

神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年
煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目
竣工环境保护验收监测报告

建设单位：神木富油能源科技有限公司

编制单位：陕西源凯环保科技有限公司

二〇二二年四月

建设单位法人代表： (签字)

编制单位法人代表： (签字)

项目负责人：

报告编写人：

建设单位：神木富油能源科技有限公司(盖章) 编制单位：陕西源凯环保科技有限公司(盖章)

电话：15291423095 电话：029-85411050

传真： 传真：

邮编：719319 邮编：710000

地址：神木高新技术产业开发区 地址：西安市雁塔区电子正街
我爱我家小区 2 号楼三单元
202 室

目录

1.项目概况	1
2.验收依据	3
2.1 环境保护相关法律、法规和规章制度.....	3
2.2 竣工环境保护验收技术规范.....	3
2.3 建设项目环境影响报告书及其审批部门审批决定.....	3
2.4 其他相关文件.....	4
3.工程建设情况	5
3.1 地理位置及平面布置.....	5
3.2 建设内容.....	6
3.3 工艺流程.....	17
3.4 公辅工程.....	32
3.5 总平衡.....	34
3.6 周转量.....	37
3.7 项目变动情况.....	37
4.环境保护设施	41
4.1 污染物治理设施及措施.....	41
4.2 环保投资.....	44
5.环境影响报告书主要结论与建议及其审批部门审批决定	46
5.1 环境影响报告书主要结论与建议.....	46
5.2 要求与建议.....	52
5.3 变更环评结论.....	53
5.4 环评批复意见.....	54
6.验收执行标准	55
6.1 环境质量标准.....	55
6.2 污染物排放标准.....	56
6.3 总量控制指标.....	57

7.验收监测内容	57
7.1 环境质量监测	57
7.2 废气监测	58
7.3 废水监测	60
7.4 厂界噪声监测	61
7.5 监测分析方法及质量保证	61
8.质量保证和质量控制	62
9.验收监测结果	63
9.1 生产工况	64
9.2 环境质量监测结果	65
9.3 污染源监测结果与评价	68
9.4 厂界无组织排放监测结果	76
9.5 油气回收系统废气监测结果	77
9.6 废水监测结果	78
9.7 厂界噪声监测结果与评价	81
9.8 污染物排放总量核算	81
9.9 环境管理检查结果	83
9.10 固体废物综合利用情况	88
9.11 环境风险防范措施及应急预案落实情况	89
9.12 排污口规范化、污染源在线监测仪的安装、运行情况	92
9.13 厂区绿化情况	93
9.14 其他	93
10. 验收监测结论	94
10.1 结论	94
10.2 总结论	97

1、项目概况

神木富油能源科技有限公司经多年研究开发了利用煤焦油中的中高温馏分加氢后制得环烷基油基础油的专利技术。神木县发展改革局以神发改发[2015]309 号文《关于神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目备案的通知》同意该项目建设。《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目环境影响报告书》于 2015 年 10 月由陕西中圣环境科技发展有限公司编制完成，神木县环境保护局于 2015 年 11 月 18 日对该项目环境影响报告书进行了批复（神环发[2015]287 号）。

为了进一步提高产品附加值，将环烷基油加氢装置生产工艺及原料进行调整，神木市发展改革局《关于神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目建设内容调整的函》（神发改函[2018]95 号）同意项目调整；《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目工程变更环境影响专题报告》于 2019 年 9 月由陕西中圣环境科技发展有限公司编制完成，并通过专家审查。

项目于 2018 年 9 月开始建设，2020 年 12 月基本竣工，2021 年 5 月投入试运行，目前主体工程及配套的环保设施均正常稳定运行，符合竣工环境保护验收条件。

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评【2017】4 号文）以及《建设项目环境保护管理条例》的要求，建设单位是建设项目竣工环境保护验收的责任主体，应当按照办法规定的程序和标准，组织对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

为此，2021 年 8 月，受神木富油能源科技有限公司委托，陕西源凯环保科技有限公司承担该项目竣工环境保护验收监测工作。接受委托后，我公司组织工程技术人员赴该公司进行了现场勘查，收集有关建设项目环境保护资料，要求对项目存在问题及时整改，

在此基础上整理编制完成《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目竣工环境保护验收监测方案》。依据验收监测方案，榆林市得天节能环保检测有限公司于 2021 年 9 月 1 日—9 月 6 日组织工程技术人员对项目进行了相应的监测工作，同时陕西源凯环保科技有限公司对项目“三废”排放情况进行了调查，通过对环境影响报告书、公司环境管理制度、突发环境事件应急预案、环保投资等执行情况进行全面系统检查，在此基础上，编制完成了（初稿）。

2022 年 2 月 25 日，神木富油能源科技有限公司组织召开了该项目竣工验收会，根据验收组意见并结合现场检查结果，修改完善后形成《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目竣工环境保护验收监测报告》。

2、验收依据

2.1 环境保护相关法律、法规和规章制度

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(修订), 2015 年 1 月 1 日起施行;
- (2) 《中华人民共和国大气污染防治法》(修订), 2018 年 10 月 29 日修订;
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》, 2017 年 6 月 27 日第二次修订;
- (4) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》, 2018 年 12 月 29 日修订;
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(修订) 2020 年 9 月 1 日起施行;
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》, 2019 年 1 月 1 日起施行;
- (7) 《建设项目环境保护管理条例》, 国务院令第 682 号, 2017 年 10 月 1 日;
- (8) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》(国环规环评【2017】4 号文), 2017 年 11 月 20 日;
- (9) 《建设项目竣工环境保护验收技术指南污染影响类》(生态环境部[2018]9 号);

2.2 竣工环境保护验收技术规范

- (1) 环境保护部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号), 2012.7.3;
- (2) 环境保护部《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》(环发[2014]197 号), 2014.12.30;
- (3) 环办环评函(2015)52 号《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》“石油炼制与石油化工建设项目重大变动清单(试行);
- (4) 《国家危险废物名录》(2021 版)。

2.3 建设项目环境影响报告书及其审批部门审批决定

- (1) 《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目环境影响报告书》, 陕西中圣环境科技发展有限公司, 2015 年 10 月;
- (2) 神环发[2015]287 号“关于神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油

全馏分加氢制环烷基油项目环境影响报告书的批复，2015 年 11 月 18 日；

(3)《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目工程变更环境影响专题报告》，陕西中圣环境科技发展有限公司，2019 年 9 月；

(4)《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目环境监理报告》，陕西创合环保科技有限公司，2021 年 11 月；

2.4 其他相关文件

(1)《神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目环境影响报告书》，中圣环境科技发展有限公司，2018 年 7 月；

(2)神环发(2018)191《神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目环境影响报告书的批复》，神木市环境保护局，2018 年 4 月 28 日；

(3)神木市环境保护局《企事业单位突发环境事件应急预案备案表》，610821-2020-049H，2020 年 9 月 15 日；

(4)神木富油能源科技有限公司液氨泄漏事故应急演练记录，2021 年 7 月；

(5)陕西环境权交易所排污权竞买交易成交结果确认书，2015 年 11 月 13 日；

(6)陕西省环境保护厅陕环批复(2016)423 号《关于神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用项目竣工环境保护验收的批复》2016 年 8 月 19 日；

(7)《神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目可行性研究报告》，陕西联合能源化工技术有限公司，2017 年 8 月；

(8)《神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程竣工环境保护验收监测报告》，陕西省环境监测中心站，陕环验字(2016)第 001G 号；

(9)神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目竣工环境保护验收报告(废水、废气、噪声部分)，榆林市常青环

保检测有限公司，2018 年 11 月；

（10）神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目竣工环境保护验收报告（固体废物部分），榆林市常青环保检测有限公司，2018 年 11 月；

（11）神环发（2019）243 号关于“神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目固体废物污染防治设施竣工环境保护验收的批复；2019 年 6 月 21 日；

（12）榆林市级重点排污单位自动监测设备验收备案表，榆林市生态环境综合执法支队，2021 年 3 月 9 日；

（13）与建设项目有关的其它技术资料。

3、工程建设情况

3.1 地理位置及平面布置

地理位置：神木富油能源科技有限公司 50 万 t/a 煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目位于神木高新技术产业开发区（原锦界工业园），项目占地 54.3hm²。园区距毗邻榆神高速公路及包西铁路，南距榆林市 75km，北距神木县城 35km，距 204 省道仅 2km，交通十分便利。项目地理位置见图 3-1，四邻关系见图 3-2，平面布置见图 3-3。

根据调查，项目验收阶段环境保护目标与环评时段没有新增，主要环境保护目标见表 3.1-1。

表 3.1-1 环境保护目标表

环境要素	保护对象	方向	距离 (km)	户数	人口	保护目标
环境空气	神树沟	NW	4.6	60	13	《环境空气质量标准》 二级标准
	桑树渠	W	4.0	287	78	
	杨家湾	SW	3.8	42	8	
	石岩湾	SW	4.6	73	18	
	桑树塔	SW	4.2	124	26	
	阎家圪崂	S	3.4	49	11	
	庙沟	S	3.2	30	8	
	小河塌	S	4.6	50	12	
	窑则洼	SE	2.8	75	22	
	海则湾	SE	3.4	35	10	
	炭窑渠	SE	4.8	57	16	
	杨家沟	E	1.2	95	18	
	田家沟	E	3.0	46	10	
	刘家沟	NE	4.0	168	40	
	郭家圪崂	NE	4.8	65	18	

	鳞过渠	SE	1.4	35	6	
	北峁沟	NE	5.0	26	7	
地表水	秃尾河	W	4.1	地表水质	《地表水环境质量标准》III类标准	
地下水	厂区周边 42.3km ²			地下水水质	《地下水质量标准》III类标准	
生态	生态环境	评价区		农田植被	《保护农作物的大气污染物最高允许浓度》	
噪声	环境噪声	200m 范围内		声环境	《声环境质量标准》中的 3 类标准	

3.2 建设内容

3.2.1 工程环境保护执行情况

神木富油能源科技有限公司原有项目及配套设施的建设均履行了环境影响评价手续，且均进行了竣工环保验收，环保手续齐全，见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程环境保护执行情况

项目名称	环评	批复	验收情况
神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用项目	西安建筑科技大学《神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用工程环评报告书》	陕环批复（2006）301 号“神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用项目环评报告书的批复”	陕环批复（2016）423 号《关于神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用项目竣工环境保护验收的批复》 2016.8.19
	西安建筑科技大学《神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用工程环境影响报告书中有关该项目制氢工艺的变更说明》	陕环批复（2007）92 号“神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用工程环境影响报告书中有关该项目制氢工艺的变更的批复”	
神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用工程挖潜增效项目	中圣环境科技发展有限公司 2018.7	神环发（2018）191 《关于神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用工程挖潜增效项目环境影响报告书的批复》 2018.4.28	神环发（2019）243 号神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用工程挖潜增效项目固体废物污染防治设施竣工环境保护验收批复 2019.6.21

3.2.2 验收范围

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规评[2017]4 号）、《危险废物转移管理办法》（2021 年版），结合榆林市生态环境局监督检查要求，本次验收范围为神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目的环境保护设施及原工程整改后的危废暂存间。

3.2.3 本项目建设内容

神木富油能源科技有限公司 50 万 t/a 煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目建设内容包括天然气制氢装置、煤焦油全馏分加氢装置、环烷基油加氢装置、环烷基油分离装置、石脑油加氢装置、石脑油分离装置等主体工程，原料贮运、行政生活设施等辅助工程，脱盐水处理系统、循环水系统、空压站、动力站等公用工程，除尘、脱硫等环保工程，废水处理、空分系统等依托工程组成，建设内容见表 3.2-2。

表 3.2-2 项目组成表

项目组成		环评建设内容	实际建设内容	相符性
主体工程	天然气制氢装置	75000Nm ³ /h 天然气制氢装置，生产工艺不变，包括净化脱硫、蒸汽转化、中温变换、变压吸附（PSA）等装置	75000Nm ³ /h 天然气制氢装置，生产工艺不变，包括净化脱硫、蒸汽转化、中温变换、变压吸附（PSA）等装置。	与环评一致
	50 万吨/年煤焦油全馏分加氢装置	50 万 t/a 煤焦油加氢装置，包括煤焦油预处理、焦油加氢、脱硫、分馏等装置组成。	50 万 t/a 煤焦油加氢装置，包括煤焦油预处理、焦油加氢、脱硫、分馏等装置组成。	与环评一致
	环烷基油加氢装置	51 万吨/年环烷基油加氢装置	51 万吨/年环烷基油加氢装置	与环评一致
	环烷基油分离装置	25 万吨/年环烷基油分离装置	25 万吨/年环烷基油分离装置	与环评一致
	石脑油加氢装置	8 万吨/年石脑油加氢装置	8 万吨/年石脑油加氢装置	与环评一致
	石脑油分离装置	8 万吨/年石脑油分离装置	8 万吨/年石脑油分离装置	与环评一致
辅助工程	物料贮运	石灰石粉贮仓、储煤仓、位于动力站界区；硫磺袋装仓库位于 2#联合装置界区；备品备件库 2808m ² 位于厂区西南角；化学品库位于新增占地区。	石灰石粉贮仓、储煤仓、位于动力站界区；硫磺袋装仓库位于 2#联合装置界区；备品备件库 2808m ² 位于厂区西南角；化学品库位于新增占地区。	与环评一致
	储罐区	原料罐组、溶剂油罐组、环己烷、FVD40 罐组、白油罐组 2、白油罐组 1、加氢尾油罐组、液氨罐组。位于厂区东侧及新增占地部分	原料罐组、化工产品罐组（一）、化工产品罐组（二）、白油罐组 2、白油罐组 1、加氢尾油罐组、液氨罐组位于厂区东侧及新增占地部分	与环评一致
	行政生活设施	中心控制室（一楼用于中央控制、二、三楼办公）、中心化验室位于厂区东北侧。	中心控制室（一楼用于中央控制、二楼、三楼办公）、中心化验室位于厂区东北侧。	与环评一致
	供热、供汽	生产用汽由 2×75t/h 中压锅炉提供，生活用热由生产中产生的低压蒸汽供给。	生产用汽由 2×75t/h 中压锅炉提供，生活用热由生产中产生的低压蒸汽供给。	与环评一致

神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目竣工环境保护验收监测报告

公用工程	供电	由地方电网富兴变电站引入。拟建 1 个 110kV 变电所，位于厂区东北侧。	由地方电网富兴变电站引入，已建成 1 个 110kV 变电所，位于厂区东北侧。	与环评一致，本次同步验收
	给排水	包括生活给水系统、生产给水系统、循环冷却水系统、消防给水系统，生活污水系统、生产废水系统、回用水系统、初期雨水排水系统、雨水系统，初期雨水池 5 座。	包括生活给水系统、生产给水系统、循环冷却水系统、消防给水系统，生活污水系统、生产废水系统、回用水系统、初期雨水排水系统、雨水系统，初期雨水池 6 座。	与环评一致
	消防	设 8500m ³ 钢制拱顶水罐 2 个，设 12000m ³ 事故缓冲水池 1 座。	设 8500m ³ 钢制拱顶水罐 2 个，设 12000m ³ 事故缓冲水池 1 座。	与环评一致
	维修	小维修依托原厂区，年度大修及大型设备检修均依托社会。	小维修依托原厂区，年度大修及大型设备检修均依托社会。	与环评一致
	空压站	新建空压站一座，规模 6000Nm ³ /h。	新建空压站一座，规模 6000Nm ³ /h。	与环评一致
环保工程	废气处理	锅炉烟气：通过 SNCR+DSC-M 脱硫除尘一体化工艺装置 2 套、锅炉烟气在线监测装置。	锅炉烟气：通过 SNCR+DSC-M 脱硫除尘一体化工艺装置 2 套、锅炉烟气在线监测装置。	与环评一致
		天然气预处理：脱硫系统 1 套。	天然气预处理：脱硫系统 1 套。	与环评一致
		10 台加热炉（转化炉）：燃料采用制氢装置产生的解析气、天然气以及脱硫干气，低氮燃烧，燃烧产生烟气经 4 根排气筒直接排放。	10 台加热炉（转化炉）：燃料采用制氢装置产生的解析气、天然气以及脱硫干气，低氮燃烧，燃烧产生烟气经 4 根排气筒直接排放。	与环评一致
		低分罐低分气、汽提塔塔顶气、分馏塔塔顶气等经脱硫后进燃气管网。酸性水汽提及溶剂再生产生的酸性气体硫磺。	低分罐低分气、汽提塔塔顶气、分馏塔塔顶气等经脱硫后进燃气管网。酸性水汽提及溶剂再生产生的酸性气体硫磺。	与环评一致
		酸性气制硫装置尾气经焚烧炉焚烧后送至动力站锅炉的脱硫装置进行脱硫处理。	酸性气制硫装置尾气经焚烧炉焚烧后送至动力站锅炉的脱硫装置进行脱硫处理。	与环评一致
		罐区（拱顶罐、内浮顶罐）设 1 套、装卸区设 1 套共 2 套油气回收装置，吸收+预冷+膜分离+吸附处理后分别经 15m 排气筒排放。	罐区（拱顶罐、内浮顶罐）设 1 套、装卸区设 1 套共 2 套油气回收装置，吸收+预冷+膜分离+吸附处理后分别经 15m 排气筒排放。	与环评一致
	废水	预处理	酸性废水进酸性水汽提装置预处理、含酚废水进蒸氨脱酚装置预处理、冲洗废水经隔油池预处理。无碱性废水	与环评一致 与环评一致
			最终去向	与环评一致
	噪声防治	选用低噪声设备、减振、消声等处理措施	选用低噪声设备、减振、消声等处理措施	与环评一致
		废污油、含油污泥、废焦油渣等交由有危险废物处理资质的单位处置。	废污油、含油污泥、废焦油渣等交由有危险废物处理资质的单位处置。	与环评一致

	固体废物	各种废催化剂交由有危险废物处理资质的单位处置。	各种废催化剂交由有危险废物处理资质的单位处置。	与环评一致
		锅炉房锅炉渣综合利用、不能综合利用部分送蟒过渠渣场。	锅炉房锅炉渣委托园区陕西德启环保有限公司处置	与环评基本一致
		生活垃圾收集后交由环卫部门处置。	生活垃圾收集后委托园区陕西德启环保有限公司处置	与环评基本一致
		危险废物贮存间设置于厂区新增占地部分，占地面积约 600m ² 。	危险废物贮存间设置于厂区新增占地部分，占地面积约 600m ² 。同时将原厂区危废间进一步规范。	优于环评
		污水处理站新增一套污泥干化系统处理污泥。	污水处理站新增一套污泥干化系统处理污泥。	与环评一致
依托工程	空分系统	利用原厂区，本项目利用 2290Nm ³ /h。	利用原厂区，本项目利用 2290Nm ³ /h。	与环评一致
	废水处理系统	原厂区建成污水处理站 1 座，污水处理站处理采用为 A ² O/+AO 工艺，处理能力 75m ³ /h。	原厂区污水处理站 1 座，预处理段新建钢制隔油池和气浮池各一个，污水处理采用 A ² O/+AO 工艺，处理能力 75m ³ /h。	优于环评

3.2.4 产品方案

项目产品方案见表 3.2-3。

表 3.2-3 产品方案表

序号	名称	单位	数量
1	橡胶增塑剂 N4006	万吨/年	4.12
2	橡胶增塑剂 N4010	万吨/年	2.11
3	工业白油(II)5 号/7 号	万吨/年	5.22
4	工业白油(II)15 号/22 号	万吨/年	12.15
5	工业硫磺	万吨/年	0.38
6	液体无水氨	万吨/年	0.57
7	轻质白油 W2-40	万吨/年	4.16
8	轻质白油 W2-60	万吨/年	2.08
9	轻质白油 W2-70	万吨/年	1.52
10	轻质白油 W2-80	万吨/年	2.6
11	轻质白油 W2-100	万吨/年	8.15
12	轻质白油 W2-110	万吨/年	1.3
13	轻质白油 W2-140	万吨/年	6.88
14	减顶油	万吨/年	0.04
15	尾料	万吨/年	0.47
16	工业用环己烷	万吨/年	1.09
17	甲基环己烷	万吨/年	2.21
18	C8 环己烷	万吨/年	2.26
19	石油醚 II 类	万吨/年	0.23
20	石油醚 III 类	万吨/年	0.67
21	重煤焦油	万吨/年	0.93
22	石脑油	万吨/年	0.46
	合计	万吨/年	59.49

3.2.5 原辅材料

主要原辅材料用量及性质情况见表 3.2-4、3.2-5、3.2-6、3.2-7。

表 3.2-4 主要原辅材料用量情况表

名称	数量	来源
原料煤焦油	50.26 万 t/a	
原料天然气	15.27 万 t/a	
中高馏分油	8.74 t/a	原厂供应 8.74、自产 42.26，共 51
石脑油	1.56 万 t/a	自产 6.44、外购 1.56，共 8
燃料煤	19.3 万 t/a	
合计	95.13 万 t/a	

表 3.2-5 天然气组成及性质表

烃类 (%)		非烃类 (%)	
CH ₄	94.89	H ₂	0.00
C ₂ H ₆	2.29	N ₂	0.24
C ₃ H ₈	0.33	CO ₂	2.06
C ₄ H ₁₀	0.10	H ₂ S (mg/m ³)	10
C ₅ H ₁₂	0.03	COS (mg/m ³)	20
C ₆ H ₁₄	0.06	高位热量 (MJ/Nm ³)	36.19
总烃	97.70	低位热量 (MJ/Nm ³)	32.06

表 3.2-6 燃料气组成及性质表

烃类 (mol%)		非烃类 (%)	
CH ₄	13.30	H ₂	37.76
C ₂ H ₆	8.61	H ₂ O	2.64
C ₃ H ₈	16.76	N ₂	0.58
C ₄ H ₁₀	7.30	CO ₂	0.94
IC ₄ H ₁₀	3.02	H ₂ S (mg/m ³)	20
C ₅ +	3.47	热值 (kcal/kg)	6678
总烃	49.44		

表 3.2-7 燃料煤煤质分析表

项目		符号	单位	分析结果
元素 分析	固定碳	fCad	%	57.50
	氢	Had	%	3.37
	氧	Oar	%	8.91
	氮	Nd	%	0.79
	全硫	St,d	%	0.31
工业	灰份	Ad	%	32.23
	收到基水份	Mt	%	10.04
	空气干燥基水份	Mad	%	1.62

分析	干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	32.30
收到基低位发热量		Qnet,ar	kcal/kg	6521.05
			kJ/kg	
可磨系数		HGI	—	86
		Kkm	—	
灰熔点	变形温度	DT	°C	1110
	软化温度	ST	°C	1230
	半球温度	HT	°C	1270
	熔化温度	FT	°C	1360

3.2.6 主要设备变化

项目主要生产设备见表 3.2-8 至表 3.2-17。

表 3.2-8 天然气制氢装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	加氢反应器	1	19	中变气第一分水罐	1
2	脱硫反应器	2	20	中变气第二分水罐	1
3	中温变换反应器	1	21	中变气第三分水罐	1
4	酸性水汽提塔	1	22	除氧器及水箱	1
5	转化气蒸汽发生器	1	23	溶解器	1
6	锅炉给水第二预热器	2	24	定期排污扩容器	1
7	脱盐水预热器	1	25	连续排污扩容器	1
8	中变气水冷却器	1	26	蒸汽分液罐	3
9	原料气第一预热器	1	27	净化压缩空气缓冲罐	1
10	原料气第二预热器	1	28	放空分液罐	1
11	中变气空冷器	4	29	气液分离器	1
12	中压汽水分离器	1	30	凝结水泵	1
13	吸附塔	10	31	轻油泵	1
14	顺放气罐	2	32	加药泵	5
15	解析气缓冲罐	2	33	烟道气引风机	2
16	转化炉	1	34	燃烧空气鼓风机	2
17	中压锅炉给水泵	2	35	原料气压缩机	2
18	低压锅炉给水泵	2			

表 3.2-9 煤焦油全馏分加氢装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	一级反应器	2	24	反应产物-混氢换热器	2
2	二级反应器	1	25	汽提塔顶水冷器	1
3	三级反应器	1	26	分馏塔顶油气-煤焦油换热器	2
4	四级反应器	1	27	分馏塔顶水冷器	2

5	原料缓冲罐	1	28	柴油-汽提塔底油换热器	2
6	尾料缓冲罐	1	29	柴油-煤焦油换热器	2
7	产物注水罐	1	30	柴油-低分油换热器	2
8	热高分罐	1	31	柴油冷却器	1
9	热低分罐	1	32	尾料-脱水煤焦油换热器	2
10	冷高分罐	1	33	尾料-低分油换热器	2
11	循环氢分液罐	1	34	尾料冷却器	1
12	新氢分液罐	1	35	中段回流-低分油换热器	3
13	汽提塔顶回流罐	1	36	中段回流冷却器	1
14	分馏塔顶回流罐	1	37	反应产物空冷器	2
15	汽提塔	1	38	汽提塔顶空冷器	1
16	分馏塔	1	39	分流塔顶空冷器	2
17	柴油汽提塔	1	40	新氢压缩机	3
18	反应进料加热炉	1	41	循环氢压缩机	1
19	常压炉	1	42	加热炉风机	2
20	减压炉	1	43	反应进料泵	2
21	开工加热炉	1	44	循环油进料泵	2
22	反应产物-预加氢产物换热器	2	45	二硫化碳泵	2
23	反应产物-混氢煤焦油换热器	2	46	产物注水泵	2

表3.2-10 环烷基油加氢装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	一级反应器	2	19	减压塔	1
2	二级反应器	1	20	减压侧线塔	1
3	三级反应器	1	21	加氢进料加热炉	1
4	原料油缓冲罐	1	22	异构降凝进料加热炉	1
5	滤后原料油缓冲罐	1	23	常压加热炉	1
6	热高分罐	1	24	减压加热炉	1
7	热低分罐	1	25	加氢处理反应产物/混氢油换热器	3
8	冷高分罐	1	26	加氢处理热高分气/混氢油换热器	1
9	冷低分罐	1	27	临氢降凝反应产物/混氢油换热器	3
10	循环氢分液罐	1	28	临氢降凝热高分气/混氢油换热器	1
11	进料油缓冲罐	1	29	加氢处理热高分空冷器	2
12	临氢降凝热高分罐	1	30	临氢降凝热高分空冷器	2
13	临氢降凝热低分罐	1	31	加氢处理循环氢压缩机	1
14	临氢降凝冷高分罐	1	32	干气压缩机	2
15	临氢降凝冷低分罐	1	33	异构降凝循环氢压缩机	2
16	汽提塔	1	34	加热炉风机	2
17	常压塔	1	35	加氢处理反应进料泵	2
18	常压侧线塔	1	36	临氢降凝反应进料泵	2

表3.2-11 环烷基油分离装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	D40 分馏塔	1	17	D60 侧线塔再沸器	1
2	D60 侧线塔	1	18	D40 分馏塔顶水冷器	1
3	D70 分馏塔	1	19	FYD60 产品水冷器	1
4	D80 分馏塔	1	20	D70 分馏塔再沸器	1
5	D100 分馏塔	1	21	D70 分馏塔顶水冷器	1
6	D110 分馏塔	1	22	D80 分馏塔再沸器	1
7	D40 分馏塔顶空冷器	1	23	D80 分馏塔顶水冷器	1
8	FYD60 产品空冷器	1	24	D100 分馏塔再沸器	1
9	D70 分馏塔顶空冷器	1	25	D110 分馏塔再沸器	1
10	D80 分馏塔顶空冷器	1	26	FYD100 产品水冷器	1
11	FYD140 产品空冷器	1	27	FYD110 产品水冷器	1
12	D100 分馏塔顶空冷器	1	28	D40 分馏塔回流罐	1
13	D110 分馏塔顶空冷器	1	29	D70 分馏塔回流罐	1
14	轻质馏分油/FYD140 换热器	1	30	D80 分馏塔回流罐	1
15	轻质馏分油/导热油换热器	1	31	D100 分馏塔回流罐	1
16	D40 分馏塔再沸器	1	32	D110 分馏塔回流罐	1

表 3.2-12 石脑油加氢装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	精制反应器	1	13	反应产物水冷器	1
2	芳烃饱和反应器	1	14	稳定塔进料/塔底换热器	2
3	稳定塔	1	15	稳定塔顶水冷器	1
4	进料缓冲罐	1	16	稳定塔底重沸器	1
5	产物分离罐	1	17	稳定塔底水冷器	1
6	进料加热炉	1	18	反应产物空冷器	2
7	循环氢压缩机入口分液罐	1	19	稳定塔底空冷器	2
8	稳定塔回流罐	1	20	反应进料泵	2
9	地下污油罐	1	21	稳定塔顶回流泵	2
10	事故放空罐	1	22	污油泵	2
11	进料/饱和产物换热器	2	23	循环氢压缩机	2
12	进料/精制产物换热器	2			

3.2-13 石脑油分离装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	脱轻塔 A	1	68	轻分塔回流罐	1
2	脱轻塔 B	1	69	6#溶剂油精制塔回流罐	1
3	环己烷塔 A	1	70	脱 C7 塔回流罐	1
4	环己烷塔 B	1	71	甲基环己烷塔回流罐	1

神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目竣工环境保护验收监测报告

5	轻分塔	1	72	溶剂再生塔 I 回流罐	1
6	6#溶剂油精制塔	1	73	重分塔顶回流罐	1
7	脱 C7 塔 A	1	74	脱重塔顶回流罐	1
8	脱 C7 塔 B	1	75	脱 C8 塔顶回流罐	1
9	甲基环己烷塔 A	1	76	溶剂再生塔 II 回流罐	1
10	甲基环己烷塔 B	1	77	真空缓冲罐	2
11	溶剂再生塔 I	1	78	重油水洗塔中间罐	1
12	重分塔 A	1	79	甲基环己烷水洗塔中间罐	1
13	重分塔 B	1	80	C8 产品水洗塔中间罐	1
14	脱重塔	1	81	溶剂回收塔进料缓冲罐	1
15	C8 环己烷塔 A	1	82	溶剂回收塔回流罐	1
16	C8 环己烷塔 B	1	83	环己烷待检罐	2
17	溶剂再生塔 II	1	84	甲基环己烷待检罐	2
18	120#溶剂油水洗塔	1	85	C8 产品待检罐	2
19	120#溶剂油脱水塔	2	86	新鲜溶剂罐	1
20	甲基环己烷水洗塔	1	87	湿溶剂罐	2
21	甲基环己烷脱水塔	2	88	地下溶剂罐	1
22	混合 C8 水洗塔	1	89	重油外送缓冲罐 I	
23	混合 C8 脱水塔	2	90	重油外送缓冲罐 II	
24	C8 环己烷水洗塔	1	91	地下污油罐	
25	C8 环己烷脱水塔	2	92	火炬线分液罐	
26	溶剂回收塔	1	93	进料泵	2
27	脱氢塔进料预热器	1	94	脱轻塔 A 釜液泵	2
28	脱氢塔再沸器 I	1	95	脱轻塔 B 釜液泵	2
29	脱氢塔再沸器 II	1	96	脱轻塔回流泵	2
30	环己烷塔进料预热器	1	97	环己烷塔 A 釜液泵	2
31	环己烷塔釜冷却器	1	98	环己烷塔 B 釜液泵	2
32	环己烷塔再沸器 I	1	99	环己烷塔回流泵	2
33	环己烷塔再沸器 II	1	100	轻分塔釜液泵	2
34	轻分塔再沸器 I	1	101	轻分塔回流泵	2
35	轻分塔再沸器 II	1	102	6#溶剂油精制塔釜液泵	2
36	6#溶剂油精制塔再沸器	1	103	6#溶剂油精制塔回流泵	2
37	6#溶剂油精制塔釜冷却器	1	104	脱 C7 塔 B 釜液泵	2
38	脱 C7 塔再沸器	2	105	脱 C7 塔回流泵	2
39	甲基环己烷塔进料预热器	2	106	甲基环己烷塔 A 釜液泵	2
40	甲基环己烷塔再沸器	1	107	甲基环己烷塔 B 釜液泵	2
41	溶剂再生塔 I 再沸器	1	108	甲基环己烷塔回流泵	2
42	重分塔再沸器	1	109	溶剂再生塔 I 回流泵	2
43	脱重塔再沸器 I	1	110	重分塔 A 釜液泵	2
44	脱重塔再沸器 II	1	101	重分塔 B 釜液泵	2
45	脱重塔再沸器 III	1	102	重分塔回流泵	2
46	脱 C8 塔 A 进料预热器	2	103	脱重塔釜液泵	2
47	脱 C8 塔再沸器	1	104	脱重塔回流泵	2

48	溶剂再生塔Ⅱ再沸器	1	105	脱 C8 塔 A 釜液泵	2
49	脱重塔釜冷却器	1	106	脱 C8 塔 B 釜液泵	2
50	容积回收塔进料预热器	1	107	溶剂再生塔Ⅱ釜液泵	2
51	溶剂回收塔釜再沸器	1	108	溶剂再生塔Ⅱ回流泵	2
52	脱轻塔顶空冷器	1	109	真空泵Ⅰ	2
53	环己烷塔顶空冷器	1	110	真空泵Ⅱ	2
54	轻分塔顶空冷器	1	111	重油水洗塔循环泵	2
55	6#溶剂油精制塔顶空冷器	1	112	重油脱水塔Ⅰ外送泵	2
56	脱 C7 塔顶空冷器	1	113	甲基环己烷水洗塔循环泵	2
57	甲基环己烷塔顶空冷器	1	114	重油脱水塔Ⅱ外送泵	2
58	溶剂再生塔Ⅰ顶空冷器	1	115	C8 产品水洗塔循环泵	2
59	重分塔顶空冷器	1	116	溶剂回收塔进料泵	2
60	脱重塔顶空冷器	1	117	溶剂回收塔釜液泵	2
61	脱 C8 塔顶空冷器	1	118	环己烷产品泵	2
62	溶剂再生塔Ⅱ顶空冷器	1	119	甲基环己烷产品泵	2
63	溶剂回收塔顶空冷器	1	120	C8 产品泵	2
64	氮气加热器	1	121	新鲜溶剂泵	1
65	进料缓冲罐	1	122	湿溶剂泵	4
66	脱轻塔回流罐	1	123	溶剂液下泵	1
67	环己烷塔回流罐	1			

表 3.2-14 酸性水处理装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	脱 H ₂ S 塔	1	20	氨冷凝冷却器	2
2	脱 NH ₃ 塔	1	21	氨精馏塔底重沸器	1
3	洗涤塔	1	22	酸性水脱气罐	1
4	氨结晶塔	2	23	安全水封罐	1
5	脱硫吸附塔	2	24	污油罐	1
6	氨吸收塔	1	25	净化风罐	1
7	氨精馏塔	1	26	低压蒸汽分水器	1
8	净化水空冷器	2	27	中压蒸汽分水器	1
9	热进料换热器	2	28	凝结水扩容器	1
10	脱氨塔进料换热器	1	29	一级闪蒸罐	1
11	脱氨塔顶冷凝器	1	30	二级闪蒸罐	1
12	脱氨塔二级冷凝器	1	31	脱氨塔顶回流罐	1
13	一级闪蒸液冷却器	1	32	脱 H ₂ S 塔底凝结水罐	1
14	净化水冷却器	2	33	脱 NH ₃ 塔底凝结水罐	1
15	脱硫化氢塔底再沸器	1	34	分液罐	1
16	脱氨塔底再沸器	1	35	液氨循环罐	1
17	预热器	1	36	液氨中间罐	2
18	稀浓氨水换热器	2	37	液下槽	1
19	稀氨水冷却器	2	38	氨精馏塔塔底凝结水罐	1

表 3.2-15 硫磺回收装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	序号	设备名称	台/套
1	克劳斯空冷器	1	6	ARU 酸性水分液罐	1
2	一级反应进料加热器	1	7	液硫捕集器	1
3	二级反应进料加热器	1	8	排污扩容器	1
4	三级反应进料加热器	1	9	凝结水闪蒸罐	1
5	SWS 酸性气分液罐	1			

表3.2-16 溶剂再生装置主要设备情况表

序号	设备名称	台/套
1	再生塔	1
2	再生塔顶空冷器	1
3	贫液空冷器	1
4	贫富液换热器	2
5	重沸器	1
6	富液闪蒸罐	1
7	再生塔顶回流罐	1
8	溶剂配制回收罐	1
9	凝缩油罐	1
10	蒸汽分水罐	1
11	净化风罐	1

表3.2-17 罐区主要设备情况表

序号	设备名称	台/套	备注
1	煤焦油罐	6	10000m ³ 、拱顶罐、氮封
2	净化煤焦油罐	1	10000m ³ 、拱顶罐、氮封
3	常一线常二线	3	15000m ³ 、内浮顶罐、氮封
4	常三线减一线	3	15000m ³ 、拱顶罐、氮封
5	减二线	3	8500m ³ 、拱顶罐、氮封
6	轻质白油馏分	2	5000m ³ 、拱顶罐、氮封
7	FTH 石脑油	2	1500m ³ 、内浮顶罐
8	轻污油	2	500m ³ 、内浮顶罐
9	不合格轻/重产品	2	1500m ³ 、内浮顶罐
10	工业白油(II)5 号/7 号	2	3000m ³ 、拱顶罐、氮封
11	轻质白油 W2-40	2	3000m ³ 、内浮顶罐
12	轻质白油 W2-60	2	1500m ³ 、拱顶罐、氮封
13	轻质白油 W2-70	2	1000m ³ 、拱顶罐、氮封
14	轻质白油 W2-80	2	2000m ³ 、拱顶罐、氮封
15	轻质白油 W2-100	2	5000m ³ 、拱顶罐、氮封
16	轻质白油 W2-110	2	1000m ³ 、拱顶罐、氮封
17	轻质白油 W2-140	2	5000m ³ 、拱顶罐、氮封
18	工业白油(II)15 号/22 号	2	7500m ³ 、拱顶罐、氮封
19	橡胶增塑剂 N4006	2	3000m ³ 、拱顶罐、氮封
20	橡胶增塑剂 N4010	2	1500m ³ 、拱顶罐、氮封

21	重污油	2	500m ³ 、拱顶罐、氮封
22	减顶油	1	100m ³ 、拱顶罐、氮封
23	液氨	2	650m ³ 、球罐
24	重组分油	2	600m ³ 、内浮顶罐
25	石脑油	2	300m ³ 、内浮顶罐
26	石油醚Ⅲ类	2	300m ³ 、内浮顶罐
27	石油醚Ⅲ类	2	300m ³ 、内浮顶罐
28	石油醚Ⅱ类	2	300m ³ 、内浮顶罐
29	环己烷	2	1500m ³ 、内浮顶罐
30	甲基环己烷	2	2000m ³ 、内浮顶罐
31	C8 环己烷	2	2000m ³ 、内浮顶罐

3.3 工艺流程

3.3.1 天然气制氢装置

3.3.1.1 天然气制氢

天然气制氢装置是以天然气为原料，采用天然气水蒸气转化技术、变压吸附（PSA）技术生产氢气的成套装置。装置由原料气净化、蒸汽转化、中温变换、产汽系统、PSA 氢气提纯等部分组成。规模为 75000Nm³/h，且充分利用天然气制氢装置副产的蒸汽进入余热发电系统。天然气制氢装置工艺流程图见图 3-4。

3.3.1.2 余热发电

为充分利用制氢装置副产蒸汽不被放空、浪费能量，并结合全厂蒸汽平衡，在制氢装置内设置 1 台 25MW 抽凝式汽轮发电机组蒸汽。制氢装置 3.6MPa 余热蒸汽进汽轮机发电，汽轮机抽出 0.5MPa 低压蒸汽供全厂伴热、采暖等用汽。发出电量经 1 台升压变升至 35kV，送至全厂 110kV 开关站的 35kV 侧。

3.3.1.3 相关平衡

（1）物料平衡

表 3.3-1 制氢装置物料平衡

投入				产出		
名称		数量		名称	数量	
		kg/h	万 t/a		kg/h	万 t/a
天然气制氢	天然气	21208	15.27	H ₂	7483	5.39
	工艺用脱盐水	120300	86.62	变压吸附解析气	49069	35.33
	转化用蒸汽	69080	49.74	净化冷凝液	37875.41	27.27
	配氢气	128	0.09	外输蒸汽	120300	86.62
	脱硫低分气	2012	1.45	废脱硫剂	6.35	0.005
	脱硫剂	5.76	0.004			

装 置	汽提蒸汽	2000	1.44			
	合计	214733.76	154.61	合计	214733.76	154.61
余 热 发 电	中压蒸汽	120300	86.62	低压蒸汽	60500	43.56
				凝结水	59800	43.06
	合计	120300	86.62	合计	120300	86.62

(2) 硫平衡

表3.3-2 制氢装置硫平衡

投入				产出			
名称	物料量 (kg/h)	硫分	含硫量 (kg/h)	名称	物料量 (kg/h)	硫分	含硫量 (kg/h)
天然气	21208	20mg/m ³	0.59	氢气	7483	0	0
脱硫低分气	2012	10ppm	0.02	变压吸附解析气	49069	0.4ppm	0.02
/	/	/	/	废脱硫剂	6.35	9.30%	0.59
合计	/	/	0.61	合计	/	/	0.61

(3) 水平衡

表3.3-3 制氢装置水平衡

投入			产出	
名称	数量(t/h)		名称	数量(t/h)
天然 气制 氢装 置	工艺用脱盐水	120.3	反应消耗	33.20
	转化用蒸汽	69.08	净化冷凝液	37.88
	汽提蒸汽	2	外输蒸汽	120.3
	合计	191.38	合计	191.38
余热 发电	中压蒸汽	120.3	低压蒸汽	60.50
			凝结水	59.80
	合计	120.3	合计	120.3

3.3.1.4 正常生产污染物排放情况

(1) 废气

转化炉烟气 (G1-1): 转化炉燃料采用燃料气和本装置变压吸附工段自产解析气, 采用低氮燃烧技术, 主要污染物 为 SO₂、NO_x 和烟尘。

(2) 废水

工艺生成冷凝水 (W1-1): 本装置生产过程中, 蒸汽转化产生的未反应水 (即工艺生成冷凝水), 工艺生成冷凝水经本装置酸性水汽提塔净化处理后, 全部回用于除盐水站, 不外排。

(3) 噪声

天然气制氢装置主要噪声源来自泵类、压缩机、引风机、冷却器等, 噪声源强在 90-100 dB(A), 采取减振和隔振消声等降噪措施后声压级可降至 70-75 dB(A)。

(4) 固体废物

天然气制氢装置固体废物主要为原料气净化脱硫工序产生的废催化剂（S1-1）和废脱硫剂（S1-2），蒸汽转化工序产生的废催化剂（S1-3），中温变换工序产生的废催化剂（S1-4）和变压吸附工序产生的废吸附剂（S1-5）。

3.3.2 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢装置

3.3.2.1 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢装置工艺流程

本装置由预处理单元、加氢单元、分馏单元（常压分馏和减压分馏）、脱硫部分及公用工程部分组成。预处理部分包括电脱盐脱除盐分、自动反冲洗过滤器过滤杂质、脱水塔脱水；反应部分包括加氢精制、循环氢升压、高压换热（加热）与冷却、反应及气液分离等；脱硫部分包括低分气脱硫、干气脱硫，为煤焦油全馏分加氢装置和环烷基油加氢装置所共用。煤焦油全馏分加氢装置工艺流程图见图 3-5。

3.3.2.2 相关平衡

(1) 物料平衡

表3.3-4 煤焦油全馏分加氢装置物料平衡

投入				产出		
名称		数量		名称	数量	
		kg/h	万 t/a		kg/h	万 t/a
原料煤焦油预处理	煤焦油	70307	50.62	净化煤焦油	69444	50.00
	工艺用脱盐水	10722	7.72	焦油渣（S2-1、S2-2）	403	0.29
	助剂（原料煤焦油电脱盐用）	40	0.03	含酚污水（W2-1、W2-2）	11153	8.03
				脱水塔塔顶气（G2-1）	69	0.05
	合计	81069	58.37	合计	81069	58.37
加氢工段	净化煤焦油	69444	50.00	含硫污水（W2-3、W2-4、W2-5）	17527	12.62
	制氢装置氢气	3751	2.70	冷凝水（W2-6、W2-7）	2556	1.84
	除盐水	11000	7.92	减顶油	5	0.004
	汽提蒸汽	2695	1.94	含硫干气	264	0.19
	液硫	208	0.15	含硫低分气	457	0.33
	减压塔顶蒸汽抽真空	600	0.43	轻油（<145℃）	7542	5.43
				常一线常二线	23826	17.15
				常三线减一线	12875	9.27
				减二线	21993	15.83
				尾料	653	0.47

	合计	87698	63.14	合计	87698	63.14
脱硫工段	本装置干气	264	0.19	脱硫干气	764	0.55
	自环烷基加氢干气	570	0.41	脱硫低分气	2012	1.45
	本装置低分气	457	0.33	富胺液	6194	4.46
	自环烷基加氢低分气	1555	1.12			
	贫胺液	6124	4.41			
	合计	8970	6.46	合计	8970	6.46

(2) 硫平衡

表3.3-5 煤焦油全馏分加氢装置硫平衡

投入				产出		
名称		数量		名称	数量	
		kg/h	t/a		kg/h	t/a
原料煤焦油预处理	煤焦油	182.80	1316.15	净化煤焦油	171.80	1236.94
				焦油渣（S2-1、S2-2）	2.01	14.50
				含酚污水（W2-1、W2-2）	8.92	64.24
				脱水塔塔顶气（G2-1）	0.06	0.47
	合计	182.80	1316.15	合计	182.80	1316.15
加氢工段	净化煤焦油	171.80	1236.94	含硫污水（W2-3、W2-4、W2-5）	326.97	2354.16
	液硫	208.00	1497.60	冷凝水（W2-6、W2-7）	47.68	343.31
				减顶污油	0.0025	0.018
				含硫干气	0.69	4.94
				含硫低分气	1.19	8.56
				轻油	0.02	0.11
				常一线常二线	1.19	8.58
				常三线减一线	0.64	4.64
				减二线	1.10	7.92
				尾料	0.33	2.35
	合计	379.80	2734.54	合计	379.80	2734.54
脱硫工段	本装置干气	0.69	4.94	脱硫干气	0.01	0.093
	自环烷基加氢干气	1.14	8.21	脱硫低分气	0.02	0.145
	本装置低分气	1.19	8.56	富胺液	6.09	43.859
	自环烷基加氢低分气	3.11	22.39			
	合计	6.12	44.10	合计	6.12	44.10

(3) 水平衡

表3.3-6 煤焦油全馏分加氢装置水平衡

投入			产出	
名称		数量 t/h	名称	数量 t/h
	煤焦油含水	0.93	净化煤焦油含水	0.43
	工艺用脱盐水	10.72	焦油渣含水	0.07

原料煤焦油 预处理			含酚污水（W2-1、W2-2）	11.15
	合计	11.65	合计	11.65
加氢 工段	净化煤焦油含水	0.43	含硫污水（W2-3、W2-4、W2-5）	17.527
	除盐水	11	冷凝水（W2-6、W2-7）	2.556
	蒸汽	31.49	外输蒸汽	43.1
	除氧水	19.1	凝结水	4.19
	反应生成水	5.35		
	合计	67.37	合计	67.37

3.3.2.3 污染物排放情况

（1）废气

①脱水塔塔顶不凝气（G2-1）

由原料煤焦油净化闪蒸脱水过程产生，其中含 H_2S 、 NH_3 。脱水塔塔顶气去火炬燃烧系统。

②反应进料加热炉烟气、常压炉烟气、减压炉烟气（G2-2）

反应进料加热炉、常压炉、减压炉设置联合余热回收，后经同一排气筒排放。各加热炉均采用来自燃料气管网的燃料气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、烟尘。

③无组织废气

煤焦油全馏分加氢装置无组织排放气体，包括 H_2S 、 NH_3 、非甲烷总烃。

（2）废水

①煤焦油预处理单元含酚污水（W2-1、W2-2）

由原料煤焦油预处理部分中的电脱盐（W2-1）、闪蒸脱水（W2-2）过程产生的含酚污水，主要污染物为：石油类、硫化物、挥发酚、化学需氧量、氨氮。含酚污水经原厂高浓度有机废水预处理装置预处理后进原厂污水处理站处理。

②煤焦油加氢单元含硫污水（酸性水）（W2-3、W2-4、W2-5、W2-6、W2-7）由煤焦油加氢反应、分馏部分中的高分罐（W2-3）、低分罐（W2-4）、汽提塔（W2-5）、常压塔（W2-6）、减压塔（W2-7）产生，含硫污水主要污染物包括石油类、硫化物、化学需氧量、氨氮。含硫污水进酸性水汽提装置进一步处理。

（3）固废

①煤焦油加氢单元焦油渣（S2-1、S2-2）

由原料煤焦油预处理过程产生，主要为自动反冲洗粗、精过滤器滤出的重油，定期由神木县永江回收利用有限公司等有资质的单位回收。

②煤焦油加氢单元废催化剂（S2-3、S2-4）

由煤焦油加氢反应过程中的预加氢反应器、加氢反应器间断产生，主要成分为 Mo、Co、Ni、Al 等，为危险废物，委托有资质的单位处理。

③废瓷球（S2-5）

废瓷球主要成分为三氧化二铝，为危险废物，委托有资质的单位处理。

(4)噪声

煤焦油加氢单元噪声源来自原料煤焦油预处理部分、反应部分、分馏部分的各种泵、压缩机、空冷器及水冷器，噪声源强在90-100 dB(A)，经减振、消声等降噪措施后，声压级可降至65-75 dB(A)。

3.3.3 51万吨/年环烷基油加氢装置

3.3.3.1 工艺流程

环烷基油加氢工艺由加氢部分、降凝部分、常压分馏部分、减压分流部分组成，环烷基油加氢装置工艺流程见图 3-6。

3.3.3.2 相关平衡

(1) 物料平衡

表 3.3-7 环烷基油加氢装置物料平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	万 t/a		kg/h	万 t/a
自本项目中高馏分油	58694.00	42.26	酸性水（W3-1、W3-2、W3-3）	8861.00	6.38
自一期中高馏分油	12139	8.74	常压塔塔顶不凝气（G3-2）	859.00	0.62
新氢	3360.00	2.42	塔顶冷凝水（W3-4、W3-5）	1584.00	1.14
液硫	56.00	0.04	含硫干气（汽提塔顶气）	570.00	0.41
反应注水	8639.00	6.22	低分气	1555.00	1.12
汽提蒸汽	1806.00	1.30	减顶油	56.00	0.04
			石脑油	1363.00	0.98
			轻质白油馏分	37069.00	26.69
			工业白油（II）5 号/7 号	7250.00	5.22
			工业白油（II）15 号/22 号	16875.00	12.15
			橡胶增塑剂 N4006	5722.00	4.12

			橡胶增塑剂 N4010	2930.00	2.11
合计	84694.00	60.98	合计	84694.00	60.98

(2) 硫平衡

表3.3-8 环烷基油加氢装置硫平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	t/a		kg/h	t/a
自本项目中高馏分油	2.93	21.13	酸性水 (W3-1、W3-2)	49.93	359.51
自一期中高馏分油	0.61	4.37	常压塔塔顶不凝气 (G3-2)	1.12	8.08
液硫	56.00	403.20	塔顶冷凝水 (W3-3、W3-4)	4.24	30.51
			含硫干气 (汽提塔顶气)	1.14	8.21
			低分气	3.11	22.39
合计	59.54	428.70	合计	59.54	428.70

(3) 水平衡

表3.3-9 环烷基油加氢装置水平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	t/h	t/a		t/h	t/a
除盐水	8.64	62200.80	酸性水 (W3-1、W3-2)	8.86	63799.20
除氧水	2.3	16560.00	塔顶冷凝水 (W3-3、W3-4)	1.58	11404.80
蒸汽	7.63	54936.00	外输蒸汽	5.1	36720.00
			凝结水	3.02	21744.00
合计	18.57	133696.80	合计	18.57	133668.00

3.3.3 正常生产污染物排放情况

(1) 废气

①进料加热炉烟气、临氢降凝进料加热炉烟气、常压炉烟气、减压炉烟气 (G3-1)

进料加热炉、临氢降凝进料加热炉、常压炉、减压炉设置联合余热回收，后经同一排气筒排放。各加热炉均采用来自燃料气管网的燃料气，主要污染物为 SO₂、NO_x、烟尘。

②常压塔塔顶不凝气 (G3-2)

由常压塔顶冷凝器产生，其中含 H₂S、NH₃，常压塔塔顶气去火炬燃烧系统。

③无组织废气

环烷基油加氢装置工艺过程无组织排放废气，主要成分为非甲烷总烃。

(2) 废水

环烷基加氢单元含硫污水（酸性水）（W3-1、W3-2、W3-3、W3-4）

酸性水主要由中高馏分油加氢反应的冷低压分离器（W3-1）、加氢精制反应器冷低压分离器（W3-2）、常压塔（W3-3）、减压塔（W3-4）产生，含硫污水主要污染物包括石油类、硫化物、化学需氧量、氨氮。含硫污水进酸性水汽提装置进一步处理。

(3) 固废

①环烷基加氢单元废催化剂（S3-1、S3-3）

由烷基加氢反应过程中的加氢反应器间断产生，主要成分为 Mo、Ni、Pt、Pd 等，为危险废物，委托有资质的单位处理。

②废瓷球（S3-2、S3-4）

由烷基加氢反应过程中的加氢反应器间断产生，为危险废物，委托有资质的单位处理。

(4) 噪声

环烷基加氢装置工艺过程噪声主要来自各种泵类、压缩机、加热炉风机及空冷器，源强在 90-100 dB(A)，经减振、消声隔声等降噪措施后，声压级可降至 65-75 dB(A)。

3.3.4 25 万吨/年环烷基油分离装置

3.3.4.1 工艺流程

自常压塔塔底来的轻质白油馏分依次进入轻质馏分油轻质白油 W2-40 换热器和轻质馏分油-导热油换热器加热后进入 A 分馏塔。塔顶馏出轻质白油 W2-40 产品，经泵送出装置；塔中部设 B 侧线塔，馏出轻质白油 W2-60 产品，经泵送出装置，塔底物料经泵送至 C 分馏塔。C 塔顶馏出轻质白油 W2-70 产品，经泵送出装置，塔底物料经泵送至 D 分馏塔。D 塔顶馏出轻质白油 W2-80 产品，经泵送出装置，塔底物料经泵送至 E 分馏塔。E 塔负压操作，抽真空系统与塔顶回流罐相连接。E 塔顶馏出轻质白油 W2-100 产品，经泵加压、冷却后送出装置，塔底物料经泵送至 F 分馏塔。F 塔负压操作，抽真空系统与塔顶回流罐相连接。F 塔顶馏出轻质白油 W2-110 产品，经泵加压、冷却

后送出装置，塔底物料经泵加压、冷却后，作为轻质白油 W2-140 产品送出装置。环烷基油分离装置工艺流程图见图 3-7。

3.3.4.2 相关平衡

(1) 物料平衡

表 3.3-10 环烷基油分离装置物料平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	万 t/a		kg/h	万 t/a
轻质白油馏分	37069	26.69	轻质白油 W2-40	5778	4.16
			轻质白油 W2-60	2889	2.08
			轻质白油 W2-70	2111	1.52
			轻质白油 W2-80	3611	2.6
			轻质白油 W2-100	11319	8.15
			轻质白油 W2-110	1806	1.3
			轻质白油 W2-140	9556	6.88
合计	37069.00	26.69	合计	37069	26.69

(2) 水平衡

表 3.3-11 环烷基油分离装置水平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	t/h	t/a		t/h	t/a
蒸汽	0.80	5760	凝结水	0.80	5760
合计	0.80	5760.00	合计	0.80	5760.00

3.3.4.3 正常生产污染物排放情况

(1) 废气

① 导热油加热炉烟气 (G4-1)

环烷基分离装置导热油加热炉与石脑油加氢装置加热炉设置联合余热回收，后经同一排气筒排放。各加热炉均采用来自燃料气管网的燃料气，主要污染物 SO₂、NO_x、烟尘。

② 无组织废气

环烷基分离装置产生的无组织排放气体，主要成分为非甲烷总烃。

(2) 废水

本工段无废水产生。

(3) 固废

废导热油（S4-1）

此工段设导热油一台，产生固废为废导热油，主要成分为氢化联苯类，为危险废物，委托有资质的单位处理。

（4）噪声

环烷基分离装置工艺过程噪声源主要来自各种空冷器、各种泵类及导热油加热炉引风机，其噪声源强在 90-100 dB(A)，经减振、隔振消声等降噪措施后，声压级可降至 65-75 dB(A)。

3.3.5 8万吨/年石脑油加氢装置

3.3.5.1 工艺流程

本装置以煤焦油全馏分加氢装置、环烷基油加氢装置来的石脑油以及一期石脑油为原料，采用神木富油能源科技有限公司的石脑油精制和芳烃饱和技术，脱除石脑油中的硫、氮等杂质，同时将芳烃饱和，得到精制石脑油后为下游石脑油分离装置提供原料。少量燃料气送至燃料气管网，含氢气体送至制氢装置。工艺流程图见图 3-8。

3.3.5.2 相关平衡

（1）物料平衡

表 3.3-12 石脑油加氢装置物料平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	t/a		kg/h	t/a
自产石脑油	8905	64116	罐顶气（进燃料气管网）	314	2260.8
外购石脑油	2277	16394	石脑油	11112	80006.4
补充氢气	244	1756.8			
合计	11426	82267.2	合计	11426	82267.2

（2）硫平衡

表 3.3-13 石脑油加氢装置硫平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	t/a		kg/h	t/a
自产石脑油	0.020	0.14	稳定塔顶气	0.005	0.04
外购石脑油	0.005	0.04	石脑油	0.02	0.14
合计	0.03	0.18	合计	0.03	0.18

（3）水平衡

表3.3-14 石脑油加氢装置水平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	t/h	t/a		t/h	t/a
蒸汽	2.3	16560	凝结水	2.3	16560
合计	2.3	16560.00	合计	2.3	16560.00

3.3.5.3 正常生产污染物排放情况

(1) 废气

① 导热油加热炉烟气、石脑油加热炉 (G4-1)

环烷基分离装置导热油加热炉与石脑油加氢装置加热炉设置联合余热回收，后经同一排气筒排放。各加热炉均采用来自燃料气管网的燃料气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 及烟尘。

② 无组织废气

环烷基分离装置工艺过程无组织排放废气主要为非甲烷总烃。

(2) 废水

本工段无废水产生。

(3) 固废

① 废催化剂 (S5-1、S5-3)

主要为石脑油加氢催化剂、石脑油饱和催化剂，主要成分为 Ni、Co 等，为危险废物，委托有资质的单位处理。

② 废瓷球 (S5-2、S5-4)

主要为石脑油加氢、石脑油饱和过程产生，为危险废物，委托有资质的单位处理。

(4) 噪声

环烷基分离装置工艺过程噪声主要来自反应产物空冷器、稳定塔底空冷器、反应进料泵、稳定塔顶回流泵、污油泵及循环氢压缩机，其噪声源强在 90-100 dB(A)，经减振、隔振消声等降噪措施后，声压级可降至 65-75 dB(A)。

3.3.6 8 万吨/年石脑油分离装置

3.3.6.1 工艺流程

该装置分为分离单元与产品精制单元，分离单元通过精馏与萃取精馏将各产品分离，产品精制单元是将产品进行脱溶剂与脱水。来自石脑油加氢装置的精制石脑油经多次精馏、水洗，脱水精制等操作后，得到工业用环己烷、甲基环己烷、石油醚Ⅲ类、石脑油等产品。根据市场情况可调整工况，还可生产轻质白油 W2—20 产品。石脑油分离装置工艺流程图见图 3-9。

3.3.6.2 相关平衡

(1) 物料平衡

表 3.3-15 石脑油分离装置物料平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	t/a		kg/h	t/a
石脑油	11112	80006.4	工业用环己烷	1507	10850
脱盐水	3000	21600	甲基环己烷	3071	22111
			C8 环己烷	3147	22658
			石油醚Ⅱ类	320	2304
			石油醚Ⅲ类	929	6688
			重煤焦油	1298	9346
			石脑油	840	6048
			酸性水（W6-1）	3000	21600
合计	14112	101606	合计	14112	101606

(2) 硫平衡

表 3.3-16 石脑油分离装置硫平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	t/a		kg/h	t/a
石脑油	0.02	0.14	酸性水	0.02	0.14
合计	0.02	0.14	合计	0.02	0.14

(3) 水平衡

表 3.3-17 石脑油分离装置水平衡

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	t/h	t/a		t/h	t/a
脱盐水	3	21600	酸性水（W6-1）	3	21600
蒸汽	17.91	128952	凝结水	17.11	123192
			外输蒸汽	0.8	5760
合计	20.91	150552.00	合计	20.91	150552.00

3.3.6.3 正常生产污染物排放

(1) 废气

石脑油分离装置仅有无组织废气产生，其主要污染物为非甲烷总烃。

(2) 废水

石脑油分离酸性水（W6-1），主要为各水洗塔、脱水罐定期排水，含有少量化学溶剂，进入酸性水汽提装置进一步处理。

(3) 固废

本工段无固废产生。

(4) 噪声

石脑油分离装置工艺过程噪声源主要来自各种空冷器、各种泵类，其噪声源强在 90-100 dB(A)，经减振、隔振消声等降噪措施后，声压级可降至 65-75 dB(A)。

3.3.7 酸性水汽提、硫磺回收、溶剂再生联合装置

3.3.7.1 工艺流程

酸性水汽提装置采用“双塔加压汽提工艺”，硫磺回收包括制硫部分、尾气处理、硫膏处理和硫磺成型等工段，尾气经焚烧炉焚烧后烟气进动力站锅炉脱硫装置，酸性水汽提、硫磺回收及溶剂再生联合装置工艺流程分别见图 3-10、图 3-11。

3.3.7.2 相关平衡

(1) 物料平衡

表 3.3-18 联合装置物料平衡

装置	投入			产出		
	名称	数量		名称	数量	
		kg/h	t/a		kg/h	t/a
酸性水汽提	酸性水	33902	244094.4	酸性气	625	4500
				液氨	836	6019
				净化水	32411	233359.2
				污油及损失	30	216
	合计	33902	244094.4	合计	33902	244094.4
硫磺回收	酸性气	704	5068.80	硫磺	527.99	3801.53
	空气	3559.99	25631.93	废水	374	2692.8
	燃料气	60	432	尾气	3748	26985.6
	一期硫膏	26	187.2			
	碱液	300	2160			

	合计	4649.99	33479.93	合计	4649.99	33479.93
溶剂再生	富胺液进装置	6194	44596.8	贫胺液出装置	6124	44092.8
	补充水	10	72	酸性气	79	568.8
				闪蒸气	1	7.2
	合计	6204	44668.8	合计	6204	44668.8

(2) 硫平衡

表3.3-19 联合装置硫平衡

装置	投入			产出		
	名称	数量		名称	数量	
		kg/h	t/a		kg/h	t/a
酸性水汽提	酸性水含硫	429.59	3093.01	酸性气含硫	428.91	3088.13
				净化水含硫	0.65	4.67
				污油及损失含硫	0.03	0.22
	合计	429.59	3093.01	合计	429.59	3093.01
硫磺回收	酸性气含硫	434.96	3131.71	硫磺含硫	457.21	3291.91
	硫膏	26	187.2	废水含硫	0.75	5.40
				尾气含硫	3.00	21.60
	合计	460.96	3318.91	合计	460.96	3318.91
溶剂再生	富胺液进装置含硫	6.09	43.86	酸性气含硫	6.05	43.57
				闪蒸气含硫	0.04	0.29
	合计	6.09	43.86	合计	6.09	43.86

3.3.7.3 正常生产污染源分析

(1) 废气

①硫回收尾气 (G7-1):

联合装置中硫回收尾气主要污染物为 SO_2 ，送锅炉烟气处理系统处理后外排。

②闪蒸烃 (G7-2)

由溶剂再生单元中的闪蒸罐 (G7-2) 产生，主要成分为 H_2S ，轻油气去火炬燃烧系统。

③无组织废气

此工艺过程无组织排放气体中主要含 H_2S 、 NH_3 。

(2) 废水

①硫磺回收酸性水 (W7-1)

硫磺回收酸性水主要污染物为：化学需氧量、石油类、硫化物、氨氮，酸性水进入酸性水汽提装置进一步处理。

②酸性水汽提塔底净化水

由酸性水分离及制氨单元中的主汽提塔产生，汽提塔塔底净化水排入原厂污水处理站处理。

(3) 固废

①污油 (S7-1)

主要为酸性水汽提装置产生的污油，为危险废物，委托有资质的单位处理。

②废脱硫剂 (S7-2)

主要为酸性水汽提装置废脱硫剂，委托有资质的单位处理。

③废催化剂 (S7-3)

主要为硫磺回收装置废催化剂，主要成分为 Fe、SiO₂、硫酸钙等，为危险废物，委托有资质的单位处理。

④废瓷球 (S7-4)

主要为硫磺回收装置产生，为危险废物，委托有资质的单位处理。

(4) 噪声

酸性水汽提、硫磺回收、溶剂再生联合装置工艺过程噪声源主要来自酸性气燃烧炉鼓风机、氨气压缩机及泵类，其噪声源强在 90-100 dB(A)，经减振、隔振消声等降噪措施后，声压级可降至 65-70 dB(A)。

3.3.8 污泥干化

3.3.8.1 工艺流程

化工污泥黏性大，极易在干化过程粘结在传热壁上。同时高粘度造成物料难以分散，增大了物料在传热扩散过程的难度。针对污泥的这种特性，项目在原有工程厂区内增加污泥干化过程，整个工艺过程包括预热阶段、恒速干燥阶段、降速干燥阶段，污泥干化工艺流程见图 3-12。

3.3.8.2 污染物排放情况

(1) 废气

污泥干化过程中湿污泥中的水份经蒸发和不凝气体在干化机顶部汇集，再经喷淋洗涤塔除尘、尾气冷凝器降温后通过引风机大部分作为载气回到干化机，另一部分排入现有污水处理臭气处理装置。

(2) 废水

污泥干化工艺废水循环利用，不外排。

洗涤塔设置循环喷淋水泵，洗涤塔顶部设置除雾器。洗涤塔、蒸汽凝液罐液位采用自动控制，洗涤塔液位通过废水排放管线调节阀控制污水排至地沟，蒸汽凝液一部分通过外排管线调节阀控制排至界区外化产变电所北侧蒸汽冷凝液总管，另一部分作降温减压水用。尾气凝液通过自流排至洗涤塔。尾气凝液罐设置冲洗水泵，当尾气系统压差高时，启动冲洗水泵对洗涤塔、尾气冷凝器、尾气加热器进行冲洗。

(3) 固废

污泥进入设备内部，在两根空心轴、圆盘搅拌作用下不断干化，同时将污泥推至出料口，干化后污泥经旋转出料阀、水冷出料螺旋输灰机、斗式提升机，输送至干污泥料仓后装车外送。

(4) 噪声

污泥干化在室内进行，噪声主要来自污泥干化机、螺杆泵、离心引风机等，经隔声降噪后噪声对环境的影响小。

3.4 公辅工程

3.4.1 废气

公辅工程废气主要是锅炉烟气（G8-1），罐区及油品装卸过程（G8-2）排放的无组织废气。

3.4.1.1 锅炉烟气（G8-1）

(1) 工艺流程

项目动力源燃煤采用 2 台 75t/h 节能型超低排放循环流化床锅炉，锅炉产生的烟气（G8-1）主要污染物是 SO₂、烟尘和 NO_x。循环流化床锅炉采用炉内喷钙+SNCR 脱硝+DSC-M 脱硫除尘一体化工艺，2 台锅炉各配套一套烟气处理设施，合用 1 座烟囱。

(2) 锅炉硫平衡

表 3.4-1 锅炉硫平衡

投入		产出	
	数量		数量

名称	kg/h	t/a	名称	kg/h	t/a
燃料煤含硫	83.11	598.392	净化烟气含硫	4.97	35.784
硫磺回收尾气含硫	3	21.6	废脱硫剂含硫	64.52	464.544
			灰渣含硫	16.62	119.664
合计	86.11	619.992	合计	86.11	619.992

3.4.1.2 罐区及装卸区无组织废气（G8-2）

项目设原料油罐组、化工产品罐组（一）、化工产品罐组（二）、白油罐组（一）、白油罐组（二）、加氢尾油罐组、液氨罐组。所有储罐共设 1 套油气回收系统，罐区共用一处装卸平台，装卸区设 1 套油气回收系统，油气回收采用吸收+预冷+膜分离+吸附工艺，收集效率 95%，处理效率 99%，回收混合油回全馏分加氢装置，尾气分别经 15m 排气筒排放。

3.4.2 废水

（1）生活污水（W8-1）

本项目总定员 450 人，实行四班三运转制，按人均用水量 95L/d 计算，则生活用水量为 42.75m³/d（1.78m³/h），生活污水产生量按用水量的 80%计算，为 34.2m³/d（1.42m³/h）。生活污水水质参考一般城市污水水质，主要污染物浓度分别为：化学需氧量 400mg/L、五日生化需氧量 250mg/L，氨氮 25mg/L、悬浮物 300 mg/L，经化粪池预处理后进入原厂区污水处理站。

（2）冲洗废水（W8-2）

主要为各生产装置设备和场地冲洗废水，产生量为 3 m³/h，主要污染物分别为：石油类、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、悬浮物，经隔油池预处理后排入原厂区污水处理站处理。

（3）浓盐水处理站排水（W8-3）

浓盐水处理站排水 30.43m³/h，主要污染物浓度分别为：石油类 1.53mg/L、化学需氧量 90.91mg/L、五日生化需氧量 1.59mg/L、氨氮 7.68mg/L、悬浮物 23.23mg/L、挥发酚 0.23mg/L、硫化物 0.6 mg/L，经市政管网排入锦界工业园南区污水处理厂。

3.4.3 噪声

公辅工程主要噪声源为锅炉风机及水泵，其声压级在 90-100 dB(A)，经消声减振降噪后声压级可降至 65-70 dB(A)。

3.4.4 固废

(1) 生化污泥 (S8-1)

主要来自污水处理站生化过程，污泥产生量为 900t/a，主要组份为细菌、有机物等等，排放量为 900t/a，属于一般固废。

(2) 燃煤锅炉灰渣 (S8-2)

燃煤锅炉灰渣产生量为 27299t/a，属于一般工业固体废物，外售作为建筑材料、筑路材料。

(3) 生活垃圾 (S8-3)

本项目总定员 450 人，按照生活垃圾产生量为 1kg/d·人计，产生量为 135t/a，集中收集后统一交由锦界工业园统一处理。

3.5 总平衡

项目总物料平衡、总硫平衡、总水平衡情况分别见表3.5-1、3.5-2、3.5-3。

表3.5-1项目总物料平衡表

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	万 t/a		kg/h	万 t/a
煤焦油	70307	50.62	环己烷产品	1507	1.09
来自一期中高馏分油	12139	8.74	甲基环己烷产品	3071	2.21
外购石脑油	2277	1.64	烷产品(二甲基环己烷/乙基环己烷)	3147	2.27
天然气	21208	15.27	石油醚Ⅱ类	320	0.23
脱盐水	153671	110.64	混合碳五轻组分	190	0.14
蒸汽	76181	54.85	混合碳六	10	0.01
助剂	40	0.0288	石油醚Ⅲ类(优级品)	342	0.25
脱硫剂	5.76	0.004	石油醚Ⅲ类(一级品)	587	0.42
液硫	264.00	0.19	重煤焦油	1298	0.93
空气	3559.99	2.56	石脑油	640	0.46
一期硫膏	26	0.02	轻质白油 W2-40	5778	4.16
碱液	300	0.22	轻质白油 W2-60	2889	2.08
燃料气	60	0.04	轻质白油 W2-70	2111	1.52
			轻质白油 W2-80	3611	2.6
			轻质白油 W2-100	11319	8.15
			轻质白油 W2-110	1806	1.3
			轻质白油 W2-140	9556	6.88
			减顶油	61.00	0.04

			工业白油(II)5 号/7 号	7250.00	5.22
			工业白油(II)15 号/22 号	16875.00	12.15
			橡胶增塑剂 N4006	5722.00	4.12
			橡胶增塑剂 N4010	2930.00	2.11
			尾料	653	0.47
			液氨	836	0.60
			硫磺	527.99	0.38
			解析气	49069.00	35.33
			燃料气	1078	0.78
			外输蒸汽	120300	86.62
			净化冷凝液	37875.41	27.27
			净化水	32411	23.34
			含酚废水	11153	8.03
			尾气	3748.00	2.70
			塔顶不凝气	930.44	0.67
			废脱硫剂	6.35	0.005
			焦油渣及污油	433	0.312
合计	340038.75	244.83	合计	340038.75	244.83

表3.5-2项目总硫平衡表

投入			产出		
名称	数量		名称	数量	
	kg/h	t/a		kg/h	t/a
天然气含硫	0.590	4.25	解析气含硫	0.02	0.14
煤焦油含硫	182.80	1316.15	废脱硫剂含硫	0.59	4.25
液硫	264.00	1900.80	>486℃馏分油含硫	0.33	2.35
一期中高馏分油含硫	0.61	4.37	燃料气含硫	0.01	0.09
外购石脑油含硫	0.005	0.03	含酚废水含硫	8.92	64.24
一期硫膏含硫	26.00	187.20	不凝气含硫	1.23	8.82
燃料煤含硫	83.11	598.392	闪蒸烃含硫	0.04	0.29
			焦油渣含硫	2.01	14.50
			硫磺含硫	457.21	3291.91
			污油含硫	0.030	0.22
			净化水含硫	0.65	4.67
			净化烟气含硫	4.97	35.784
			锅炉烟气废脱硫剂含硫	64.52	464.544
			灰渣含硫	16.62	119.664
合计	560.11	4032.792	合计	560.11	4032.792

表3.5-3项目总水平衡表单位： t/h

项目	水来源									水去向									
	新鲜水	循环冷水	回用水	使用蒸汽			物料带入/反应生成	除氧水	除盐水	含盐污水	循环热水	进入物料	外输蒸汽			损耗/损失	回用水	凝结水	排水
				3. 6MPa	1. 0MPa	0. 5MPa							3. 6MPa	1. 0MPa	0. 5MPa				
制氢装置		220		69. 08	2				120. 3		220	33. 2	120. 3				37. 88		
余热发电系统		300		120. 3							300				60. 5			59. 8	
全馏分加氢装置		1290		24	3. 69	3. 8	6. 28	19. 1	21. 72		1290			43. 1		0. 06		4. 19	31. 24
环烷基加氢装置		725. 3			2. 73	4. 9		2. 3	8. 64		725. 3			2. 3	2. 8			3. 02	10. 45
环烷基分离装置		100			0. 8						100							0. 8	
石脑油加氢装置		55. 2		1. 8	0. 5						55. 2							2. 3	
石脑油分离装置		90		17. 91					3		90				0. 8			17. 11	3
工艺水处理装置		652. 4		5. 2	10. 74						652. 4							15. 94	0
硫磺回收装置		45. 02		0. 183		0. 842	0. 374	1. 87			45. 02		0. 94		1. 955				0. 37
溶剂再生装置						2. 14			0. 01			0. 01						2. 14	
动力站		65						132. 28			65		132. 28						
罐区					6. 3													6. 3	
火炬					2													2	
拌热及热水站						16												16	
减压装置				6. 047	0. 687									6. 047	0. 687				
闪蒸								0. 94							0. 94				
一期				7	20	15												42	
空压站		280									280								
除盐水、凝结水处理站	143. 83	180	209. 48							43. 15	180						310. 16		
除氧器系统			132. 49			24						156. 49							
循环水系统			91. 29							32						59. 29			
浓盐水处理装置			121. 72														91. 29		30. 43
生活用水	1. 78															0. 36			1. 42
冲洗水	3																		3
未预见及管网损失				2	2	1										5			
小计	148. 61	4002. 92	554. 98	253. 52	51. 447	67. 682	6. 654	156. 49	153. 67	75. 15	4002. 92	189. 7	253. 52	51. 447	67. 682	64. 71	439. 33	171. 6	79. 91
合计	5395. 973									5395. 973									

3.6 周转量

项目原料、产品周转情况见表 3.6-1。

表 3.6-1 项目原料、产品周转量一览表

序号	物质	储罐情况			周转量 (万 t/a)	
		类型	容积/m ³	数量/个		
1	原料罐组	煤焦油	拱顶罐	10000	6	50.62
2		净化煤焦油	拱顶罐	10000	1	50.00
3		常三线减一线	拱顶罐	15000	3	19.32
4	化工产品罐组 (一)	石油醚Ⅱ类	内浮顶	300	2	0.23
5		石油醚Ⅲ类	内浮顶	300	2	0.25
6		石油醚Ⅲ类	内浮顶	300	2	0.42
7		重煤焦油	内浮顶	600	2	0.93
8		石脑油	内浮顶	300	2	0.46
9		FTH 石脑油	内浮顶罐	1500	2	8.00
10	化工 产品罐组 (二)	轻质白油 W2-40	内浮顶罐	3000	2	4.16
11		工业用环己烷	内浮顶	1500	2	1.09
12		甲基环己烷	内浮顶	2000	2	2.21
13		C8 环己烷	内浮顶	2000	2	2.27
14		减顶油	内浮顶	100	1	0.04
15		常一线常二线	内浮顶罐	15000	3	20.66
16	白油罐组 2	轻质白油 W2-60	拱顶罐	1500	2	2.08
17		轻质白油 W2-70	拱顶罐	1000	2	1.52
18		轻质白油 W2-80	拱顶罐	2000	2	2.60
19		轻质白油 W2-110	拱顶罐	1000	2	1.30
20		橡胶增塑剂 N4010	拱顶罐	1500	2	2.11
21		工业白油(Ⅱ)5 号/7 号	拱顶罐	3000	2	5.22
22	白油罐组 1	轻质白油 W2-100	拱顶罐	5000	2	8.15
24		轻质白油 W2-140	拱顶罐	5000	2	6.88
25		减二线	拱顶罐	8500	3	11.02
26		工业白油(Ⅱ)15 号/22 号	拱顶罐	7500	2	12.15
27		轻质白油	拱顶罐	5000	2	26.58
28		橡胶增塑剂 N4006	拱顶罐	3000	2	4.12
29	加氢尾油罐组	尾料	拱顶罐	500	1	0.47

3.7 项目变动情况

项目变动情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 项目建设重大变动判定情况

类别	重大变动清单	环评建设内容	实际建设内容	变化情况	是否属于重大变动
规模	一次炼油加工能力、乙烯裂解加工能力增大 30%及以上；储罐总数量或总容积增大 30%及以上	不涉及	不涉及	无变化	不属于
	新增以下重点生产装置或者规模增大 50%及，包括：石油炼制工业的催化连续重整、催化裂化、延迟焦化、溶剂脱沥青、对二甲苯（PX 等），石油化工工业的丙稀晴、精对苯二甲酸（PTA）、环氧丙烷（PO）、氯乙烯（VCM）等	不涉及	不涉及	无变化	不属于
	新增重点生产装置外的其他装置或其规模增大 50%及以上，并导致新增污染因子或污染物排放量增加	75000Nm ³ /h 天然气制氢装置，新增 25MW 余热发电	75000Nm ³ /h 天然气制氢装置，新增 25MW 余热发电	未新增重点生产装置外的其他装置，规模一致	不属于
		50 万吨/年煤焦油全馏分加氢装置	50 万吨/年煤焦油全馏分加氢装置	规模一致	不属于
		51 万吨/年环烷基油加氢装置、25 万吨/年环烷基油分离装置	51 万吨/年环烷基油加氢装置、25 万吨/年环烷基油分离装置	规模一致	不属于
		8 万吨/年石脑油加氢装置、8 万吨/年石脑油分离装置，主要产品包括 C8 环己烷产品、甲基环己烷产品、工业用环己烷、重组分油、石油醚	8 万吨/年石脑油加氢装置、8 万吨/年石脑油分离装置，主要产品包括 C8 环己烷产品、甲基环己烷产品、工业用环己烷、重组分油、石油醚	规模一致	不属于
		2×75t/h 节能型超低排放循环流化床锅炉	2×75t/h 节能型超低排放循环流化床锅炉	规模一致	不属于
地点	项目重新选址，或在原厂址附近调整（包括总平面布置变化或生产装置发生变化）导致不利环境影响显	神木市锦界工业园，占地 54.3hm ²	神木市锦界工业园，占地 54.3hm ²	无变化	不属于

	著加重或防护距离边界发生变化并新增了需搬迁的敏感点				
	厂外油品、化学品、污水管线路由调整，穿越新的环境敏感区；防护距离边界发生变化并新增了需搬迁的敏感点；在现有环境敏感区内路由发生变动且环境影响或环境风险增大	无变化	无变化	无变化	不属于
生产工艺	原料方案、产品方案等工程方案发生变化	原料主要有原料煤焦油、原料天然气、中高馏分油、石脑油、燃料煤；产品方案主要有减顶油、石油醚、工业白油、工业硫磺、液体无水氨、工业用环己烷、甲基环己烷、C8 环己烷、重煤焦油、石脑油	原料主要有原料煤焦油、原料天然气、中高馏分油、石脑油、燃料煤；产品方案主要有减顶油、石油醚、工业白油、工业硫磺、液体无水氨、工业用环己烷、甲基环己烷、C8 环己烷、重煤焦油、石脑油	无变化	不属于
	生产装置工艺调整或原辅材料、燃料调整，导致新增污染因子或污染物排放量增加	废气：SO ₂ 73.54t/a、NO _x 267.55 t/a、VOC _s 83.95 t/a	废气：SO ₂ 6.704t/a、NO _x 117.536 t/a、VOC _s 0.079 t/a	无新增污染因子，污染物排放量减少	不属于
环境保护措施	污染防治措施的工艺、规模、处置去向、排放形式等调整，导致新增污染因子或污染物排放量、范围或强度增加；地下水污染防治分区调整，降低地下水污染防治等级；其他可能导致环境影响或环境风险增大	节能型超低排放循环流化床锅炉采用 DSC-M 脱硫除尘一体化工艺协同 SNCR 脱硝，脱硫效率 96%、脱硝效率 50%、除尘效率 99.995%	节能型超低排放循环流化床锅炉采用 DSC-M 脱硫除尘一体化工艺协同 SNCR 脱硝，脱硫效率 98.77%-99.69%、除尘效率 99.95%-99.96%	无变化	不属于
		废水：设 150m ³ /h 浓盐水处理站，采用臭氧氧化+BAF+高密-流砂过滤器+超滤+反渗透工艺，浓水经市政管网排入锦界工业源南区污水处理厂	废水：设 150m ³ /h 浓盐水处理站，采用臭氧氧化+BAF+高密-流砂过滤器+超滤+反渗透工艺，浓水经市政管网排入锦界工业源南区污水处理厂	无变化	不属于
		10 台加热炉（转化炉）：燃料采用制氢装置产生的解析气、天然气以及脱硫干气，低氮燃烧，燃烧产生烟气经 4 根排气筒直接排放。	10 台加热炉（转化炉）：燃料采用制氢装置产生的解析气、天然气以及脱硫干气，低氮燃烧，燃烧产生烟气经 4 根排气筒直接排放。	无变化	不属于

	大的环保措施变动		排放。		
		低分罐低分气、汽提塔塔顶气、分馏塔塔顶气等经脱硫后进燃气管网。酸性水汽提及溶剂再生产生的酸性气体制硫磺。	低分罐低分气、汽提塔塔顶气、分馏塔塔顶气等经脱硫后进燃气管网。酸性水汽提及溶剂再生产生的酸性气体制硫磺。	无变化	不属于
		酸性气制硫装置尾气经焚烧炉焚烧后送至动力站锅炉的脱硫装置进行脱硫处理。	酸性气制硫装置尾气经焚烧炉焚烧后送至动力站锅炉的脱硫装置进行脱硫处理。	无变化	不属于
		罐区（拱顶罐、内浮顶罐）设 1 套、装卸区设 1 套共 2 套油气回收装置，吸收+预冷+膜分离+吸附处理后分别经 15m 排气筒排放。	罐区（拱顶罐、内浮顶罐）设 1 套、装卸区设 1 套共 2 套油气回收装置，吸收+预冷+膜分离+吸附处理后分别经 15m 排气筒排放。	无变化	不属于
		/	污泥干化臭气经收集后纳入原污水处理厂臭气处理装置	无新增排放	不属于
		选用低噪声设备、减振、消声等处理措施	选用低噪声设备、减振、消声等处理措施	无变化	不属于
		废污油、含油污泥、废焦油渣、各种废催化剂等危废交由有危险废物处理资质的单位处置。锅炉房锅炉渣综合利用、不能综合利用部分送锦界工业园区渣场。生活垃圾收集后交由环卫部门处置。	废污油、含油污泥、废焦油渣、各种废催化剂等危废交由有危险废物处理资质的单位处置。锅炉房锅炉渣综合利用、不能综合利用部分外委园区固体废物处置单位回收处置。生活垃圾收集后交由环卫部门处置。	无变化	不属于

根据环办【2015】52 号《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》中“石油炼制与石油化工建设项目重大变动清单（试行）”相关鉴定依据，结合现场调查，对照环评内容，该项目不存在重大变动内容，目前项目正常运行中，具备验收条件。

4、环境保护设施

4.1 污染物治理设施及措施

4.1.1 废气治理措施

废气治理措施见表 4.1-1。

表 4.1-1 废气治理措施情况

装置	污染源	治理措施
制氢装置	解析气	作为制氢转化炉燃料，全部利用
	转化炉烟气	燃料为解析气、燃料气，采用低氮燃烧技术，烟气直接由 70m 高排气筒放。
煤焦油全馏分加氢	脱水塔塔顶气	去火炬燃烧系统
	其他低分气和塔顶气	低分罐低分气、汽提塔塔顶气经脱硫装置脱硫后进入燃气管网燃烧利用
	反应进料加热炉烟气及分馏加热炉烟气	反应进料加热炉、常压炉、减压炉烟气均采用低氮燃烧技术，烟气共用一根 60m 高排气筒排放。
环烷基油加氢装置	反应进料加热炉烟气	进料加热炉、临氢降凝进料加热炉、常压炉、减压炉烟气均采用低氮燃烧技术，烟气共用一根 60m 高排气筒排放。
	常压塔加热炉烟气	
	减压塔加热炉烟气	
	酸性气体	低分罐低分气经脱硫装置脱硫后进入燃气管网燃烧利用
	不凝气	常压塔塔顶不凝气去火炬燃烧系统
环烷基油分离装置、石脑油加氢装置	环烷基油分离装置导热油炉烟气、石脑油加氢装置加热炉	导热油加热炉、石脑油加热炉烟气均采用低氮燃烧技术，烟气共用一根 40m 高排气筒排放。
硫磺回收单元	硫回收尾气	经焚烧炉燃烧的尾气送至动力站锅炉的脱硫装置进行脱硫处理。
溶剂再生单元	闪蒸罐轻油气	去火炬燃烧系统。
循环流化床锅炉	锅炉烟气	炉内喷钙脱硫+SNCR 脱硝+DSC-M 脱硫除尘一体化工艺，脱硫效率 96%、脱硝效率 50%、除尘效率达 99.995%

锅炉烟气采用炉内喷钙+SNCR 脱硝+DSC-M 脱硫除尘一体化工艺，工艺流程见图 4-1。

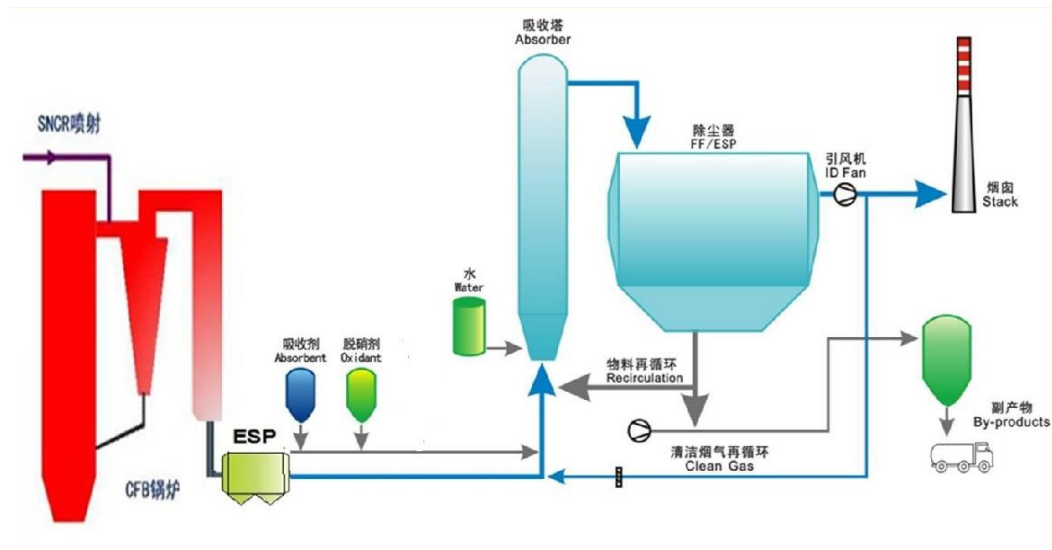


图4-1 锅炉烟气处理工艺流程示意图

4.1.2 废水污染防治措施

废水治理措施见表 4.1-2。

表 4.1-2 废水治理措施情况

装置	污染源	治理措施
天然气制氢	工艺生成冷凝水	回用于浓盐水处理站
全馏分加氢	含酚污水	经原厂区高浓度有机废水处理装置预处理
	酸性水	进酸性水汽提装置处理
重组分异构加氢单元（环烷基加氢装置）	酸性水	酸性水进酸性水汽提装置处理
石脑油重（石脑油分离）	酸性水	酸性水进酸性水汽提装置处理
硫磺回收	/	酸性水进酸性水汽提装置处理
酸性水、气处理	汽提塔塔底净化水	排入原厂区污水处理站处理
公辅工程	冲洗废水	经隔油池预处理后排入原厂区污水处理站处理
	循环水站、凝结水站、除盐水处理站排水	进浓盐水处理站处理后回用
	浓盐水处理站	采用臭氧氧化+BAF+高密-流砂过滤器+超滤+反渗透工艺，处理规模 150m³/h，浓水经市政管网排入锦界工业园南区污水处理厂
	原厂区污水处理站净化水	经浓盐水处理站后回用
	生活污水	经化粪池预处理后原厂区污水处理站处理

浓盐水处理站工艺：项目新建1套150m³/h浓盐水处理站，采用臭氧氧化+BAF+高密-

流砂过滤器+超滤+反渗透工艺，对污水处理装置处理后的废水进一步深化处理后达到回用的目的，具体工艺流程见图 4-2。

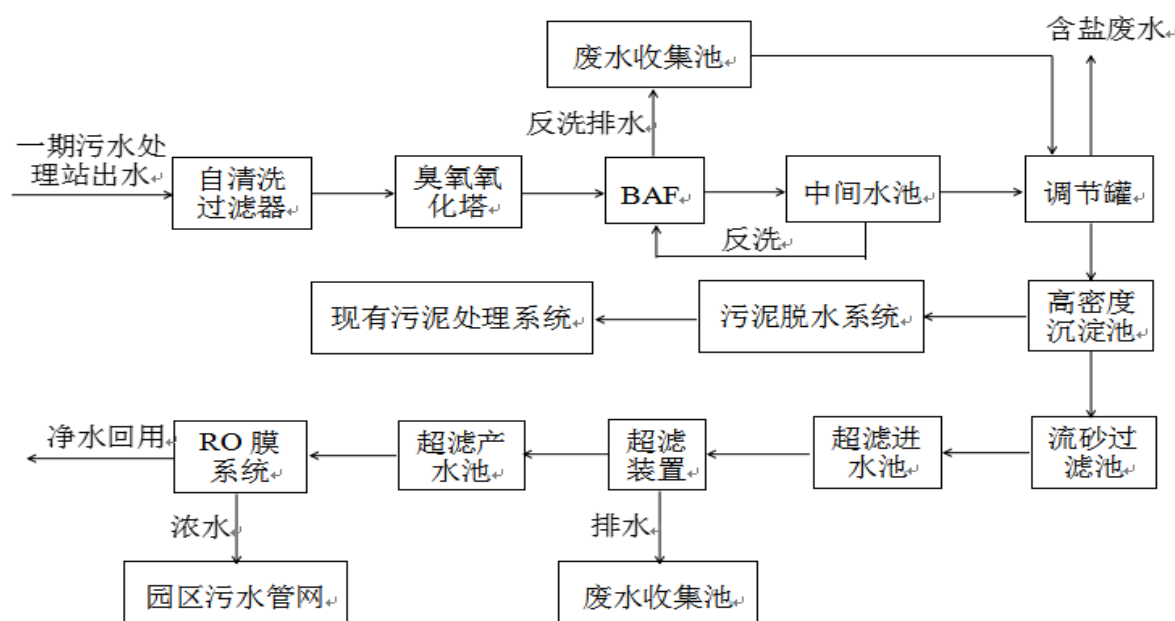


图 4-2 浓盐水处理单元工艺流程图

4.1.3 固废污染防治措施

项目产生的固体废物主要是废催化剂、废吸附剂、焦油渣、废瓷球、废脱硫剂、污水处理站污泥、废污油、锅炉灰渣和生活垃圾，其处理措施如下：

(1) 危险废物

项目产生的废催化剂、废吸附剂、焦油渣、废瓷球、废脱硫剂、含油污泥、废污油属于危险废物。废催化剂收集在桶内，暂存于危险废物储存间，交由有危险废物处理资质单位处理；焦油渣及污水处理装置产生的含油污泥直接由神木市永江回收利用有限公司回收利用；废污油收集在污油罐内，定期交由有危险废物处理资质单位处理；废吸附剂、废瓷球、废脱硫剂等分类收集后暂存于危险废物储存间，定期交由有危险废物处理资质单位处理。

(2) 一般工业固体废物

项目产生的锅炉灰渣及污水处理装置产生的生化污泥属于一般工业固体废物，暂存于厂区渣场，外委园区固体废物处置单位回收处置。

(3) 生活垃圾

工作人员产生的生活垃圾收集后外委园区生活垃圾处置单位回收处置。

4.1.4 噪声污染防治措施

项目主要高噪声设备有引风机、冷却塔、空冷器、压缩机、各类泵等，其声源值在 90dB(A)—100dB(A)之间，采取以下防治措施：

- (1) 尽量选用低噪声设备。
- (2) 风机进气口设置消声器，并对排气管道和基础作阻尼减振处理。
- (3) 对各类水泵采用独立基础，减震设计；采取隔声措施或布置在室内。
- (4) 冷却塔出风口安装消声器，受水面铺设软性吸收材料。
- (5) 压缩机采用减震设计，安装消声器，设隔声罩。
- (6) 空冷器采用独立基础、减震设计，安装消声器，设隔声罩。

4.1.5 地下水防治措施

地下水防渗分区图见图 4-3。

4.2 环保投资

项目投资总概算 305400 万元，其中环保投资为 29256.4 万元，占总投资的 9.6%。实际总投资 305400 万元，环保投资 29780.22 万元，占工程总投资的 9.75%，实际环保投资与环评阶段要求环保投资对照见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目实际环保投资与环评阶段对照表

单位：万元

序号	项目	环保措施	数量	概算环保投资	实际环保投资
1	废气防治	排气筒	转化炉、加热炉、油气回收等排气筒，共 6 根	250	290.93
		脱硫装置	1 套	1430	960
		硫磺回收尾气处理装置	1 套	3875	4780.18
		炉内喷钙+SNCR 脱硝+DSC-M 脱硫除尘一体化工艺，脱硫效率 96%、脱硝效率 50%、除尘效率达 99.995%	烟气处理措施 2 套，烟囱 1 根	5910	2518.1465
		锅炉废气在线监测装置	1 套	50	83
		火炬	1 套	1965	1727.17
		罐区油气回收装置	1 套	2200	511
		装卸区油气回收装置	1 套		412
		加热炉在线监测设施	/	/	396
2	废水防治	事故池及初期雨水池	事故池 12000m ³ 、初期雨水池 5400m ³ ，导排系统，防渗收集管网	3042	2626.76
		排水系统	厂区至一期污水管道 150m	777	1614.46
		排口在线监测	1 套	100	56
		装车、卸料区防渗	防渗处理	700	821.31
		产品储罐、焦油储罐防渗			
		生产装置区防渗			
		给水、污水处理系统防渗			
		一般工业固体废物贮存防渗			
		危险废物临时贮存防渗			
		地下水监测井	3 座	100	29
		化粪池	7 座	70	55
		隔油池	1 座	70	60
		酸碱中和池	1 座	90	120
		蒸氨脱酚装置	1 套	800	609.7
		酸性水汽提、溶剂再生装置	1 套	4082	8419.33
		浓盐水处理站	1 座	2851	2013.96
		各界区雨水收集池	6 座	/	42
3	噪声	隔声消声、基础减振		500	450
4	固废	生活垃圾堆放点		40	10
		危废暂存库		100	109.7
		污泥干化装置		/	704.57
5	绿化	绿化厂区		254.4	360
合计		/		29256.4	29780.22

5、环境影响报告书主要结论与建议及其审批部门审批决定

5.1 环境影响报告书主要结论与建议

5.1.1 原环评主要结论

5.1.1.1 项目概况

神木富油能源科技有限公司 50 万 t/a 煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目位于神木县锦界工业园，项目占地 28hm²，总投资 230243 万元，项目年处理煤焦油 50 万 t/a、生产中高馏分油 32 万 t/a，建设天然气制氢装置规模为 50000Nm³/h，20 万 t/a 石脑油重整装置。

5.1.1.2 产业政策和法律法规的符合性

本项目中低温煤焦油单套加工装置规模为 50 万 t/a，煤焦油中的中高温馏分加氢后制得环烷基油基础油，属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）鼓励类中第八条“钢铁”中第 2 款“煤焦油加氢处理”项目；符合《焦化行业准入条件（2014 年修订）》中“煤焦油单套加工装置处理无水焦油能力≥15 万 t/a 以上”的要求；符合《榆林市兰炭产业准入技术条件（暂行）》中“新建中低温煤焦油的单套加工装置，规模应当达到处理无水焦油量 25 万 t/a 以上”的要求。

项目符合《关于印发陕西省能源行业加强大气污染防治工作实施方案的通知》、《陕西省“治污降霾·保卫蓝天”五年行动计划（2013—2017 年）》、《陕西省大气污染防治条例》和《神木县锦界工业园总体规划（2014-2030）》等相关法律法规和规划的要求。

5.1.1.3 项目选址可行性

本项目作为神木县锦界工业园的重点项目，在园区规划时已考虑到项目占地、资源承载力、配套公共工程建设等因素，并进行了论证，符合《神木县锦界工业园总体规划（2014-2030）》。通过环评分析预测，项目在各项环保措施落实到位、确保污染物达标排放的情况下，项目选址可行。

5.1.1.4 环境现状评价

根据对评价区内环境空气、地表水、地下水以及声环境现状的监测结果，评价区内的环境质量状况如下：

评价区内除 1#点位 PM_{10} 超过（GB3095-2012）《环境空气质量标准》的二级标准外， $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_x 、BaP、汞及其化合物均满足（GB3095—2012）《环境空气质量标准》中的二级标准， NH_3 、 H_2S 、苯、二甲苯、酚均满足（TJ36—79）《工业企业设计卫生标准》居住区标准限值。 PM_{10} 超标主要与当地干旱的气候特征和工业区的烟粉尘排放有关。

项目附近地表水体秃尾河除总氮及五日生化需氧量超标外，其他各监测因子均满足（GB3838-2002）《地表水环境质量标准》III类标准。

评价区地下水中除亚硝酸盐超标外，其余均符合（GB/T14848-93）《地下水环境质量标准》III类标准。

厂址区声环境现状监测值满足（GB/T14623-2008）《声环境质量标准》3类标准要求，声环境质量良好。

5.1.1.5 环境影响预测评价

（1）地表水环境影响

本项目正常运行时，生活污水经化粪池预处理后与回用水处理站、浓盐水处理站产生的尾水经市政管网排入锦界工业园南区污水处理厂，废水排放满足（GB31570—2015）《石油炼制工业污染物排放标准》中的表 1、（DB61-224-2011）《黄河流域（陕西段）污水综合排放标准》中二级标准要求，对周围地表水环境的影响较小。

发生非正常排放时，事故废水排入事故池中，待事故处理完后，再抽到污水处理站处理后经回用水站深度处理后，回到生产系统循环使用。

（2）地下水环境影响

本项目各装置在工程设计时均采用防渗或防漏效果很好的装置设备或贮罐，装置内排水管道均采用密封、防渗材料，各车间排放的废水均经管道排放，其中生产废水由管道排入本项目的废水处理系统处理，处理达标后全部回用。故本工程装置在正常生产情况下，不会对周围水环境产生影响。但如果建设期施工质量差或建成投产后管理不善，都有可能产生废水的无组织泄漏，造成地下水的污染，特别是同一地点的连续泄漏，造成的水环境污染会更严重。因此在本装置设计、施工和运行时，必须严格控制厂区废水的无组织泄漏，杜

绝厂区存在长期事故性排放点源的存在。拟建工程设计时，应严把设计和施工质量关，杜绝因材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏，加强污水产生装置和污水处理站的防渗措施，在生产运行过程中，必须强化监控手段，定期检查，保护评价区地下水环境质量。

（3）大气环境影响

本项目正常情况下 SO_2 、 NO_x 、TSP、 NH_3 、NMHC、苯、甲苯、二甲苯等污染物在敏感点和网格点贡献浓度与预测浓度均达标； PM_{10} 在敏感点、网格点处贡献值均不超标，叠加背景值后预测值超标，主要由于当地背景值超标所致； H_2S 在敏感点、网格点处贡献值均不超标，叠加背景值后预测值超标，主要由于当地背景值较高所致。

本项目非正常情况下，仅 PM_{10} 预测浓度有超标现象，主要是由于 PM_{10} 背景值浓度较高所致； SO_2 、 NO_x 预测浓度均达标。

（4）声环境影响

采取措施后，本项目厂界噪声可满足 GB 12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》对应的 3 类区标准限值，声环境质量也可满足 GB 3096-2008《声环境质量标准》3 类区昼夜间标准要求。

（5）固体废物环境影响

本项目一般工业固废主要是锅炉灰渣外售利用；危险废物主要有污泥、废催化剂、废吸附剂、废瓷球、废白土、废脱硫剂、预处理重油、废环丁砜、油污等，其中废催化剂、废吸附剂由厂家回收再生，其余委托有资质单位处置；生活垃圾集中收集后交园区环卫部门统一处理。可见，本项目固体废物均有妥善处理措施，对环境产生危害较小。

（6）生态环境影响

本项目建成运营后，工程装置区内的各种车辆及活动仅限于工程厂址区内。同时，由于工程建成后，绿化工作不断深入和完善，天然植被将逐渐被人工植被绿化树木等所代替，建设过程中遭受破坏的植被将得到逐步恢复。

项目运行后排放的 SO_2 最大落地浓度远低于农作物最高允许浓度限值的要求，对区域农业生态和植被影响较小。

本项目建成后，无论是临时占地还是永久性占地，都将改变其原有的土壤理化性质和土壤结构，对原有土壤结构和性状产生一定影响，但该影响仅局限于厂区占地之内，对周边地区影响不大。运营期事故状态下，对土壤生态环境的影响主要表现在装置区、排污管道等废水无组织泄漏，对土壤及其上植被的污染影响。其污染途径为污染物进入土壤后，首先改变了土壤结构和性状，尤其是泄漏于土壤中的酚、硫化物等污染物，因其属有毒有害物质，进入土壤层后，会污染厂区及管道沿线周围土壤，降低土壤微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，影响其植被生长；在雨季或洪水期及冰雪融化季节，被污染的土壤会随雨水或雪水等地表径流将土壤中的污染物随地形坡度带入下游区，污染下游区土壤及地表水、地下水环境，进而影响植物的生长及人体健康。因此，对于上述无组织泄漏区，均应及时对污染土壤进行处理，以减小对厂区周围以及下游区生态环境的影响。

（7）环境风险评价

本项目涉及的环境危险物质主要有解析气（CO）、苯、甲苯、二甲苯、氨气、液化石油气等物质，事故类型为有毒有害物质泄漏和可燃物质不完全燃烧产生的 CO 对环境产生的影响。根据预测结果可知，仅液氨发生泄漏后出现半致死浓度，半致死浓度出现的最大距离为 720.1m；厂区内应设置事故水池及初期雨水池，收集泄漏的有毒有害液体，可保证事故情况下不向外环境排放污水，防止事故污水及初期雨水对外环境造成影响。本项目风险事故率小于 8.33×10^{-5} 死亡/a，因此本项目风险事故率是可以接受的。

建设单位应做好风险防范措施及事故应急预案，并加强和工业区及周边企业的联系，定期联合举行事故演习，以降低事故发生后的影响。

5.1.1.6 环境保护措施可行性分析

（1）废气污染防治措施

①制氢装置变压吸附工段产生的解析气主要含甲烷及氢气，属于热值较高的可燃气体，经两级缓冲后作为天然转化炉燃料全部利用。

②煤焦油加氢装置产生的低分气、分馏塔顶塔气等经脱硫装置脱硫后进入厂区燃料管网，石脑油重整单元产生的塔顶气经脱硫装置脱硫后作为本装置燃

料；

③溶剂再生、酸性水汽提塔顶产生的酸性废气去酸性气制硫部分制硫磺；

④煤焦油加氢单元脱水塔塔顶产生的塔顶气、石脑油重整单元预加氢分离罐废气、酸性水分离及制氨过程中产生的轻油气送至火炬燃烧系统，催化剂再生放空塔产生的酸性再生气经过量碱液洗涤后，从放空塔顶直接排放；

⑤酸性气制硫过程中产生的尾气送至尾气处理装置处理，尾气焚烧炉烟气中 SO_2 排放浓度满足（GB31570—2015）《石油炼制工业污染物排放标准》中的表 3 限值要求。

⑥转化炉、加热炉等以天然气和本项目产生的解析气、脱硫干气为原料，加热炉、转化炉经低氮燃烧后烟气中烟尘、 SO_2 、 NO_x 排放浓度满足（GB31570—2015）《石油炼制工业污染物排放标准》中的表 3 限值要求。

⑦锅炉烟气采用循环流化床炉内加石灰石粉对烟气进行脱硫、布袋除尘器进行除尘、采用 SNCR 脱硝装置进行烟气脱硝处理后 SO_2 、烟尘和 NO_x 、汞排放浓度均满足（GB13271-2014）《锅炉大气污染物排放标准》中燃煤锅炉标准要求；

⑧原料、产品储罐区元无组织排放非甲烷总烃、 H_2S 、氨、苯、甲苯、二甲苯等，本次评价要求于煤焦油、柴油、苯、甲苯、二甲苯等储罐设置油气回收装置，污染物无组织排放量较少。

采取上述措施后，项目废气均满足达标排放，废气污染防治措施基本可行。

（2）地表水污染防治措施

本项目含酚废水、酸性废水、碱性废水、冲洗废水分别经蒸氨脱酚、酸性水汽提、酸碱中和、隔油预处理后与循环水系统排水进回用水处理站深度处理后回用于循环水系统，浓盐水经浓盐水处理站处理后回用于循环水系统，冷凝水经酸性水汽提塔汽提后回用至本项目制氢装置发生饱和蒸汽。本项目生产废水经深度进化后的回用水可以全部利用，生活污水经化粪池预处理后与回用水站尾水以及浓盐水处理站尾水经市政管网直接排入锦界工业园南区污水处理厂，排水满足（GB31570—2015）《石油炼制工业污染物排放标准》中的表 1、

（DB61-224-2011）《黄河流域（陕西段）污水综合排放标准》中二级标准要求。因此，本项目废水处理措施可行。

（3）噪声污染防治措施

项目高噪声设备在采取减震、隔声和消声等降噪措施，经预测，工程投产后厂界噪声排放满足（GB 12348-2008）《工业企业厂界环境噪声排放标准》3类标准限值要求，噪声污染防治措施基本可行。

（4）地下水污染防治措施

将厂区划分为重点污染防治区、一般污染防治区、一般工业固体废物、危险废物污染防治区，污染防治区按《石油化工防渗工程技术规范》、（GB18599-2001）《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》、（GB18597-2001）《危险废物贮存污染控制标准》要求设置防渗层。本项目在采取源头控制、地下水分区防渗、设置地下水监测井、事故应急等措施后，对地下水环境影响较小，措施可行。

（5）固体废物污染防治措施

本项目产生的废催化剂、废吸附剂、焦油渣、废白土、废碱液、废瓷球、废环丁砜、废脱硫剂、污水处理站污泥、废污油属于危险废物。废催化剂收集在桶内，暂存于危险废物储存间，定期由厂家直接回收再生或送有危险废物处理资质单位处理；焦油渣直接由神木锦东焦油渣回收利用有限公司回收利用；废污油收集在污油罐内，定期交由有危险废物处理资质单位处理；废吸附剂、废白土、废碱液、废瓷球、废环丁砜、废脱硫剂、污水处理站污泥等分类收集后暂存于危险废物储存间，定期交由有危险废物处理资质单位处理。

锅炉灰渣属于一般工业固体废物，锅炉灰渣外售作为建筑材料、筑路材料，不能综合利用部分送至麟过渠渣场。

工作人员产生的生活垃圾收集后统一交由锦界工业园统一处理。

取上述措施后，项目运行过程中产生的固体废物固废可实现全部妥善处置，对环境的影响较小，措施可行。

5.1.1.7 清洁生产与总量分析

本项目制氢装置采用国内外技术先进、成熟、可靠的变压吸附工艺，加氢

装置采用神木富油能源科技有限公司开发的专利技术“煤焦油全馏分加氢”工艺，经过近年试验工艺技术成熟可靠。本项目各装置基本能达到国内清洁生产先进水平。

项目废水经处理后全部回用，不申请废水的总量控制指标，确定本工程污染物总量控制指标为： SO_2 216.4392t/a， NO_x 404.36t/a、VOCs 234.256 t/a。由建设单位向环保管理部门申请。

5.1.1.8 公众参与调查结果

本次公众参与活动覆盖面广，被调查人员多为直接受影响人群，具有一定的代表性。调查结果表明，公众对项目建设持支持态度，无反对意见，认为项目建成后能促进当地经济发展。

5.1.1.9 总结论

本项目符合园区规划和当前国家产业政策和相关规划要求；污染物产生环节均有有效的污控措施，可做到污染物达标排放，对周边环境的影响可接受，符合清洁生产的要求。在严格执行“三同时”制度，保证各类环境保护设施正常运行，控制污染物总量排放达到指标要求，采取有效的环境风险防范措施的前提下，从环境保护角度看，本项目建设可行。

5.2 要求与建议

5.2.1 要求

①初步设计方案应加强项目脱硫、酸性废水处置和锅炉烟气治理等重大污染治理装置技术论证，确保各项污染物达标排放。

②对储罐区 TVOC 挥发油气进行妥善收集处置，应安装锅炉烟气、尾气焚烧炉烟气等废气排放连续监测系统。

③落实场区分区防渗与地下水跟踪监测方案。

④加强风险防范措施，确保事故污水不出厂。应制定环境风险应急预案，并进行定期联合演练。

⑤厂区应建设危险废物暂存库，危险废物暂存库地面与裙角要用坚固防渗的材料建造，建筑材料与危险废物相容，危险废物暂存库要做到防雨、防风、防晒。危险废物的储存期不允许超过一年，危险废物转运过程中要执行《危险

废物转移联单管理办法》。危险废物贮存严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18957-2001）及修改单中相关规定中相关要求执行。

5.2.2 建议

①本项目各装置基本能达到国内清洁生产先进水平，但石脑油重整装置尚有一定的节能降耗空间。建议提高加热炉效率，进一步采取节水节电措施，以降低装置能耗。

②建议进一步加强厂区及附近绿化措施，以减少污染物对周围地区的影响。

③加强设施管理与维护，制订切实可行的规章制度。加强检修，避免出现因机械或电气问题造成环保设施停止运行的事故，杜绝人为关停环保设施。

④优化厂区布局，尽量减少占地。

5.3 变更环评结论

本项目将原环评的 50000Nm³/h 天然气制氢装置规模调整为 75000Nm³/h；将原 32 万吨/年环烷基油加氢装置规模调整为 51 万吨/年；将原 20 万吨/年石脑油重整装置调整为 8 万吨/年石脑油加氢及分离装置；在制氢装置内设置一台 25MW 抽凝式汽轮发电机组；将原 2 台 60t/h 燃煤循环流化床锅炉变为 2 台 75t/h 燃煤循环流化床锅炉。通过优化污染防治措施，主要污染物排放量减少，对环境影响未发生显著影响，根据环境保护部办公厅《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52 号），本项目不属于重大变更。

该项目用地面积从 28 公顷变为 54.3 公顷，虽然用地面积扩大，但属于锦界工业园区规划范围，因此对生态环境没有重大影响，项目的建设有利于土地的合理使用、土地整理和防沙治沙。

根据分析，本项目变更后，除 H₂S 和 NH₃ 的排放量保持不变，其余污染物均有所减少，并且项目变更后不再排放苯、甲苯、二甲苯，根据预测结果项目变更后对周边环境空气质量的影响减小；卫生防护距离包络线变化，但卫生防护距离内无敏感点与原环评一致；废水处理方案变更前后保持一致，生活污水、浓盐水站浓水外排至锦界南区污水处理厂，其余废水均全部回用，对水环

境影响较小；噪声可达标排放；变更后危险物质数量 Q 值远远小于变更前 Q 值，所以环境风险影响不会改变原有报告书结论，环境风险可接受。

综上所述，神木富油能源科技有限公司 50 万 t/a 煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目变更项目将不影响原《神木富油能源科技有限公司 50 万 t/a 煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目环境影响报告书》中的评价结论。原环评结论为：神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目符合国家产业政策和相关规划；清洁生产水平符合要求；采取的污染防治措施能够实现污染物达标排放，环境影响小；环境风险可接受；在严格落实污染防治措施，加强环境管理和风险防范，实行污染物总量控制的前提下，从环境保护角度分析，项目建设环境影响可接受。

5.4 环评批复意见

神木县环境保护局神环发[2015]287 号文件“关于神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目环境影响报告书的批复”，批复内容如下：

(1)神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目位于神木县锦界工业园区。建设内容包括天然气制氢装置、煤焦油加氢装置、石脑油重整装置等主题工程及相应的辅助工程。项目总投资 230243 万元，其中环保投资 10070 万元，占总投资的 4.37%。

(2) 在全面落实环境影响报告书提出的各项生态保护和污染防治措施后，项目对环境的不利影响能够得到减缓和控制。因此，我局同意环境影响报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和拟采取的环境保护措施。

(3) 项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度，认真落实环评中提出的各项污染防治和生态恢复措施，保证达到环保要求。

(4) 项目建设应重点做好以下工作：

①严格落实大气污染防治措施。项目产生的解析气、脱硫干气作为加热炉、转化炉燃料全部利用，酸性废气制硫后经焚烧炉处理，清油气送火炬燃烧

系统，加热炉、转化炉、焚烧炉烟气排放满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）相关规定；锅炉烟气经脱硫、脱硝、除尘处理后达标排放并设置烟气在线监测装置；对原料、产品储罐区已发生泄漏的设备及管线组件定期检测，防止跑、冒、滴、漏现象，在原料罐区、中间产品罐区、成品罐区及装车设施区域设置四套油气回收装置；项目卫生防护距离为 800 米，该范围内不得新建居民点、学校、医院等环境敏感性建筑。

②严格落实水污染防治措施。该项目含酚废水、酸性废水、碱性废水、冲洗废水经预处理+污水处理站+回用水处理站处理后回用于循环水系统，装置反冲洗排水、生活污水经园区管网排入南区污水处理厂进一步达标处理；冷凝水经处理后回用，浓盐水处理后部分回用，剩余排入锦界南区污水处理厂处理；项目采取分区防渗和监控措施，严防下渗污染地下水，设地下水监测井 3 口并制定地下水风险事故应急响应预案。

③加强噪声处设施的运行管理，确保噪声达标排放。

④严格按照要求做好各类固体废物的分类规范收集和妥善处理工作；危险废物必须按照国家相关规定进行收集、贮存，转运执行危险废物电子转移联单制度。

⑤项目建设期进行环境监理；110KV 变电站应另行办理环保手续。

(5)该项目污染物排放总量指标 SO_2 、 NO_x 分别为 216.44t/a 和 404.36t/a； SO_2 、 NO_x 总量指标需在交易中解决，未取得总量指标前，项目不得投入运行。

(6)项目建成后，须按规定程序向我局申请竣工环境保护验收，经验收合格后，方可正式投入运行。

6、验收执行标准

按照项目原环评及变更环评，本次验收执行的环境保护标准如下：

6.1 环境质量标准

环境质量标准见表 6.1-1。

表 6.1-1 环境质量标准

类别	污染因子	执行标准
	SO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 NO_x 、汞及其化合物	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准

环境空气	H ₂ S、NH ₃	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 中的质量浓度参考限值
	非甲烷总烃	《大气污染物综合排放标准详解》
地表水	pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准
地下水	pH、耗氧量、氨氮、氰化物、挥发酚、总硬度、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氯化物、氟化物、大肠菌群（MPN/L）	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
噪声	等效 A 声级	《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准
土壤	pH、镉、铅、砷、铬	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中相关标准

6.2 污染物排放标准

污染物排放标准见表 6.2-1。

表 6.2-1 污染物排放标准

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
			单位	数值
废气	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中的相关标准限值	SO ₂	mg/m ³	100
		NO _x		150
		颗粒物		20
		无组织排放非甲烷总烃	mg/m ³	4
	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 1	SO ₂	mg/m ³	35
		NO _x		50
		颗粒物		10
		汞及其化合物		0.03
	《火电厂污染防治可行技术指南》（HJ2301-2017）表 14	逃逸氨	mg/m ³	8
	《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》（榆政环发[2018]48 号）	非甲烷总烃	mg/m ³	80
	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级标准	NH ₃	mg/m ³	0.06
		H ₂ S	mg/m ³	1.5
废	《污水综合排放标准》（GB8978-	化学需氧量	mg/L	500

水	1996) 三级	五日生化需氧量	mg/L	300	
		悬浮物	mg/L	400	
	《石油炼制工业污染物排放标准》 (GB31570-2015)	挥发酚	mg/L	0.5	
		石油类	mg/L	20	
		硫化物	mg/L	1.0	
噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 3 类标准	噪声	dB(A)	昼间	65
				夜间	55
固废	一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 及其修改单，危险废物执行《危险废物贮存评价标准污染物控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单				

6.3 总量控制指标

根据《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》(国发〔2016〕65 号), 本项目废水经处理后回用或排入锦界工业园区南污水处理厂, 不申请废水的总量控制指标, 确定本工程污染物总量控制项目为 SO₂、NO_x 以及 VOC_s, 2019 年 5 月 30 日榆林市生态环境局颁发该项目排污许可证, 编号: 91610821794117621M001P, 2020 年 7 月 23 日公司又进行了补充申报, 总量控制指标批复为: SO₂182.279t/a, Nox311.092t/a, VOCs23.54 t/a (有组织排放量), 见附件。

7、验收监测内容

7.1 环境质量监测

7.2.1 地下水监控井水质

(1) 监测点位: 在 1#监控井东经 110.202008、北纬 38.691858, 2#监控井东经 110.194584、北纬 38.700432, 3#监控井东经 110.198413、北纬 38.695532 设三个地下水监测点; 监测点位示意图见图 7-1。

(2) 监测项目: pH、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发性酚类、氰化物;

(3) 监测频次: 连续 2 天, 每天 1 次。

7.1.2、装卸罐区土壤质量监测

(1) 监测点位: 在白油组罐 2 (装卸罐区) 布设一个表层样监测点; 监测点位示意图见图 7-1。

(2) 监测项目：监测项目为建设用地土壤污染风险筛选值和管控值的基本因子和项目特征因子；

重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍；

挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；

半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；

特征因子：石油烃类、硫化物

(3) 监测频次：按规范采集一个表层样品进行监测。

7.2 废气监测

7.2.1 有组织废气监测

(1) 天然气制氢装置转化炉烟气（DA016、直排）

①监测点位：在 DA016 排气筒出口处共布设 1 个监测点位，见图 7-1。

②监测因子：二氧化硫、氮氧化物、颗粒物。

③监测频次：连续监测 2 天，每天 3 次。

(2) 煤焦油全馏分加氢装置加热炉、常压炉、减压炉、点火烟气合并排气筒（DA017、直排）

①监测点位：在 DA017 排气筒出口处共布设 1 个监测点位，见图 7-1。

②监测因子：二氧化硫、氮氧化物、颗粒物。

③监测频次：连续 2 天，每天 3 次。

(3) 环烷基加氢装置加热炉、常压炉、减压炉、点火烟气合并排气筒（DA018 G3-1、直排）

①监测点位：在 G3-1 排气筒出口处共布设 1 个监测点位，见图 7-1。

②监测因子：二氧化硫、氮氧化物、颗粒物。

③监测频次：连续监测 2 天，每天 3 次。

(4) 环烷基分离装置、石脑油加氢装置两炉合并一根排气筒（DA015 G4-1、直排）

①监测点位：在 G4-1 排气筒出口共布设 1 个监测点位。

②监测因子：二氧化硫、氮氧化物、烟尘。

③监测频次：连续监测 2 天，每天 3 次。

(5) 锅炉烟气

①监测点位：在锅炉烟气水平烟道（炉内喷钙+SNCR 脱硝后即 DSC-M 一体化脱硫除尘前）、烟囱总排放共设 2 个监测点，见图 7-1。

②监测因子：二氧化硫、氮氧化物、烟尘、汞及其化合物、林格曼黑度、逃逸氨浓度、除尘效率、脱硫效率。

③监测频次：连续监测 2 天，每天 3 次。

(6) 污泥干化车间臭气回收装置

①监测点位：在臭气回收装置废气排气筒（DA007）出口处设一个监测点；

②监测因子：非甲烷总烃、 NH_3 、 H_2S 。

③监测频次：连续监测 2 天，每天 3 次。

7.2.2 无组织废气监测

(1) 监测点位：共布设 4 个监测点位，厂界上风向设 1 个参照点，下风向设 3 个监控点，见图 7-1、图 7-2。

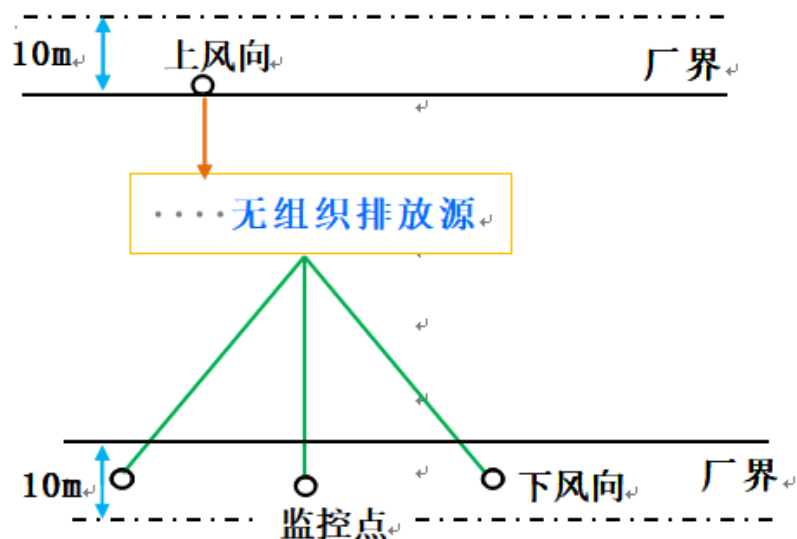


图 7-2 厂界无组织排放监测点位布设图

(2) 监测因子：非甲烷总烃、颗粒物、 H_2S 、 NH_3 。

(3) 监测频次：连续监测 2 天，每天 4 次（注明风速、风向等气象条件）。

7.2.3 油气回收系统

(1) 储罐区油气回收系统

①监测点位：在储罐区油气回收系统进口及 15m 排气筒出口各设一个监测点位，见图 7-1；

②监测因子：非甲烷总烃浓度及回收效率；

③监测频次：连续 2 天，3 次/天。

(2) 装卸区油气回收系统

①监测点位：在装卸区油气回收系统进口及 15m 排气筒处各设一个监测点位，见图 7-1；

②监测因子：进、出口非甲烷总烃浓度及回收效率；

③监测频次：连续 2 天，3 次/天。

7.3 废水监测

(1) 点位布设：在污水处理系统隔油池前、清水池、回用水取样口各设一个监测点位，见图 7-1；

(2) 监测因子:

隔油池前、清水池: pH、化学需氧量、五日生化需氧量、悬浮物、NH₃-H、总磷、总氮、挥发酚、硫化物、氰化物、动植物油、石油类、流量。

回用水取样口: pH、NH₃-H、化学需氧量、悬浮物、电导率、浊度、总硬度、溶解性固体。

(3) 监测频次: 连续 2 天, 每天 2 次。

7.4 厂界噪声监测

(1) 监测点位: 项目共设 8 个监测点位, 厂界东、南、西、北各布设 2 个监测点位, 见图 7-1。

(2) 监测因子: Leq[dB(A)]。

(3) 监测频次: 连续监测 2 天, 每天昼夜各测 1 次。(注明仪器前后校核结果)

7.5 监测分析及质量保证

7.5.1 监测分析方法

本次验收监测, 水质采样按《水质采样技术规范》(HJ492-2009) 及《水质采样方案设计技术指导》(HJ495-2009) 进行, 废气采样按《大气污染物无组织排放监测技术导则》(HJ/T55-2000) 及《固定污染源烟气(SO₂、NO_x、颗粒物)排放连续监测技术规范》(HJ75-2017) 进行。水质监测分析方法见表 7.3-1、气态污染物监测分析方法见表 7.3-2, 噪声监测分析方法见表 7.3-3。

表 7.3-1 水质监测分析方法

地下水	分析方法	检出限
pH	电极法 HJ 1147-2020	0.01 (pH 单位)
浑浊度	目视比浊法-福尔马肼标准 GB/T 5750.4-2006 (2.2)	1NTU
溶解性总固体	称量法 GB/T 5750.4-2006 (8.1)	4 mg/L
电导率	便携式电导率仪法(B) 3.1.91(2)	/
五日生化需氧量	稀释与接种法 HJ 505-2009	0.5 mg/L
化学需氧量	重铬酸盐法 HJ 828-2017	4mg/L
挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003 mg/L
氨氮	纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L
耗氧量	高锰酸盐指数的测定 GB11892-1989	0.5mg/L

悬浮物	重量法 GB 11901-1989	4mg/L
动植物油	红外分光光度法 HJ 637-2018	0.06 mg/L
氰化物	异烟酸-巴比妥酸分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (4.2)	0.002mg/L
总氮	紫外分光光度法 HJ 636-2012	0.05 mg/L
总磷	钼酸铵分光光度法 GB/T 11893-1989	0.01 mg/L
石油类	紫外分光光度法 HJ 970-2018	0.01 mg/L
硫化物	亚甲基蓝分光光度法 GB/T 16489-1996	0.005 mg/L

表 7.3-2 气态污染物监测分析方法及使用仪器

污染物	监测方法	检出限
二氧化硫	定电位电解法 HJ757-2017	3mg/m ³
氮氧化物	定电位电解法 HJ693-2014	3mg/m ³
颗粒物	固定污染源废气低浓度颗粒物的测定（重量法）HJ 836-2017	1.0mg/m ³
	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157-1996	/
汞及其化合物	原子荧光分光光度法	0.15ug/m ³
氨	纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009	0.25 mg/m ³
硫化氢	《空气和废气监测分析方法》（第四版 增补版）国家环境保护总局（2003 年）5.4.10.3	0.0025 mg/m ³
总悬浮颗粒物	重量法 GB/T15432-1995	0.001 mg/m ³
非甲烷总烃	气相色谱法 HJ 38-2017	0.07 mg/m ³

表 7.3-3 噪声监测分析方法及使用仪器

污染物	监测方法	监测分析仪器	有效期限
厂界噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 GB12348-2008	AWA6228 型多功能声级计 YTHJ-YQ-017	2022.5.31

8、质量保证和质量控制

为保证监测结果的准确，样品采集、运输、保存严格按照国家标准和监测质量保证的技术要求进行，保证监测仪器经计量部门检定，且在使用有效期内、监测人员持证上岗、监测数据三级审核。

（1）现场环境保护设施须正常运行。

（2）所用监测仪器通过计量部门检定并在检定有效期内。

（3）无组织废气严格按照《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2000）中技术要求进行。其中监测前，按规定对采样系统的气密性进行检查，对使用的仪器进行流量校准。分析方法为认证有效方法。废气监测

主要仪器一览表见表 8-1。

(4) 噪声监测按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的规定进行, 噪声测量仪符合《声级计电声性能及测量方法》(GB3785-1983) 的规定。其中测量前后进行校准, 校准示值偏差不大于 0.5 分贝。噪声现场校准结果见表 8-2。

表8-1监测主要仪器一览表

监测项目	仪器名称及型号	仪器编号及有效日期
二氧化硫	崂应 3012H 型自动烟尘(气)测试仪 THJ-YQ-107，有效期至 2022.3.9 天虹 880F 微电脑烟尘平行采样仪 YTHJ-YQ-111，有效期至 2022.8.30	
氮氧化物		
低浓度颗粒物		
汞及其化合物	AF-7500 双道氢化物-原子荧光光度计 YTHJ-YQ-002，有效期至 2022.5.13	
氨	UV-1800 紫外可见分光光度计 YTHJ-YQ-093，有效期至 2022.5.13	
硫化氢		
非甲烷总烃	GC-4000A 气相色谱仪 YTHJ-YQ-003（有效期至 2022.6.1）	

表8-2 AWA6228型多功能声级计YTHJ-YQ-017

测量日期	校准声级/dB (A)			备注
	测量前	测量后	测量差值	
2021 月 9 月 1 日	93.8	93.7	0.1	测量前、后校准声级差值小于 0.5 dB (A), 测量数据有效。
2021 月 9 月 2 日	93.8	93.7	0.1	

(5) 所有项目参加人员均持证上岗或在持证人员指导下进行现场监测。

(6) 所有监测分析仪器设备都经过计量部门检定, 在检定有效期内使用。

(7) 采样过程中采集不少于 10% 的平行样; 实验室分析过程加不少于 10% 的平行样; 对具有标准样品或质量控制样品的项目, 在分析的同时做 10% 的质控样品分析, 对无标准样品或质量控制样品的项目, 进行加标回收测试, 在分析的同时做 10% 加标回收样品分析。

(8) 验收监测期间, 各生产设施在实际生产负荷的工况下稳定运行, 各污染治理设施运行正常。

(9) 验收监测的采样记录及分析测试结果, 按国家标准和监测技术规范有关要求进行处理和填报, 并按有关规定和要求进行三级审核。

9、验收监测结果

9.1 生产工况

榆林市得天节能环保检测有限公司于 2021 年 9 月 1 日-9 月 6 日对神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目进行竣工环保验收现场监测。监测期间项目生产负荷情况见表 9.1-1。

表 9.1-1 项目验收监测期间各装置生产负荷情况

序号	装置名称	设计量	实际生产量		负荷	装置年运行时间 (h/a)
1	煤焦油全馏分加氢装置	69.44t/h	9 月 1 日	68.91t/h	99.24%	7200
			9 月 2 日	70.25 t/h	101.17%	
			9 月 3 日	68.63 t/h	98.83%	
2	环烷基油加氢装置	58.5t/h	9 月 1 日	48.48t/h	82.88%	7200
			9 月 2 日	51.54 t/h	88.10%	
			9 月 3 日	51.86 t/h	88.65%	
3	环烷基油分离装置	58.5t/h	9 月 1 日	48.48t/h	82.88%	7200
			9 月 2 日	51.54 t/h	88.10%	
			9 月 3 日	51.86 t/h	88.65%	
4	石脑油加氢装置	11.11t/h	9 月 1 日	9.96t/h	89.63%	7200
			9 月 2 日	9.66 t/h	86.95%	
			9 月 3 日	9.61 t/h	86.50%	
5	石脑油分离装置	11.11t/h	9 月 1 日	9.96t/h	89.63%	7200
			9 月 2 日	9.66 t/h	86.95%	
			9 月 3 日	9.61 t/h	86.50%	
6	制氢装置	$2.7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$	9 月 1 日	$18274 \text{Nm}^3/\text{h}$	67.68%	7200
			9 月 2 日	$18665 \text{Nm}^3/\text{h}$	69.13%	
			9 月 3 日	$18735 \text{Nm}^3/\text{h}$	69.39%	
7	罐区 VOCs 装置	$1000 \text{Nm}^3/\text{h}$	9 月 1 日	$350 \text{Nm}^3/\text{h}$	35%	8760
			9 月 2 日	$300 \text{Nm}^3/\text{h}$	30%	
			9 月 3 日	$400 \text{Nm}^3/\text{h}$	40%	
8	装卸区 VOCs 装置	$500 \text{Nm}^3/\text{h}$	9 月 1 日	$250 \text{Nm}^3/\text{h}$	50%	8760
			9 月 2 日	$260 \text{Nm}^3/\text{h}$	52%	
			9 月 3 日	$230 \text{Nm}^3/\text{h}$	46%	
9	锅炉	$2 \times 75 \text{t/h}$	9 月 1 日	39t/h	52%	8000
			9 月 2 日	38t/h	50.67%	
			9 月 3 日	38t/h	50.67%	

由表 9.1-1 可知，验收监测期间，项目各装置正常稳定运行，煤焦油全馏分加氢装置生产负荷为 98.83%-101.17%，环烷基油加氢装置生产负荷为

82.88%-88.65%，环烷基油分离装置生产负荷为 82.88%-88.65%，石脑油加氢装置生产负荷为 86.50%-89.63%，石脑油分离装置生产负荷为 86.50%-89.63%，制氢装置生产负荷为 67.68%-69.39%，罐区 VOCs 装置生产负荷为 30%-40%，装卸区 VOCs 装置生产负荷为 46%-52%，锅炉生产负荷为 50.67%-52%。

9.2 环境质量监测结果

9.2.1 地下水质量监测结果

2021 年 9 月 1~2 日，榆林市得天节能环保检测有限公司对项目厂址 3 口监控井水质进行了监测，监控井水文资料见表 9.2-1，监测结果统计见表 9.2-2。

表 9.2-1 监控井水文资料

监控井名称	井深	水位深度	地下水水位
1#监控井 JC001	67m	57m	1117.62m
2#监控井 JC002	51.20m	46.5m	1107.95m
3#监控井 JC003	52m	43.5m	1109.05m

表 9.2-2 地下水监测结果表

单位：mg/L（pH 无量纲）

项目 时间 地点	pH	耗氧量	氨氮	总氮	总磷	石油类	硫化物	挥发酚	氰化物
1#监控井 (JC001)	9月1日	08	0.059	0.80	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	9月2日	07	0.070	0.85	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	二日均值	08	0.064	0.83	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	是否达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2#监控井 (JC002)	9月1日	06	0.042	0.99	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	9月2日	06	0.051	0.94	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	二日均值	06	0.046	0.96	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	是否达标	达标	达标	达标	/	/	/	达标	/
3#监控井 (JC003)	9月1日	06	0.068	1.15	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	9月2日	07	0.059	1.08	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	二日均值	06	0.064	1.12	0.01ND	0.01ND	0.005ND	0.0003ND	0.0002ND
	是否达标	达标	达标	达标	/	/	达标	达标	达标
	执行标准	65-85	3.0	≤0.5	/	/	0.02	0.002	0.05

由表 9.2-2 的统计结果可以看出：厂区 3 口地下水监控井各监测指标均符

合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准。

9.2.2 装卸罐区土壤质量监测结果

2020 年 12 月 28~29 日，榆林市得天节能环保检测有限公司对项目厂址装卸罐区土壤质量进行了监测，监测点地理坐标北纬：38° 41′ 37.73″，东经：110° 11′ 49.77″，监测结果统计见表 9.2-3。

由表 9.2-3 可知，装卸罐区土壤质量监测结果均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中表 1 标准。

表 9.2-3 土壤环境质量监测结果

单位: mg/kg

监测日期	监测点位	监测项目							
		铬（六价）	镉	汞	总砷	铅	铜	镍	硫化物
2021.9.2 监测值		0.5ND	0.03	0.038	2.15	4.4	44	23	
环评时监测值		ND	ND	ND	6.53	4	5.4	9	
GB36600-2018 标准		5.7	65	38	60	800	18000	900	/
监测日期	监测点位	总石油烃	硫化物	四氯化碳	氯仿	氯甲烷	1,1-二氯乙烷	1,2-二氯乙烷	1,1-二氯乙烯
2021.9.2 监测值		8	ND	1.3ND	1.1ND	1.0ND	1.2ND	1.3ND	1.0ND
环评时监测值		ND	0.07	ND	ND	ND	ND	ND	ND
标准		4500	/	2.8	0.9	37	9	5	66
监测日期	监测点位	顺-1,2-二氯乙烯	反-1,2-二氯乙烯	二氯甲烷	1,2-二氯丙烷	1,1,1,2-四氯乙烷	1,1,2,2-四氯乙烷	四氯乙烯	1,1,1-三氯乙烷
2021.9.2 监测值		1.3ND	1.4ND	1.5ND	1.1ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.3ND
环评时监测值		ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
标准		596	54	616	5	10	6800	53	840
监测日期	监测点位	1,1,2-三氯乙烷	三氯乙烯	1,2,3-三氯丙烷	氯乙烯 mg/kg	苯	氯苯	1,2-二氯苯	1,4-二氯苯
2021.9.2 监测值		1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.0ND	1.9ND	1.2ND	1.5ND	1.5ND
环评时监测值		ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
标准		2.8	2.8	0.5	0.43	4	270	560	20
监测日期	监测点位	乙苯	苯乙烯	甲苯	间-二甲苯+对-二甲苯	邻-二甲苯	硝基苯	苯胺	2-氯酚
2021.9.2 监测值		1.2ND	1.1ND	1.3ND	1.2ND	1.2ND	0.09ND	0.1ND	0.06ND
环评时监测值		ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
标准		28	1290	1200	570	640	76	260	2256
监测日期	监测点位	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	蒽	二苯并[a,h]蒽	茚并[1,2,3-cd]芘	萘
2021.9.2 监测值		0.1ND	0.1ND	0.2ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.09ND
环评时监测值		ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
标准		15	1.5	15	151	1293	1.5	15	70

9.3 污染源监测结果与评价

9.3.1 有组织废气监测结果

(1) 天然气制氢装置转化炉烟气监测结果

验收监测期间，在天然气制氢装置转化炉排气筒出口设一个监测断面，监测结果见表 9.3-1。

表 9.3-1 天然气制氢装置转化炉排气筒出口监测结果统计表

燃料种类：天然气		处理设施：低氮燃烧器			排气筒高度：70m		
天然气制氢装置转化炉排气筒出口废气检测结果							
监测时间		2021.9.1			2021.9.2		
监测批次		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
监测断面位置		垂直			垂直		
运行工况		72%			72%		
烟气流速（m/s）		4.46	4.48	4.41	4.44	4.73	4.65
氧含量（%）		5.71	5.67	5.65	5.48	5.44	5.67
标况烟气量（m³/h）		187121	186249	183247	183569	195196	186298
烟气温度（℃）		163	166	167	168	168	168
烟气湿度（%）		3.52	3.42	3.38	3.62	3.81	6.52
氮 氧 化 物	实测排放浓度 （mg/m³）	66	68	62	66	62	68
	折算排放浓度 （mg/m³）	77.45	79.62	72.50	76.32	71.53	79.62
	排放量（kg/h）	12.35	12.66	11.36	12.12	12.10	12.67
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3：氮氧化物 150 mg/m³					
二 氧 化 硫	实测排放浓度 （mg/m³）	4	4	3	3	3ND	4
	折算排放浓度 （mg/m³）	4.69	4.68	3.51	3.46	<3.46	4.68
	排放量（kg/h）	0.75	0.74	0.55	0.55	<0.58	0.74
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3：二氧化硫 100 mg/m³					
颗	实测排放浓度	4.0	3.6	4.4	3.3	2.9	3.2

颗粒物	(mg/m ³)						
	折算排放浓度 (mg/m ³)	4.76	4.25	5.19	3.79	3.31	3.75
	排放量 (kg/h)	0.76	0.67	0.81	0.60	0.56	0.59
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3: 颗粒物 20 mg/m ³					

(2) 煤焦油全馏分加氢装置加热炉、常压炉、减压炉、点火烟气合并排气筒监测结果

验收监测期间, 在煤焦油全馏分加氢装置加热炉、常压炉、减压炉、点火烟气合并排气筒出口设一个监测断面, 监测结果见表 9.3-2。

表 9.3-2 煤焦油全馏分加氢装置合并排气筒出口监测结果统计表

燃料种类：天然气		处理设施：低氮燃烧器		排气筒高度：60m			
煤焦油全馏分加氢装置合并排气筒出口检测结果							
监测时间		2021.9.1			2021.9.2		
监测批次		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
监测断面位置		垂直			垂直		
运行工况		99%			99%		
烟气流速（m/s）		1.73	1.78	1.79	1.79	1.79	1.85
氧含量（%）		4.18	4.53	4.49	4.67	4.72	4.62
标况烟气量（m³/h）		23258	23866	23833	23708	23707	24342
烟气温度（℃）		123	123	124	125	126	127
烟气湿度（%）		9.52	9.87	9.89	10.21	10.12	10.15
氮 氧 化 物	实测排放浓度 （mg/m³）	66	64	60	68	70	65
	折算排放浓度 （mg/m³）	70.40	69.74	65.23	74.74	77.18	71.22
	排放量（kg/h）	1.54	1.53	1.43	1.61	1.66	1.58
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3：氮氧化物 150 mg/m³					
二 氧 化 硫	实测排放浓度 （mg/m³）	3ND	3ND	3ND	3	4	3ND
	折算排放浓度 （mg/m³）	<3.20	<3.27	<3.26	3.29	4.41	<3.28
	排放量（kg/h）	<0.07	<0.07	<0.07	0.07	0.09	<0.07

	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3：二氧化硫 100 mg/m ³					
颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	6.8	6.9	7.4	6.0	6.5	6.0
	折算排放浓度 (mg/m ³)	7.30	7.53	8.04	6.65	7.20	6.59
	排放量 (kg/h)	0.16	0.16	0.18	0.14	0.15	0.15
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3：颗粒物 20 mg/m ³					

(3) 环烷基加氢装置加热炉、常压炉、减压炉、点火烟气合并排气筒监测结果

验收监测期间，在环烷基加氢装置加热炉、常压炉、减压炉、点火烟气合并排气筒出口设一个监测断面，监测结果见表 9.3-3。

表 9.3-3 环烷基加氢装置合并排气筒出口监测结果统计表

燃料种类：天然气		处理设施：低氮燃烧器		排气筒高度：60m			
环烷基加氢装置合并排气筒出口检测结果							
监测时间		2021.9.1			2021.9.2		
监测批次		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
监测断面位置		垂直			垂直		
运行工况		85%			99%		
烟气流速（m/s）		1.1	2.5	2.7	2.09	2.13	2.04
氧含量（%）		9.8	10.2	10.6	10.23	10.35	10.27
标况烟气量（m³/h）		12548	26937	28851	22755	23190	22174
烟气温度（℃）		123.1	123.2	123.1	123	122	123
烟气湿度（%）		4.8	5.6	6.5	5.23	5.46	5.64
氮氧化物	实 测 排 放 浓 度 （mg/m³）	34	38	33	39	42	31
	折 算 排 放 浓 度 （mg/m³）	54.49	63.15	56.95	65.00	70.79	51.85
	排放量（kg/h）	0.43	1.03	0.97	0.89	0.97	0.69

	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3: 氮氧化物 150 mg/m ³					
二 氧 化 硫	实测排放浓度 (mg/m ³)	3ND	3ND	3	3ND	3ND	3ND
	折算排放浓度 (mg/m ³)	<4.81	<4.98	5.18	<5.00	<5.06	<5.02
	排放量 (kg/h)	<0.04	<0.08	0.09	<0.07	<0.07	<0.07
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3: 二氧化硫 100 mg/m ³					
颗 粒 物	实测排放浓度 (mg/m ³)	4.0	3.8	3.6	4.7	4.4	4.8
	折算排放浓度 (mg/m ³)	6.40	6.30	6.21	7.84	7.50	8.02
	排放量 (kg/h)	0.05	0.10	0.10	0.11	0.10	0.11
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3: 颗粒物 20 mg/m ³					

(4) 环烷基分离装置、石脑油加氢装置两炉合并一根排气筒监测结果

验收监测期间, 在环烷基分离装置、石脑油加氢装置两炉合并一根排气筒出口设一个监测断面, 监测结果见表 9.3-4。

表 9.3-4 环烷基分离装置、石脑油加氢装置合并排气筒出口

监测结果统计表

燃料种类：天然气		处理设施：低氮燃烧器			排气筒高度：40m		
环烷基分离装置、石脑油加氢装置合并排气筒出口检测结果							
监测时间		2021.9.1			2021.9.2		
监测批次		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
监测断面位置		垂直			垂直		
运行工况		85%			85%		
烟气流速（m/s）		3.82	3.78	3.80	3.94	3.96	3.84
氧含量（%）		15.94	15.87	15.88	15.58	15.72	15.68
标况烟气量（m³/h）		9246	9032	9071	9272	9225	8979
烟气温度（℃）		90	95	95	100	103	102
烟气湿度（%）		6.52	6.31	6.42	6.52	6.55	6.48
氮	实测排放浓度（mg/m³）	12	12	12	14	17	15

氮氧化物	折算排放浓度 (mg/m ³)	42.56	41.99	42.07	46.36	57.78	50.60
	排放量 (kg/h)	0.11	0.11	0.11	0.13	0.16	0.13
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3: 氮氧化物 150 mg/m ³					
二氧化硫	实测排放浓度 (mg/m ³)	3ND	3ND	3ND	3ND	3ND	3ND
	折算排放浓度 (mg/m ³)	<10.64	<10.49	<10.51	<9.93	<10.20	<10.12
	排放量 (kg/h)	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3: 二氧化硫 100 mg/m ³					
颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	3.7	3.4	2.7	3.3	3.2	3.5
	折算排放浓度 (mg/m ³)	13.16	12.04	9.53	11.03	11.01	11.91
	排放量 (kg/h)	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03
	执行标准	《石油炼制工业污染物排放标准》表 3: 颗粒物 20 mg/m ³					

由表 9.3-1 可以看出天然气制氢装置转化炉排气筒出口二氧化硫排放浓度为 3.46-4.69mg/m³, 氮氧化物排放浓度为 71.53-79.62 mg/m³, 颗粒物排放浓度为 2.9-4.4 mg/m³; 由表 9.3-2 可以看出, 煤焦油全馏分加氢装置合并排气筒出口二氧化硫排放浓度为 0.07-0.09mg/m³, 氮氧化物排放浓度为 65.23-77.18 mg/m³, 颗粒物排放浓度为 6.59-8.04 mg/m³; 由表 9.3-3 可以看出, 环烷基加氢装置合并排气筒出口二氧化硫排放浓度为 4.81-5.18mg/m³, 氮氧化物排放浓度为 51.85-70.79 mg/m³, 颗粒物排放浓度为 6.21-8.02 mg/m³; 由表 9.3-4 可以看出, 环烷基分离装置、石脑油加氢装置合并排气筒出口二氧化硫排放浓度小于 0.03mg/m³, 氮氧化物排放浓度为 41.99-57.78 mg/m³, 颗粒物排放浓度为 9.53-12.04 mg/m³; 各装置加热炉废气排放均满足《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015) 表 3 规定的大气污染物排放限值要求。

(5) 锅炉烟气监测结果

项目采用 2×75t/h 循环流化床锅炉提供动力, 烟气经炉内喷钙+SNCR 脱硝后即 DSC-M 一体化脱硫除尘后经 80m 烟囱排放。验收监测在炉内喷钙+SNCR 脱硝后即 DSC-M 一体化脱硫除尘前、烟囱总排放共设 2 个监测点, 监测结果见表 9.3-5、9.3-6、9.3-7。

表 9.3-5 锅炉烟囱进口废气监测结果统计表

处理设施: 炉内喷钙+SNCR 脱硝+DSC-M 一体化脱硫除尘	燃料种类: 煤
排气筒高度 (m): 80	烟道截面积 (m ²): 2.2500

锅炉烟气排放进口检测结果							
检测时间		2021 年 9 月 2 日			2021 年 9 月 3 日		
设备运行工况		55%			56%		
检测频次		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
烟气流速（m/s）		12.1	12.5	14.3	12.2	12.5	12.9
氧含量（%）		5.7	5.8	5.2	5.1	5.1	5.8
标干烟气流量（m³/h）		54085	55953	63497	54467	55855	57209
烟气温度（℃）		116.5	117.4	119.3	121.3	123.4	125.8
烟气湿度（%）		8.5	8.2	8.7	7.9	7.1	7.0
颗 粒 物	实测排放浓度(mg/m³)	9388.1	9132.0	8328.4	9492.8	9440.0	8671.5
	折算排放浓度(mg/m³)	9204.0	9011.8	7906.7	8955.5	8905.6	8557.4
	排放量(kg/h)	507.76	510.96	528.83	517.05	527.27	496.09
二 氧 化 硫	实测排放浓度(mg/m³)	237	266	257	243	218	228
	折算排放浓度(mg/m³)	232	262	243	229	205	225
	排放量(kg/h)	12.82	14.88	16.32	13.24	12.18	13.04
氮 氧 化 物	实测排放浓度(mg/m³)	29	24	24	21	23	27
	折算排放浓度(mg/m³)	28	24	23	20	21	27
	排放量(kg/h)	1.58	1.37	1.56	1.19	1.28	1.58

9.3-6 锅炉烟囱出口废气监测结果统计表

处理设施：SNCR 脱销+炉内石灰石脱硫+炉外电石渣脱硫+布袋除尘				燃料种类：煤		
排气筒高度（m）：80				烟道截面积（m ² ）：13.580		
锅炉烟气排放出口检测结果						
检测时间	2021 年 9 月 2 日			2021 年 9 月 3 日		
设备运行工况	55%			56%		
检测频次	第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
烟气流速（m/s）	1.77	1.79	1.86	1.91	1.91	1.91
氧含量（%）	5.18	5.27	5.18	4.89	4.95	4.88
标干烟气流量（m ³ /h）	49692	48755	49878	50928	50901	51002

烟气温度 (°C)		96	105	110	111	111	110
烟气湿度 (%)		8.50	8.62	8.54	8.76	8.76	8.61
颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	4.6	3.9	4.2	4.6	4.2	4.7
	折算排放浓度 (mg/m ³)	4.38	3.76	3.95	4.24	3.89	4.36
	排放量 (kg/h)	0.23	0.19	0.21	0.23	0.21	0.24
	除尘效率 (%)	99.95	99.96	99.96	99.96	99.96	99.95
	执行标准	DB/611226-2018 表 2: 颗粒物 10 mg/m ³					
二氧化硫	实测排放浓度 (mg/m ³)	3ND	3ND	3ND	3ND	3ND	3ND
	折算排放浓度 (mg/m ³)	<2.84	<2.86	<2.84	<2.79	<2.80	<2.79
	排放量 (kg/h)	<0.05	<0.05	<0.05	<0.15	<0.15	<0.15
	脱硫效率 (%)	99.61	99.66	99.69	98.87	98.77	98.85
	执行标准	DB/611226-2018 表 2: 二氧化硫 35mg/m ³					
氮氧化物	实测排放浓度 (mg/m ³)	26	40	28	24	28	27
	折算排放浓度 (mg/m ³)	24.64	38.14	26.54	22.35	26.16	25.12
	排放量 (kg/h)	1.29	1.95	1.40	1.22	1.42	1.38
	执行标准	DB/611226-2018 表 2: 氮氧化物 50mg/m ³					

表 9.3-7 锅炉烟囱出口废气监测结果统计表

检测点位		锅炉烟气排放出口					
项目		2021 年 9 月 2 日			2021 年 9 月 3 日		
		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
氧含量 (%)		5.12	5.12	5.08	5.11	5.11	5.08
烟气流速 (m/s)		2.01	2.05	2.01	2.05	2.01	1.96
标干烟气流量 (m ³ /h)		53586	54806	53525	54572	53424	52180
汞及其化合物	实测排放浓度 (mg/m ³)	1.5×10 ⁻⁴ ND	1.5×10 ⁻⁴ ND	1.5×10 ⁻⁴ ND	1.5×10 ⁻⁴ ND	1.5×10 ⁻⁴ ND	1.5×10 ⁻⁴ ND
	排放量 (kg/h)	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
	执行标准	DB/611226-2018 表 2: 汞及其化合物 0.03mg/m ³					
氨	实测排放浓度 (mg/m ³)	1.35	1.41	1.29	1.41	1.47	1.41
	排放量 (kg/h)	0.07	0.08	0.07	0.07	0.08	0.07

	执行标准	HJ2301-2017 表 14 逃逸氨浓度 $\leq 8 \text{ mg/m}^3$					
项目	时间及频次	2021 年 9 月 1 日			2021 年 9 月 2 日		
		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
林格曼黑度 (级)		<1	<1	<1	<1	<1	<1

由表 9.3-5、9.3-6、9.3-7 可知，锅炉总排口二氧化硫折算排放浓度为 2.79-2.86mg/m³，氮氧化物折算排放浓度为 22.35-26.54mg/m³，颗粒物折算排放浓度为 0.19-0.24mg/m³，汞及其化合物排放浓度小于 0.00015 mg/m³，均满足陕西省地方标准《锅炉大气污染物排放标准》(DB/611226-2018) 中表 2 燃煤锅炉大气污染物排放浓度限值要求。其中脱硫效率为 98.77%-99.69%，除尘效率为 99.95%-99.96%。

由表 9.3-7 可知，逃逸氨浓度为 1.29-1.47 mg/m³，满足《火电厂污染防治可行技术指南》(HJ2301-2017) 表 14 SNCR 脱硝技术标准限值的要求。

(6) 污泥干化车间臭气回收装置废气监测结果

验收在臭气回收装置废气排气筒出口处设一个监测点，监测结果见表 9.3-8。

表 9.3-8 臭气回收装置废气监测结果

排气筒高度（m）		25		烟道截面积（m ² ）		0.3318	
臭气回收排气筒检测结果							
时间及频次 项目		2021 年 9 月 2 日			2021 年 9 月 3 日		
		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
烟气流速（m/s）		4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.1
标干烟气流量（m ³ /h）		3835.3	3800.7	3788.2	3827.2	3785.8	3712.2
非甲烷 总烃	实测排放浓度(mg/m ³)	7.27	7.36	7.27	4.36	4.40	4.30
	排放量(kg/h)	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02
	执行标准	《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》（榆政环发[2018]48 号）非甲烷总烃 80					

		mg/m ³					
氨	实测排放浓度 (mg/m ³)	1.16	1.25	1.34	1.30	1.21	1.16
	排放量 (kg/h)	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
	执行标准	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 2 中 25m 排气筒 14kg/h					
硫化氢	实测排放浓度 (mg/m ³)	0.0106	0.0148	0.0166	0.0173	0.0137	0.0191
	排放量 (kg/h)	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
	执行标准	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 2 中 25m 排气筒 0.90kg/h					

由表 9.3-8 可知, 臭气回收装置废气排放非甲烷总烃浓度为 4.30-7.36 mg/m³, 符合《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》(榆政环发[2018]48 号) 中 80 mg/m³ 的要求; 氨、硫化氢排放速率均小于 0.01 kg/h, 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 2 中 25m 排气筒要求浓度限值。

9.4 厂界无组织排放监测结果

2021 年 9 月 2-3 日, 榆林市得天节能环保检测有限公司对项目厂界无组织排放的颗粒物进行了监测, 结果见表 9.4-1。

表 9.4-1 厂界无组织排放颗粒物监测结果

单位: mg/m³

项目 点位及频次		9 月 2 日检测结果			9 月 3 日检测结果		
		氨	硫化氢	非甲烷总烃	氨	硫化氢	非甲烷总烃
厂界 上风 向	第一次	0.05	0.001ND	0.09	0.05	0.001ND	0.10
	第二次	0.05	0.001	0.11	0.05	0.001ND	0.09
	第三次	0.05	0.001ND	0.09	0.05	0.001ND	0.07
	第四次	0.05	0.001ND	0.11	0.05	0.001	0.13
厂界 下风	第一次	0.11	0.002	0.10	0.11	0.001	0.10
	第二次	0.10	0.002	0.16	0.12	0.002	0.09

向西	第三次	0.11	0.001	0.16	0.11	0.003	0.10
	第四次	0.11	0.002	0.17	0.12	0.003	0.13
厂界 下风 向西 北	第一次	0.11	0.003	0.10	0.11	0.004	0.12
	第二次	0.12	0.004	0.12	0.12	0.005	0.09
	第三次	0.11	0.003	0.09	0.11	0.004	0.16
	第四次	0.11	0.004	0.17	0.12	0.005	0.13
厂界 下风 向北	第一次	0.11	0.003	0.12	0.10	0.004	0.09
	第二次	0.11	0.005	0.19	0.11	0.005	0.15
	第三次	0.11	0.005	0.14	0.12	0.004	0.11
	第四次	0.12	0.005	0.07	0.11	0.005	0.10
执行标准		《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)表 5 非甲烷总烃: 4 mg/m ³ ; 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 恶臭污染物厂界标准值: 二级标准 氨 1.5mg/m ³ 、硫化氢 0.06 mg/m ³ 。					

由表 9.4-1 可知, 验收监测期间, 厂界无组织排放氨浓度范围为 0.05-0.12mg/m³、硫化氢浓度范围为 0.001ND -0.005mg/m³, 均符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 恶臭污染物厂界标准值要求; 厂界无组织排放非甲烷总烃浓度范围为 0.07-0.19mg/m³, 符合《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)表 5 非甲烷总烃浓度限值要求。

9.5 油气回收系统废气监测结果

在储罐区、装卸区油气回收系统的进口、出口各设一个监测点位, 监测结果见表 9.5-1、9.5-2。

表 9.5-1 储罐区油气回收系统废气监测结果

单位: mg/m³

储罐区油气回收排气筒进口检测结果							
检测项目名称	单位	9 月 1 日			9 月 2 日		
		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
非甲烷总烃排放浓度	mg/m ³	136	139	125	119	122	119
储罐区油气回收排气筒出口检测结果							
检测项目名称	单位	9 月 1 日			9 月 2 日		
		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
标况废气流量	m ³ /h	114.9	108.4	107.0	105.8	101.9	157.6

非甲烷总烃排放浓度	mg/m ³	61.7	61.1	61.2	57.8	55.0	54.8
非甲烷总烃排放速率	kg/h	0.0070	0.0066	0.0065	0.0061	0.0056	0.0086
去除率 (%)		54.6	56.0	51.0	51.4	54.9	53.9
执行标准	《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》(榆政环发[2018]48 号) 非甲烷总烃 80 mg/m ³						

表 9.5-2 装卸区油气回收系统废气监测结果

单位: mg/m³

装卸区油气回收装置排气筒进口检测结果							
检测项目名称	单位	9月2日			9月3日		
		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
非甲烷总烃排放浓度	mg/m ³	22.0	21.7	21.5	14.3	12.9	13.6
装卸区油气回收装置排气筒出口检测结果							
检测项目名称	单位	9月2日			9月3日		
		第一次	第二次	第三次	第一次	第二次	第三次
标况废气流量	m ³ /h	277.0	281.7	245.4	290.9	306.8	293.0
非甲烷总烃排放浓度	mg/m ³	10.1	9.54	9.35	6.93	7.07	6.67
非甲烷总烃排放速率	kg/h	0.0028	0.0027	0.0023	0.0020	0.0022	0.0019
去除率（%）		54.1	56.0	56.5	50.8	45.2	51.0
执行标准	《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》（榆政环发[2018]48号）非甲烷总烃 80 mg/m ³						
备注：油气回收系统进口的废气流量无法检测，因此进口的非甲烷总烃的排放速率无法计算。							

由表 9.5-1、9.5-2 可知, 储罐区油气回收系统废气中非甲烷总烃浓度范围为 54.8-61.7mg/m³, 装卸区油气回收系统废气中非甲烷总烃浓度范围为 6.67-10.1mg/m³, 均符合《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》(榆政环发[2018]48 号) 中非甲烷总烃浓度限值要求。

9.6 废水监测结果

在污水处理系统隔油池前、清水池、回用水取样口各设一个监测点位, 废水监测结果见表 9.6-1。

表 9.6-1 废水监测结果统计表

单位: mg/L (pH 无量纲)

项目 监测时间及取样点		pH	化学需 氧量	五日生化 需氧量	悬浮物	氨氮	总氮	总磷	石油类	动植物油	硫化物	挥发酚	氰化物
隔油池前	9月 1日	8.5	690	25.4	25	23.8	31.8	3.12	10.4	0.10	0.005ND	221	0.004ND
		8.4	684	24.5	21	24.4	30.4	3.00	10.1	0.12	0.005ND	216	0.004ND
	9月 2日	8.4	679	24.6	24	25.2	34.8	3.45	10.6	0.30	0.005ND	225	0.004ND
		8.5	670	23.7	26	24.6	33.0	3.16	10.4	0.22	0.005ND	238	0.004ND
	二日 均值	8.4	681	24.6	24	24.5	33.3	3.28	10.5	0.18	0.005ND	225	0.004ND
清水池	9月 1日	8.1	124	19.3	8	2.23	22.7	1.31	0.15	0.06ND	0.005ND	0.01 ND	0.004ND
		8.1	120	18.6	5	2.27	22.9	1.15	0.19	0.06ND	0.005ND	0.01 ND	0.004ND
	9月 2日	8.2	116	19.0	7	2.36	25.2	1.20	0.13	0.06ND	0.005ND	0.01 ND	0.004ND
		8.2	112	18.5	8	2.36	25.0	1.27	0.18	0.06ND	0.005ND	0.01 ND	0.004ND
	二日 均值	8.2	118	18.8	7	2.30	24.0	1.23	0.16	0.06ND	0.005ND	0.01 ND	0.004ND
	去除 率 (%)	/	82.7%	23.2%	70.8%	90.6%	27.9%	62.5%	98.5%	100%	/	/	/
	是否 达标	达标	达标	达标	达标	/	/	/	达标	达标	达标	达标	/
执行标准 GB8978-1996 三级标准		69	500	300	400	/	/	/	20	100	10	2.0	/
执行标准 GB31570-2015 表 1 间接排放标准		/	/	/	/	/	/	/	20	/	10	0.5	/

回用水取样口	项目 时间	pH	化学需 氧量	悬浮物	氨氮	电导率 ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	浊度 (NTU)	总硬度	溶解性总固体			
	9月1日	84	4ND	4ND	0.080	312	1	1.0ND	26			
		83	4ND	4ND	0.098	308	1	1.0ND	22			
	9月2日	83	4ND	4ND	0.070	356	1	1.0ND	24			
		83	4ND	4ND	0.089	34.7	1	1.0ND	24			
	二日 均值	83	4ND	4ND	0.084	33.1	1	1.0ND	24			
	去除率 (%)	/	100%	100%	96.3%	/	/	/	/			
	是否 达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标			
	执行 标准	69	≤ 5	≤ 2	≤ 1	≤ 350	≤ 1	≤ 150	≤ 1300	/		/

由表 9.6-1 可见，废水经生化污水处理站处理后到达清水池，清水池水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中三级标准，同时也满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 中间接排放标准要求，可排入锦界南园区污水处理厂。主要污染物化学需氧量、五日生化需氧量、悬浮物、氨氮、总氮、总磷、石油类、动植物油的去除率分别为 82.7%、23.2%、70.8%、90.6%、27.9%、62.5%、98.5%、100%。

清水池水经浓盐水站采用臭氧氧化+BAF+高密-流砂过滤器+超滤+反渗透工艺处理后到达回用水池，回用水池水质满足项目设计的回用水标准，主要污染物化学需氧量、悬浮物、氨氮的去除率分别为 100%、100%、96.3%。

9.7 厂界噪声监测结果与评价

2021 年 9 月 1-2 日，榆林市得天节能环保检测有限公司对项目厂界噪声进行了监测，监测结果统计见表 9.7-1。

表 9.7-1 厂界噪声监测结果统计表

单位：dB(A)

检测点位	监测时间及监测值	等效声级 dB(A)			
		9 月 1 日		9 月 2 日	
		昼间	夜间	昼间	夜间
厂界北 1# (108°59'45.21"E, 37°36'36.82"N)		58	50	61	51
厂界北 2# (108°59'45.21"E, 37°36'36.82"N)		58	50	60	51
厂界南 1# (108°59'45.59"E, 37°36'33.2"N)		55	51	60	50
厂界南 2# (108°59'45.59"E, 37°36'33.2"N)		56	51	60	50
厂界东 1# (108°59'47.55"E, 37°36'35.32"N)		60	52	60	52
厂界东 2# (108°59'47.55"E, 37°36'35.32"N)		59	51	60	50
厂界西 1# (108°59'43.65"E, 37°36'34.88"N)		59	51	58	52
厂界西 2# (108°59'43.65"E, 37°36'34.88"N)		59	51	61	53
《工业企业环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类标准		65	55	65	55

由表 9.7-1 可以看出，验收监测期间，项目厂界噪声所有监测点昼间等效声级为 55-61 dB(A)，夜间等效声级为 50-53 dB(A)，均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准。

9.8 污染物排放总量核算

根据项目排污许可（编号：91610821794117621M001P），总量控制指标批复为：SO₂182.279t/a，NO_x311.092t/a，VOCs有组织排放23.54 t/a。排放总量计算结果见表9.8-1。

表 9.8-1 项目总量核算结果

废气	排放口名称	平均排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)	实际排放 总量 (t/a)	排污许可 总量 (t/a)	现有项目消耗 总量 (t/a)	现 剩 余 总 量 (t/a)
SO ₂	锅炉（DA011）烟气	0.1	0.8	6.704	182.279	14.358	167.921
	环烷基油分离-石脑油加氢烟气（DA015）	0.03	0.216				
	天然气制氢转化炉烟气（DA016）	0.65	4.68				
	煤焦油全馏分加氢烟气（DA017）	0.07	0.504				
	环烷基加氢烟气（DA018）	0.07	0.504				
NO _x	锅炉（DA011）烟气	1.44	11.52	117.536	311.092	14.239	296.853
	环烷基油分离-石脑油加氢烟气（DA015）	0.125	0.9				
	天然气制氢转化炉烟气（DA016）	12.21	87.91				
	煤焦油全馏分加氢烟气（DA017）	1.56	11.23				
	环烷基加氢烟气（DA018）	0.83	5.976				
VOC _s	储罐区油气回收系统（DA012）	0.0067	0.059	0.079	23.54	/	/
	装卸区油气回收系统（DA013）	0.0023	0.020				
备注	1、排放速率为验收期间两日监测均值； 2、各装置年运行时间分别为：锅炉 8000 h/a，罐区及装卸区 VOCs 装置 8760 h/a，其它装置均为 7200 h/a。 3、现有项目消耗总量来源：陕西省环境监测中心站陕环验字（2016）第 001G 号验收监测报告（12 万 t/a 中低万煤焦油综合利用工程）及《神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目竣工环境保护验收监测报告》（榆林市常青环保检测有限公司 2018.11）。						

神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目二氧化硫排放总量为 6.704t/a，氮氧化物排放总量为 117.536t/a，VOC_s 排放总量为 0.079 t/a，符合排污许可批复二氧化硫总量 182.279t/a、氮氧化物总量 311.092 t/a、VOC_s 有组织排放总量 23.54 t/a 的要求；同时也符合剩余总量要求。废水循环利用后，部分纳入锦界南园区污水处理厂，不申请总量。

9.9 环境管理检查结果

9.9.1 工程执行国家建设项目环境管理制度情况

该项目根据《中华人民共和国环境保护法》和《建设项目环境保护管理办法》的要求进行了环境影响评价，履行了环保审批手续。有关档案齐全，环境保护设施和主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。环境保护“三同时”制度落实情况见表 9.9-1。

表 9.9-1 项目落实环境保护“三同时”制度情况表

项目	环评批复内容	变更环评要求	落实情况
废气	严格落实大气污染防治措施。项目产生的解析气、脱硫干气作为加热炉、转化炉燃料全部利用，酸性废气制硫后经焚烧炉处理，轻油气送火炬燃烧系统，加热炉、转化炉、焚烧炉烟气排放满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）相关规定；锅炉烟气经脱硫脱硝除尘处理后达标排放并设置烟气在线监测装置；在原料、产品储罐区易发生泄漏的设备及管线组件定期检测，防止跑、冒、滴、漏现象，在原料罐区、中间产品罐区、成品罐区及装车设施区域设置四套油气回收装置；项目卫生防护距离为 800m，该范围内不得新建居民点、学校、医院等环境敏感性建筑。	转化炉、加热炉、常压炉、减压炉均采用低氮燃烧技术，烟气排气筒数量减少。经焚烧炉燃烧的尾气送至动力站锅炉的脱硫装置进行脱硫处理。脱水塔塔顶气、常压塔塔顶不凝气及闪蒸罐轻油气去火炬燃烧系统。气炉内喷钙脱硫+SNCR 脱硝+DSC-M 脱硫除尘一体化工艺，脱硫效率 96%、脱硝效率 50%、除尘效率达 99.995%	已落实。项目产生的解析气作为加热炉、转化炉燃料全部利用，转化炉、加热炉、常压炉、减压炉均采用低氮燃烧技术，烟气排气筒数量减少。经焚烧炉燃烧的尾气送至动力站锅炉的脱硫装置进行脱硫处理。脱水塔塔顶气、常压塔塔顶不凝气及闪蒸罐轻油气去火炬燃烧系统。经监测加热炉、转化炉、焚烧炉烟气排放满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）相关规定；锅炉烟气经脱硫脱硝除尘处理后达标排放并设置烟气在线监测装置；在储罐区及装车设施区域设置两套油气回收装置；卫生防护距离 800m 范围内无环境敏感性建筑。
废水	严格落实水污染防治措施。该项目含酚废水、酸性废水、碱性废水、冲洗废水经预处理+污水处理站+回用水处理站处理后回用于循环水系统，装置反冲洗排水、生活污水经园区污水管网排入南区污水处理厂进一步达标处理；冷凝水经处理后回用，浓盐水处理后部分回用，剩余排入锦界南区污水处理厂处理；项目采取分区防渗和监控措施，严防下渗污染地下水，设地下水监测井 3 口并制定地下水风险事故应急响应预案。	取消回用水站，建设为浓盐车站。天然气制氢工艺生成冷凝水回用于浓盐车站。硫磺回收酸性水进酸性水汽提装置处理。其它无变化。	已落实。该项目酸性水进酸性水汽提装置预处理，含酚废水经原厂区高浓度有机废水预处理后，同冲洗废水进入原厂区污水处理站处理，部分经园区污水管网排入南区污水处理厂进一步达标处理，部分进入浓盐车站处理后回用于循环水系统；项目采取分区防渗和监控措施，严防下渗污染地下水，设地下水监测井 3 口并制定了地下水风险事故应急响应预案。
噪声	加强噪声处理设施的运行管理，确保噪声达标排放。	尽量选用低噪声设备。风机进气口、冷却塔出风口设置消声器，	已落实，经监测项目厂界噪声达标排放

项目	环评批复内容	变更环评要求	落实情况
		基础减振、隔声或布置在室内。	
固废	严格按照要求做好各类固体废物的分类规范收集和妥善处理工作；危险废物必须按照国家相关规定进行收集、贮存，转移执行危险废物电子转移联单制度。		已落实，严格按照相关法规规范管理和处置危险废物及其他固体废物
环境管理	项目建设期进行环境监理		项目建设期委托陕西创合环保科技有限公司进行了环境监理
以新带老	规范危险废物临时贮存场所的运行管理，执行危险废物转移联单制度。按照本报告制定的监测计划，委托有资质的环境监测部门定期进行监测，按时上报污染源监测数据。		已落实。规范了危险废物临时贮存场所的运行管理，执行危险废物转移联单制度。已委托榆林市得天环保节能检测有限公司按照本报告制定的监测计划定期进行监测并按时上报
排污许可	该项目污染物排放总量指标 SO ₂ 、NO _x 分别为 216.44t/a、404.36t/a，SO ₂ 、NO _x 总量指标需在交易中解决，未取得总量指标前，项目不得投入运行。		已 取 得 排 污 许 可 ， 编 号 ： 91610821794117621M001P。总量交易见附件。
环境风险	加强环境风险防范，制定突发环境事件应急预案，按规定报生态环境主管部门备案		已编制《神木富油能源科技有限公司突发环境事件应急预案》，并在神木市环境保护局备案，备案号为：610821-2020-049H

9.9.2 环境保护机构、环境管理规章制度

神木富油能源科技有限公司设置安全环保部专门负责环境保护管理工作，部长为部门主要责任人，共设专兼职人员 15 名，负责组织落实监督本公司的各项环境保护工作，把合理利用资源、提高资源利用率、控制环境污染和生态破坏作为其环境管理的主要任务。

公司建立了各污染物处理设施的运行管理制度，编制了设备操作规程及安全规程等，内容全面，包括环境保护责任制、环境保护管理规定、环境保护设施管理办法、建设项目“三废”排放管理办法、环境监测管理规定、环保奖惩规定、环境污染事故管理制度、环保档案管理办法、环境统计制度、环境保护责任制考核办法、环境安全隐患排查治理制度、固体废物管理制度、污染源自动在线监测管理规定、环境信息公开管理制度、LDAR 检测管理规定、环保培训制度、环境风险辨识管理制度、土壤污染防治管理办法、环保责任制管理办法、突发环境事件应急管理規定、厂界环境质量管理规定、清洁运输设施管理制度、环境保护费用管理制度、化验室环境保护管理制度等二十多项，且做到制度上墙，在生产中监督检查并落实到位。

9.9.3 环境保护设施建成、运行与维护情况

该公司制定了环境保护设施的技术规程和操作规程，开展环境保护教育，培训各级环境管理干部和环保设施的操作人员。运行岗位严格执行设备巡回检查制度，交接班制度。环境保护设施正常运行和维护，不得擅自降低运行效率、停运或拆除，发生故障时及时修复。施行三级保修、点检定修制度。设立环保设施运行卡，对环保设施定期进行检查、维护，做到勤查、勤记、勤养护。

9.9.4 企业环境监测能力及监测计划的实施

项目运营期的污染源及环境质量监测可委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质的专业机构承担。据调查，该项目运营期间已委托陕西精益达环境科技有限公司按照环境影响报告书的要求开展有关环境监测工作。项目环境监测计划见表 9.9-2。

表 9.9-2 运行期污染源监测计划表

类别	监测项目		监测点位置	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃、NH ₃ 、H ₂ S		厂址及周边敏感点	每半年一次	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中的二级标准；《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
地下水	pH、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发性酚类、氰化物		其中沿地下水流向在厂区上游、下游、侧向各设 1 口，共设 3 口	每年一次	《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水质标准
废气	有组织	NO _x	大气污染防治设施进、出口/排气筒	自动监测	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570—2015）
		转化炉烟气		每季一次	
		SO ₂ 、烟尘			
		焦油加氢加热炉烟气			
		SO ₂ 、NO _x 、烟尘			
		环烷基加氢加热炉烟气		每月一次	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226—2018）表 2
		SO ₂ 、NO _x 、烟尘			
		环烷基分离加热炉烟气			
	罐区油气回收尾气	非甲烷总烃	每月一次		
	装卸区	非甲烷总烃			
锅炉烟气（含硫磺回收尾气）	SO ₂ 、NO _x 、烟尘	在线监测	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226—2018）表 2		
	汞及其化合物、林格曼黑度	每季一次			
	无组织	甲烷总烃、颗粒物、H ₂ S、氨等	厂界	每季一次	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570—2015） 《恶臭污染物排放标准》（GB14555-93）
废水	本项目厂区总排口	流量、化学需氧量、氨氮、pH 值	厂区总排口	自动监测	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570—2015）中的表1、《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准
		石油类、悬浮物、总氮、总磷、挥发酚、硫化物		每月一次	
		五日生化需氧量、氰化物		每季一次	
噪声	厂界噪声	Leq(A)	厂界四周	每季一次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类
*自动在线监测仅针对出口					

9.10 固体废物综合利用情况

该项目产生的固体废物主要是废催化剂、废吸附剂、焦油渣、废瓷球、废脱硫剂、污水处理站污泥、废污油、锅炉灰渣和生活垃圾，其产生及处理处置情况见表 9.10-1。

表 9.10-1 固废处理处置情况检查结果

装置	编号	污染源	年产生量	验收前产生量	排放量	污染物类型	排放去向
天然气制氢	S1-1	废催化剂	29t/5a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S1-2	废脱硫剂、 脱氯剂	372t/a	0t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S1-3	废催化剂	47.5t/5a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S1-4	废催化剂	148t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S1-5	废吸附剂	662.4t/20a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S1-6	废瓷球	33t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
全馏分加氢	S2-1	焦油渣	2901t/a	466t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S2-2						
	S2-3	废催化剂	388t/a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S2-4						
	S2-5	废瓷球	79.58t/a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
环烷基加氢	S3-1	废催化剂	332.03t/6a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S3-2	废催化剂	45.93t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S3-3	废瓷球	110.25t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
环烷基分离	S4-1	废导热油	180t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
石脑油加氢	S5-1	废催化剂	31.4t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S5-2	废瓷球	11.83t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
联合装置	S7-1	污油	216t/a	0t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S7-2	废脱硫剂	27.02t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S7-3	废催化剂	5t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
	S7-4	废瓷球	4.76t/3a	0 t/a	0 t/a	危险废物	委托有资质单位处理
公辅工程	S8-1	生化污泥	900t/a	333t/a	0 t/a	一般固废	卫生填埋
	S8-2	燃煤锅炉灰渣	27299t/a	31509t/a	0 t/a	一般工业固废	委托园区陕西德启环保科技有限公司处置
	S8-3	生活垃圾	135t/a	100t/a	0 t/a	生活垃圾	集中收集后委托园区陕西德启环保科技有限公司处置

9.11 环境风险防范措施及应急预案落实情况

(1) 环境风险防范措施落实情况

项目各储罐区、生产装置区围堰设置情况见表 9.11-1，环烷基油中心初期雨水池、含油污水池、围堰设置情况见表 9.11-2，FTH 中心初期雨水池、含油污水池、围堰设置情况见表 9.11-3。

表 9.11-1 各储罐区、生产装置围堰设置情况

序号	罐组名称	围堰尺寸:长×宽×(北)高×(南)高
1	原料油罐组围堰	202.5m×104 m×1m×2.21m
2	加氢尾油罐组	47.5 m×37.5 m×1 m×1.34m
3	化工产品罐组(一)	116 m×48 m 米×1m×1.59m
4	液氨罐组	35m ×34. 5 m ×0.5m ×0.6m
5	化工产品罐组(二)	201 m ×79 m ×1.6 m ×2.13 m
6	白油罐组(一)	199.5 m ×81 m ×1.02 m ×1.5 m
7	白油罐组(二)	122.5 m ×62 m ×1 m ×1.2 m
8	酸性水汽提溶剂再生装置罐组	54.6 m ×17.6 m ×1.2 米

表 9.11-2 环烷基油中心初期雨水池、含油污水池、围堰设置情况

序号	装置	名称	尺寸/m	数量	处理类型	处理方法
1	环烷基油加氢装置	含油污水井	4*5	1	污水	排至污水处理
2		雨水收集池	15*10	1	雨水	排至雨水监控池
3		装置区围堰	139.5*105	1	雨水	排至雨水收集池
4	石脑油分离装置	含油污水池	5*2*4.5	1	生产废水	排至污水处理
5		雨水收集池	12*5*4.5	1	雨水	排至雨水监控池
6		塔围堰	26.2*8 28.3*13 28.3*13 12*13.5	4	雨水	排至雨水收集池
7		装置区围堰	142.5*140	1	雨水	排至雨水收集池
8	石脑油加氢-环烷基油分离装置	雨水收集池	4*5.8*5.4	1	雨水	排至雨水监控池
9		含油污水池	10.2*8*5.4	1	污水	排至污水处理
12		装置区围堰	140*60	1	雨水	排至雨水收集池

表 9.11-3 FTH 中心初期雨水池、含油污水池、围堰设置情况

序号	装置名称	尺寸/m	数量	容积	备注
1	煤焦油全馏分加氢装置围堰	170*105*0.15	1	2677.5m ³	排至雨水收集池
2	煤焦油全馏分加氢装置初期雨水池	15*10*5	1	750m ³	排至雨水监控池
3	煤焦油全馏分加氢装置含油污水池	5*4*5	1	100m ³	排至污水处理
4	制氢装置围堰	170m*80m*0.15m	1	1767.6m ³ （共约 2040 m ³ 去除发电机柜变电间以及压缩基础）	排至雨水收集池
5	制氢装置初期雨水池	6*11.85*5	1	355.5m ³	排至雨水监控池
6	制氢装置含油污水池	6*3.85*5	1	115.5m ³	排至污水处理
7	2#联合初期雨水池	11.2*5*5	1	280m ³	排至雨水监控池
8	2#联合含油污水池	4*5*5	1	100m ³	排至污水处理

(2) 防渗工程

经查阅项目环境监理报告和工程监理报告，项目防渗工程措施如下：

①一般污染防治区（生产装置区域的设备地面，罐区化学品库、仓库，汽车装车栈台及卸料区界内地面，处理达标污水埋地管线、其他水池）采用混凝土硬化防渗措施；

②重点污染防治区（装置围堰边沟、机泵边沟、压缩机油站、装置区含油污水隔油池、污油罐、蒸氨脱酚装置、酸性水汽提装置，原料储罐、产品储罐、油泵区，事故池，酸碱中和池）采用 P8 抗渗混凝土、基础下铺设土工布及 1.5mm 土工膜措施防渗；

③一般工业固体废物贮存区采用混凝土硬化地面防渗。

(3) 雨水池、事故池设置情况

项目在地势较低的下厂区设置一座容积 12000m³ 的事故水池，一座容积 13000m³ 的雨水监控池，见附图。共设雨水井切换阀 20 处，含油污水井切换阀 19 处，见表 9.11-4。

表 9.11-4 雨水井 含油污水井切换阀设置情况

序号	名称	位置	平常开/关状态
1	煤焦油、环烷基油加氢原料罐组	1615-T-001 东南角雨水井	关
2		1615-T-001 东北侧含油污水井	关
3		1615-T-002 东南角雨水井	关
4		1615-T-002 东北侧含油污水井	关
5		1615-T-003 东南角雨水井	关
6		1615-T-003 东北侧含油污水井	关
7		1615-T-004 东南角雨水井	关
8		1615-T-004 东北侧含油污水井	关
9		1615-T-005 东南角雨水井	关
10		1615-T-005 东北侧含油污水井	关
11	加氢尾油罐组	1671-T-002 东南角雨水井	关
12		1671-T-002 东南侧含油污水井	关
13		1671-T-003 西南侧雨水井	关
14		1671-T-003 西侧含油污水井	关
15	化工产品罐组（一）	1667-T-002 东南角雨水井	关
16		1667-T-002 东南角含油污水井	关
17		1667-T-006 东南角雨水井	关
18		1667-T-012 西北侧含油污水井	关
19		1667-T-015 西南侧含油污水井	关
20	液氨罐组	1668-T-001 东南角雨水井	关
21		1668 罐组界区西侧含油污水井	关
22	化工产品罐组（二）	1752-T-008 东南角雨水井	关
23		1752-T-007 东南角含油污水井	关
24		1752-T-009 东南角雨水井	关
25		1752-T-009 东北角含油污水井	关
26		1752-T-012 西南角雨水井	关
27		1752-T-012 南侧含油污水井	关
28	白油罐组（一）	1665-T-103 西南角雨水井	关
29		1665-T-102 西南侧含油污水井	关

30		1665-T-106 西南角雨水井	关
31		1665-T-105 西南侧含油污水井	关
32		1665-T-109 东南角雨水井	关
33		1665-T-108 东南侧含油污水井	关
34		1665-T-113 东南角雨水井	关
35		1665-T-113 东南侧含油污水井	关
36	白油罐组（二）	1665-T-210 东南侧雨水井	关
37		1665-T-212 东南侧含油污水井	关
38	污水处理	事故水池北侧雨水井	关
39	雨水监控池	东侧雨水井	关

（4）应急预案落实情况

《神木富油能源科技有限公司突发环境事件应急预案》于 2020 年 9 月编制完成并经过审查，经神木市环境保护局备案，备案编号为 610821-2020-049H（见附件）。应急预案内容全面，包括编制说明、风险评估报告、应急资源调查报告及应急预案四部分内容，应急预案编制在进行风险评估、应急资源调查的基础上结合企业实际编制，附件（应急组织机构及人员联系方式、应急物资储备清单、应急工作流程图、风险源分布图、应急物资分布图等）应急预案内容明确应急处置工作的职责和程序，提高公司应对突发环境事件的应急能力，规范应急处置程序，在发生环境污染事故时迅速有效地开展救援工作，最大限度地减少伤亡和经济损失。

公司定期组织突发环境污染事件应急处置演练，加强环境事故专业技术人员日常培训和事故源工作人员的培训和管理，并做好演练记录和影像资料存储，最近一次演练为 2021 年 7 月进行的液氨泄漏事故应急演练，演练记录、应急物资清单见附件。

（5）事故报警系统

项目事故报警系统包括火灾自动报警系统、可燃有毒有害气体报警系统、对讲扩音系统、连锁报警系统、轴流风机等。

9.12 排污口规范化，污染源在线监测仪的安装、运行情况

项目烟气排放均设有永久性监测点位及监测平台，同时于 2020 年 10 月 1

日在锅炉烟气排放口处安装一套固定污染源烟气连续监测系统，型号为 GMP-2000 型，10 月 8 日投入试运行，11 月 13 日起联网传输数据。建设单位已对该套设施组织进行了环保验收，并于 2021 年 3 月 8 日编制了比对验收报告，榆林市生态环境保护综合执法支队于 2021 年 3 月 9 日对其进行了备案登记，备案编号为 FYNY02-2021-13。

根据《神木富油能源科技有限公司固定污染源烟气排放连续监测系统验收报告》，比对监测项目包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气温度、烟气流速、含氧量及烟气湿度等 7 个项目，神木富油能源科技有限公司锅炉烟气排放口固定污染源烟气连续监测系统安装位置及各项比对监测指标均符合《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》（HJ75-2017）要求和评价标准。

9.13 厂区绿化情况

神木富油能源科技有限公司在项目厂区内道路两旁种植了树木、花草等以改善厂区内的生态环境，绿化面积 45116 m²，绿化率达到可绿化面积的 80%。

9.14 其他

9.14.1 原危废库整改情况

按照《危险废物转移管理办法》和榆林市生态环境局监督检查的要求，神木富油能源科技有限公司规范建设了原有项目危险废物临时贮存场所，位于原有项目厂区内，危废暂存库面积 352.8m²，用于贮存原有项目产生的废催化剂、分析废液、废蓄电池、焦油渣槽等危险废物，落实情况见附件照片。

9.14.2 企业环境信息公开

根据《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部令第 31 号）规定，企业单位应当按照强制公开和自愿公开相结合的原则，及时、如实地公开其环境信息。本次验收对神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目提出以下环境信息公开的要求：

（1）公司应当建立健全本单位环境信息公开制度，指定机构负责本单位环境信息公开日常工作。

（2）公司应及时关注榆林市生态环境局神木分局每年所确定的重点排污单位名录，列入重点排污单位名录的，公司应当在 90 日内公开企业环境信

息。

企业环境信息公开应包括：基础信息（单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模）、排污信息（主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量）、防治污染设施的建设和运行情况、建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况、突发环境事件应急预案、其他应当公开的环境信息等。

（3）公司列入重点排污单位的，应当通过公司网站、企业环境信息公开平台或者当地报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公开环境信息。

10、验收监测结论

10.1 结论

10.1.1 项目概况

神木富油能源科技有限公司 50 万 t/a 煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目位于神木高新技术产业开发区（原神木县锦界工业园），项目占地 54.3hm²。建设内容包括天然气制氢装置、煤焦油全馏分加氢装置、环烷基油加氢装置、环烷基油分离装置、石脑油加氢装置、石脑油分离装置等主体工程，原料贮运、行政生活设施等辅助工程，脱盐水处理系统、循环水系统、空压站、动力站等公用工程，除尘、脱硫等环保工程，废水处理、空分系统等依托工程项目实际总投资 305400 万元，环保投资 29780.22 万元，占工程总投资的 9.75%。

10.1.2 环境质量

（1）地下水质量

厂区各地下水监控井所有监测指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准。

（2）土壤质量

装卸罐区土壤质量监测结果均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中表 1 标准。

10.1.3 污染物排放监测结论

（1）各装置转化炉、加热炉等废气监测

经监测，项目各装置加热炉废气排放均满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 规定的大气污染物排放限值要求。

（2）锅炉废气监测结论

锅炉总排口二氧化硫折算排放浓度小于 2.79-2.86mg/m³，氮氧化物折算排放浓度为 22.35-26.54mg/m³，颗粒物折算排放浓度为 0.19-0.24mg/m³，汞及其化合物排放浓度小于 0.00015 mg/m³，均满足陕西省地方标准《锅炉大气污染物排放标准》（DB/611226-2018）中表 2 燃煤锅炉大气污染物排放浓度限值要求。其中脱硫效率为 98.77%-99.69%，除尘效率为 99.95%-99.96%。

逃逸氨浓度 1.29-1.47 mg/m³，满足《火电厂污染防治可行技术指南》（HJ2301-2017）表 14 SNCR 脱硝技术标准限值的要求。

（3）臭气回收装置废气排放非甲烷总烃浓度 4.30-7.36 mg/m³，符合《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》（榆政环发[2018]48 号）中 80 mg/m³ 的要求；氨、硫化氢排放速率均小于 0.01 kg/h，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 中 25m 排气筒要求浓度限值。

（4）厂界无组织废气监测结果

验收监测期间，厂界无组织排放氨浓度范围为 0.05-0.12mg/m³、硫化氢浓度范围为 0.001ND -0.005mg/m³，均符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）表 1 恶臭污染物厂界标准值要求；厂界无组织排放非甲烷总烃浓度范围为 0.07-0.19mg/m³，符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5 非甲烷总烃浓度限值要求。

（5）油气回收系统废气监测结果

储罐区油气回收系统废气中非甲烷总烃浓度范围为 54.8-61.7 mg/m³，装卸区油气回收系统废气中非甲烷总烃浓度范围为 6.67-10.1 mg/m³，均符合《榆林市环境保护局关于进一步加强全市工业企业挥发性有机物治理工作的通知》（榆政环发[2018]48 号）中非甲烷总烃浓度限值要求。

（6）废水监测结论

废水经生化污水处理站处理后到达清水池，清水池水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中三级标准，同时也满足《石油炼制工业污染物排

放标准》(GB31570-2015)表 1 中间接排放标准要求,可排入锦界南园区污水处理厂。主要污染物化学需氧量、五日生化需氧量、悬浮物、氨氮、总氮、总磷、石油类、动植物油的去除率分别为 82.7%、23.2%、70.8%、90.6%、27.9%、62.5%、98.5%、100%。

清水池水经浓盐水站采用臭氧氧化+BAF+高密-流砂过滤器+超滤+反渗透工艺处理后到达回用水池,回用水池水质满足项目设计的回用水标准,主要污染物化学需氧量、悬浮物、氨氮的去除率分别为 100%、100%、96.3%。

(7) 厂界噪声监测结论

验收监测期间,项目厂界各厂界噪声监测点昼间等效声级为 55-61 dB(A),夜间等效声级为 50-53 dB(A),均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准。

10.1.4 环境管理检查与调查结论

神木富油能源科技有限公司环境管理机构健全,责任明确,档案资料管理规范,设计和施工单位具有相应的资质,废水及废气污染防治措施和生态保护措施落实了环境影响评价报告书结论及批复意见的有关要求,环境保护资金落实到位,环境风险应急措施可行,已编制突发环境事件应急预案并备案,定期开展应急演练,环境管理较为规范。

10.1.5 固废

该项目产生的固体废物主要是废催化剂、废吸附剂、焦油渣、废瓷球、废脱硫剂、污水处理站污泥、废污油、锅炉灰渣和生活垃圾,严格按照固废相关规定处理处置。

同时按照《危险废物转移管理办法》和榆林市生态环境局监督检查的要求,神木富油能源科技有限公司规范建设了原有项目危险废物临时贮存场所,位于原有项目厂区内,危废暂存库面积 352.8m²,用于贮存原有项目产生的废催化剂、分析废液、废蓄电池、焦油渣槽等危险废物。

10.1.6 总量控制

神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目二氧化硫排放总量为 6.704t/a,氮氧化物排放总量为 117.536t/a, VOC_s 排放总量为 0.079 t/a,符合排污许可批复二氧化硫总量 182.279t/a、氮氧化物总量

311.092 t/a、VOC_s 有组织排放总量 23.54 t/a 的要求；同时也符合剩余总量要求。废水纳入锦界南园区污水处理厂，不申请总量。

10.2 总结论

神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目在设计、施工和试运行期间采取了许多行之有效的污染防治措施，项目环境影响报告书、环境影响变更专题报告 and 环境保护主管部门批复中要求的污染防治措施基本得到落实，各类污染物做到达标排放，经监测，厂区 3 口地下水监控井各监测指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，装卸罐区土壤质量监测结果均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中表 1 标准，因此，神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目废气、废水、噪声、固废等污染防治设施满足竣工环境保护验收条件，建议通过竣工环境保护验收。

11.附件

（1）委托书；

（2）神环发（2015）287 号《关于神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目环境影响报告书的批复》，神木县环境保护局，2015 年 11 月 18 日；

（3）神环发（2018）191 《神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目环境影响报告书的批复》，神木市环境保护局，2018 年 4 月 28 日；

（4）神木富油能源科技有限公司液氨泄漏事故应急演练记录，2021 年 7 月；

（5）陕西环境权交易所排污权竞买交易成交结果确认书，2015 年 11 月 13 日；

（6）陕西省环境保护厅陕环批复 (2016)423 号《关于神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油全馏分加氢综合利用项目竣工环境保护验收的批复》2016 年 8 月 19 日；

（7）神环发（2019）243 号关于“神木富油能源科技有限公司 12 万吨/年中低温煤焦油综合利用工程挖潜增效项目固体废物污染防治设施竣工环境保护

验收的批复；2019 年 6 月 21 日；

（8）突发环境事件应急预案备案表；

（9）榆林市级重点排污单位自动监测设备验收备案表，榆林市生态环境综合执法支队，2021 年 3 月 9 日；

（10）危废处理处置协议；

（11）排污许可证；

（12）应急物资及装备清单；

（13）监测报告。

附图：

1、图 3-1 地理位置示意图；

2、图 3-2 四邻关系图；

3、图 3-3 平面布置图；

4、图 3-4 天然气制氢装置工艺流程图；

5、图 3-5 煤焦油全馏分加氢装置工艺流程图；

6、图 3-6 环烷基油加氢装置工艺流程图；

7、图 3-7 环烷基油分离装置工艺流程图；

8、图 3-8 石脑油加氢装置工艺流程图；

9、图 3-9 石脑油分离装置工艺流程图；

10、图 3-10 酸性水汽提装置工艺流程图；

11、图 3-11 硫磺回收单元及溶剂再生单元工艺流程图；

12、图 3-12 污泥干化工艺流程图；

13、图 4-3 地下水防渗分区图；

14、图 7-1 监测点位示意图。

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：神木富油能源科技有限公司

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称		神木富油能源科技有限公司 50 万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目				项目代码				建设地点		神木市锦界工业园区			
	行业类别 (分类管理名录)		C2511 原油加工及石油制品制造				建设性质		■新建□改扩建□技术改造		项目厂区中心 (经度/纬度)		东经 110.189703 北纬 38.700807			
	设计生产能力		50 万吨煤焦油全馏分加氢制环烷基油				实际生产能力		50 万吨煤焦油全馏分加氢制环烷基油		环评单位		陕西中圣环境科技发展有限公司			
	环评文件审批机关		神木县环境保护局				审批文号		神环发【2015】287 号		环评文件类型		报告书			
	开工日期		2018.9				竣工日期		2020.12		排污许可证申领时间		2019.5			
	环保设施设计单位		中国石化工程建设有限公司				环保设施施工单位		中石化第十建设有限公司、中国化学工程第六建设有限公司		本工程排污许可证编号		91610821794117621M001P			
	验收单位		陕西源凯环保科技有限公司				环保设施监测单位		榆林市得天节能环保检测有限公司		验收监测时工况		正常稳定			
	投资总概算（万元）		305400				环保投资总概算（万元）		29256.4		所占比例（%）		9.6			
	实际总投资（万元）		305400				实际环保投资（万元）		29780.22		所占比例（%）		9.75			
	废水治理（万元）		16467.52	废气治理（万元）	11678.4265	噪声治理（万元）	450	固体废物治理（万元）		824.27	绿化及生态（万元）		360	其他（万元）		
新增废水处理设施能力						新增废气处理设施能力				年平均工作时		7200-8760h				
运营单位		神木富油能源科技有限公司				运营单位社会统一信用代码 (或组织机构代码)		91610821794117621M		验收时间						
污染物排放总量控制 (工业建设项目填)	污染物		原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)		
	废水		-	-	-	106.6	79.9	26.7	-	-	-	-	-	-		
	化学需氧量		-	118	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	氨氮		-	2.30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	石油类		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	废气		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	二氧化硫		14.358	8	35	-	117.5	6.704	-	-	-	182.279	-	-		
	VOCs		-	7.3	80	-	-	0.079	-	-	-	23.54	-	-		
	工业粉尘		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	氮氧化物		14.239	25	50	-	88	117.536	-	-	-	311.092	-	-		
	工业固体废物		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	与项目有关的其他特征污染物		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少；2、（12）=（6）-（8）-（11），（9）=（4）-（5）-（8）-（11）+（1）；3、计量单位：废水排放量-万吨/年；废气排放量-万立方米/年；工业固体废弃物-万吨/年；水污染物浓度-毫克/升；大气污染物浓度-毫克/立方米；水污染物排放量-吨/年；大气污染物排放量-吨