMWPE）装置工艺流程中，膜分离系统中回收的纯净氮气经氮气加热器升温至 85~110℃，在蒸汽喷射器内与低压蒸汽混合（ E_{gr1} ），使聚合物粉料中残留的活化剂、催化剂失活，属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。装置中的各类机泵、压缩机、离心机、风机、搅拌器等用电设备的运行，都需要电机驱动（ E_{gd1} ），对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出热力、输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。6 万吨/年 UHMWPE 装置工艺流程如下图、表所示。

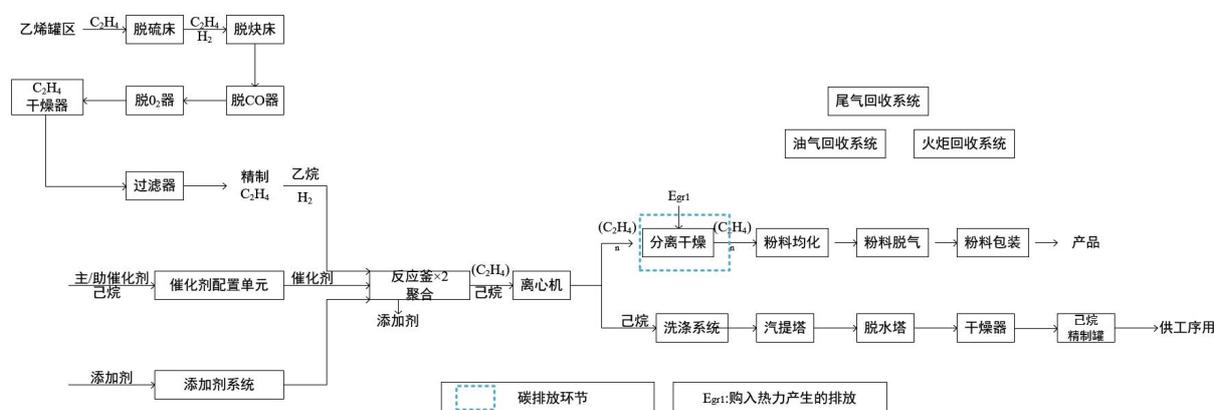


图 4.1-2 6 万吨/年 UHMWPE 装置工艺流程图

表 4.1- 2 6 万吨/年 UHMWPE 装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 23784MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	蒸汽喷射器 E_{gr1}	低压蒸汽 40800t; 中压蒸汽 36000t; 高压蒸汽 800t

4.1.3.5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置

乙烯改造项目 5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置工艺流程中，装置主要由原料精制系统、催化剂配制系统、反应单元、产品分离单元、缓冲罐单元、公用单元、储罐单元组成，无化石燃料燃烧和工业过程产生的二氧化碳。反应部分反应器撤热水用蒸汽加热器加热至 150℃（ E_{gr1} ）；产品分离单元中重组分闪蒸罐设有中压蒸汽内盘管和中压蒸汽外夹套加热（ E_{gr2} ），以上过程等属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，

装置中的各类机泵、压缩机、离心机、风机、搅拌器等用电设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。5万吨/年1-己烯/1-辛烯联产装置工艺流程图如下图所示、表所示。

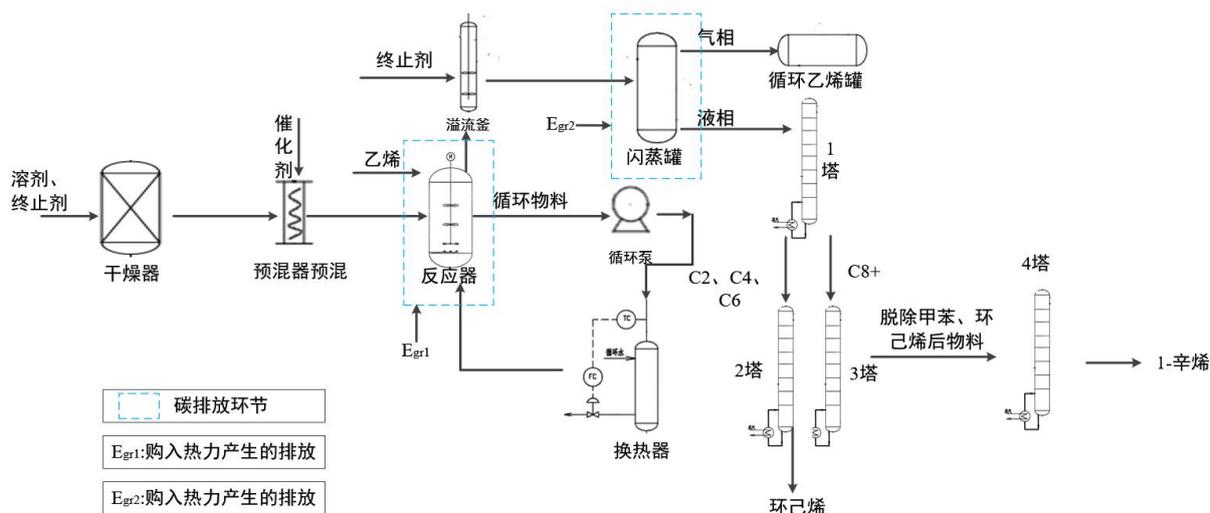


图 4.1-3 5万吨/年1-己烯/1-辛烯联产装置工艺流程图

表 4.1-3 5万吨/年1-己烯/1-辛烯联产装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 25603.2MWh
2	购入热力产生的CO ₂ 排放	反应器撤热水加热 E_{gr1}	中压蒸汽 128160t; 高压蒸汽 77040t
3		闪蒸罐加热 E_{gr2}	

4.1.4.10 万吨/年 POE 装置

乙烯改造项目10万吨/年POE装置主要由原料储存及精制单元、催化剂配制及进料单元、聚合反应及脱挥单元、单体及溶剂回收单元、挤出造粒单元、掺混及包装单元及公用工程单元等工艺单元组成，采用溶液法制聚烯烃弹性体（POE）工艺，因此，无化石燃料燃烧和工业过程产生的二氧化碳。1-辛烯脱气塔再沸器使用蒸汽 (E_{gr1})；原料乙烯进入精制塔经过乙烯加热器加热使用蒸汽 (E_{gr2})，以上过程属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。10万吨/年 POE 装置工艺流程图如下图、表所示。

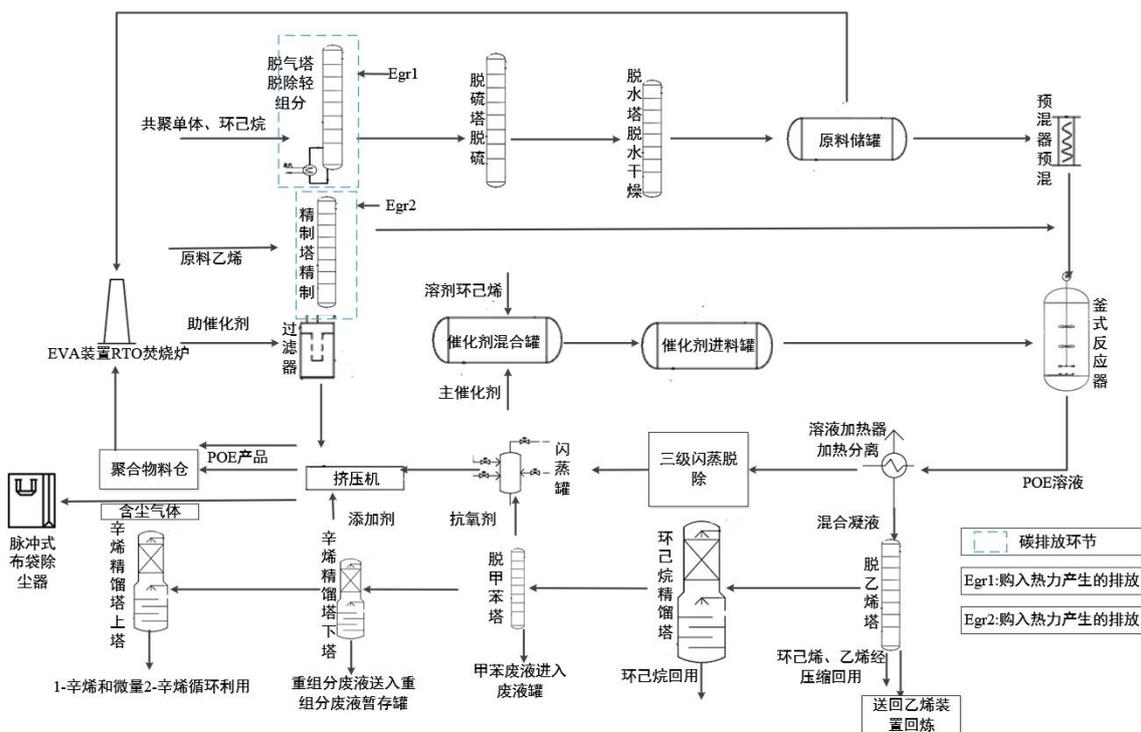


图 4.1-4 10万吨/年 POE 装置工艺流程图

表 4.1- 4 10万吨/年 POE 装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd}	用电量 93000MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	脱气塔 E _{gr1}	中压蒸汽 396000t; 高压蒸汽 302400t
3		精制塔 E _{gr2}	

4.1.5.14 万吨/年 EVA 装置

乙烯改造项目 14 万吨/年乙烯-醋酸乙烯聚合物 (EVA) 装置的工艺流程中，RTO 炉需要利用炼厂干气助燃将气体加热到氧化温度以分解工业过程中产生的有机物，该过程会产生二氧化碳 (E_{rs1})，属于化石燃料燃烧排放的二氧化碳。废气处理系统在处理工业过程中产生的有机废气时产生二氧化碳排放 (E_{gc1})，属于工业过程产生的排放。乙烯压缩环节中弛放气精制塔进料换热器会将回流罐上的气相乙烯加热后作为乙烯产品送入上游装置，并且，弛放气精制塔塔底再沸器也会用低压蒸汽加热塔底物料 (E_{gr1})，以上过程等都属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运

行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、工业过程产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。14 万吨/年 EVA 装置工艺流程如下图、表所示。

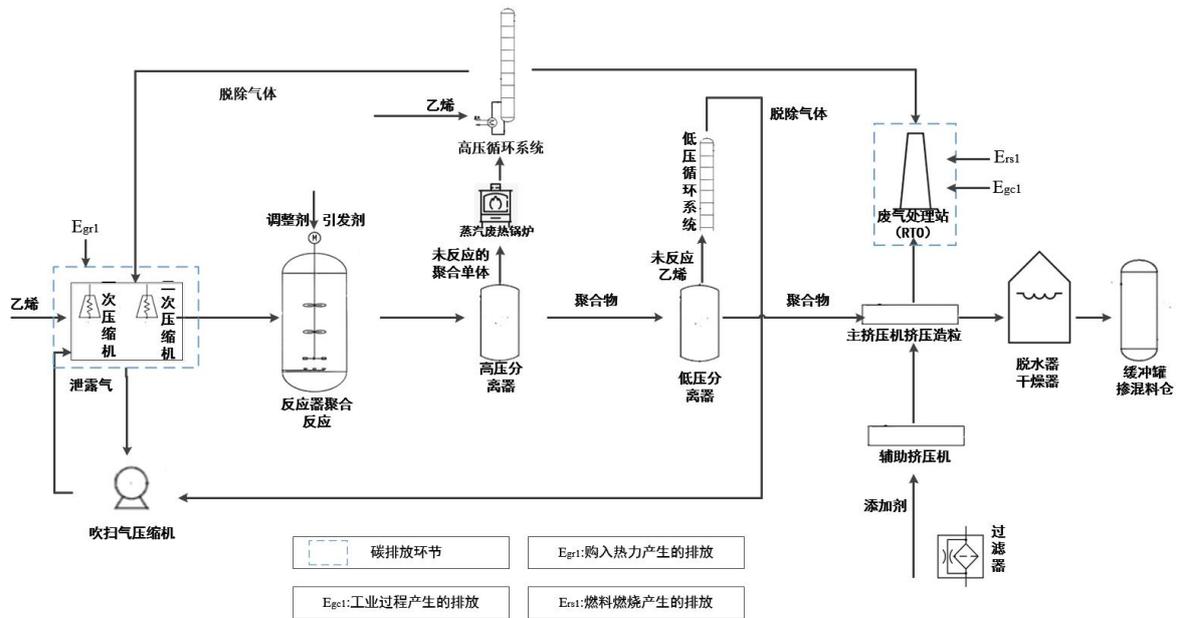


图 4.1-5 14 万吨/年 EVA 装置工艺流程图

表 4.1-5 14 万吨/年 EVA 装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	RTO 炉助燃 E_{rs1}	炼厂干气 40 万 Nm ³
2	工业过程产生的 CO ₂ 排放	废气处理 E_{gc1}	废气量 2648t
3	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 252000MWh
4	购入热力产生的 CO ₂ 排放	弛放气精制塔 E_{gr1}	低压蒸汽 56000t; 高压蒸汽 33600t

4.1.6. 40 万吨/年 PP 装置

乙烯改造项目 40 万吨/年聚丙烯 (PP) 装置主要采用聚丙烯技术，无化石燃料燃烧产生的碳排放。原料精制过程中，丙烯 (E_{gc1})、乙烯 (E_{gc2})、氢气 (E_{gc3}) 会脱除二氧化碳，属于碳排放环节中工业过程产生的碳排放。液相聚合时装置通过开车加热器 E304 用蒸汽加热夹套水来预热反应器 (E_{gr1})；聚合物汽蒸时蒸汽通过蒸汽分配器由 D501

下部喷入，与上部下来的粉末形成对流，使其充分接触，以脱除粉末中残留的烃类，并使催化剂失活 (E_{gr2})，以上过程等都属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：工业过程产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。40万吨/年聚丙烯（PP）工艺流程图如下图、表所示。

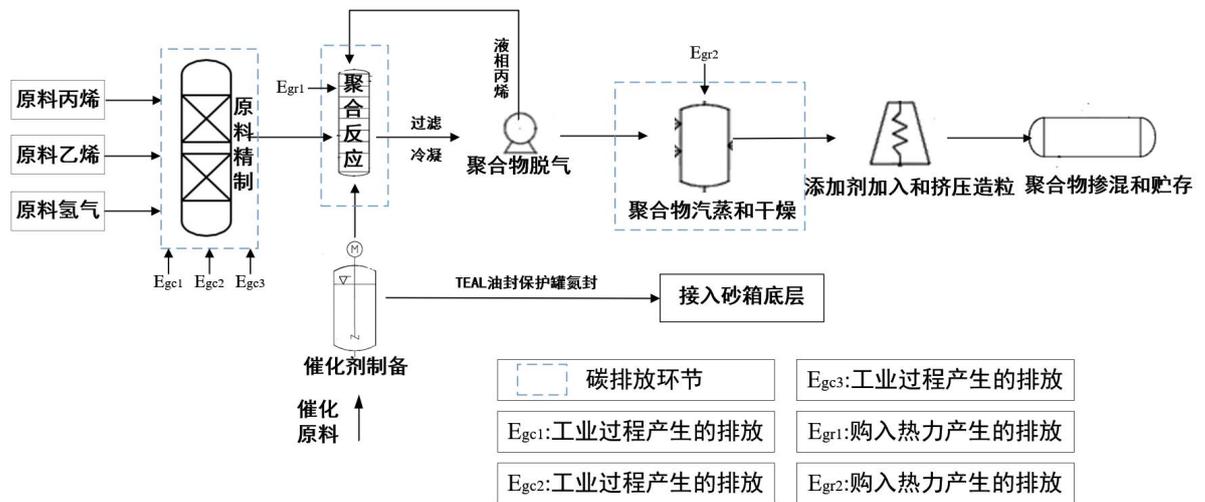


图 4.1-6 40万吨/年PP装置工艺流程图

表 4.1-6 40万吨/年PP装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	工业过程产生的CO ₂ 排放	丙烯精制 E_{gc1}	原料丙烯 36.5 万 t
2		乙烯精制 E_{gc2}	原料乙烯 2.44 万 t
3		氢气精制 E_{gc3}	原料氢气 71.66t
4	购入电力产生的CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 236640MWh
5	购入热力产生的CO ₂ 排放	液相聚合 E_{gr1}	低压蒸汽 93340t
6		聚合物汽蒸 E_{gr2}	

4.1.7. 30万吨/年FDPE装置

乙烯改造项目30万吨/年全密度聚乙烯（FDPE）装置的工艺流程中，需要燃料气助燃将气体加热到氧化温度以分解工业过程中产生的有机物 (E_{rs1})，燃烧会产生二氧化碳排放，属于化石燃料燃烧排放的二氧化碳。乙烯CO脱除罐 (E_{gc1}) 和氮气脱CO罐 (E_{gc2}) 在脱除过程中都会生成CO₂；在装置处理废气过程中，少量不能回收的气体送至直燃式

VOCs 处理装置 (VCU) 处置 (E_{gc3})，以上过程等都属于工业过程排放的二氧化碳。在乙烯精制过程中脱气塔塔底的共聚单体再沸器会利用蒸汽加热使共聚单体汽化 (E_{gr1})；ICA 脱气塔塔底的 ICA 再沸器会利用蒸汽加热使异戊烷汽化 (E_{gr2})，以上过程等都属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、工业过程产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。30 万吨/年全密度聚乙烯 (FDPE) 装置工艺流程如下图、表所示。

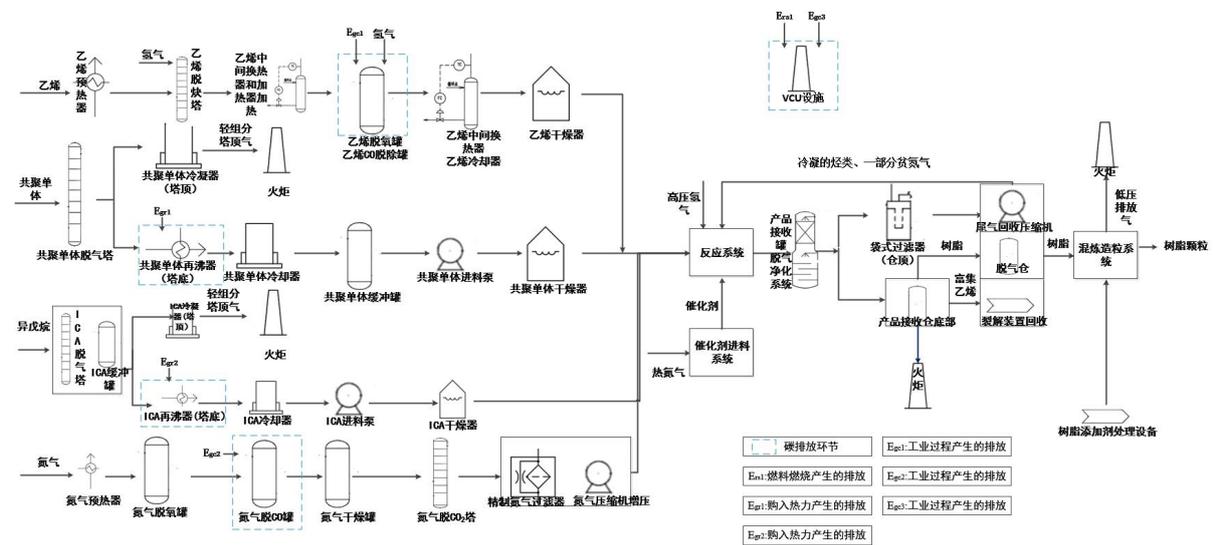


图 4.1-7 30 万吨/年全密度聚乙烯 (FDPE) 装置工艺流程图

表 4.1-7 30 万吨/年全密度聚乙烯 (FDPE) 装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	助燃 E_{rs1}	炼厂干气 18 万 Nm ³
2	工业过程产生的 CO ₂ 排放	乙烯 CO 脱除罐 E_{gc1}	乙烯原料 28.69 万 t； 废气处理量 10400t
3		氮气脱 CO 罐 E_{gc2}	
4		VCU 废气处理 E_{gc3}	
5	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 110700MWh
6	购入热力产生的 CO ₂ 排放	共聚单体再沸器 E_{gr1}	低压蒸汽 14400t；
7		ICA 再沸器 E_{gr2}	高压蒸汽 5400t；

4.1.8. 65 万吨/年裂解汽油加氢装置

乙烯改造项目 65 万吨/年裂解汽油加氢装置的生产工艺主要是对乙烯副产粗裂解汽

油进行加氢处理和切割分离，无化石燃料燃烧和工业过程排放的二氧化碳。硫化氢汽提塔会使用高压蒸汽 (E_{gr1})，属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。65万吨/年裂解汽油加氢装置工艺流程如下图、表所示。

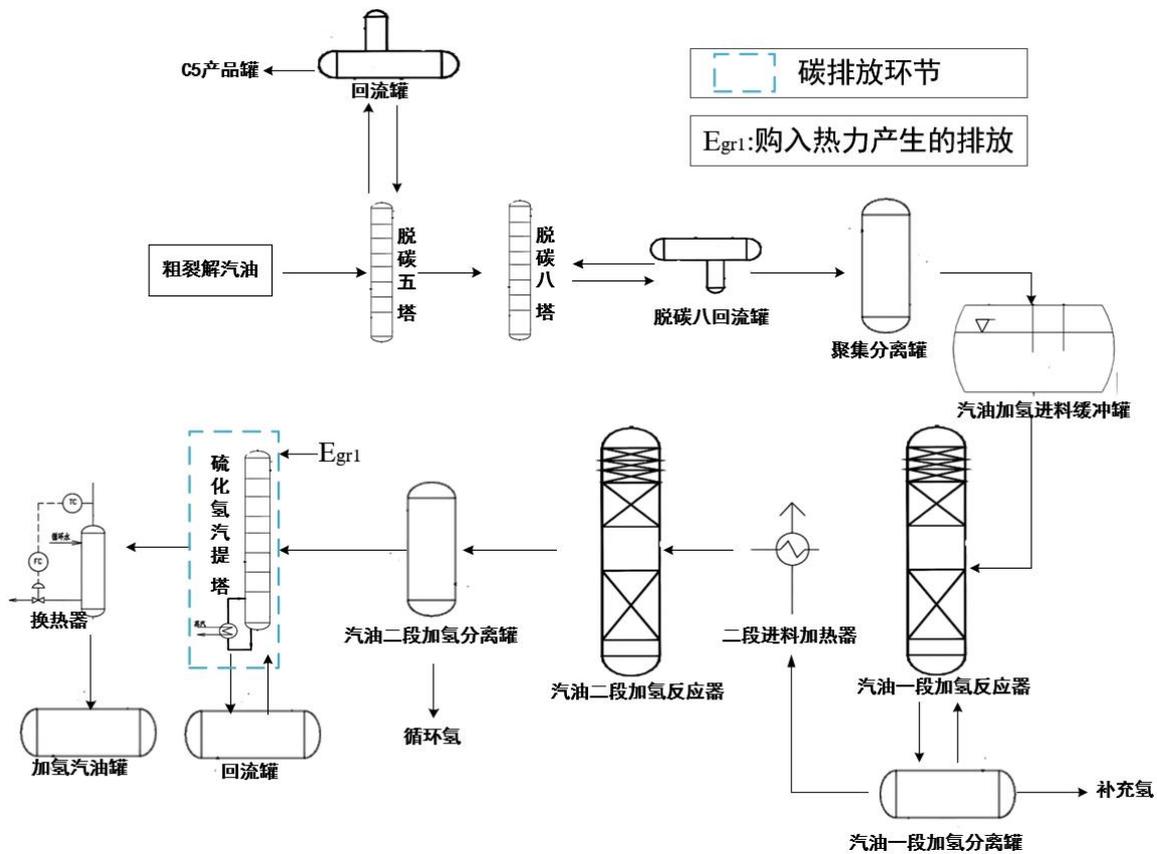


图 4.1-8 65万吨/年裂解汽油加氢装置工艺流程图

表 4.1-8 65万吨/年裂解汽油加氢装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 14592MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	汽提塔使用高压蒸汽 E_{gr1}	中压蒸汽 253700t; 超高压蒸汽 39300t

4.1.9.70万吨/年芳烃抽提装置

乙烯改造项目70万吨/年芳烃抽提装置的目的是将裂解汽油中的芳烃产品进行分离，无化石燃料燃烧和工业过程排放的二氧化碳。抽提蒸馏塔 (E_{gr1})、溶剂回收塔 (E_{gr2})

和再生塔的重沸器 (E_{gr3}) 会使用中压蒸汽进行加热；白土塔进料加热器也会用蒸汽加热混合芳烃至 195°C (E_{gr4})，以上过程等属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放；溶剂回收塔回流罐分出的水由溶剂回收塔顶水泵抽出送到水缓冲罐，与其它塔顶分出的水一起由水抽出泵送至水预热器，与贫溶剂换热后进入蒸汽发生器 ($E-2509$) 经贫溶剂加热生成蒸汽 (E_{sr1})，属于碳排放环节中输出热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。70万吨/年芳烃抽提装置工艺流程如下图、表所示。

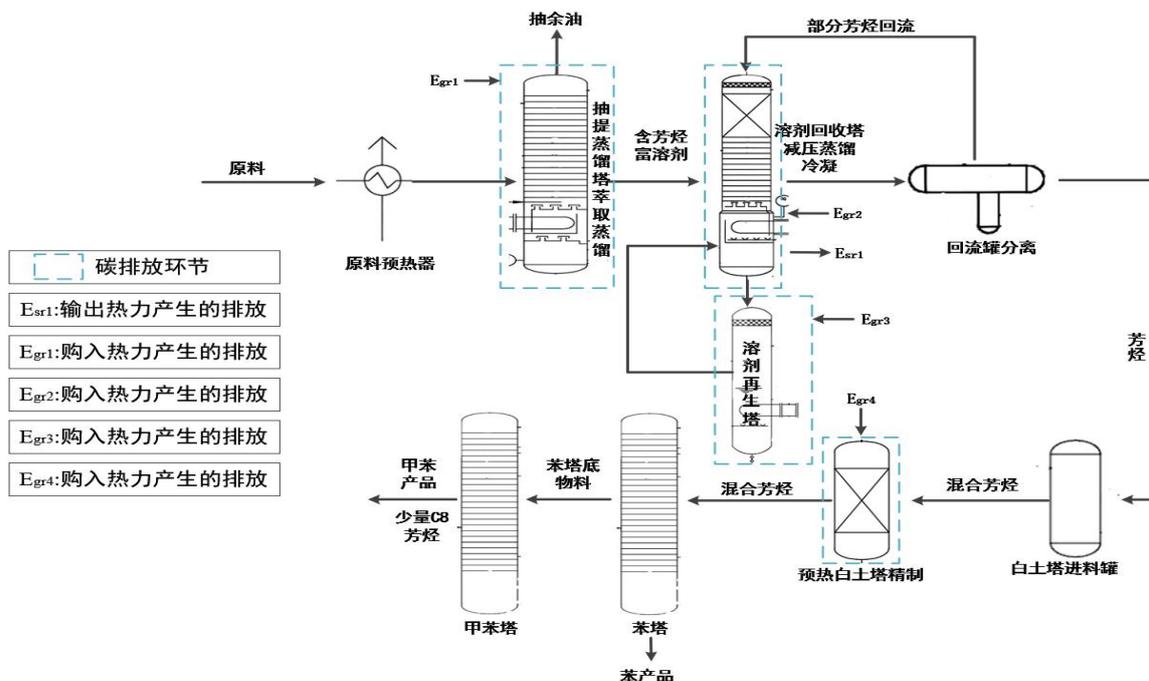


图 4.1-9 70万吨/年芳烃抽提装置工艺流程图

表 4.1-9 70万吨/年芳烃抽提装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO_2 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 14400MWh
2	购入热力产生的 CO_2 排放	抽提蒸馏塔使用蒸汽 E_{gr1}	高压蒸汽 480000t
3		溶剂回收塔使用蒸汽 E_{gr2}	
4		再生塔使用蒸汽 E_{gr3}	
5		白土塔使用蒸汽 E_{gr4}	
6	输出热力产生的 CO_2 排放	溶剂回收塔输出蒸汽 E_{sr1}	中压蒸汽 32000t

4.1.11. 120 万吨/年柴油加氢装置

乙烯改造项目 120 万吨/年柴油加氢装置工艺流程中，加工工艺由加氢精制升级为加氢改质。加热炉涉及直接燃烧化石燃料产生二氧化碳 (E_{rs1})，对应化石燃料燃烧产生的碳排放。循环氢压缩机 (E_{gr1})、产品分馏塔 (E_{gr2})、脱硫化氢汽提塔 (E_{gr3}) 需要使用蒸汽，对应碳排放环节中购入热力产生的碳排放。循环氢压缩机在使用中压蒸汽的同时还会输出部分低压蒸汽 (E_{sr1})，属于碳排放环节中输出热力产生的碳排放。此外，各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及工业过程、输出电力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。120 万吨/年柴油加氢装置工艺流程如下图、表所示。

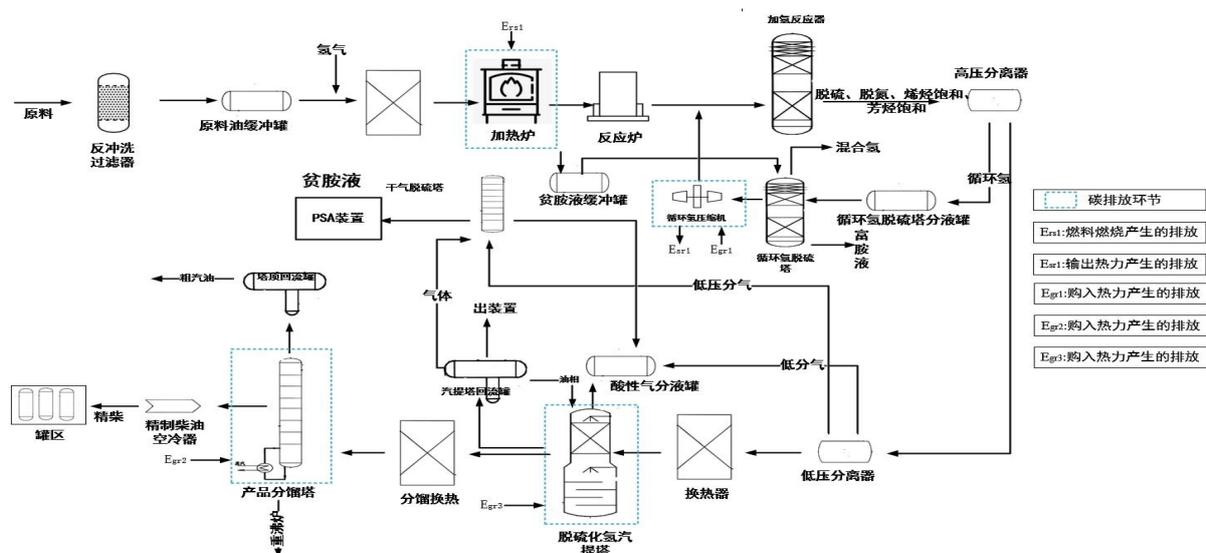


图 4.1-11 120 万吨/年柴油加氢装置工艺流程图

表 4.1- 11 120 万吨/年柴油加氢装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	加热炉燃烧 E_{rs1}	炼厂干气 580.56152 万 Nm ³
2	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 28442.4MWh
3	购入热力产生的 CO ₂ 排放	循环氢压缩机 E_{gr1}	高压蒸汽 294000t
4		产品分馏塔 E_{gr2}	
5		脱硫化氢汽提塔 E_{gr3}	
6	输出热力产生的 CO ₂ 排放	循环氢压缩机 E_{sr1}	中压蒸汽 277200t

4.1.12. 120 万吨/年催化裂化装置

120 万吨/年催化裂化装置（一套）建设年代早，本次改造仅涉及提升管相关内容的改造，装置整体改造内容少，本次改造设计的设备有：提升管反应器预提升段改造，新增 2 组加氢柴油进料喷嘴、新增加氢柴油进料泵（1 开 1 备）、加氢柴油进料缓冲罐 1 台、油浆-加氢柴油换热器 1 台及安全阀 2 台，更换增压机 2 台，另外蜡油处理量降低，两台蜡油泵需要增设变频器，整体工艺流程没有发生改变。

乙烯改造项目 120 万吨/年催化裂化装置工艺流程中，120 万吨/年催化裂化装置（一套）工艺流程中，第一再生器 C2102 将催化剂上的部分碳和大部分氢烧掉，第二再生器 C2103 采用较高的再生温度以保证烧焦效果且减少催化剂的水热失活，催化裂化装置的烧焦排放（ E_{gc1} ）属于工业过程排放。余热锅炉直接燃烧燃料气产生二氧化碳排放（ E_{rs1} ），属于化石燃料燃烧排放。装置中的各类机、泵等用电设备的运行（ E_{gd1} ），都需要电机驱动，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。此外，第一再生器、第二再生器的烟气在高温烟道混合后，经高温取热炉取热生成蒸汽（ E_{sr1} ）；第一再生器 C2102 旁设置外取热器，从高温催化剂中取出系统过剩热量生成蒸汽（ E_{sr2} ）；循环油浆由油浆泵从分馏塔底抽出，温度为 300~330℃左右，与原料—油浆换热器换热后，进入油浆蒸汽发生器发生 3.5MPa 的饱和蒸汽（ E_{sr3} ），以上过程都属于碳排放环节中输出热力产生的碳排放。在反应—再生系统中，分离后的催化剂通过封闭罩内壁及料腿返回汽提段后会经汽提蒸汽汽提；轻柴油由分馏塔第 21 层塔盘自流进入轻柴油汽提塔，之后用蒸汽汽提再由柴油泵抽出，以上过程等均使用自产蒸汽，因此不涉及碳排放环节中购入热力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、工业过程产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及输出电力、购入热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。120 万吨/年催化裂化装置工艺流程如下图、表所示。

行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。35万吨/年碳二回收装置工艺流程图如下图、表所示。

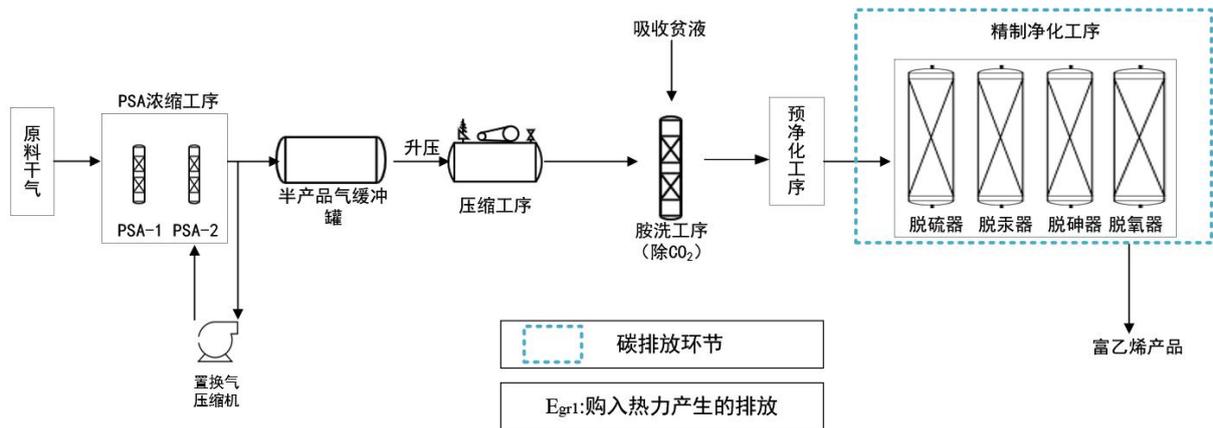


图 4.1-13 35万吨/年碳二回收装置工艺流程图

表 4.1- 13 35万吨/年碳二回收装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 78439.2MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	分离使用蒸汽 E_{gr1}	低压蒸汽 16800t

4.1.14. 30万吨/年裂解碳四处理装置

乙烯改造项目 30万吨/年裂解碳四处理装置工艺流程中，主要由丁二烯抽提单元、叔丁醇单元、MTBE 单元、丁烯-1 单元组成，无化石燃料燃烧和工艺过程排放的二氧化碳。丁二烯抽提单元稳定塔塔釜再沸器采用低压蒸汽进行加热 (E_{gr1})；脱重塔塔釜再沸器使用低压蒸汽进行加热 (E_{gr2})；脱轻塔塔釜再沸器使用低压蒸汽进行加热 (E_{gr3})，以上过程属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。此外，各类泵、压缩机、吸附器等设备的运行都需要电机驱动 (E_{gd1})，对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。30万吨/年裂解碳四处理装置工艺流程图如下图、表所示。

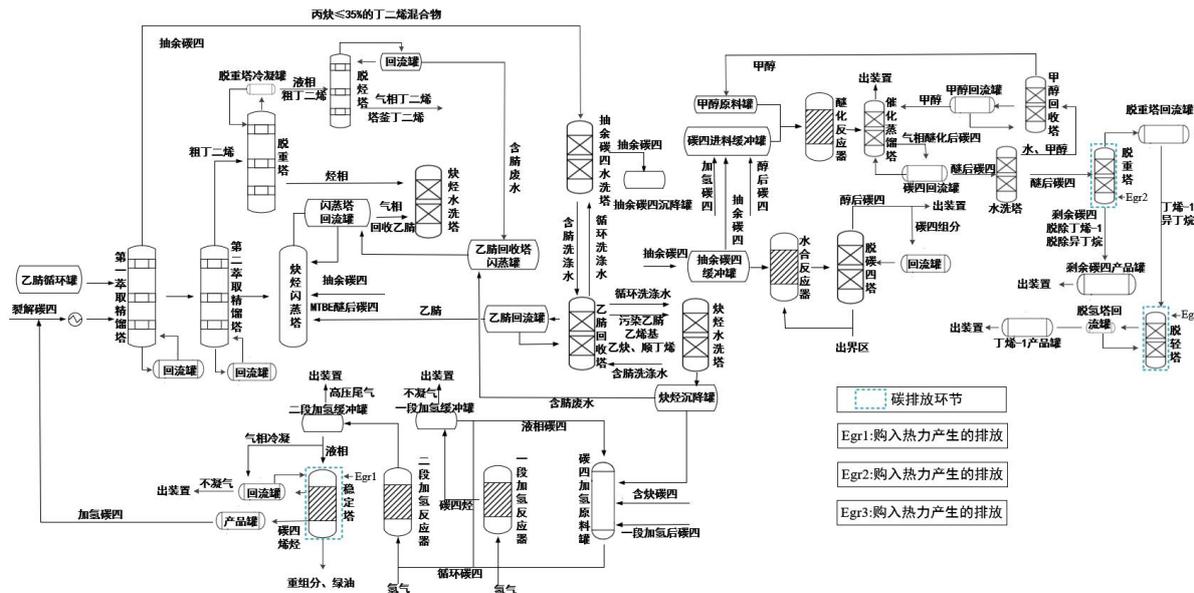


图 4.1-14 30 万吨/年裂解碳四处理装置工艺流程图

表 4.1- 14 30 万吨/年裂解碳四处理装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 36464MWh
2	购入热力产生的 CO ₂ 排放	稳定塔 E _{gr1}	低压蒸汽 196400t; 中压蒸汽 307100t
3		脱重塔 E _{gr2}	
4		脱氢塔 E _{gr3}	

4.1.15.5 5 万立方米/小时 PSA 装置

乙烯改造项目 5 万立方米/小时 PSA 装置工艺流程中，主要由变压吸附部分和解吸气压缩部分组成，无化石燃料燃烧、工业过程和购入热力产生的二氧化碳。此外，各类机、泵的运行需要电机驱动（E_{gd1}），对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。

因此，该装置碳排放源主要为：购入电力产生的二氧化碳排放，不涉及化石燃料燃烧、工业过程、输出电力、购入热力、输出热力、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。5 万立方米/小时 PSA 装置工艺流程图如下图、表所示。

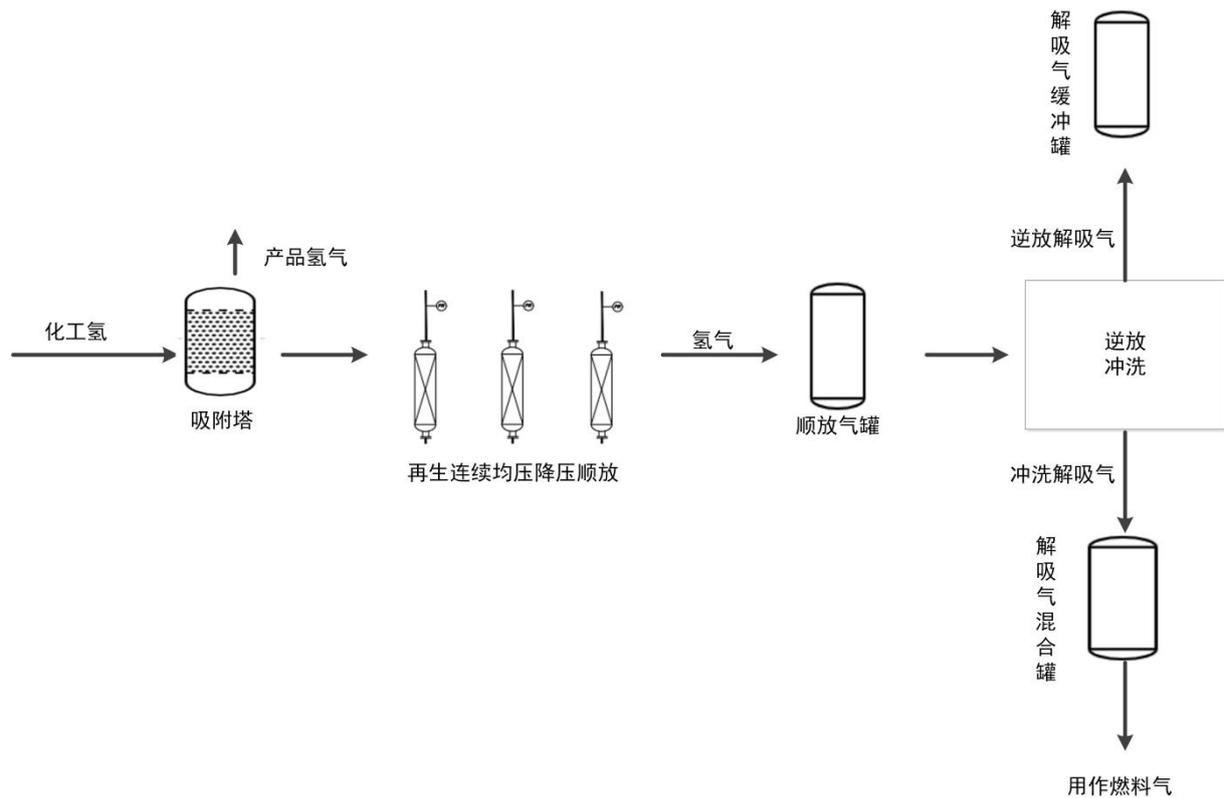


图 4.1-15 5 万立方米/小时 PSA 装置工艺流程图

表 4.1- 15 5 万立方米/小时 PSA 装置碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E _{gd1}	用电量 4342.8MWh

4.1.16. 动力站

乙烯改造项目新建 1 个动力站，动力站建 2 台超高压锅炉 1 用 1 备，动力站锅炉为燃气锅炉，燃烧过程产生二氧化碳排放（E_{rs1}），属于化石燃料燃烧排放。动力站各类机、泵等设备的运行都需要电机驱动（E_{gd1}），对应碳排放环节中购入电力产生的碳排放。动力站有两套抽汽背压式余热汽轮发电机组，可以发电（E_{sd1}），对应碳排放环节中输出电力产生的碳排放。动力站锅炉燃烧天然气，产生 12.0MPa(G) 超高压蒸汽 260.3t/h，全部用于动力站余热发电机组，但还需 45.9t/h 来自乙烯装置裂解炉副产外送超高压蒸汽（E_{gr1}）；动力站除氧器需消耗低压 0.4MPa(G) 蒸汽 14.4t/h（E_{gr2}）；动力站高加需消耗中压 1.0-1.6MPa(G) 蒸汽 35t/h（E_{gr3}），以上过程等属于碳排放环节中购入热力产生的碳排放。动力站余热发电机组采用超高压蒸汽发电后，可外供高压

4. 0MPa(G)蒸汽 239.4t/h，低压 0.4MPa(G)蒸汽 66.9t/h (E_{sr1})；动力站闪蒸罐产生低压 0.4MPa(G)蒸汽 1.1t/h (E_{sr2})，以上过程等属于碳排放环节中输出热力产生的碳排放。

综上，该装置碳排放源主要为：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、购入电力产生的二氧化碳排放、输出电力产生的二氧化碳排放、购入热力产生的二氧化碳排放、输出热力产生的二氧化碳排放，不涉及工业过程、碳回收利用、固化、购入绿电产生的二氧化碳排放。动力站平面布置示意图及碳排放源项识别如下图、表所示。

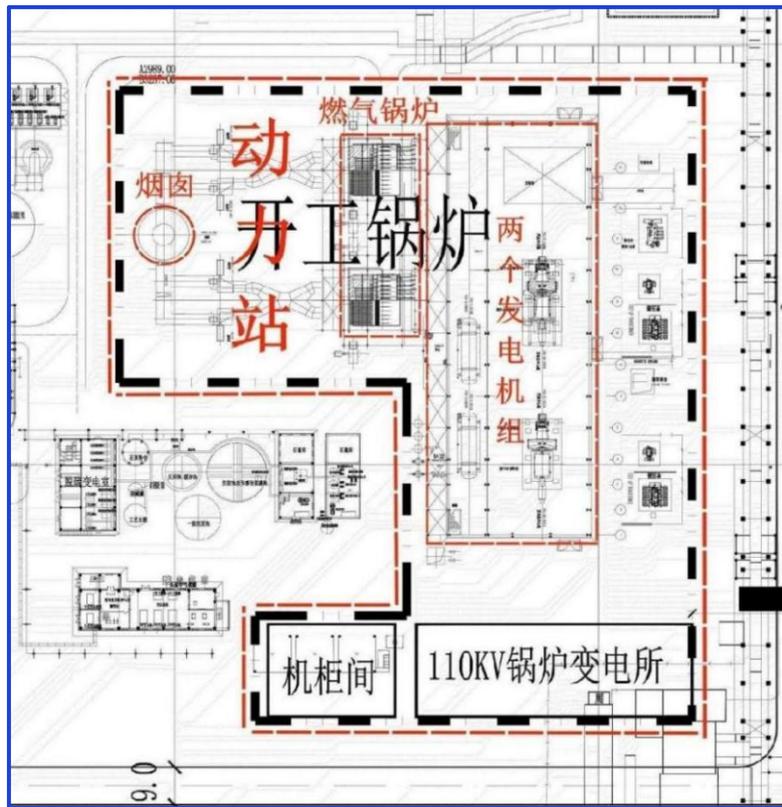


图 4.1-16 动力站平面布置示意图

表 4.1- 16 动力站碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	锅炉燃烧 E_{rs1}	天然气 16640 万 Nm ³
2	购入电力产生的 CO ₂ 排放	电驱动设备 E_{gd1}	用电量 68200MWh
3	输出电力产生的 CO ₂ 排放	发电机组 E_{sd1}	发电量 190728MWh
4	购入热力产生的 CO ₂ 排放	乙烯裂解炉外送蒸汽 E_{gr1}	低压蒸汽 115200t;
5		除氧器消耗蒸汽 E_{gr2}	中压蒸汽 280000t;
6		高加消耗蒸汽 E_{gr3}	超高压蒸汽 367200t
7	输出热力产生的 CO ₂ 排放	发电机组输出蒸汽 E_{sr1}	低压蒸汽 544000t;
8		闪蒸罐输出蒸汽 E_{sr2}	高压蒸汽 1915200t

4.1.17. 地面火炬系统

根据项目前期总图规划、各装置火炬气组成，并结合项目用地特征，乙烯改造项目新建火炬选用开放式地面火炬，在燃烧过程中产生二氧化碳排放（ E_{rs1} ），属于化石燃料燃烧排放。无其它排放源。

表 4.1- 17 地面火炬系统碳排放源项识别表

序号	碳排放环节	碳排放源	活动水平
1	化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	火炬燃烧 E_{rs1}	炼厂干气 104.2 万 Nm ³

4.2. 碳排放活动水平数据及来源说明

乙烯改造项目碳排放核算过程活动水平数据及排放因子见表 8.4- 18。温室气体排放涉及活动水平数据来源于该项目可研《中国石油兰州石化公司转型升级乙烯改造项目可行性研究报告》及兰州石化公司实际生产数据。

表 4.2- 1 乙烯改造项目活动水平数据及来源说明

排放类型	活动水平数据	来源说明
化石燃料燃烧产生的 CO ₂ 排放	炼厂干气消耗量	企业能源消费原始记录及统计台账
	天然气消耗量	企业能源消费原始记录及统计台账
	含碳废气消耗量	企业统计台账
工业过程 CO ₂ 排放	催化烧焦量	企业统计台账
	乙烯烧焦量	企业统计台账
购入电力产生的 CO ₂ 排放	购入电力	企业和电网公司结算的电表读数
输出电力产生的 CO ₂ 排放	输出电力	企业和电网公司结算的电表读数
购入热力产生的 CO ₂ 排放	购入热力	热力购售结算凭证
输出热力产生的 CO ₂ 排放	输出热力	企业能源消费原始记录及统计台账

4.3. 排放因子及其来源说明

乙烯改造项目碳排放核算过程中涉及到的排放因子选取依据详见下表。

表 4.3- 1 乙烯改造项目碳排放因子选取原则一览表

重点燃料燃烧措施			
燃料品种	低位发热量	单位热值含碳量	碳氧化率
天然气	《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）中附录表 B.1		
炼厂干气	《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）中附录表 B.1		
焦炭	《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）中附录表 B.1		
标准燃料	计算		
催化裂化装置催化剂烧焦			
装置名称	平均碳含量	碳氧化率	
催化裂化	无实测，按要求选 100%	无实测，按指南要求选 98%	

制氢装置			
原料名称	原料平均碳含量		
化工氢	计算		
乙烯裂解装置			
装置序号	CO ₂ 体积浓度	CO 体积浓度	
乙烯装置	实测	实测	
废气焚烧过程排放			
原料	名称	原料平均碳含量	
	乙烯	分子式计算	
	己烷	分子式计算	
	乙烷	分子式计算	
	NMHC	计算	
电力			
电力	电力排放因子	全球变暖潜势	
	生态环境部、国家统计局《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号）	《建设项目环境影响评价 碳排放》 (DB62/T 5135-2025)	
热力			
蒸汽	蒸汽热焓值	热力排放因子	全球变暖潜势
	GB/T 32151.10-2015 附录 B.7	《建设项目环境影响评价 碳排放》 (DB62/T 5135-2025)	

4.4. 二氧化碳源强核算

乙烯改造项目碳排放涉及乙烯装置、超高分子量聚乙烯装置、辛烯-1 装置、POE 装置、EVA 装置、聚丙烯装置、FDPE 装置、裂解汽油加氢装置、芳烃抽提装置、300 万吨/年柴油加氢装置、120 万吨/年柴油加氢装置、120 万吨/年催化裂化装置、碳二回收装置、PSA 装置、裂解碳四装置、动力站等。根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）以及《中国石油化工企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候 [2014] 2920 号）、《碳排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》（GB/T 32151.15-2023）、《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T 32150-2015）中相关核算方法并结合项目实际情况进行核算，项目实施后，二氧化碳总排放量为 130.55 万 t，其中燃料燃烧 CO₂ 排放量为 47.42 万 t，工业生产过程 CO₂ 排放量为 20.42 万 t，购入电力产生的 CO₂ 排放量为 87.99 万 t，输出电力产生的 CO₂ 排放量为 8.53 万 t，购入热力产生 CO₂ 排放量为 181.43 万 t，输出热力产生的 CO₂ 排放量为 198.18 万 t。乙烯改造项目各装置碳排放情况见下表。

表 4.4-1 乙烯改造项目建成后各装置碳排放表

序号	装置名称	E_{rs} 燃料燃烧 CO ₂ 排放量(t)	E_{gc} 工业生产过 程 CO ₂ 排放量(t)	E_{gd} 购入电力产生 CO ₂ 排放量(t)	E_{sd} 输出电力产 生 CO ₂ 排放量(t)	E_{gr} 购入热力产生 CO ₂ 排放量(t)	E_{sr} 输出热力产生 CO ₂ 排放量(t)	备注
1.	乙烯装置	105079.93	4364.73	401871.36	/	671253.45	1051807.48	新建
2.	超高分子量聚 乙烯装置			10633.83		22895.70		利用现役17万吨/年 HDPE装置—7万吨/ 年生产线改造
3.	辛烯-1装置			11447.19		61142.80		新建
4.	POE装置			41580.30		207715.32		新建
5.	EVA装置	120.33	8154.48	112669.20		26423.05		新建
6.	聚丙烯装置		95.11	105801.74		27257.48		新建
7.	FDPE装置	54.15	32676.60	49493.97		5834.08		新建
8.	裂解汽油加氢 装置			6524.08		86723.33		新建
9.	芳烃抽提装置			6438.24		143386.85	9520.40	新建
10.	300万吨/年 柴油加氢装置	5912.72		22109.45		97929.99	84611.46	改造
11.	120万吨/年 柴油加氢装置	1746.45		12716.60		87885.89	82122.88	改造
12.	120万吨/年 催化裂化装置	762.72	158911.57	14887.36			22486.96	改造
13.	碳二回收装置			35070.17		4906.00		新建
14.	PSA装置			1941.67				新建
15.	裂解碳四装置			16303.05		148847.92		
16.	动力站	360258.53		30492.22	85274.49	222073.82	731291.51	新建
17.	地面火炬长明 灯及事故火炬	313.46						新建
合计		474248.28	204202.49	879980.43	85274.49	1814275.69	1981840.70	
		1305591.71						

注：合计中碳排放总量 $E_{CO_2,z} = E_{rs} + E_{gc} + E_{gd} + E_{gr} - E_{sd} - E_{sr}$

4.4.1. 100万吨/年乙烯装置

100万吨/年乙烯装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4-2 100万吨/年乙烯装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	34931.072	45.998	0.0182	98	105079.93
二、工业过程	产生环节	烧焦尾气流量 (Nm ³ /h)	烧焦时间 (h/a)	CO ₂ 体积浓度 (%)	CO体积浓度 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	烧焦排放	55000	1465	1.70%	1.04%	4364.73
三、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	898840		0.4471		401871.36	
四、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	74400	2743.8	6102304.064	0.11	671253.45
	中压蒸汽	1431200	2788.4			
	高压蒸汽	748800	2799.4			
五、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	超高压蒸汽	3647264	2705.4	9561886.14	0.11	1051807.48

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

100万吨/年乙烯装置所选用的燃料为炼厂干气，炼厂干气的年消耗量为 34931.072 × 10⁴Nm³，低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ，碳氧化率为 98%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的 CO₂ 排放量为：

$$E_{rs} = (34931.072 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12 = 105079.93 \text{ tCO}_2$$

(2) 工业过程排放

表 4.4-3 工业过程排放表

乙烯烧焦	烧焦尾气流量 (Nm ³ /小时)	烧焦时间 (小时/年)	CO ₂ 体积浓度 (%)	CO体积浓度 (%)	CO ₂ 排放量 (吨)
100万吨(新建)	55000	1465	1.70%	1.04%	4364.73

因此，根据计算，该装置工业生产过程的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gc} = 55000 \times 1465 \times (1.7\% + 1.04\%) \times 19.77 \times 10^{-4} = 4364.73 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入电力产生的排放

100 万吨/年乙烯装置一整年净调用电力 898840MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=898840 \times 0.4471 \times 1=401871.36 \text{ tCO}_2$$

(4) 购入热力产生的排放

100 万吨/年乙烯装置调用低压蒸汽、中压蒸汽、高压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为 74400t，规格为 0.45MPa，焓约为 2743.8kJ/kg；一整年消耗中压蒸汽质量为 1431200t，规格为 1.4MPa，焓约为 2788.4kJ/kg；一整年消耗低高压蒸汽质量为 748800t，规格为 4.0MPa，焓约为 2799.4kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3）。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=[74400 \times (2836.5-83.74) + 1431200 \times (2788.4-83.74) + 748800 \times (2799.4-83.74)]/1000=6102304.064 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=6102304.064 \times 0.11 \times 1=671253.45 \text{ tCO}_2$$

(5) 输出热力产生的排放

100 万吨/年乙烯装置输出超高压蒸汽，一整年输出超高压蒸汽质量为 3647264t，规格为 11.5MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2705.4kJ/kg。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的 CO₂排放量为：

$$AD_{\text{输出热}}=3647264 \times (2705.4-83.74) / 1000=9561886.14 \text{ GJ}$$

$$E_{sr}=9561886.14 \times 0.11 \times 1=1051807.48 \text{ tCO}_2$$

4.4.2.6 万吨/年 UHMWPE 装置

超高分子量聚乙烯装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4-4 超高分子量聚乙烯装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
		23784		0.4471		10633.83
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	40800	2743.8			
	中压蒸汽	3600	2790.4			
	高压蒸汽	800	2799.4			

(1) 购入电力产生的排放

超高分子量聚乙烯装置一整年调用电力 23784MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=23784 \times 0.4471 \times 1=10633.83 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

UHMWPE 装置调用低压蒸汽、中压蒸汽和高压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为 40800t，规格约为 0.45MPa，焓约为 2743.8kJ/kg；一整年消耗中压蒸汽质量为 36000t，规格为 1.5MPa，焓约为 2790.4kJ/kg；一整年消耗高压蒸汽质量为 800t，规格为 4.2MPa，焓约为 2799.4kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3）。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=[40800 \times (2743.8-83.74) + 36000 \times (2790.4-83.74) + 800 \times$$

$(2799.4-83.74)]/1000=208142.736 \text{ GJ}$

$$E_{gr}=208142.736 \times 0.11 \times 1=22895.70 \text{ tCO}_2$$

4.4.3.5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置

5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4-5 5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
		25603.2		0.4471		11447.19
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	128160	2788.4	555843.67	0.11	61142.80
	高压蒸汽	77040	2799.4			

(1) 购入电力产生的排放

5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置一整年调用电力 25603.2MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=25603.2 \times 0.4471 \times 1=11447.19 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置调用中压蒸汽和高压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 128160t，规格为 1.4MPa，焓约为 2788.4kJ/kg；一整年消耗高压蒸汽质量为 77040t，规格为 4.0MPa，焓约为 2799.4kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3）。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=[128160 \times (2788.4-83.74)+77040 \times (2799.4-83.74)]/1000=555843.67\text{GJ}$$

$$E_{gr}=555843.67 \times 0.11 \times 1=61142.80 \text{ tCO}_2$$

4.4.4.10 万吨/年 POE 装置

10 万吨/年 POE 装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4-6 10 万吨/年 POE 装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
		93000		0.4471		41580.30
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	396000	2777	1888321.104	0.11	207715.32
	高压蒸汽	302400	2801.3			

(1) 购入电力产生的排放

10 万吨/年 POE 装置一整年净调用电力 93000MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=93000 \times 0.4471 \times 1=41580.3 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

10 万吨/年 POE 装置调用中压蒸汽和高压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 396000t，规格为 1.0MPa，焓约为 2777kJ/kg；一整年消耗高压蒸汽质量为 302400t，规格为 3.5MPa，焓约为 2801.3kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3）。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=[396000 \times (2777-83.74) + 78800 \times (2801.3-83.74)] / 1000=1888321.104 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=1888321.104 \times 0.11 \times 1=207715.32 \text{ tCO}_2$$

4.4.5.14 万吨/年 EVA 装置

14 万吨/年 EVA 装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4-7 14 万吨/年 EVA 装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	40	45.998	0.0182	98	120.33
二、工业过程	产生环节	处理量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	CO ₂ 排放量 (t/a)
	废气治理产生的碳排放	2648	85.7	0	98	8154.48
三、购入电力	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
	252000		0.4471		112669.2	
四、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	56000	2743.8	240209.536	0.11	26423.05
	高压蒸汽	33600	2799.4			

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

14 万吨/年 EVA 装置配套的 RTO 炉需要用炼厂干气进行助燃,涉及炼厂干气的燃烧,此环节属于化石燃料燃烧产生的碳排放,炼厂干气的年消耗量为 40 万 Nm³,低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³,单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ,碳氧化率为 98%。因此,根据计算,该装置化石燃料燃烧过程的 CO₂年排放量为:

$$E_{rs}=(40 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12=120.33 \text{ tCO}_2$$

(2) 工业过程排放

14 万吨/年 EVA 装置配套建设一座 RTO 炉对 EVA 装置及 POE 装置产生的有机废气进行处理,经物料平衡分析,这两套装置产生的有机废气总量为 2648t/a,组分中以乙烯废气为主,其 CO₂计算参数详见下表所示。

表 4.4-8 工业过程排放参数表

排放源	处理量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	CO ₂ 排放量 (t/a)
废气处理单元 (RTO 炉)	2648	85.7	0	98	8154.48
合计					8154.48

因此,根据计算,该装置工业生产过程的 CO₂年排放量为:

$$E_{gc}=2648 \times 85.7\% \times 98\% \times 44/12=8154.48 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入电力产生的排放

EVA 装置一整年调用电力 252000MWh,采用生态环境部、国家统计局最新发布的(《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》(公告 2025 年 第 47 号))2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh; CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1,具体数值为 1。因此,根据计算,该装置购入电力产生的 CO₂排放量为:

$$E_{gd}=252000 \times 0.4471 \times 1=112669.2 \text{ tCO}_2$$

(4) 购入热力产生的排放

14 万吨/年 EVA 装置调用低压蒸汽和高压蒸汽,一整年消耗低压蒸汽质量为 56000t,规格为 0.45MPa,焓约为 2743.8kJ/kg;一整年消耗高压蒸汽质量为 33600t,规格为 4MPa,380℃,焓约为 2799.4kJ/kg(以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分:石油化工企业》表 C.3)。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3,具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1,具体数值为 1。因此,根据计算,该装置购入热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{购入热}}=[56000 \times (2743.8-83.74) + 33600 \times (2799.4-83.74)]/1000=240209.536 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=240209.536 \times 0.11 \times 1=26423.05 \text{ tCO}_2$$

4.4.6.40 万吨/年 PP 装置

40 万吨/年聚丙烯装置各环节碳排放量情况如下表所示:

表 4.4-9 40 万吨/年聚丙烯装置各环节碳排放量情况汇总表

	原料 (t)	密度 (t/m ³)	脱除项含量 (ppm vol max)	摩尔质量比	碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注
一、工业过程	365000	0.5139	0.48 (COS)	44/60	0.25	丙烯精制
	365000	0.5139	0.07 (CO)	44/28	0.08	
	365000	0.5139	0.6 (CO ₂)	44/44	0.43	
	24400	1.03E-03	0.97 (CO)	44/28	36.25	乙烯精制
	24400	1.03E-03	0.8 (CO ₂)	44/44	19.03	
	71.66	8.37E-05	19.5 (CO)	44/28	26.23	氢气精制

	71.66	8.37E-05	15(CO ₂)	44/44	12.84	
二、购入 电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	236640		0.4471		105801.74	
三、购入 热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放 因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	93340	2738.5	247795.29	0.11	27257.48

(1) 工业过程排放

40万吨/年聚丙烯装置的原料丙烯、乙烯、氢气在进行精制过程中会脱除CO₂，属于工业过程产生的CO₂排放。具体相关参数见下表。

表 4.4-10 工业过程排放参数表

排放源	原料 (t)	密度* (t/m ³)	脱除碳基 硫含量 (ppm vol max)	脱除 CO 含量 (ppm vol max)	脱除 CO ₂ 含量 (ppm vol max)	CO ₂ 排放量 (t/a)
丙烯精 制	365000	*0.5139	0.48	0.07	0.6	0.75
乙烯精 制	24400	*1.026 (kg/m ³)	/	0.97	0.8	55.28
氢气精 制	71.66	*0.0837 (kg/m ³)	/	19.5	15	39.08
合计						95.11

注：*按常温常压（25° C，1个大气压），

因此，根据计算，该装置工业生产过程的CO₂年排放量为：

$$E_{gc1} = (365000/0.5139 \times 0.48 \times 10^{-6} \times 44/60) + (365000/0.5139 \times 0.07 \times 10^{-6} \times 44/28) + (365000/0.5139 \times 0.6 \times 10^{-6}) = 0.75 \text{ tCO}_2$$

$$E_{gc2} = [24400/(1.026 \times 10^{-3}) \times 0.97 \times 10^{-6} \times 44/28] + [24400/(1.026 \times 10^{-3}) \times 0.8 \times 10^{-6}] = 55.28 \text{ tCO}_2$$

$$E_{gc3} = [71.66/(0.0837 \times 10^{-3}) \times 19.5 \times 10^{-6} \times 44/28] + [71.66/(0.0837 \times 10^{-3}) \times 15 \times 10^{-6}] = 39.08 \text{ tCO}_2$$

$$E_{gc3} = 0.75 + 55.28 + 39.08 = 95.11 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入电力产生的排放

40万吨/年聚丙烯装置一整年调用电力236640MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布2023年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告2025年第47号））2023年甘肃电力平均二氧化碳排放因子0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参

考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=236640 \times 0.4471 \times 1=105801.74 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入热力产生的排放

40 万吨/年聚丙烯装置调用低压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为 93340t，规格为 0.4MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2738.5kJ/kg。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=93340 \times (2738.5-83.74) / 1000=247795.29 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=247795.29 \times 0.11 \times 1=27257.48 \text{ tCO}_2$$

4.4.7.30 万吨/年 FDPE 装置

30 万吨/年 FDPE 装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4- 11 30 万吨/年 FDPE 装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	18	45.998	0.0182	98	54.15
二、工业过程	原料乙烯量 (t)	乙烯密度* (t/m ³)	消耗含量 (ppm vol max)	摩尔质量比	CO ₂ 排放量 (t/a)	备注
	286900	1.03E-03	0.97(CO)	44/28	426.24	脱除 CO
			0.8(CO ₂)	44/44	223.70	脱除 CO ₂
	产生环节	处理量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	CO ₂ 排放量 (t/a)
	FDPE 送 VCU 处理的废气	1800	85.7	0	98	5543.07
	PP 送 VCU 处理的废气	8600	85.7	0	98	26483.59
三、购入电力	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
	8872		0.4471		3966.67	
四、购入	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子	碳排放量 (tCO ₂ e/a)

热力					(tCO ₂ /GJ)	
	低压蒸汽	14400	2748.5	53037.11	0.11	5834.08
	高压蒸汽	5400	2799.4			

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

30万吨/年FDPE装置燃烧的是炼厂干气，炼厂干气的年消耗量为18万Nm³，低位发热量为45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为0.0182tC/GJ，碳氧化率为98%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的CO₂排放量为：

$$E_{rs} = (18 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12 = 54.15 \text{ tCO}_2$$

(2) 工业过程排放

30万吨/年FDPE装置的原料乙烯中含有CO和CO₂等杂质，在进入反应系统前需要对原料进行精制，精制过程中会产生CO₂，属于工业过程产生的CO₂排放。具体相关参数见下表。

表 4.4-12 工业过程排放参数表

排放源	原料乙烯量 (t)	乙烯密度 * (t/m ³)	消耗含量 (ppm vol max)	摩尔质量比	CO ₂ 排放量 (t/a)
30万吨/年FDPE装置	286900	1.03E-03	0.97(CO)	44/28	426.24
			0.8(CO ₂)	44/44	223.70
合计					649.94

注：*按常温常压（25° C，1个大气压），

因此，根据计算，该装置工业生产过程的CO₂年排放量为：

$$E_{gc} = [286900 / (1.026 \times 10^{-3}) \times 0.97 \times 10^{-6} \times 44/28] + [24400 / (1.026 \times 10^{-3}) \times 0.8 \times 10^{-6}] = 649.94 \text{ tCO}_2$$

30万吨/年FDPE装置还配套建设废气处理设施，其CO₂计算参数详见下表所示。

表 4.4-13 工业过程排放参数表

排放源	处理量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	CO ₂ 排放量 (t/a)
FDPE送VCU处理的废气	1800	85.7	0	98	5543.08
PP送VCU处理的废气	8600	85.7	0	98	26483.58
合计					32026.66

因此，根据计算，该装置工业生产过程的CO₂排放量为：

$$E_{gc} = (1800 + 8600) \times 85.7\% \times 98\% \times 44/12 = 32026.66 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入电力产生的排放

30万吨/年FDPE装置一整年净调用电力8872MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布2023年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告2025年第47号））2023年甘肃电力平均二氧化碳排放因子0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的CO₂排放量为：

$$E_{gd}=8872 \times 0.4471 \times 1 = 3966.67 \text{ tCO}_2$$

(4) 购入热力产生的排放

30万吨/年FDPE装置调用低压蒸汽和高压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为14400t，规格为0.5MPa，焓约为2748.5kJ/kg；一整年消耗高压蒸汽质量为5400t，规格为4MPa，焓约为2799.4kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》表C.3和表C.4）。热力供应的CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录B.3，具体数值为0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}} = [114400 \times (2748.5 - 83.74) + 5400 \times (2799.4 - 83.74)] / 1000 = 53037.11 \text{ GJ}$$

$$E_{gr} = 53037.11 \times 0.11 \times 1 = 5834.08 \text{ tCO}_2$$

4.4.8.65万吨/年裂解汽油加氢装置

65万吨/年裂解汽油加氢装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4-14 65万吨/年裂解汽油加氢装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
		14592		0.4471		6524.08
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	253700	2788.4	788393.9	0.11	86723.33
	超高压蒸汽	39300	2684.8			

(1) 购入电力产生的排放

65万吨/年裂解汽油加氢装置一整年净调用电力14592MWh，采用生态环境部、国家

统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=14592 \times 0.4471 \times 1=6524.08 \text{ tCO}_2$$

（2）购入热力产生的排放

65 万吨/年裂解汽油加氢装置调用中压蒸汽、超高压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 253700t，规格为 1.4MPa，焓约为 2788.4kJ/kg；一整年消耗超高压蒸汽质量为 39300t，规格为 12MPa，焓约为 2684.8kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3 和表 C.4）。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=[253700 \times (2788.4-83.74) + 39300 \times (2684.8-83.74)]/1000=788393.9 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=788393.9 \times 0.11 \times 1=86723.33 \text{ tCO}_2$$

4.4.9.70 万吨/年芳烃抽提装置

70 万吨/年芳烃抽提装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4- 15 70 万吨/年芳烃抽提装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入 电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
		14400		0.4471		6438.24
二、购入 热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	高压蒸汽	480000	2799.4	1303516.8	0.11	143386.85
三、输出 热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	32000	2788.4	86549.12	0.11	9520.40

（1）购入电力产生的排放

70 万吨/年芳烃抽提装置一整年净调用电力 14400MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第

47号)) 2023年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh; CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入电力产生的 CO₂排放量为:

$$E_{gd}=14400 \times 0.4471 \times 1=6438.24 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

70万吨/年芳烃抽提装置调用高压蒸汽, 一整年消耗高压蒸汽质量为 480000t, 规格为 4.0MPa, 焓约为 2799.4kJ/kg (以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第15部分: 石油化工企业》表 C.3 和表 C.4)。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{购入热}}=480000 \times (2799.4-83.74) / 1000=1303516.8 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=1303516.8 \times 0.11 \times 1=143386.85 \text{ tCO}_2$$

(3) 输出热力产生的排放

70万吨/年芳烃抽提装置输出中压蒸汽, 一整年输出中压蒸汽质量为 32000t, 规格为 1.4MPa, 依据《温室气体排放核算与报告要求 第15部分: 石油化工企业》表 C.3 可知焓约为 2788.4kJ/kg。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置输出热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{输出热}}=32000 \times (2788.4-83.74) / 1000=86549.12 \text{ GJ}$$

$$E_{sr}=86549.12 \times 0.11 \times 1=9520.40 \text{ tCO}_2$$

4.4.10. 300万吨/年柴油加氢装置

300万吨/年柴油加氢装置各环节碳排放量情况如下表所示:

表 4.4- 16 300 万吨/年柴油加氢装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率(%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	1965.53	45.998	0.0182	98	5912.72
二、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	49450.8		0.4471		22109.45	
三、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	高压蒸汽	327600	2801.3	890272.66	0.11	97929.99
四、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	285600	2777	769195.06	0.11	84611.46

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

300 万吨/年柴油加氢装置所选用的燃料为炼厂干气，炼厂干气的年消耗量为 1965.53 万 Nm³，低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ，碳氧化率为 98%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的 CO₂排放量为：

$$E_{rs}=(1965.53 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12=5912.72 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入电力产生的排放

300 万吨/年柴油加氢装置一整年净调用电力 49450.8MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=49450.8 \times 0.4471 \times 1=22109.45 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入热力产生的排放

300 万吨/年柴油加氢装置调用高压蒸汽，一整年消耗高压蒸汽质量为 327600t，规格为 3.5MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》中表 C.3 可知焓约为 2801.3kJ/kg。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂排

放量为：

$$AD_{\text{购入热}} = 327600 \times (2801.3 - 83.74) / 1000 = 890272.66 \text{ GJ}$$

$$E_{gr} = 890272.66 \times 0.11 \times 1 = 97929.99 \text{ tCO}_2$$

(4) 输出热力产生的排放

300万吨/年柴油加氢装置输出中压蒸汽，一整年输出蒸汽质量为285600t，规格为1.0MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》中表C.3可知焓约为2777kJ/kg。热力供应的CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录B.3，具体数值为0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的CO₂排放量为：

$$AD_{\text{输出热}} = 285600 \times (2777 - 83.74) / 1000 = 769195.06 \text{ GJ}$$

$$E_{sr} = 769195.06 \times 0.11 \times 1 = 84611.46 \text{ tCO}_2$$

4.4.11. 120万吨/年柴油加氢装置

120万吨/年柴油加氢装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4- 17 120万吨/年柴油加氢装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
		炼厂干气	580.56152	45.998	0.0182	98
二、购入电力	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
	28442.4		0.4471		12716.60	
三、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	高压蒸汽	294000	2801.3	798962.64	0.11	87885.89
四、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	中压蒸汽	277200	2777	746571.67	0.11	82122.88

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

120万吨/年柴油加氢装置所选用的燃料为炼厂干气，炼厂干气的年消耗量为580.56152万Nm³，低位发热量为45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为0.0182tC/GJ，碳氧化率为98%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的CO₂年排放量为：

$$E_{rs}=(580.56152 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12=1746.45 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入电力产生的排放

120万吨/年柴油加氢装置一整年净调用电力28442.4MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布2023年⁺电力二氧化碳排放因子的公告》（公告2025年第47号））2023年甘肃电力平均二氧化碳排放因子0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的CO₂排放量为：

$$E_{gd}=28442.4 \times 0.4471 \times 1=12716.60 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入热力产生的排放

120万吨/年柴油加氢装置调用高压蒸汽，一整年消耗高压蒸汽质量为294000t，规格约为3.5MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》中表C.3可知焓为2801.3kJ/kg。热力供应的CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录B.3，具体数值为0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=294000 \times (2801.3-83.74) / 1000=798962.64 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=798962.64 \times 0.11 \times 1=87885.89 \text{ tCO}_2$$

(4) 输出热力产生的排放

120万吨/年柴油加氢装置输出中压蒸汽，一整年输出蒸汽质量为277200t，规格为1.0MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》中表C.3可知焓约为2777kJ/kg；热力供应的CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录B.3，具体数值为0.11tCO₂/GJ；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录A.1，具体数值为1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的CO₂排放量为：

$$AD_{\text{输出热}}=277200 \times (2777-83.74) / 1000=746571.67 \text{ GJ}$$

$$E_{sr}=746571.67 \times 0.11 \times 1=82122.88 \text{ tCO}_2$$

4.4.12. 120万吨/年催化裂化装置

120万吨/年催化裂化装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4- 18 120 万吨/年催化裂化装置各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干气	253.5456	45.998	0.0182	98	762.72
二、工业过程	产生环节	处置量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	烧焦排放	44224	100	0	98	158911.57
三、购入电力	消耗量 (MW·h/a)		电力排放因子 (tCO ₂ /MWh)		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	
	33297.6		0.4471		14887.36	
四、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	消耗量 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	高压蒸汽	33600	2801.3	91310.02	0.11	10044.10
	中压蒸汽	42000	2777	113116.92	0.11	12442.86

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

120 万吨/年催化裂化装置所选用的燃料为炼厂干气，炼厂干气的年消耗量为 253.5456 万 Nm³，低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ，碳氧化率为 98%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的 CO₂ 排放量为：

$$E_{rs} = (253.5456 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12 = 762.72 \text{ tCO}_2$$

(2) 工业过程排放

表 4.4- 19 工业过程排放参数表

排放源	处理量 (t/a)	废弃物含碳比例 (%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例 (%)	燃烧效率 (%)	CO ₂ 排放量 (t/a)
120 万吨/年催化裂化装置	44224	100	0	98	158911.57
合计					158911.57

因此，根据计算，该装置工业生产过程的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gc} = 44224 \times 100\% \times 98\% \times 44/12 = 158911.57 \text{ tCO}_2$$

(3) 购入电力产生的排放

120 万吨/年催化裂化装置一整年净调用电力 33297.6MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=33297.6 \times 0.4471 \times 1=14887.36 \text{ tCO}_2$$

(4) 输出热力产生的排放

120 万吨/年催化裂化装置输出高压蒸汽和中压蒸汽，一整年输出高压蒸汽质量为 33600t，规格为 3.5MPa，焓约为 2801.3kJ/kg；一整年输出中压蒸汽质量为 42000t，规格为 1.0MPa，焓约为 2777kJ/kg（以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》表 C.3）。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置输出热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{输出热}}=[33600 \times (2801.3-83.74) + 42000 \times (2777-83.74)]/1000=204426.94 \text{ GJ}$$

$$E_{st}=204426.94 \times 0.11 \times 1=22486.96 \text{ tCO}_2$$

4.4.13.35 万吨/年碳二回收装置

35 万吨/年碳二回收装置各环节碳排放量情况如下表所示：

表 4.4-20 35 万吨/年碳二回收装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	78439.2		0.4471		35070.17	
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	16800	2738.5	44599.968	0.11	4906

(1) 购入电力产生的排放

35 万吨/年碳二回收装置一整年净调用电力 78439.2MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=78439.2 \times 0.4471 \times 1=35070.17 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入热力产生的排放

35 万吨/年碳二回收装置调用低压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为 16800t，规格

约为 0.4MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》中表 C.3 可知焓为 2738.5kJ/kg。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=16800 \times (2738.5-83.74) / 1000=44599.968 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=44599.968 \times 0.11 \times 1=4906 \text{ tCO}_2$$

4.4.14.30 万吨/年裂解碳四处理装置

30 万吨/年裂解碳四处理装置各单元碳排放量汇总如下表所示：

表 4.4-21 30 万吨/年裂解碳四处理装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
		36464		0.4471		16303.05
二、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	196400	2738.5	1353162.93	0.11	148847.92
	中压蒸汽	307100	2792.2			

(1) 14 万吨/年丁二烯抽提单元

1) 购入电力产生的排放

14 万吨/年丁二烯抽提单元一整年调用电力 11280MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=11280 \times 0.4471 \times 1=5043.29 \text{ tCO}_2$$

2) 购入热力产生的排放

14 万吨/年丁二烯抽提单元调用低压蒸汽和中压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为 104000t，规格约为 0.4MPa，焓为 2738.5kJ/kg；一整年消耗中压蒸汽质量为 196000t，规格约为 1.6MPa，焓为 2792.2kJ/kg（以上焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求

第 15 部分：石油化工企业》中表 C.3)。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为:

$$AD_{\text{购入热}} = [104000 \times (2738.5 - 83.74) + 196000 \times (2792.2 - 83.74)] / 1000 = 806953.2$$

GJ

$$E_{gr} = 806953.2 \times 0.11 \times 1 = 88764.85 \text{ tCO}_2$$

(2) 3 万吨/年叔丁醇单元

1) 购入电力产生的排放

3 万吨/年叔丁醇单元一整年调用电力 560MWh, 采用生态环境部、国家统计局最新发布的《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》(公告 2025 年第 47 号) 2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh; CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入电力产生的 CO₂ 排放量为:

$$E_{gd} = 560 \times 0.4471 \times 1 = 250.38 \text{ tCO}_2$$

2) 购入热力产生的排放

30 万吨/年裂解碳四处理装置调用中压蒸汽, 一整年消耗中压蒸汽质量为 26400t, 规格约为 1.6MPa, 依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分: 石油化工企业》中表 C.3 可知焓为 2792.2kJ/kg。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为:

$$AD_{\text{购入热}} = 26400 \times (2792.2 - 83.74) / 1000 = 71503.34 \text{ GJ}$$

$$E_{gr} = 71503.34 \times 0.11 \times 1 = 7865.37 \text{ tCO}_2$$

(3) 10 万吨/年 MTBE 单元

1) 购入电力产生的排放

10 万吨/年 MTBE 单元一整年调用电力 2480MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=2480 \times 0.4471 \times 1=1108.81 \text{ tCO}_2$$

2) 购入热力产生的排放

30 万吨/年裂解碳四处理装置调用中压蒸汽，一整年消耗中压蒸汽质量为 84700t，规格约为 1.6MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》中表 C.3 可知焓为 2792.2kJ/kg。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 B.3，具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入热力产生的 CO₂排放量为：

$$AD_{\text{购入热}}=84700 \times (2792.2-83.74) / 1000=229406.56 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=229406.56 \times 0.11 \times 1=25234.72 \text{ tCO}_2$$

(4) 7 万吨/年丁烯-1 单元

1) 购入电力产生的排放

7 万吨/年丁烯-1 单元一整年调用电力 22144MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，根据计算，该装置购入电力产生的 CO₂排放量为：

$$E_{gd}=22144 \times 0.4471 \times 1=9900.5824 \text{ tCO}_2$$

2) 购入热力产生的排放

7 万吨/年丁烯-1 单元调用低压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为 92400t，规格约为 0.4MPa，依据《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分：石油化工企业》中表 C.3 可知焓为 2738.5kJ/kg。热力供应的 CO₂排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境

影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 B.3,具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1,具体数值为 1。因此,根据计算,该装置购入热力产生的 CO₂排放量为:

$$AD_{\text{购入热}}=92400 \times (2738.5-83.74) / 1000=245299.82 \text{ GJ}$$

$$E_{gr}=245299.82 \times 0.11 \times 1=26982.98 \text{ tCO}_2$$

4.4.15.5 万立方米/小时 PSA 装置

5 万立方米/小时 PSA 装置各环节碳排放量情况如下表所示:

表 4.4- 22 5 万立方米/小时 PSA 装置各环节碳排放量情况汇总表

一、购入电力	消耗量(MW·h/a)	电力排放因子(tCO ₂ /MWh)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	4342.8	0.4471	1941.67

(1) 购入电力产生的二氧化碳排放

5 万立方米/小时 PSA 装置一整年净调用电力 4342.8MWh,采用生态环境部、国家统计局最新发布的(《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》(公告 2025 年 第 47 号))2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh;CO₂的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025)附录 A.1,具体数值为 1。因此,根据计算,该装置购入电力产生的 CO₂排放量为:

$$E_{gd}=4342.8 \times 0.4471 \times 1=1941.67 \text{ tCO}_2$$

4.4.16. 动力站

动力站各环节碳排放量情况如下表所示:

表 4.4- 23 动力站各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料燃烧	燃料气种类	消耗量(10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量(GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量(tC/GJ)	碳氧化率(%)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	天然气	16640	389.31	0.01532	99	360258.53
二、购入电力	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	68200		0.4471		30492.22	
三、输出电力	输出量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量(tCO ₂ e/a)	
	190728		0.4471		85274.49	
四、购入热力	蒸汽种类	蒸汽用量(t/a)	热焓(kJ/kg)	消耗热力(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量(tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	115200	2743.8	2018852.944	0.11	222073.82

	中压蒸汽	280000	2788.4			
	超高压蒸汽	367200	2684.8			
五、输出热力	蒸汽种类	蒸汽用量 (t/a)	热焓 (kJ/kg)	输出热力 (GJ/a)	热力排放因子 (tCO ₂ /GJ)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	低压蒸汽	544000	2743.8	6648104.672	0.11	731291.51
	高压蒸汽	1915200	2799.4			

(1) 化石燃料燃烧产生的排放

动力站锅炉所选用的燃料为天然气，天然气的年消耗量为 16640 万 Nm³，低位发热量为 389.31GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.01532tC/GJ，碳氧化率为 99%。因此，根据计算，该装置化石燃料燃烧过程的 CO₂ 年排放量为：

$$E_{rs}=(16640 \times 389.31 \times 0.01532 \times 99\%) \times 44/12=360258.53 \text{ tCO}_2$$

(2) 购入电力产生的排放

动力站年一整年调用电力为 68200MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，购入电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{gd}=68200 \times 0.4471 \times 1=30492.22 \text{ tCO}_2$$

(3) 输出电力产生的排放

动力站年输出电力为 190728MWh，采用生态环境部、国家统计局最新发布的（《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年 第 47 号））2023 年甘肃电力平均二氧化碳排放因子 0.4471 tCO₂/MWh；CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）附录 A.1，具体数值为 1。因此，输出电力产生的 CO₂ 排放量为：

$$E_{sd}=190728 \times 0.4471 \times 1=85274.49 \text{ tCO}_2$$

(4) 购入热力产生的排放

动力站调用低压蒸汽、中压蒸汽、超高压蒸汽，一整年消耗低压蒸汽质量为 115200t，规格为 0.45MPa，焓约为 2743.8kJ/kg；一整年消耗中压蒸汽质量为 280000t，规格为

1. 4MPa, 380°C, 焓约为 2788.4kJ/kg。；一整年消耗超高压蒸汽质量为 367200t, 规格为 12MPa, 380°C, 焓约为 2684.8kJ/kg (以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分: 石油化工企业》表 C.3)。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025) 附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025) 附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置购入热力产生的 CO₂ 排放量为:

$$AD_{\text{购入热}} = [115200 \times (2743.8 - 83.74) + 280000 \times (2788.4 - 83.74) + 367200 \times (2684.8 - 83.74)] / 1000 = 2018852.944 \text{ GJ}$$

$$E_{gr} = 2082696.32 \times 0.11 \times 1 = 2018852.944 \text{ tCO}_2$$

(5) 输出热力产生的排放

动力站输出低压蒸汽和高压蒸汽, 一整年输出低压蒸汽质量为 544000t, 规格为 0.45MPa, 焓约为 2743.8kJ/kg; 一整年输出高压蒸汽质量为 1915200t, 规格为 4MPa, 焓约为 2799.4kJ/kg (以上热焓值参考自《温室气体排放核算与报告要求 第 15 部分: 石油化工企业》表 C.3)。热力供应的 CO₂ 排放因子参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025) 附录 B.3, 具体数值为 0.11tCO₂/GJ。CO₂ 的全球变暖潜势参考甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》(DB62/T 5135-2025) 附录 A.1, 具体数值为 1。因此, 根据计算, 该装置输出热力产生的 CO₂ 排放量为:

$$AD_{\text{输出热}} = [544000 \times (2743.8 - 83.74) + 1915200 \times (2799.4 - 83.74)] / 1000 = 6648104.672 \text{ GJ}$$

$$E_{sr} = 6648104.672 \times 0.11 \times 1 = 731291.51 \text{ tCO}_2$$

4.4.17. 地面火炬系统

地面火炬长明灯碳排放环节碳排放量情况如下表所示:

表 4.4-24 地面火炬长明灯各环节碳排放量情况汇总表

一、化石燃料 燃烧	燃料气 种类	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化 率(%)	碳排放量 (tCO ₂ e/a)
	炼厂干 气	104.2	45.998	0.0182	98	313.46

地面火炬长明灯燃烧的是炼厂干气，炼厂干气的年消耗量为 104.2 万 Nm³，低位发热量为 45.998GJ/10⁴Nm³，单位热值含碳量为 0.0182tC/GJ，碳氧化率为 98%。因此，根据计算，地面火炬长明灯燃烧过程的 CO₂ 年排放量为：

$$E_{rs}=(104.2 \times 45.998 \times 0.0182 \times 98\%) \times 44/12=313.46 \text{ tCO}_2$$

4.4.18. 碳排放总量核算

乙烯改造项目各装置碳排放量统计结果详见下表所示。

表 4.4- 25 乙烯改造项目碳排放核算汇总表

序号	类型	名称		活动数据		排放因子		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注	
1	化石燃料燃烧	加和项								
		固态燃料	消耗量 (t/a)	低位发热量 (GJ/t)	单位热值含碳 量(tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量			
			/	/	/	/	/			
		液态燃料	消耗量 (t/a)	低位发热量 (GJ/t)	单位热值含碳 量(tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量			
			/	/	/	/	/			
		气态燃料	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳 量(tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量			
			34931.072	45.998	1.82E-02	98	105079.93		100 万吨/年乙烯装置 (炼厂干气)	
			40	45.998	1.82E-02	98	120.33		14 万吨/年 EVA 装置 (炼厂干气)	
			18	45.998	1.82E-02	98	54.15		30 万吨/年 FDPE 装置 (炼厂干气)	
			1965.53	45.998	1.82E-02	98	5912.72		300 万吨/年柴油加氢装置 (炼厂干气)	
			580.56152	45.998	1.82E-02	98	1746.45		120 万吨/年柴油加氢装置 (炼厂干气)	
			253.5456	45.998	1.82E-02	98	762.72		120 万吨/年催化裂化装置 (炼厂干气)	
			16640	389.31	1.532E-02	99	360258.53		动力站 (天然气)	
		104.2	45.998	1.82E-02	98	313.46		地面火炬 (炼厂干气)		
		2	工业过程排放	能源作为 原材料产生 的碳排放	固态燃料	消耗量 (t/a)	低位发热量 (GJ/t)	单位热值含碳 量(tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量
/	/					/	/	/		
液态燃料	消耗量 (t/a)				低位发热量 (GJ/t)	单位热值含碳 量(tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量		
	/				/	/	/	/		
气态燃料	消耗量 (10 ⁴ Nm ³ /a)				低位发热量 (GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳 量(tC/GJ)	碳氧化率 (%)	碳排放量		
	/				/	/	/	/		
原辅材料产生的碳排放	原料 (t/a)			密度 (t/m ³)	含量	摩尔质量 比	碳排放量			
	365000			0.5139	4.80E-07 (COS)	44/60	0.25	40 万吨/年聚丙烯装置丙烯精制		
	365000			0.5139	7.00E-08 (CO)	44/28	0.08			
	365000			0.5139	6.00E-07 (CO ₂)	1	0.43			

序号	类型	名称	活动数据		排放因子		碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注	
			24400	1.03E-03	9.70E-07(CO)	44/28	36.25	40万吨/年聚丙烯装置乙烯精制	
			24400	1.03E-03	8.00E-07(CO ₂)	1	19.03		
			71.66	8.37E-05	1.95E-05(CO)	44/28	26.23	40万吨/年聚丙烯装置氢气精制	
			71.66	8.37E-05	1.50E-05(CO ₂)	1	12.84		
			286900	1.03E-03	9.70E-07(CO)	44/28	426.24	30万吨/年FDPE装置乙烯精制	
			286900	1.03E-03	8.00E-07(CO ₂)	1	223.70		
		协同处置废弃物		处置量(t/a)	废弃物含碳比例(%)	废弃物中矿物碳占碳总量比例(%)	燃烧效率(%)	碳排放量	
				44224	100	0	98	158911.57	120万吨/年催化裂化装置
		污染治理 a	废气治理产生的碳排放	2648.0	85.7	0	98	8154.48	14万吨/年EVA装置RTO炉
			废水治理产生的碳排放	10400.0	85.7	0	98	32026.66	30万吨/年FDPE装置VCU设施
				/	/	/	/	/	
		乙烯烧焦过程产生的碳排放		烧焦尾气流量(Nm ³ /小时)	烧焦时间(小时/年)	CO ₂ 体积浓度(%)	CO体积浓度(%)	碳排放量	
				55000	1465	1.7	1.04	4364.73	100万吨/年乙烯装置
		3	间接排放	购入电力(MW·h/a)	消耗量(MW·h/a)		电力排放因子(tCO ₂ /MWh)		碳排放量
898840					0.4471		401871.36	100万吨/年乙烯装置	
23784					0.4471		10633.83	6万吨/年UHMWPE装置	
25603.2					0.4471		11447.19	5万吨/年1-己烯/1-辛烯联产装置	
93000					0.4471		41580.30	10万吨/年POE装置	
252000					0.4471		112669.20	14万吨/年EVA装置	
236640					0.4471		105801.74	40万吨/年聚丙烯装置	
110700					0.4471		49493.97	30万吨/年FDPE装置	
14592					0.4471		6524.08	65万吨/年裂解汽油加氢装置	
14400					0.4471		6438.24	70万吨/年芳烃抽提装置	
49450.8					0.4471		22109.45	300万吨/年柴油加氢装置	
28442.4					0.4471		12716.60	120万吨/年柴油加氢装置	
33297.6					0.4471		14887.36	120万吨/年催化裂化装置	

序号	类型	名称	活动数据	排放因子	碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注	
			78439.2	0.4471	35070.17	35万吨/年碳二回收装置	
			4342.8	0.4471	1941.67	5万标立/时PSA装置	
			36464	0.4471	16303.05	30万吨/年裂解碳四处理装置	
			68200	0.4471	30492.22	动力站	
		购入热力(GJ/a)	消耗量(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量		
			6102304.06	0.11	671253.45	100万吨/年乙烯装置	
			208142.74	0.11	22895.70	6万吨/年UHMWPE装置	
			555843.67	0.11	61142.80	5万吨/年1-己烯/1-辛烯联产装置	
			1888321.10	0.11	207715.32	10万吨/年POE装置	
			240209.54	0.11	26423.05	14万吨/年EVA装置	
			247795.30	0.11	27257.48	40万吨/年聚丙烯装置	
			53037.11	0.11	5834.08	30万吨/年FDPE装置	
			788393.90	0.11	86723.33	65万吨/年裂解汽油加氢装置	
			1303516.80	0.11	143386.85	70万吨/年芳烃抽提装置	
			890272.66	0.11	97929.99	300万吨/年柴油加氢装置	
			798962.64	0.11	87885.89	120万吨/年柴油加氢装置	
			44599.97	0.11	4906.00	35万吨/年碳二回收装置	
			1353162.93	0.11	148847.92	30万吨/年裂解碳四处理装置	
			2018852.94	0.11	222073.82	动力站	
4	小计				3372706.89		
二	扣除项						
1	固碳产品	产量(t/a)	含碳量(%)	排放因子(tCO ₂ /t)	碳排放量	
			/	/	/	/	
2	间接排放	输出电力(MW·h/a)	消耗量(MW·h/a)	电力排放因子(tCO ₂ /MWh)	碳排放量		
			190728	0.4471	85274.49	动力站	
	输出热力(GJ/a)	消耗量(GJ/a)	热力排放因子(tCO ₂ /GJ)	碳排放量			
		9561886.138	0.11	1051807.48	100万吨/年乙烯装置		
		86549.12	0.11	9520.40	70万吨/年芳烃抽提装置		
		769195.056	0.11	84611.46	300万吨/年柴油加氢装置		
		746571.672	0.11	82122.88	120万吨/年柴油加氢装置		
		204426.936	0.11	22486.96	120万吨/年催化裂化装置		
6648104.672	0.11	731291.51	动力站				
绿电(MW·h/a)	消耗量(MW·h/a)	电力排放因子(tCO ₂ /MWh)	碳排放量				
	/	/	/				

序号	类型	名称	活动数据	排放因子	碳排放量 (tCO ₂ e/a)	备注
3	回收利用	/	/	/	
4	小计				2067115.18	
三	排放量总计				1305591.71	
a 污染治理中活动数据根据治理工艺特征进行填写，若不涉及碳排放填写“/”。						

5. 乙烯改造项目建设前后碳排放“三本帐”核算

5.1. 兰州石化公司 2023 年全厂现有装置碳排放

中国石油天然气股份有限公司兰州石化分公司 2023 年温室气体排放总量为 10737012tCO₂, 其中燃料燃烧排放量 2967676.02tCO₂, 火炬燃烧排放量为 3305705.27tCO₂, 工业生产过程排放量 2338969.29tCO₂, 净购入的电力对应的排放量为 1071992.07tCO₂, 净购入的热力对应的排放量为 1052668.87tCO₂, CO₂ 回收利用量为 0tCO₂。

5.2. 乙烯改造项目建设前后相关装置碳排放变化分析

建设前后相关装置碳排放变化情况见下表。

表 5.2-1 乙烯改造项目建设前后相关装置碳排放变化表

序号	装置名称	停用及改造前装置 CO ₂ 排放量 t	乙烯改造项目 CO ₂ 排放量 (t)	CO ₂ 排放变化量 (t)	备注
停用装置					
1.	46 万吨乙烯装置	42479.81	0	-42479.81	部分拆除部分利用
2.	24 万吨乙烯装置	160542.94	0	-160542.94	关停
3.	8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置	45945.90	0	-45945.90	关停
4.	52 万吨汽油加氢装置	101270.30	0	-101270.30	关停
5.	40 万吨芳烃抽提装置	92546.95	0	-92546.95	关停
6.	11 万吨 PP 装置	16465.39267	0	-16465.39	关停
7.	6 万吨 LLDPE 装置	11180.61332	0	-11180.61	关停
改造装置					
1.	300 万吨/年柴油加氢装置	35941.38	41340.71	5399.33	改造
2.	120 万吨/年催化裂化装置	187915.14	152074.69	-35840.45	改造
3.	6 万吨/年超高分子量聚乙烯装置	44295.31	33529.53	-10765.79	利用现役17万吨/年HDPE装置—7万吨/年生产线改造
4.	120 万吨/年柴油加氢装置	40369.85	20226.05	-20143.80	改造
本次乙烯改造项目新建装置					
1.	100 万吨/年乙烯装置	0	130761.99	130761.99	新建
2.	5 万吨/年 1-己烯/1-辛烯联产装置	0	72589.99	72589.99	新建
3.	10 万吨/年 POE 装置	0	249295.62	249295.62	新建
4.	14 万吨/年 EVA 装置	0	147367.06	147367.06	新建
5.	40 万吨聚丙烯装置	0	133154.33	133154.33	新建
6.	30 万吨 FDPE 装置	0	88058.80	88058.80	新建
7.	65 万吨裂解汽油加氢装置	0	93247.41	93247.41	新建
8.	70 万吨芳烃抽提装置	0	140304.68	140304.68	新建

序号	装置名称	停用及改造前装置 CO ₂ 排放量 t	乙烯改造项目 CO ₂ 排放量 (t)	CO ₂ 排放变化量 (t)	备注
9.	35 万吨/年碳二回收装置	0	39976.16	39976.16	新建
10.	5 万标立/时 PSA 装置	0	1941.67	1941.67	新建
11.	30 万吨/年裂解碳四处理装置	0	165150.98	165150.98	新建
12.	动力站	0	-203741.43	-203741.43	新建
13.	地面火炬长明灯及事故火炬	0	313.46	313.46	新建
合计		778953.59	1305591.71	526638.12	

5.3. 乙烯改造项目碳排放“三本帐”核算

乙烯改造项目建成后，CO₂排放总量为 130.55 万 t/a，其中燃料燃烧排放的 CO₂ 为 47.42 万 t/a，工业生产排放的 CO₂ 为 20.42 万 t/a，购入电力产生的 CO₂ 为 87.99 万 t/a，输出电力产生的 CO₂ 为 8.53 万 t/a，购入热力产生的 CO₂ 为 181.42 万 t/a，输出热力产生的 CO₂ 为 198.18 万 t/a；CO₂ 总排放量将增加 52.66 万 t/a，其中：燃料燃烧排放的 CO₂ 将增加 33.53 万 t/a，工业生产排放的 CO₂ 将增加 4.12 万 t/a，购入电力产生的 CO₂ 排放将增加 74.35 万 t/a，输出电力减少的 CO₂ 排放为 8.53 万 t/a，购入热力产生的 CO₂ 排放将增加 116.68 万 t/a，输出热力减少的 CO₂ 排放量为 167.49 万 t/a。由于拟改造主体项目乙烯产能及配套下游产业链增加，导致 CO₂ 排放量增加。

乙烯改造项目建设前后碳排放“三本帐”核算情况见下表。

表 5.3-1 乙烯改造项目建设前后碳排放“三本帐”核算表

序号	CO ₂ 排放来源	停用及改造前装置 CO ₂ 排放量 (t)	乙烯改造项目 CO ₂ 排放量 (t)	CO ₂ 排放变化量 (t)
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放 E_{rs}	138951.37	474248.28	335296.91
2	工业生产过程 CO ₂ 排放 E_{gc}	163033.62	204202.49	41168.87
3	购入电力产生的 CO ₂ 排放 E_{gd}	136433.86	879980.43	743546.57
4	输出电力产生的 CO ₂ 排放 E_{sd}	0	-85274.49	-85274.49
5	购入热力产生的 CO ₂ 排放 E_{gr}	647457.88	1814275.69	1166817.81
6	输出热力产生的 CO ₂ 排放 E_{sr}	306923.14	-1981840.70	-1674917.55
合计		778953.59	1305591.71	526638.12

注：合计中碳排放总量 $E_{CO_2,z} = E_{rs} + E_{gc} + E_{gd} + E_{gr} - E_{sd} - E_{sr}$

5.4. 兰州石化公司全厂碳排放“三本帐”核算

兰州石化公司转型升级乙烯改造项目分提前投用工程和主体工程两部分建设，根据《兰州石化公司转型升级乙烯改造项目（提前投用部分）环境影响报告书》：乙烯改造-前期投用工程 I 实施后，CO₂ 排放量将增加 20.65 万 t，其中：工业生产过程 CO₂ 排放量将增加 2.57 万 t、净购入电力产生的 CO₂ 排放量将增加 17.03 万 t，净购入热力产生的

CO₂排放量将增加 1.06 万 t。而乙烯改造项目建成后，CO₂排放量将增加 52.66 万 t/a，其中：燃料燃烧排放的 CO₂ 将增加 33.53 万 t/a，工业生产排放的 CO₂ 将增加 4.12 万 t/a，购入电力产生的 CO₂ 排放将增加 74.35 万 t/a，输出电力减少的 CO₂ 排放为 8.53 万 t/a，购入热力产生的 CO₂ 排放将增加 116.68 万 t/a，输出热力减少的 CO₂ 排放量为 167.49 万 t/a。

兰州石化公司转型升级乙烯改造项目排放的 CO₂ 主要是由主体工程排放产生，该项目建成后，兰州石化公司全厂 CO₂ 排放量将达到 1147.02 万 t/a，增加约 73.32 万 t/a。

表 5.4-1 兰州石化公司碳排放“三本帐”核算表

序号	CO ₂ 排放来源		兰州石化公司 2023 年 CO ₂ 排放量 (t)	兰州石化公司转型升级乙烯改造项目				乙烯改造项目实施后兰州石化公司 CO ₂ 排放量 (t)	
				提前投用工程	主体工程				CO ₂ 排放变化量 (t)
					CO ₂ 排放变化量 (t)	乙烯改造项目 CO ₂ 排放量 (t)	停用及改造前装置 CO ₂ 排放量 (t)		
1	化石燃料燃烧	燃料燃烧	2967676.02	0	474248.28	138951.37	335296.91	335296.91	6608678.20
		火炬燃烧	3305705.27						
2	工业过程		2338969.29	25679.1	204202.49	163033.62	41168.87	66847.97	2405817.26
3	购入电力		1071992.07*	170308.4*	879980.43	136433.86	743546.57	828580.48	998888.88
4	输出电力				-85274.49	0	-85274.49		
5	购入热力		1052668.87*	10561*	1814275.69	647457.88	1166817.81	-497538.74	-486977.74
6	输出热力				-1981840.70	-306923.14	-1674917.55		
合计			10737011.52	206548.5	1305591.71	778953.59	526638.12	733186.62	11470198.14

注：1、加*号为净增量，净购入电力产生的碳排放为 $E_{gd}-E_{sd}$ ，净购入热力产生的碳排放为 $E_{gr}-E_{sr}$ 。

2、合计中碳排放总量 $E_{CO_2,z} = E_{rs} + E_{gc} + E_{gd} + E_{gr} - E_{sd} - E_{sr}$ 。

表 5.4-2 兰州石化公司碳排放量统计

现有工程①	在建工程②	拟建工程③	“以新代老”碳减排量④	最终排放量⑤	增减量⑥
10737011.52	0	1305591.71	572405.09	11470198.14	733186.62

注：⑤=①+②+③-④，⑥=③-④

6. 减污降碳措施及其可行性论证

6.1. 减污降碳措施

根据“碳达峰、碳中和”相关要求，在项目总体方案制定、装置工艺路线确定、公用工程方案优化等方面，采取多种措施控制和减少二氧化碳排放增量。并通过提升电气

化率水平，持续降低碳排放。

(1) 总流程工艺方案措施

1) 合理调整炼厂产品结构，合理回收炼厂干气，将更多的碳转化为化学品和材料产品，从产品端减少碳排放。

2) 以工艺装置配置方案的优化推进节能优化，淘汰规模小、技术落后、能耗高的装置，通过新建装置，以新代老，实现整体能耗水平的降低，降低总碳排放水平。

3) 通过装置规模、技术水平的提升，提升能源转换和使用效率，降低能耗，如乙烯裂解炉采用强化传热原件，降低燃料气消耗，从而达到碳减排的效果。

(2) 公用工程方案措施

1) 在燃料选择中优先考虑副产油品和外购天然气，尽可能使用清洁能源，不考虑使用煤的方案。

2) 优化一次能源配置方案，在具备条件时，多采用电驱动，如空分压缩机采用电机驱动、电伴热、电加热等方式，提升电气化水平，优化能源配置，达到减排目的。

3) 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，推进全厂优化，提升能量利用水平；

4) 充分利用各装置工艺余热副产中、低压蒸汽，减少动力锅炉负荷，进而减少二氧化碳的排放。

5) 乙烯改造项目设施火炬气回收设施，用来回收处理各装置正常排放的火炬气，并通过压缩机升压后进入燃料气管网。

(3) 各主要装置 CO₂ 排放控制措施

1) 炼油装置

碳二气体回收，回收碳二做乙烯原料，减少燃料用量。

2) 化工装置

① 乙烯装置采用空气强制预热技术，减少燃料消耗，降低二氧化碳排放先进的裂解炉技术。

② 根据不同工艺要求，合理优化蒸汽管网，实现蒸汽梯级利用。

③ 采用先进的工艺技术，降低原料消耗水平，降低工艺过程碳排放。

④ 提升氢气回收率，减少制氢装置负荷，减少碳排放。

(4) 推进实施提升电气化率措施

1) 在装置配置方面，乙烯改造项目建设的装置，包含乙烯、超高分子量聚乙

烯、EVA、POE、PP 装置使用能源中，大量配置电作为一次能源，减少其它能源消耗。项目总能源消耗中，电气化率达到 22.90%。

2) 在主要压缩机组、机泵等转机设备驱动方式选型中，除蒸汽平衡需要外，尽量采用电机驱动，避免使用凝汽式汽轮机驱动压缩机。乙烯改造项目乙烯装置“三机”采用电驱。

3) 在条件具备时，积极推进电伴热、电加热的应用，部分具备条件设备采用电加热方案。在详细方案论证过程中，继续推进推广电伴热电加热方式的应用。

(5) 其他措施

可在指定地点开展碳汇造林等活动，或购买林业碳汇指标，已达到碳中和及环保等多重效果。

6.2. “绿电”效能分析

兰州石化公司经与当地政府对接，现已向当地政府提出为本项目配置绿电的申请，申请供电公司对本次项目 100%电力消耗配套新能源用电，并提高兰州石化绿电配比，将绿电替代范围扩展到现役装置，促进兰州石化绿色发展，实现降低二氧化碳排放，进一步为甘肃省、兰州市化工产业链延伸发展创造优化空间。

本项目改造后，目前外购电按电网下电考虑，为新增碳排量的主要来源。乙烯改造项目新增外购电量为 1663043.10MWh/年，可产生 74.35 万吨/年 CO₂ 排放。根据兰州石化公司 100%电力消耗配套绿电，乙烯改造项目申请的绿电指标应不低于 1968196MWh/年。根据 2021 年 12 月中央经济工作会议、国务院《“十四五”节能减排综合工作方案》（国发〔2021〕33 号）以及《国家发展改革委、国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制”政策调整精神，若新增用电全部用绿电代替，全厂新增的碳排量也将降低至 56.20 万吨/年。

6.3. 措施可行性论证

综上所述，乙烯改造项目在优化总体方案、工艺流程和公用工程方案，采用清洁燃料、选用高效设备、减少燃料消耗量、提高热利用效率、提升电气化率等方面进行 CO₂ 减排。

从目前的技术水平及区域现状来说，CO₂ 排放控制可行。

7. 碳排放绩效和关键指标核算

7.1. 碳排放绩效

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）以及《中国石油化工企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候[2014]2920号）、《碳排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》（GB/T 32151.15-2023）、《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T 32150-2015）、《石油化工设计能耗计算标准》（GB/T 50441-2016）提供的核算方法计算得到：乙烯改造项目实施后，兰州石化公司全厂CO₂的排放量为1147.02万t/a，全厂原油加工量为1050万吨/年，工业产值为5607417万元，工业增加值为1250254万元/年，因此乙烯改造项目实施后，兰州石化公司全厂碳排放绩效为：9.17tCO₂e/万元工业增加值、2.05tCO₂e/万元工业产值，乙烯改造项目碳排放绩效为：0.12tCO₂e/t产品，0.42tCO₂e/tce。

表 7.1-1 碳排放强度汇总表

序号	类型	全厂单位工业增加值碳排放 (tCO ₂ e/万元)	全厂单位工业总产值碳排放 (tCO ₂ e/万元)	乙烯改造项目单位产品碳排放 (tCO ₂ e/t产品)	乙烯改造项目单位能耗碳排放 (tCO ₂ e/tce)
1	现有工程	8.59	1.91		
2	在建工程	0.00	0.00		
3	拟建工程	1.04	0.23	0.12	0.42
4	“以新代老”措施	0.46	0.10		
5	最终排放	9.17	2.05		
6	变化量	0.59	0.13		

注：工业增加值和工业总产值为全厂性指标，本次评价已按照DB62/T 5135-2025要求进行了上表的核算；但是产品及能耗是与装置相对应，“拟建工程”和“以新代老措施”涉及的装置不完全对应，故表中只填写了“拟建工程”的指标。

7.2. 碳排放关键指标核算

(1) 单位工业增加值碳排放量

单位工业增加值碳排放量，指建设项目达产后一定时期内每生产一个单位的工业增加值所产生的碳排放量。

$$Q_{zj} = E_{CO_{2,z}} \div G_{zj}$$

式中：

Q_{zj} — 单位工业增加值碳排放量，单位为吨二氧化碳每万元（tCO₂/万元）；

$E_{CO_{2,z}}$ — 碳排放总量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

G_{zj} —建设项目满负荷运行时产生的工业增加值，万元。

现有装置全厂 $Q_{zj前} = 10737011.52 \text{ tCO}_2\text{e} \div 1250254 \text{ 万元} = 8.59 \text{ tCO}_2/\text{万元}$

改造后全厂 $Q_{zj后} = 11470198.14 \text{ tCO}_2\text{e} \div 1250254 \text{ 万元} = 9.17 \text{ tCO}_2/\text{万元}$

(2) 单位工业总产值碳排放量

单位工业总产值碳排放量，指建设项目达产后一定时期内每生产一个单位的工业总产值所产生的碳排放量。

$$Q_{gz} = E_{CO_{2,z}} \div G_{gz}$$

式中：

Q_{gz} —单位工业总产值碳排放量，单位为吨二氧化碳每万元 ($\text{tCO}_2/\text{万元}$)；

$E_{CO_{2,z}}$ —碳排放总量，单位为吨二氧化碳 (tCO_2)；

G_{gz} —建设项目满负荷运行时产生的工业总产值，单位为万元。

现有装置全厂 $Q_{gz前} = 10737011.52 \text{ tCO}_2\text{e} \div 5607417 \text{ 万元} = 1.912 \text{ tCO}_2/\text{万元}$

改造后全厂 $Q_{gz后} = 11470198.14 \text{ tCO}_2 \div 5607417 \text{ 万元} = 2.05 \text{ tCO}_2/\text{万元}$

(3) 单位产品碳排放量

单位产品碳排放量，指建设项目达产后一定时期内产品的单位产量所产生的碳排放量。

$$Q_{dc} = E_{CO_{2,z}} \div G_{c1}$$

式中：

Q_{dc} —单位产品碳排放量，单位为吨二氧化碳每产品产量计量单位 ($\text{tCO}_2/\text{产品产量计量单位}$)；

$E_{CO_{2,z}}$ —碳排放总量，单位为吨二氧化碳 (tCO_2)；

G_{c1} —建设项目满负荷运行时产品产量，无特定计量单位时以吨产品计 (t 产品)。

经核算，乙烯改造项目实施前相关装置单位产品碳排放量平约 $0.1\text{tCO}_2/\text{t 产品}$ ，具体核算情况如下表所示。

表 7.2-1 乙烯改造项目实施前相关装置单位产品碳排放量核算表

序号	装置名称	碳排放量 (tCO ₂)	产品产量 (t 产品)	单位产品碳排放量 (tCO ₂ /产品产量计量单位)
1	120 万吨/年催化裂化装置	187915.14	1038000	0.18
2	300 万吨/年柴油加氢装置	35941.38	3611900	0.01
3	46 万吨乙烯装置	42479.81	450009	0.09
4	24 万吨乙烯装置	160542.94	715500	0.22
5	17 万吨 HDPE 装置-7 万吨/年生产线	44295.31	170000	0.26
6	8/4 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置	45945.90	155894	0.29
7	52 万吨汽油加氢装置	101270.30	453448	0.22
8	40 万吨芳烃抽提装置	92546.95	400589	0.23
9	120 万吨柴油加氢装置	40369.85	800000	0.05
10	11 万吨 PP 装置	16465.39	110000	0.15
11	6 万吨 LLDPE 装置	11180.61	44000	0.25
合计/平均		778953.59	7949340.00	0.10

乙烯改造项目实施后相关装置单位产品碳排放量平约 0.12tCO₂/t 产品,具体核算情况如下表所示。

表 7.2-2 乙烯改造项目实施后相关装置单位产品碳排放量核算表

序号	装置名称	碳排放量 (tCO ₂)	产品产量 (t 产品)	单位产品碳排放量 (tCO ₂ /产品产量计量单位)
1	乙烯装置	130761.99	3009500	0.04
2	超高分子量聚乙烯装置	33529.53	63700	0.53
3	辛烯-1 装置	72589.99	50883.2	1.43
4	POE 装置	249295.62	134460	1.85
5	EVA 装置	147367.06	153460	0.96
6	聚丙烯装置	133154.33	385000	0.35
7	FDPE 装置	88058.80	303100	0.29
8	裂解汽油加氢装置	93247.41	609700	0.15
9	芳烃抽提装置	140304.68	685600	0.20
10	300 万吨/年柴油加氢装置	41340.71	2162200	0.02
11	120 万吨/年柴油加氢装置	20226.05	835100	0.02
12	120 万吨/年催化裂化装置	152074.69	1174400	0.13
13	碳二回收装置	39976.16	275400	0.15
14	PSA 装置	1941.67	22999.2	0.08
15	裂解碳四装置丁二烯抽提单元	93808.14	246500	0.38
16	裂解碳四装置叔丁醇单元	8115.74	65700	0.12
17	裂解碳四装置 MTBE 单元	26343.53	198600	0.13
18	裂解碳四装置丁烯-1 单元	36883.56	108800	0.34
19	动力站	-203741.43	-	-
20	火炬	313.46	-	-
合计/平均		1305591.71	10485102.4	0.12

(4) 单位能耗碳排放量

单位能耗碳排放量，指建设项目达产后一定时期内每消耗一个单位的能源量所产生的碳排放量。

$$Q_{dn} = E_{CO_{2,z}} \div G_n$$

式中：

Q_{dn} —单位能耗碳排放量，单位为吨二氧化碳每吨标煤(tCO_2/tce)；

$E_{CO_{2,z}}$ — 碳排放总量，单位为吨二氧化碳 (tCO_2)；

G_n —项目满负荷运行时总能耗(以当量值计)，单位为吨标煤(tce)。

经核算，乙烯改造项目实施前相关装置单位能耗碳排放量平约 $0.72tCO_2/tce$ ，具体核算情况如下表所示。

表 7.2-3 乙烯改造项目实施前相关装置单位能耗碳排放量核算表

序号	装置名称	装置碳排放量 (tCO_2)	单位产品 综合能耗 ($kgoe/t$ 产品)	产品 (t)	总能耗		单位能耗 碳排放量 (tCO_2/tce)
					kgoe	tce	
1	120万吨/年催化裂化装置	187915.14	69.88	1038000	72535440	103622.06	1.81
2	300万吨/年柴油加氢装置	35941.38	10.3	3611900	37202570	53146.53	0.68
3	46万吨乙烯装置	42479.81	603.6	450009	271625432.4	388036.33	0.11
4	24万吨乙烯装置	160542.94	694.7	240000 (乙烯)	166728000	238182.86	0.67
5	17万吨HDPE装置-7万吨/年生产线	44295.31	364.5	170000	61965000	88521.43	0.50
6	8/4万吨/年MTBE/丁烯-1装置	45945.90	97.801	155894	15246589.09	21780.84	2.11
7	52万吨汽油加氢装置	101270.30	80.72	453448	36598060.15	52282.94	1.94
8	40万吨芳烃抽提装置	92546.95	141.11	400589	56525110.85	80750.16	1.15
9	120万吨柴油加氢装置	40369.85	19.96	800000	15968000	22811.43	1.77
10	11万吨PP装置	16465.39	120.2	110000	13222000	18888.57	0.87
11	6万吨LLDPE装置	11180.61	209.29	44000	9208760	13155.37	0.85
合计/平均		778953.59	2412.05	7473840	756824962.5	1081178.518	0.72

乙烯改造项目实施后相关装置单位能耗碳排放量平约 0.42tCO₂/tce，具体核算情况如下表所示。

表 7.2-4 乙烯改造项目实施后相关装置单位能耗碳排放量核算表

序号	装置名称	装置碳排放量 (tCO ₂)	单位产品综合 能耗 (kgoe/t 原料, kgoe/t 产品)	原料/产 品 (t)	总能耗		单位能耗 碳排放量 (tCO ₂ /tce)
					kgoe	tce	
1	乙烯装置	130761.99	575.3	3009500	1731365350	2473379.07	0.05
2	超高分子量聚乙烯装置	33529.53	211.42	63700	13467454	19239.22	1.74
3	辛烯-1装置	72589.99	550.66	50883.2	28019342.9 1	40027.63	1.81
4	POE 装置	249295.62	339.42	134460	45638413.2	65197.73	3.82
5	EVA 装置	147367.06	211.96	153460	32527381.6	46467.69	3.17
6	聚丙烯装置	133154.33	70.7	385000	22447810	32068.30	4.15
7	FDPE 装置	88058.80	108.49	303100	32883319	46976.17	1.87
8	裂解汽油加氢装置	93247.41	40.75	609700	24845275	35493.25	2.63
9	芳烃抽提装置	140304.68	58.38	685600	40025328	57179.04	2.45
10	300万吨/年柴油加氢装置	41340.71	14.18	2162200 (原料)	30659996	43799.99	0.94
11	120万吨/年柴油加氢装置	20226.05	22.69	835100 (原料)	18948419	27069.17	0.75
12	120万吨/年催化裂化装置	152074.69	69.88	1174400 (原料)	82067072	117238.67	1.30
13	碳二回收装置	39976.16	52.48	275400 (原料)	14452992	20647.13	1.94
14	PSA 装置	1941.67	50.57 (kgoe/t 氢气)	20697.6 (氢气)	1046677.63 2	1495.25	1.30
15	裂解碳四装置丁二烯抽提单元	93808.14	211.19	246500	52058335	74369.05	1.26
16	裂解碳四装置叔丁醇单元	8115.74	69.12	65700	4541184	6487.41	1.25
17	裂解碳四装置 MTBE 单元	26343.53	76.48	198600	15188928	21698.47	1.21

序号	装置名称	装置碳排放量 (tCO ₂)	单位产品综合 能耗 (kgoe/t 原料, kgoe/t 产品)	原料/产 品 (t)	总能耗		单位能耗 碳排放量 (tCO ₂ /tce)
					kgoe	tce	
18	裂解碳四 装置丁烯 -1 单元	36883.56	194.49	108800	21160512	30229.30	1.22
19	动力站	-203741.43	-	-	-	-	-
20	火炬	313.46	-	-	-	-	-
合计/平均		1305591.71	-	-	2170453165	3100647.38	0.42

8. 碳排放管理与监测计划

碳排放管理是项目节能减排的重要内容，是国家、行业与地方政府有关碳排放法律法规与法规性文件、技术政策与相关技术标准、规范的体现。建设项目运行期，开展项目碳排放管理的目的是要全面落实“碳达峰、碳中和”的重大战略决策，采取相应措施，消除不利因素，减低碳排放，以实现预定的各项减碳目标。

8.1. 碳排放管理措施

(1) 建立制度

为规范企业碳管理工作，结合自身生产管理实际情况，建立碳管理制度，包括但不限于建立企业碳管理工作组织体系；明确各岗位职责及权限范围；明确战略管理、碳排放管理、碳资产管理、信息公开等具体内容；明确各事项审批流程及时限。

1) 公司安全环保处负责制定全厂减碳工作计划，提出相适合的碳排放管理目标与生产目标进行综合平衡，并纳入全厂生产发展计划。全面实行档案管理，实施各项检查，抽查等管理制度；

2) 加强对余热锅炉的管理，定期检查余热锅炉的运行情况，排除故障，保证余热锅炉在进行余热回收时正常、高效运转；

3) 加强对项目装置生产线工况的监控，保证装置生产线处于正常工作状态，减少非正常工况的持续时间，保证能源利用效率；

4) 配合上级主管部门和环境监测机构做好乙烯改造项目碳排放核算工作。

(2) 能力培养

为确保企业碳管理工作人员具备相应能力，企业应开展以下工作：通过教育、培训、技能和经验交流，确保从事碳管理有关工作人员具备相应的能力，并保存相关记录；对与碳管理工作有重大影响的人员进行岗位专业技能培训，并保存培训记录；企业可选择外派培训、内部培训和横向交流等方式开展培训工作。

(3) 意识培养

企业应采取措施，使全体人员都意识到：实施企业碳管理工作的重要性；降低碳排放、提高碳排放绩效给企业带来的效益，以及个人工作改进能带来的碳排放绩效；偏离碳管理制度规定运行程序的潜在后果。

8.2. 碳排放监测计划

碳排放监测主要针对企业运行期间的碳排放实施常规及非常规检测，以监控碳排放是否达标，为碳排放和企业生产提供一手资料，同时有利于及时发现问题、解决问题、消除事故隐患。碳排放监测的内容包括生产过程排放活动数据和排放因子监测、净购入电力和热力活动数据和排放因子监测。建设单位可委托有资质的碳排放机构承担乙烯改造项目的碳排放监测。根据《碳排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》（GB/T 32151.15-2023）中与碳排放核算相关的因子，制定运行期碳排放环境监测计划。

(1) 监测管理

企业应根据自身的生产工艺以及国家相关部门发布的技术指南的有关要求，确保对其运行中的决定碳排放绩效的关键特性进行定期监视、测量和分析，关键特性至少应包括但不限于：排放源设施、各碳源流数据、具备实测条件的与排放因子相关的数据、碳排放相关数据和生产相关数据获取方式、数据的准确性。碳排放监测应确保是在企业正常生产的代表性工况下进行的。

企业应对监视和测量获取的相关数据进行分析，应开展以下工作：

- 1) 规范碳排放数据的整理和分析；
- 2) 对数据来源进行分类整理；
- 3) 对排放因子及相关参数的监测数据进行分类整理；
- 4) 对数据进行处理并进行统计分析；
- 5) 形成数据分析报告并存档。

(2) 报告管理

企业应基于碳排放核算的结果编写碳排放报告，并对其进行校核。核算报告编写应符合主管部门所规定的格式要求，对经过内部质量控制的核算结果进行确认形成最终企业盖章的碳排放报告，并按要求提交给主管部门一份、企业存档一份。企业碳排放报告存档时间在地方标准未出台以前可参考《企业碳排放核查工作规范》（DB50/T 700）、《石化企业二氧化碳排放信息报告指南》（DB44/T 1977-2017），待甘肃省地方标准出

台以后参照地方标准执行。

(3) 碳排放监测计划

具体监测参数见下表。

表 8.2- 1 碳排放核算所需参数监测计划

碳排放源	监测装置	监测因子	监测频次
燃料燃烧 CO ₂ 排放	乙烯装置	燃料含碳量	气体燃料：1 次/半年
	EVA 装置		气体燃料：1 次/半年
	FDPE 装置		气体燃料：1 次/半年
	300 万吨/柴油加氢装置		气体燃料：1 次/半年
	120 万吨/柴油加氢装置		气体燃料：1 次/半年
	120 万吨/催化裂化装置		固体燃料：1 次/月 气体燃料：1 次/半年
	动力站		气体燃料：1 次/半年
非正常工况火炬燃烧 CO ₂ 排放	乙烯装置	事故火炬持续时间和平均气体流量	事故时监测
	EVA 装置		
	辛烯-1 装置		
	裂解汽油加氢装置		
	碳二回收装置		
工业生产过程 CO ₂ 排放	乙烯装置	乙烯裂解装置清焦废气流量以及尾气中 CO ₂ 和 CO 浓度	清焦时监测
	120 万吨/催化裂化装置	烧焦量、催化剂结焦的平均含碳量	清焦时监测
	EVA 装置	废气流量以及废气含碳量	1 次/半年（参照气体燃料监测频次）
	超高分子量聚乙烯装置	废气流量以及废气含碳量	1 次/半年（参照气体燃料监测频次）
		原料脱除项（CO、CO ₂ ）含量	1 次/半年
	聚丙烯装置	原料脱除项（CO ₂ ）含量	1 次/半年
电力和热力净调入蕴含的间接二氧化碳	所有装置	购入的电力量 输出的电力量	应以结算电表为准，如果没有，宜采用供应商提供的电费发票或结算单等结算凭证上的数据
		购入的热力量 输出的热力量	应以结算热力表或计量表为准，如果没有，宜采用供应商提供的供热量发票或结算单等凭证上的数据

9. 碳排放环境影响评价结论

乙烯改造项目的建设符合《2030 前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕23 号）、《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》、《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》（发改产业〔2021〕1464号）、《石化化工重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案（2021-2025年）》、国家发展改革委等部门关于发布《工业重点领域能效标杆水平和基准水平（2023年版）》的通知、《甘肃省“十四五”节能减排综合工作方案》等相关法规、政策以及国家碳达峰行动方案的要求。乙烯改造项目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，总体符合省市两级“生态环境分区管控”管理要求。在保证污染物能够达标排放，并使环境影响可接受前提下，优先选择了碳排放量最小的污染防治措施方案，确保减污降碳措施可行。

根据甘肃省地方标准《建设项目环境影响评价 碳排放》（DB62/T 5135-2025）以及《中国石油化工企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920号）、《碳排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业》（GB/T 32151.15-2023）、《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T 32150-2015）、《石油化工设计能耗计算标准》（GB/T 50441-2016）等核算方法，乙烯改造项目实施后，CO₂排放量为130.55万t/a，较实施前增加了52.66万t/a。乙烯改造项目实施后，兰州石化公司全厂CO₂预计总排放量将达到1147.02万t/a，兰州石化公司全厂碳排放绩效为：9.17tCO₂/万元工业增加值、2.05tCO₂/万元工业产值，乙烯改造项目碳排放绩效为：0.12tCO₂/t产品，0.42tCO₂/tce。总体上看，乙烯改造项目碳排放水平是可接受的。