

中国石油大庆石化分公司蜡脱油改造项目
环境影响报告书
(征求意见稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司大庆石化分公司

评价单位：黑龙江和正环保科技有限公司

2019 年 10 月

目录

1	建设项目概况.....	3
1.1	项目建设背景.....	3
1.2	项目基本信息.....	4
1.3	项目建设内容及规模.....	4
1.4	产品方案.....	10
1.5	生产工艺.....	10
1.6	项目的相容性分析.....	11
2	建设项目周围环境现状.....	17
2.1	建设项目所在地环境质量现状.....	17
2.2	建设项目环境影响评价范围.....	18
3	建设项目环境影响预测及拟采取的主要措施.....	20
3.1	环境保护措施及其可行性论证.....	20
3.2	环境影响预测.....	28
3.3	建设单位拟采取的环境监测计划及环境管理制度.....	30
4	环境影响评价结论.....	31

1 建设项目概况

1.1 项目建设背景

大庆石化分公司炼油厂生产石蜡和润滑油基础油具有悠久的历史，以常减压装置减二线、减三线油为原料，采用糠醛精制、酮苯脱蜡脱油、白土精制、加氢精制等工艺生产石蜡和润滑油基础油。

石蜡及润滑油基础油生产装置共三套，28万吨/年酮苯脱蜡轻油装置、27万吨/年酮苯脱蜡重油装置和15万吨/年蜡脱油装置。

酮苯脱蜡轻油装置于1986年5月12日正式投产运行，设计加工能力24.8万吨/年，后改为28万吨/年，常减压装置减二线及减三线经糠醛精制装置后作为酮苯脱蜡轻油装置原料，产品粗石蜡一部分进入石蜡成型装置后作为产品出装置，一部分液蜡直接作为产品出装置，脱蜡油一部分进入润滑油白土精制装置精制后作为润滑油原料，另一部分送至催化裂化装置做原料。

酮苯脱蜡重油装置于1984年4月26日正式投产，设计加工能力25.8万吨/年，后改为27万吨/年，以常减压装置减二线及减三线蜡油为原料，生产的石蜡经蜡白土装置精制后进入石蜡加氢装置，精制后的石蜡进入成型装置后作为产品出厂，脱蜡油作为原料进入加氢裂化装置。

蜡脱油装置由大庆石化设计院设计，1993年4月13日投产，设计能力15万吨/年，原料为酮苯脱蜡轻油装置的含油蜡膏，后改直接加工减三线油，产品为脱油蜡少部分进入蜡白土精制，大部分直接进入石蜡加氢及成型装置后作为全精炼石蜡产品出厂；副产品蜡下油作为加氢裂化原料。

目前的生产路线存在以下问题：

①酮苯重油和酮苯轻油装置都是两段过滤，无法同时生产石蜡和润滑油基础油；轻油装置在选择生产润滑油基础油时，现生产路线只能生产200SN低粘度基础油，不能生产市场短缺且价格更高的HVI400基础油；

②蜡脱油装置的两段脱油工艺无法同时生产石蜡和HVI400润滑油基础油，脱蜡油只能作为加氢裂化原料，资源利用不充分；

③常减压装置处理量为 646.19 万吨/年，年产减二线 68.63 万吨、减三线油 24.88 万吨，而润滑油基础油及石蜡生产装置加工能力仅为 81.68 万吨/年，其中减二线加工量为 66.78 万吨/年，减三线加工量为 14.90 万吨/年，尚余减二线 1.85 万吨/年，减三线 9.98 万吨/年，合计 11.83 万吨/年蜡料不能生产经济价值高、市场需求的高粘度润滑油基础油及石蜡产品，造成资源浪费；

故急需对石蜡及润滑油基础油生产系统进行改造。

为了增加减三线蜡料处理量，需要对 15 万吨/年蜡脱油装置扩能至 25 万吨/年，同时对装置进行技术改造，增加一段过滤至三段过滤，使装置能同时生产石蜡及 HVI400 润滑油基础油，在不增加大量投资的情况下解决这些问题，完成对石蜡及基础油生产系统的调整，本装置扩能改造后石蜡生产线如下：

①酮苯脱蜡重油装置采用两段过滤工艺直接加工减二线蜡油生产石蜡；

②酮苯脱蜡轻油装置采用两段过滤工艺直接加工减二线蜡油生产石蜡；

③蜡脱油扩能至 25 万吨/年，采用三段过滤，并与糠醛精制装置配套，同时生产石蜡和 HVI400 润滑油基础油。

改造后生产情况相比现生产情况增加石蜡产量 2.98 万吨/年，增加 HVI400 润滑油基础油 15.4 万吨/年。

1.2 项目基本信息

项目名称：中国石油大庆石化分公司蜡脱油改造项目

项目性质：技改

建设单位：中国石油天然气股份有限公司大庆石化分公司

建设地点：黑龙江省大庆市龙凤区中国石油大庆石化分公司炼油厂厂区内

占地面积：10647m²

建设内容及规模：在现有 15 万吨/年蜡脱油装置区内改造，蜡脱油扩能至 25 万吨/年。结晶部分改为五路进料，采用三段过滤，并与糠醛精制装置配套，增加一套回收系统，作为滤液回收系统，冷冻系统设备、真空密闭系统全部更新，流程其余位置不做调整。能同时生产石蜡和 HVI400 润滑油基础油。操作弹性 60%~110%。

项目总投资：14545.78 万元

劳动定员：不新增（职工内部调配人员）

年运行时间：8400h

建设周期：2019 年 12 月—2020 年 2 月

1.3 项目建设内容及规模

现石蜡及基础油生产装置共有三套，酮苯脱蜡重油装置、酮苯脱蜡轻油装置和蜡脱油装置，本次改造不涉及酮苯脱蜡重油装置和酮苯脱蜡轻油装置，只对蜡脱油装置进行扩能改造，项目主要建设内容见表 1.3-1。

表 1.3-1 技改工程组成一览表

序号	项目名称	主要建设内容		备注
		依托情况	本次建设内容	
一		主体工程		
1	蜡脱油装置	装置规模：15 万吨/年，原料为常减压装置的减三线油，结晶部分采用四路进料，过滤部分采用两段过滤，产品为石蜡和蜡下油，石蜡送至精制装置，蜡下油送至加氢裂化装置。年运行 8400 小时，项目于 1993 年 4 月投产运行。	蜡脱油扩能至 25 万吨/年，结晶部分改为五路进料，采用三段过滤，并与糠醛精制装置配套，增加一套回收系统，作为滤液回收系统，冷冻系统设备、真空密闭系统全部更新，流程其余位置不做调整。能同时生产石蜡和 HVI400 润滑油基础油。	改造
二	公用工程			
2.1	给水	目前龙凤炼油区和乙烯化工区的生产用水水源由深井水和地表水联合提供，具体情况如下： ①深井水—总开采能力为 $3.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，仅用于生产不用于生活用水，其中炼油区尚有余量 $1.18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。 ②地表水—2008 年红旗水库泵站改造后，按近期供水能力尚有余量 $0.71 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，按远期供水能力尚有余量 $14.71 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。	新增用水量 5t/h，厂区现有供水系统可以满足项目的需要。	依托
2.2	循环水站	炼油厂厂区现有四个循环水场，分别是第一循环水场、第二循环水场、第三循环水场和第五循环水场。第一循环水场扩建后供水能力为 $28000 \text{m}^3/\text{h}$ ，目前富余供水能力 $15563 \text{m}^3/\text{h}$ ；第二循环水场供水能力为 $9000 \text{m}^3/\text{h}$ ，目前富余供水能力约有 $855 \text{m}^3/\text{h}$ ；第三循环水场供水能力为 $7500 \text{m}^3/\text{h}$ ，目前富余供水能力约有 $386 \text{m}^3/\text{h}$ ；第五循环水场供水能力为 $10000 \text{m}^3/\text{h}$ ，目前富余供水能力约有 $780 \text{m}^3/\text{h}$ 。	本项目新增的循环冷却水量为 125t/h，现有系统完全可以满足本项目的循环冷却水的需要。	依托
2.3	排水	炼油厂排水按清污分流的原则，含油、含硫污水排入污水处理厂处理达标后排入青肯泡。炼油厂污水处理厂出水（694.3t/h）与大庆石化公司的其它 2 个厂区（乙烯化工厂和化肥厂）排放废水混合，经排水管线送往青肯泡。	本项目废水产生量 4.89t/h，含油污水进污水处理场处理后达标排放。	依托
2.4	供电	炼油厂现有三座总降压变电所： ①D 总变 110kV 电源引自大庆电业局已建成的卧里屯变。正常工况用电负荷约 32742kW。 ②F 总变 35kV 电源引自大庆电业局新建的 110/35kV 变电所 35kV 配电装置。正常工况用电负荷约 18896kW。 ③Z 氢酮总变 35kV 电源引自大庆电业局新建的 110/35kV 变电所 35kV 配电装置。正常工况用电负荷约 34956kW。	新增 3 台 500kW 氨压机、2 台 355kW 氨压机及 3 台 450kW 氮气液环真空泵，6kV 侧负荷合计 2712kVA，中低压负荷合计为 5151kVA，计入同时系数及无功补偿后为 4665kVA，6kV 侧运行总电流为 449A。原 6kV 进线电缆为每段 1 根 ZRA-YJV-8.7/10kV-3×185 电缆，在空气中敷设载流量为 416A，无法满足改造后负荷要求，故在每段增加一根 ZRA-YJV-8.7/15kV-3×185 电缆。	依托

序号	项目名称	主要建设内容		备注
		依托情况	本次建设内容	
2.5	供热	<p>炼油厂汽源主要有龙凤热电厂、装置汽源、炼油厂动力站。</p> <p>①龙凤热电厂在冬季供应 1.0Mpa 蒸汽给大庆石化公司炼油厂，供气量约 70t/h。目前龙凤热电厂未向炼油厂供汽。</p> <p>②装置汽源，装置汽源分为 3 个等级，分别为 3.6Mpa、1.0Mpa 和 0.3Mpa。目前装置共产 3.6Mpa 蒸汽 129t/h，1.0Mpa 蒸汽 107.5t/h，0.3Mpa 蒸汽 5.1t/h。所产蒸汽并入厂区蒸汽管网。</p> <p>③动力站 5 台锅炉运行，额定产汽量 580t/h，实际出力 520t/h。冬季动力站锅炉产 3.6Mpa 总负荷 432.85 t/h，现有负荷余量 87.15t/h；夏季动力站锅炉产 3.6Mpa 总负荷 76.26t/h，现有负荷余量 447.74t/h。</p>	<p>本项目实施后需增加 3.6MPa 蒸汽 2.9t/h，3.6MPa 蒸汽供应还有富余，能够满足本次工程的用汽需求。</p>	依托
2.6	空压及制氮站	<p>①空压：大庆石化公司炼油厂仪表风和工业风是由四空压站供给的，该站现有五台空压机，排气量分别是：1#机（18000Nm³/h）；2#机（18000Nm³/h）；3#机（12500Nm³/h）；4#机（21000Nm³/h）；5#机（15000Nm³/h）。现运行方式是运行 1#、4#机，供风总量为 39000Nm³/h。剩余压缩空气 677 Nm³/h。</p> <p>②氮气：大庆石化分公司炼油厂各生产装置所需氮气均由大庆石化分公司水汽厂空分车间供应，最大供氮能力为 46000Nm³/h，目前大庆石化分公司炼油厂氮气消耗为 4864Nm³/h，乙烯地区正常生产负荷 38210Nm³/h，剩余氮气 2926Nm³/h。</p>	<p>①空压：本项目新增压缩空气用量 1200Nm³/h。运行方式变为运行 1#、3#、5#机，供风总量为 45500Nm³/h，可满足本次新增压缩风需要。</p> <p>②氮气：本项目新增氮气用量 12Nm³/h，余量能够满足本项目用氮气需求。</p>	依托
2.7	动力站	<p>①凝结水：现有凝结水回收分站 4 个。凝结水除油能力 250t/h，作为东换热站补充水和动力站水处理装置的原水。冬季凝结水回收负荷为 240.2t/h。</p> <p>②软化水：设计制水能力 250t/h；冬季软化水制水为 182.2t/h，夏季：不使用。</p> <p>③除氧水：动力站现有 4 台大气式热力除氧器，总出力为 560t/h。现用量为 535t/h，目前除氧水余量为 25t/h。</p>	<p>①凝结水：本装置扩能改造后新增凝结水 3.75t/h，因此凝结水回收站有余量，能够满足本次工程的需求。</p> <p>②软化水：本项目软化水用量 20t/h，现有余量能够满足本次工程的需求。</p> <p>③除氧水：本项目除氧水用量 0.85t/h，现有余量能够满足本次工程的需求。</p>	依托
2.8	采暖水、伴热水	<p>现有两座高温水站：西高温水站、北高温水站。北高温水站设计供水能力 3000t/h，目前基本满负荷运行。西高温水站设计供水能力 2000t/h，无余量。</p> <p>炼油厂现有二座采暖水站：东换热站、西换热站（低温系统）。东换热站设计供水能力 5000t/h，主要供厂前矿区采暖，只有 400t/h 厂内采暖。基本满负荷运行。西换热站低温系统设计供水能力 3000t/h，主要供厂西矿区采暖。基本满负荷运行。</p>	<p>本项目投产后，采暖热媒为 90℃/65℃热水；供水压力为 0.7MPa。采暖热水由装置自产水供给。单体建筑物采暖后的 65℃回水返回到采暖供热管网，回水压力 0.35MPa。</p>	依托
三	辅助工程			
3.1	维修设施	厂区内设有维修车间一座。	依托原有维修设施。	依托
3.2	中心化验室	企业现有中心化验室。	依托现有中心化验室。	依托
3.3	综合办公楼	/	依托原有办公楼。	依托
3.4	火炬	中国石油大庆石化公司炼油厂现有塔架式高架火炬三座。	依托炼油厂火炬系统。	依托
四	储运设施			

序号	项目名称	主要建设内容		备注
		依托情况	本次建设内容	
4.1	储运	①减三线油罐： 现有 7 座 1000m ³ 拱顶罐、2 座 2000m ³ 拱顶罐； ②渣油罐 现有渣油罐：1 座 50000m ³ （位于北油库）外浮顶罐、2 座 10000m ³ 固定顶罐、5 座 2000m ³ 固定顶罐； ③蜡油罐 5 座 5000m ³ 拱顶罐、4 座 3000m ³ 无力矩罐。	依托现有罐区	依托
4.2	工艺及热力管网	/	新建、改扩建工艺装置、罐区和配套设施的主要工艺及热力管道包括： （1）工艺管道介质有：渣油、蜡油等。 （2）公用工程介质有蒸汽、脱盐水、除氧水等。部分产品、副产品通过外输（厂际）管道和栈桥装车外输，管道敷设原则为架空敷设。	依托
五	环保工程			
5.1	废水处理措施	（1）酸性水汽提 炼油厂现有两套处理能力分别为 80t/h、90t/h，总处理能力 170t/h，现处理能力为 115.9t/h，富余能力 54.1 t/h。 （2）含油污水处理场 污水处理场设计处理能力 800 t/h，实际处理水量为 701.3t/h（含在建项目），富余 98.7 t/h。	本项目废水产生量 4.89t/h，含油污水进污水处理场处理后达标排放。	依托
5.2	废气污染防治措施	（1）工艺加热炉 ①工艺加热炉采用低硫燃料，项目已在《中国石油天然气股份有限公司大庆石化分公司工艺加热炉烟气治理项目》中实施 ②采用低氮形燃烧器。 烟气经处理后通过 80m 高排气筒排放。 （2）罐区 渣油罐区、航煤罐区罐区配备油气回收设施。项目已在《中国石油天然气股份有限公司大庆石化分公司炼油厂储运设施 VOCs 治理项目》中实施。	废气排放量 100kg/h，结晶单元因氮气含氧量不合格时，需补充部分氮气，同时排出部分含氧量高的氮气，为间断排放，其中含有少量甲苯、甲乙酮等溶剂，经溶剂吸收器后进入大庆石化 VOCs 治理系统。	依托
5.3	事故应急罐	炼油厂建有三个容积分别为 10000 m ³ 事故罐，4000 m ³ 、8000 m ³ 事故池。	依托原厂区事故应急储罐。	依托
5.4	初期雨水收集	初期雨水，通过厂区内的污水管道收集到雨水提升站，经泵提升后调往炼油污水处理场进行处理。	依托厂内现有设施。	依托

序号	项目名称	主要建设内容		备注
		依托情况	本次建设内容	
5.5	地下水防渗	各装置区底部为 C25 混凝土浇筑基础，根据江垭碾压混凝土坝芯样渗透系数统计特性研究结果可知，C25 混凝土防渗系数小于 10^{-8} 次方 cm/s。底部混凝土浇筑基础大于 20cm，相当于等效黏土 1.5m 防渗效果	<p>(1) 一般污染防治区水池、排水沟和井的混凝土抗渗等级不应低于 P8。水池的结构厚度不应小于 250mm，排水沟的结构厚度不应小于 150mm，井的结构厚度不应小于 200mm。</p> <p>(2) 重点污染防治区水池的结构厚度不应小于 250mm，排水沟的结构厚度不应小于 150mm，井的结构厚度不应小于 200mm。混凝土的抗渗等级不应低于 P8，且水池、排水沟和井的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型或喷涂聚脲等防水涂料；或者在混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂。</p> <p>(3) 炼油厂现有 15 口地下水可满足本项目需求</p>	依托
5.6	危废暂存间	现有危废暂存间规模 3500m ³ 。	依托厂区内原有危险废物暂存间	依托
5.7	各类噪声设备	无	合理布局，消声、减振。	依托

1.4 产品方案

本项目产品是脱油蜡、脱蜡油及蜡下油，主要产品见表 1.4-1。产品性质见表 1.4-2。

表 1.4-1 主要产品一览表

序号	名称	产量		运输方式及去向	备注
		kg/h	10 ⁴ t/a		
1	脱油蜡	9324	7.83	管输至粗蜡罐区	
2	脱蜡油	18384	15.44	管输至润滑油基础油罐区	
3	蜡下油	2090	1.76	管输至催化裂化罐区	
合计		29798	25.03		

表 1.4-2 产品性质表

产品名称		脱油蜡	脱蜡油	蜡下油
主要规格	密度(20℃) kg/m ³	~812	~886	~840
	比色 号	+18	≧3.0	/
	熔点 °C	64~66	/	/
粘度 cP	98.6℃	~4.22	/	4.22
	37.8℃	/	~22	21.92
油份 m%		≤0.8	/	/
含溶剂 m%		<0.08	<0.1	<0.1
凝固点 °C		64~66/ (熔点)	~-11	19
机械杂质及水		无	无	无

改造后全厂生产情况相比现生产情况增加石蜡产量 2.98 万吨/年，增加 HVI400 润滑油基础油 15.4 万吨/年，详见表 1.4-3。

表 1.4-3 扩能改造前后酮苯装置蜡及基础油产量对比表

项目	装置名称	原料名称	处理量, 万吨/年	粗蜡产量, 万吨/年	基础油产量, 万吨/年	备注
改	酮苯脱蜡轻油装置	减二线油	36.22	11.52	1.04 (200SN)	先糠醛再进酮苯
	酮苯脱蜡重油装置	减二线油	30.56	10.57	-	
	蜡脱油装置 (本装)	减三线油	14.90	5.31	-	

造前	置)					
	共计	-	81.68	27.40	1.04 (200SN)	
改造后	酮苯脱蜡轻油装置	减二线油	32.37	11.92	-	部分减二线先糠醛再进酮苯
	酮苯脱蜡重油装置	减二线油	30.56	10.57	-	
	蜡脱油装置 (本装置)	减三线油	29.27	7.89	15.4 (HVI400)	先糠醛再进酮苯
	共计	-	92.20	30.38	15.4 (HVI400)	
增量		-	10.52	2.98	14.36	

1.5 生产工艺

1.5.1 石蜡及润滑油基础油生产流程现状

现石蜡及基础油生产装置共用三套，酮苯脱蜡重油装置、酮苯脱蜡轻油装置和蜡脱油装置，本次改造不涉及酮苯脱蜡重油装置和酮苯脱蜡轻油装置，只对蜡脱油装置进行扩能改造。蜡脱油装置现加工量为 15 万吨/年，原料为常减压装置的减三线油，结晶部分采用四路进料，过滤部分采用两段过滤，产品为石蜡和蜡下油，石蜡送至精制装置，蜡下油送至加氢裂化装置。

1.5.2 改造后流程

蜡脱油装置扩能改造后，以糠醛装置的减三线精制油为原料，加工量为 25 万吨/年，同时装置做出如下调整：

①结晶部分改为五路进料；

②过滤部分将原两段过滤作为脱油一、二段过滤，新增脱蜡段过滤，即采用三段过滤；

③增加一套回收系统，作为滤液回收系统；

④冷冻系统设备全部更新，分为-35℃冷冻系统和-15℃冷冻系统；

⑤真空密闭系统全部更新。

流程其余位置不做调整。扩能改造后的蜡脱油装置能同时生产石蜡及润滑油基础油。

1.5.3 工艺流程简述

装置主要由原料结晶及过滤系统、溶剂回收系统、密闭气系统及冷冻系统几

部分组成。本次扩能改造主要涉及到改造结晶及过滤系统、新建滤液溶剂回收、新建冷冻系统和新建密闭气系统。

1) 结晶及过滤系统

结晶系统主要增加换冷套管及氨冷套管各一台，四路进料改为五路进料；增加原料二次氨冷套管五台；增加冷洗溶剂换冷、氨冷套管及部分换热器；增加一段脱蜡过滤系统，将原一段脱油、二段脱油过滤系统适当修改。流程如下：

罐区来的原料经原料泵加压后与一次稀释液（脱油一段滤液罐来的滤液）混合后分五路分别进换冷套管结晶机与一段滤液换冷至所需温度，期间在第八根或第十根管后加入二次稀释液（脱油一段滤液罐来的滤液）。

原料液仍按五路进一次氨冷套管结晶机继续冷却结晶，在第四根管后加入三次稀释液（脱蜡滤液罐来的滤液）。从一次氨冷套管结晶机出来的原料液，仍按五路进二次氨冷套管结晶机继续冷却结晶，从一二次氨冷套管结晶机出来的原料液，再加入四次稀释液（脱蜡滤液罐来的滤液），经混合后进入新增的脱蜡过滤机进料罐。

原料从脱蜡滤机进料罐靠位差进入脱蜡转鼓真空过滤机，过滤分离出的滤液进入脱蜡滤液罐，一部分由脱蜡滤液泵抽出，经冷换套管与原料换热后进入滤液溶剂回收系统。另一部分高部真空滤液由四次溶剂泵抽出，作为三、四次稀释溶剂稀释氨冷套管来的原料后进入脱蜡滤机进料罐。脱蜡过滤所得的蜡膏由脱蜡蜡液泵抽出，进入溶剂-含油蜡液换冷套管结晶机与溶剂换冷后进入一段脱油过滤进料罐。

蜡液从一段脱油过滤机进料罐靠位差流入一段脱油转鼓真空过滤机，分离出来的滤液进入一段脱油滤液罐，滤液一部分作为一、二次稀释溶剂注入到原料中；一部分由蜡下油泵抽出作为蜡下油送至蜡下油溶剂回收系统。一段脱油蜡液进一段脱油蜡液罐，加入新鲜溶剂，混合稀释后，由一段脱油蜡液泵送至二段脱油过滤进料罐。

一段脱油蜡液从二段脱油过滤进料罐靠位差流入二段脱油真空过滤机，分离出来的滤液进入二段脱油滤液罐，一部分由脱油洗涤溶剂泵抽出作为二段脱油过滤机进料的稀释溶剂；一部分由脱蜡稀释溶剂泵抽出作为一段蜡液罐稀释溶剂。二段脱油蜡液进二段脱油蜡液罐，加入新鲜溶剂，混合稀释后，由二段脱油蜡液泵送出，一部分经溶剂和凝结水加热后，返回蜡液罐，另一部分至蜡液回收系统。

2) 滤液溶剂回收系统

来自结晶系统的滤液经换热器逐一换热后进入滤液一次塔 T-14, T-14 塔顶蒸出部分溶剂经 E-61A/B、E-60 与结晶来的滤液换热。T-14 底脱蜡油液由滤液二次塔进料泵抽出, 经换热器 E-65A/B, 再经换热器 E-66A/B 加热到 120°C 进入滤液二次塔 T-15, T-15 顶蒸出部分溶剂, T-15 底脱蜡油液由滤液三次塔进料泵 P-31A/B 抽出, 经滤液三次塔进料预热器 E-67A/B 凝结水加热接近泡点温度, 再经滤液三次塔加热器 E-68A-D 蒸汽加热到 177°C 进入塔 T-16, T-16 顶蒸出部分溶剂, T-16 底脱蜡油液借塔压力差的作用进入滤液四次塔进料加热器 E-69, 经蒸汽加热后, 进入滤液四次塔 T-17, T-17 顶蒸出部分溶剂, T-17 底脱蜡油液由位差流入 T-18 滤液汽提塔, 吹水蒸汽汽提残留在脱蜡油中的溶剂。

T-14 顶蒸出溶剂蒸汽经 E-61A/B、E-60 换冷至 40°C 到干溶剂罐, T-15 顶蒸出的溶剂蒸汽经 E-64A/B 换冷后与 T-103 顶经 E-66A/B 换冷后的溶剂汇合至 E-63A/B, 再经滤液二、三次塔顶空冷器 E-70A/B 及湿空冷 E-71A/B 冷却后流入溶剂罐, T-17 顶蒸出溶剂蒸汽与蜡液四次塔、蜡下油液四次塔顶蒸出的少量溶剂汇合后与蜡液换热, 再冷至 40°C 流入湿溶剂罐, T-18 顶蒸出微量溶剂蒸汽和水蒸汽与蜡液汽提塔及蜡下油汽提塔顶出来的微量溶剂蒸汽和水蒸汽和在一起经蜡下油液—滤液、蜡液、蜡下油液汽提塔顶换热器冷却, 再经滤液、蜡液、蜡下油液汽提塔、酮塔顶湿空冷器冷至 40°C 流入水溶剂罐。T-18 底脱蜡油经脱油泵 P-32A/B 抽出, 经 E-65A/B、E-62A/B 换热冷却, 再经脱蜡油水冷器 E-72 冷却后送出装置。

3) 冷冻系统

冷冻系统以氨为制冷剂, 通过氨蒸发吸收热量, 使被冷介质达到要求的温度, 液氨的蒸发温度分为 -35°C 和 -15°C。-35°C 和 -15°C 氨压机全部更新, 分别为两开, 并采用一台 -35°C 氨压机作为备用, 相应液氨罐、氨空冷等附属设备全部更新。

气态氨经液氨分离器分液后分别进入对应温度氨压机。气氨经压缩后升压, 经脱油罐脱油之后到氨空冷器冷却, 进入液氨罐。液氨罐的液氨去蒸发温度为 -15°C 和 -35°C 的各用冷设备, 通过节流蒸发吸收油品和溶剂、氮气介质的热量, 汽化为 -15°C 和 -35°C 的气态氨, 再重复上述制冷过程。

4) 惰性气系统

惰性气系统更新真空泵 3 台，及相应水冷器、氨冷器和三个分液罐。

由管网来的惰性气进入惰性气贮罐。由惰性气压缩机压缩，出口经惰性气压缩机出口分液罐分液后进入脱油氮气水冷器冷却，然后进入惰性气水冷分液罐，分液后进入脱油氮气氨冷器冷却，经惰性气氨冷分液罐分液后，输送至脱蜡氮气中间罐和原一、二段脱油氮气主线，作为二、三段脱油过滤系统使用。

1.6 项目的相容性分析

1.6.1 政策符合性分析

1.6.1.1 产业政策的符合性

1、项目建设与产业政策的符合性结论

根据《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（修正），本项目不属于鼓励、限制、淘汰类，因此属于国家允许的范围，符合国家产业政策要求。

1.6.2 与黑龙江省主体功能区规划符合性

根据《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发[2012]29 号，2012 年 4 月 25 日），本项目与关于大庆市在黑龙江省主体功能区规划符合性，详见表 1.6-1。《黑龙江省主体功能区规划》将黑龙江全省区域内主体功能区分为国家级和省级重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域二级三类区域。

表 1.6-1 本项目与黑龙江省主体功能区规划中大庆市相关要求符合性

序号	类别	规划对大庆市的要求	本项目符合性
1	功能定位	大庆市功能定位为国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地，国家服务外包示范基地，国内著名自然生态和旅游城市。	本项目符合大庆市功能定位要求。
2	产业发展方向及布局	大庆市重点发展高附加值石油化工、天然气化工等接续产业，发展石化产品及精深加工业、农副产品及食品加工业、石油石化装备制造业、以风电和地热为主的新能源、新材料、服务外包、现代物流和旅游等产业。东部工业集聚区重点发展石油化工、石化产品精深加工、精细化工、电子	本项目位于大庆高新技术产业开发区宏伟园区内，位于大庆西部，属于石油化工项目，符合大庆市产业发展方向及布局要求。

序号	类别	规划对大庆市的要求	本项目符合性
		信息和以高新技术为先导的高端装备制造、汽车等产业；西部工业集聚区重点发展石油化工、天然气化工、石油石化装备制造、机电及汽车、新能源等产业；南部工业集聚区重点发展石油化工、精细化工、生物等产业；庆北现代服务业集聚区以庆北新城为重点，发展商贸物流、休闲旅游、服务外包、文化创意等产业。	
3	生态建设	大庆市生态建设重点为加强龙凤湿地自然保护区、红旗林场、红旗水库、大庆水库等核心保护区域的保护，推进环境综合整治和泡泽水系治理，建设一批城市污水处理、垃圾处理项目，积极推进资源型城市向生态园林型城市转变。	本项目位于工业园区内，本次不新增用地，符合大庆市生态建设要求。

综上所述，本项目符合黑龙江省主体功能区规划相关内容。

1.6.3 与黑龙江省、大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要符合性

根据《黑龙江省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2015年11月24日中国共产党黑龙江省第十一届委员会第六次全体会议通过）相关要求，本项目与规划相关符合性详见表 1.6-2。

表 1.6-2 本项目与黑龙江省“十三五”规划中相关要求符合性

序号	类别	规划对大庆市的要求	本项目符合性
1	强化“十三五”规划实施保障	加强安全生产基础能力建设，深化煤矿、危险化学品、油气输送管线、地下经营场所等重点行业领域安全整治，实施危险化学品和化工企业生产、仓储安全环保搬迁工程。	本项目不新增储运设施，均依托现有。符合“十三五”规划中强化实施保障的要求。

综上所述，本项目符合黑龙江省“十三五”规划相关内容。

1.6.4 与《大庆石化结构调整转型升级产业园区规划环境影响报告书》及审查意见符合性分析

根据 2017 年 4 月大庆市环境保护局《关于大庆石化产业结构转型升级产业园区规划环境影响报告书的审查意见》（庆环函[2018]2 号）：

《大庆石化结构调整转型升级产业园区规划》产业定位及功能布局，国家重点、专业化的能源开发转化基地，国家重要的进口能源加工利用基地，黑龙江省

重要的石油化工及加工制造基地，产业链完整、特色鲜明、主业突出的资源加工产业基地，产品附加值高、科技含量高、全国一流的国家石化产业基地。大庆石化结构调整转型升级产业园区功能结构规划为原油加工转化、配套加工区、物流仓储和生产生活服务。以“油头化尾”为抓手，通过改造现有 350 万吨/年常减压装置增炼俄油，规划实现一次加工能力 1000 万吨/年，对园区产品结构进行调整，提高汽油产品比例，降低柴汽比，增产丙烯、液化烃、苯、甲苯、二甲苯，报告书审查意见认为，《大庆石化炼油结构调整转型升级产业园区规划环境影响报告书》对主要环境影响预测分析结果基本合理，对公众意见采纳与否的说明合理，评价结论总体可信，可以作为规划调整和实施依据。大庆石化结构调整转型升级产业园区规划与《大庆市城市总体规划（2011-2020）》、《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）年》等相关规划和政策相协调。在规划实施工程中应依据《大庆石化炼油结构调整转型升级产业园区规划环境影响报告书》结论和审查意见，进一步优化《大庆石化结构调整转型升级产业园区规划》方案，强化各项预防或减缓不良影响对策措施的落实，有效预防和控制大庆石化结构调整转型升级产业园区规划实施可能产生的不良环境影响。

本项目属于鼓励类入区项目，已被园区列为重点项目。由此可见，本项目建设符合《大庆石化结构调整转型升级产业园区规划环境影响报告书》和审查意见的要求。

2 建设项目周围环境现状

2.1 建设项目所在地环境质量现状

1、大气环境

本项目区域环境空气质量引用《2018年大庆市环境状况公报》，执行标准为《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单。详见表7。

表7 2018年大庆市环境空气质量监测指标统计结果

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	12	60	0.20	达标
	24小时平均第98百分位数	32	150	0.21	达标
NO ₂	年平均	22	40	0.55	达标
	24小时平均第98百分位数	50	80	0.63	达标
PM ₁₀	年平均	43	70	0.61	达标
	24小时平均第95百分位数	89	150	0.59	达标
PM _{2.5}	年平均	27	35	0.77	达标
	24小时平均第95百分位数	54	75	0.72	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1.0	4mg/m ³	0.25	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均值第90百分位数	126	160	0.79	达标

项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

其他污染物满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 参考限值；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准的要求。

2、地下水环境

本次地下水现状监测点6个，其中潜水层5个点位、承压水层1个点位，分别位于厂址及厂址上、下游、两侧地区，代表性较强。根据现状水质监测数据及标准指数法评价结果，在监测时段内5个潜水监测点中氨氮、亚硝酸盐、氟化物、铁、锰超标，其中氨氮、亚硝酸盐超标，说明评价区内地下水已受到了一定的污

染，而氟化物、铁、锰的超标是受原生地质环境影响所致。承压水监测点氟化物超标，是受原生地质环境影响所致；其他指标均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848—93）中Ⅲ类标准，石油类、硫化物指标满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅰ类标准，苯、甲苯、二甲苯标准参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表3标准值。

由监测结果表明各个监测点土壤监测值均满足《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中三级标准值要求。1#-7#监测点的石油类、总石油烃监测值略高于背景对照点监测值，可能由于不正常操作及检修过程中产生的散落所致。大庆地区典型的土壤结构对石油类污染物具有很强的吸附截留能力，能使大部分石油类有机污染物被截留在土壤表层。

3、声环境

本项目声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的3类声环境功能区标准要求。

4、土壤环境

由监测结果表明各个监测点土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地要求。

5、地表水

青肯泡为大庆石化公司及周边村屯生活、生产污水的纳污水体，青肯泡无相应功能水体要求。经监测，大庆石化公司排入青肯泡污水COD浓度最大值38.7mg/L、氨氮浓度最大值0.8mg/L，各项指标均满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）（ $COD \leq 50mg/L$ ）。

肇兰新河主要用于防洪、排涝和接纳大庆石化公司和肇东沿线排放的工业废水及生活污水。经监测，肇兰新河肇东排污口下游2000m监测断面、肇兰新河汇入呼兰河前2000m监测断面污水COD浓度最大值269mg/L、氨氮浓度最大值14.0mg/L，不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅴ类标准，属有机污染。肇兰新河的污染主要来自两个方面：一是青肯泡周边村屯生活、生产污水进入肇兰新河，二是肇东市工业及生活污水未经处理排水排入肇兰新河后造成肇兰新河污染严重。

针对肇兰新河污水超标较严重，黑龙江省人民政府根据《水污染防治措施行动计划》（国发[2015]17号）制定了《肇兰新河环境综合整治规划（2016—2020

年)》，同时大庆市政府也制定了《大庆市加强水污染防治工作实施方案》(庆政办发 55 号)，提出“全面控制污染物排放、推动经济结构转型升级、着力节约保护水资源等”切实可行的工作方案使肇兰新河流域大庆市辖区内污染源排放得到进一步控制。

2.2 建设项目环境影响评价范围

2.2.1 大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，D10%为 1535m。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，当 D10%小于 2.5km 时，评价范围以厂址为中心，边长 5km 区域作为大气评价范围。

2.2.2 地表水环境

厂区排污口至肇兰新河大庆市过渡区 93km。

2.2.3 地下水环境

经计算， $L=200\text{m}$ ，场地两侧距离均为 $L/2$ ，上游距离为 500m，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)有敏感目标时，适当扩大评价范围，本项目评价范围为 8.75km^2 (评价范围为矩形，尺寸： $3.5\times 2.5\text{km}$)。

2.2.4 声环境

声环境影响评价范围确定为厂界外 200 米。

2.2.5 环境风险评价

大气环境风险评价范围：本项目以生产装置为中心 5km 范围。

2.2.6 土壤评价

厂界外 200m。

3 建设项目环境影响预测及拟采取的主要措施

3.1 环境保护措施及其可行性论证

3.1.1 废气污染防治措施

3.1.1.1 工艺加热炉烟气

本项目工艺加热炉烟气通过 45m 高排气筒高空排放，工艺加热炉排放烟气满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（ $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 150\text{mg}/\text{m}^3$ 、颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

1、低氮燃烧器

采用低氮燃烧器，用改变燃烧条件的方法来降低 NO_x 的排放，是应用最广，相对简单、经济的有效方法。

低氮燃烧器通常采用分级燃烧技术，分级燃烧技术是指采用两只独立燃料枪将燃料分为两部分进入燃烧器，一部分通过燃烧火道中心燃料枪喷入火道燃烧，另一部分通过布置在火道砖外侧的若干分支燃料枪喷入炉膛完成燃烧。燃料分级配入并在两个相对独立的燃烧区内完成燃烧。中心燃料枪在过量空气中完成燃烧，大量的空气会降低火焰中心的温度，避免热力学 NO_x 的大量生成。外环燃料枪将燃料直接喷入炉膛，燃料在炉内得到预热的同时与氧含量较低的烟气混合完成燃烧，在氧分压低的环境下火焰温度相应的得到降低，也利于降低 NO_x 的生成。任一燃烧阶段的火焰温度均不会接近标准燃烧器内的温度。采用分级燃烧的低氮燃烧器，烟气中 NO_x 浓度一般为 $70\sim 80\text{mg}/\text{m}^3$ 。根据加热炉氮氧化物监测报告， NO_x 浓度为 $35\sim 72\text{mg}/\text{m}^3$ 。本项目加热炉采用低氮燃烧器，烟气 NO_x 浓度能满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015） NO_x 浓度不大于 $150\text{mg}/\text{m}^3$ 污染物排放限值要求。

2、脱硫燃料

本项目使用自产脱硫干气为燃料，从根本上减少二氧化硫的排放。炼油干气

配套设有干气脱硫设施，干气脱硫选用国内外非常成熟的脱硫工艺，脱硫后的干气硫含量不大于 30ppm。本项目加热炉使用脱硫干气，烟气中 SO₂ 浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）100.0mg/m³ 大气污染物排放限值要求。

3、颗粒物

现大庆炼化汽油加氢加热炉采用分级燃烧的低氮燃烧器，根据加热炉氮氧化物监测报告，颗粒物浓度为 6.5~18.0mg/m³。本项目加热炉采用低氮燃烧器，烟气颗粒物浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）颗粒物浓度不大于 20mg/m³ 污染物排放限值要求。

综上，本项目装置工艺加热炉排放烟气满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 大气污染物排放限值（SO₂≤100mg/m³、NO_x≤150mg/m³、颗粒物≤20mg/m³）。

3.2.1.2 VOCs 无组织排放控制及治理措施

本装置生产过程中产生的废气为含溶剂氮气。结晶单元因氮气含氧量不合格时，需补充部分氮气，同时排出部分含氧量高的氮气，为间断排放，其中含有少量甲苯、甲乙酮等溶剂，经溶剂吸收器后进入大庆石化 VOCs 治理系统。

根据《石化行业挥发性有机物综合整治方案》（环发〔2014〕177号）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）及《中国石油天然气集团公司挥发性有机物综合整治工作方案》等要求，大庆石化 2014 年着手开始 VOCs 综合治理工作，从储罐、工艺装置、污水集输系统、装卸设施等方面，开展多次技术交流调研、排查、监测及对标工作，确定治理点源。

大庆石化已建设 VOCs 治理措施，措施内容包括罐区 VOCs 治理、装卸区 VOCs 治理、污水处理场 VOCs 治理和采样 VOCs 治理，具体工程内容包括固定顶罐罐型改造、内浮顶罐浮盘及密封型式改造、增设油气回收或收集装置、更换装卸车鹤管、完善污水处理场臭气密闭系统、采样口增设密闭采样器等内容。

2016 年，大庆石化公司参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，结合企业实际情况开展了全厂泄漏检测与修复工作，并完成了《大庆石化公司 VOCs 管控项目排查报告》。

本项目建成后，项目排放的 VOCs 治理将纳入到全厂 LDAR 系统中，进行

统一管理。

通过以上措施后减少无组织 VOCs 的排放，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5 及《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中限值要求。

3.1.2 废水污染防治措施

本项目按“清污分流、污污分流、分质处理”的原则设置排水系统，对装置各单元排出的污水进行分类处理，按废水性质将废水处理系统分为含硫污水系统、含油污水系统、雨水系统等。

炼油污水处理场始建于 1990 年 3 月，设计处理能力达到 800m³/h。2017 年 6 月，完成了污水处理场提标改造，改造后处理场排水满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 排放限值（其中 COD≤50mg/L）。

1、工艺流程

含油污水经原有提升泵房提升后，首先进入调节除油罐，调节水量、均衡水质，同时去除石油类物质。调节除油罐出水进入隔油池及气浮装置进一步去除石油类物质及悬浮物，气浮装置出水进入 A/O 生化池进行生化处理后，排入二沉池进行泥水分离。二沉池出水经提升泵提升至纤维束过滤器，进一步去除污水中悬浮物。纤维束过滤器部分出水（500m³/h）经原深度处理装置处理后回用；另一部分出水进入含油污水提标装置。进入含油污水提标装置的污水首先经微絮凝砂滤器去除污水中的 SS，再进入臭氧催化氧化池，臭氧在催化剂作用下产生羟基自由基与污水中有机污染物反应，对有机污染物进行氧化或部分氧化，排水可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 排放限值（其中 COD≤50mg/L）排入青肯泡。污水处理场工艺流程见图 3.1-1。

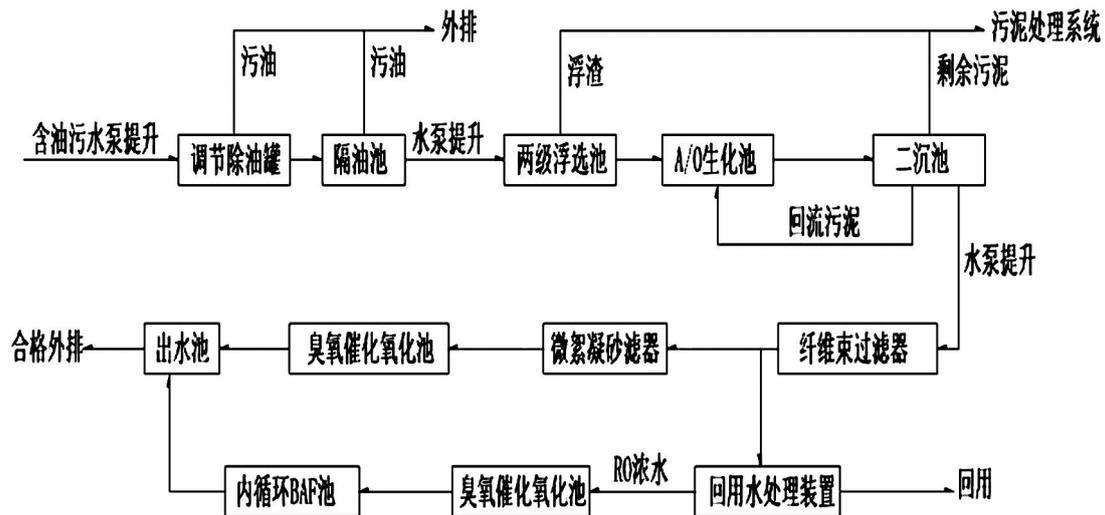


图 3.1-1 工艺流程图

2、进、出水水质

炼油厂污水场进、出水水质见表 3.1-1。

表 3.1-1 炼油厂污水处理系列设计进、出水水质

项目	设计进水水质	设计出水水质
pH	6~9	6~9
石油类	≤500	≤5
挥发酚	≤80	≤0.5
BOD ₅	≤300	≤20
COD	≤1000	≤50
氨氮	≤80	≤8
SS	≤300	≤70
S ²⁻	≤50	≤1.0
CN ⁻	≤0.5	≤0.5

3、依托可行性

本项目产生的含油污水 4.89t/h，炼油污水处理场处理能力 800t/h，现实际处理水量 694.3t/h，富余 105.7t/h，现有污水处理场处理能力可以满足本项目需求。

以上可知，炼油污水处理场富余处理能力、处理工艺可以接纳本工程废水；本项目产生废水水质满足污水处理场进水指标，因此，本项目含油污水依托炼油污水处理场是可行的。

3.1.3 地下水污染防治措施

本项目需要按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

(1) 污染源头控制措施

主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；管线敷设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少由于埋地管道泄漏而造成的地下水污染。

(2) 分区防渗控制措施

主要包括厂内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至污水处理场处理；末端控制采取分区防渗原则。

(3) 制定地下水跟踪监测与信息公开计划

实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

3.1.4 固体废物治理措施

本项目固体废物主要分为危险废物和生活垃圾。本项目产生的固体废物根据“减量化、资源化、无害化”的原则，排出的废物首先考虑回收及综合利用，无利用价值的废物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《国家危险废物名录》（国家环保部令第39号令）进行分类鉴别，在分类鉴别的基础上，拟采用综合利用、外委处置等方法予以处置；生活垃圾交由市政部门处理。本项目固体废物处置率100%。

3.1.5 噪声治理措施

本项目针对各噪声源，拟采取以下噪声治理措施：

(1) 选用低噪声设备和机泵。对噪音大的设备设置隔音罩，使其噪声控制在85dB(A)

以下。

(2) 机泵大多采用低噪声系列电机，而且将泵布置在框架或管廊下，并采用敞开式布置，以利于自然降噪。

(3) 在平面布置上，尽可能地将主要噪声源布置在合理区域内，以减少噪声对操作工人及区域内其他活动人群的影响。

3.1.6 环境风险措施

(1) 总图布置和建筑方面安全防范措施

拟建工程在平面布置中考虑有关防火、防爆、安全、卫生和环境等要求，装置与周围相邻设施的安全距离满足《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008)中对防火间距的要求。

(2) 工艺和设备安全防范措施

装置内件结构主要是防催化剂腐蚀、流失材质，其制造技术在国内都是相当成熟的。随着国内设备制造企业的装备水平和生产能力的提高，其产品质量已达到或接近了世界先进水平。

(3) 消防措施

建立消防系统。

(4) 制定了环境风险防范和应急措施

制定了环境风险防范和应急措施，并与当地政府和相关部门以及周边企业、园区相衔接，建立区域环境风险联控机制。

3.1.7 土壤防治措施

1、源头控制措施

从原料和产品储存、装卸、运输、生产过程、污染处理装置等全过程控制各种有毒有害原辅材料、中间材料、产品泄漏(含跑、冒、滴、漏)，同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取防渗措施，阻止其进入土壤中，即从源头到末端全方位采取控制措施，防止项目的建设对土壤造成污染。

保证各废气处理措施运行良好，可有效降低废气对环境的排放，降低大气沉降对土壤的影响。

从生产过程入手，在工艺、管道、设备、给排水等方面尽可能地采取泄漏控

制措施，从源头最大限度降低污染物质泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时经过硬化处理的地面有效阻止污染物的下渗。

（1）工艺装置

将生产装置区域内易产生泄漏的设备按其物料的物性分类集中布置，对于不同物料性质的区域，分别设置围堰。对于储存和输送有毒有害介质设备和管线排液阀门采用双阀，设备及管道排放出的各种含有毒有害介质液体设置专门废液收集系统加以收集，不任意排放。对于储存、输送等强腐蚀性化学物料的区域设置围堰，围堰的容积能够容纳酸罐或碱罐的全部容积。对于机、泵基础周边设置废液收集设施，确保泄漏物料统一收集至排放系统。

（2）静设备

装有有毒有害介质设备的法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级，必要时采用焊接连接。所有设备的液面计及视镜加设保护设施。设备的排净及排空口不采用螺纹密封结构，且不直接排放。搅拌设备的轴封选择适当的密封形式。

（3）转动设备

所有转动设备进行有效的设计，尽可能防止有害介质（如润滑油等）泄漏。对输送有毒有害介质的泵（离心泵或回转泵）选用无密封泵（磁力泵、屏蔽泵等）。所有转动设备均提供一体化的集液盘或集液盆式底座，并能将集液全部收集并集中排放。

（4）给水排水

各装置污染区地面初期雨水、地面冲洗水及使用过的消防水全部收集，通过泵提升后送污水处理站处理。输送污水压力管道采用地上敷设，重力收集管道宜采用埋地敷设，埋地敷设的排水管道在穿越铁路或公路及厂区干道时采用套管保护，禁止在重力排水的污水管线上使用倒虹吸管。所有穿过污水处理构筑物壁的管道预先设置防水套管，防水套管的环缝隙采用不透水的柔性材料填塞。

2、过程控制措施

从大气沉降、地面入渗三个途径进行控制。

（1）涉及大气沉降途径，可在厂区绿地范围种植对有机物有较强吸附降解能力的植物。

(2) 涉及地面入渗影响的需分区防渗。

对地下或半地下本工程构筑物采取必要的防渗措施，是防范污染地下水环境的基本措施。参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，评价区的半地下工程应将防渗设计纳入整体工程设计任务书中，防渗设计前，应根据建设项目的工程地质和水文地质资料，参考建设项目场地的地下水环境敏感程度、含水层易污染特征和包气带防污性能等资料，分区制定适宜的防渗方案。防渗设计应保证在设计使用年限内不对地下水造成污染。防渗层材料的渗透系数应不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，且应与所接触的物料或污染物相兼容。

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，污染防治区防渗设计一般规定是：石油化工设备、地下管道、建（构）筑物防渗的设计使用年限不应低于其主体的设计使用年限；一般污染防治区的防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；防渗层可由单一或多种防渗材料组成；干燥气候条件下，不应采用钠基膨润土防水毯防渗层；污染防治区地面应坡向排水口或排水沟；当污染物有腐蚀性时，防渗材料应具有耐腐蚀性能或采取防腐蚀措施。具体防渗规定是按照地面、罐区、水池、污水沟和井、地下管道提出设计要求。

项目刚性暂存池防渗设计参照《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）的防渗要求，即“人工合成材料衬层可以采用高密度聚乙烯（HDPE），其渗透系数不大于 10^{-12}cm/s ，厚度不小于 1.5 mm。如果天然基础层饱和渗透系数大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，则必须选用双人工衬层，双人工衬层必须满足下列条件：天然材料衬层经机械压实后的渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不小于 0.5 m；上人工合成衬层可以采用 HDPE 材料，厚度不小于 2.0 mm；下人工合成衬层可以采用 HDPE 材料，厚度不小于 1.0 mm”。

3、风险控制措施

涉及地面漫流途径需设置三级防控。

一级防控：生产装置污染区事故水，先拦截在围堰内，经事故水管道输送至事故池内；同时关闭对应的雨水明沟末端上的闸门，防止污染废水通过雨水明沟排出厂外。

二级防控：当事故池储存到达设定高液位后，如仍有事故水产生，关闭发生

事故装置围堰上与事故水管道连接的阀门、开启与雨水明沟连接的阀门，保证后期的事故水通过雨水明沟最终排入末端事故池中。

三级防控：保证流在路面上的可能污染的雨排水也能截流至雨水明沟，最终汇至雨水沟末端的末端事故池中。

包括一旦发现土壤污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到治理。

4、跟踪监测计划

对厂区土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找污水泄漏源防治污水的进一步下渗，必要时对污染的土壤进行替换或修复。

3.2 环境影响预测

(1) 达标区环境可接受性

项目位于环境质量达标区，评价范围内无一类区。大气环境影响评价结果如下：

a. 本项目新增污染源各污染物的短期浓度贡献值最大浓度占标率均小于100%；

b. 本项目新增污染源各污染物的年均浓度贡献值的最大浓度占标率小于30%；

c. 本项目叠加现状浓度、拟在建项目的环境影响后，主要污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀ 的保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度均符合环境质量标准。

(2) 大气环境保护距离

根据计算，本项目厂界外无短期贡献浓度值出现超标情况，经计算不需设置大气环境保护距离。

综上所述，本项目建成后，大气环境影响可接受，项目大气污染物排放方案可行。

2、地表水环境

本项目按“清污分流、污污分流、分质处理”的原则设置排水系统，对装置各单元排出的污水进行分类处理，按废水性质将废水处理系统分为含硫污水系统、含油污水系统、雨水系统等。

炼油污水处理场始建于1990年3月，设计处理能力达到800m³/h。2017年

6月，完成了污水处理场提标改造，改造后处理场排水满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表1排放限值（其中COD≤50mg/L）。

1、工艺流程

含油污水经原有提升泵房提升后，首先进入调节除油罐，调节水量、均衡水质，同时去除石油类物质。调节除油罐出水进入隔油池及气浮装置进一步去除石油类物质及悬浮物，气浮装置出水进入A/O生化池进行生化处理后，排入二沉池进行泥水分离。二沉池出水经提升泵提升至纤维束过滤器，进一步去除污水中悬浮物。纤维束过滤器部分出水（500m³/h）经原深度处理装置处理后回用；另一部分出水进入含油污水提标装置。进入含油污水提标装置的污水首先经微絮凝砂滤器去除污水中的SS，再进入臭氧催化氧化池，臭氧在催化剂作用下产生羟基自由基与污水中有机污染物反应，对有机污染物进行氧化或部分氧化，排水可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表1排放限值（其中COD≤50mg/L）排入青肯泡。本项目产生的含油污水4.89t/h，炼油污水处理场处理能力800t/h，现实际处理水量694.3t/h，富余105.7t/h，现有污水处理场处理能力可以满足本项目需求。

3、地下水环境

对比评价区范围内计算水头与实际水头结果显示，所建模型能够真实反映实际条件的水流情况。在此基础上，遵循保守原则建立了溶质运移的模型，即假设个污染物总量没有削减，只发生对流-弥散运移。针对项目污染源进行地下水影响预测结果总结如下：池子渗漏100d后，潜水含水层甲苯污染物影响范围2291m²，超标范围2103m²，最大运移距离53m；1000d后，潜水含水层甲苯污染物影响范围7420m²，超标范围6604m²，最大运移距离96m；20a后，潜水含水层甲苯污染物影响范围32520m²，超标范围30560m²，最大运移距离251m。至20a模型预测末期，影响范围及超标范围不超出厂界。

4、声环境

通过选用低噪声设备、采取减振隔声措施以及距离衰减后，本项目昼间、夜间厂界噪声排放能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2003）3类标准。

5、固体废物

项目产生的固废分为危险废物、一般固体废物、生活垃圾。危险废物委托有

资质单位处置；一般固体废物外售处理或综合利用；生活垃圾交由环卫部门处理。固体废物不向外环境排放。本项目产生的固体废物综合利用处置率 100%。

6、环境风险

项目存在的环境风险主要是油类火灾、爆炸、泄漏等事故风险。在充分考虑各种可能发生的风险事故，并采取环评中提到的各种风险防范措施后，可以将本项目运行期风险发生的概率降到最低，制订切实可行的应急预案，在发生事故时能够将损失降到最小程度。

7、土壤

本项目通过定量与定性相结合的办法，从大气沉降、地面漫流和垂直入渗三个影响途径，分析项目运营对土壤环境的影响。企业运行 30 年，土壤中石油烃的预测浓度为 0.053mg/kg，石油烃的大气沉降对土壤的影响较小。同时在企业做好三级防控和分区防渗措施的情况下，地面漫流和垂直入渗对土壤的影响较小。

3.3 建设单位拟采取的环境监测计划及环境管理制度

《环保法》第四十二条明确提出“重点排污单位应当按照国家有关规定和监测规范安装使用监测设备，保证监测设备正常运行，保存原始监测记录”；第五十五条要求“重点排污单位应当如实向社会公开其主要污染物的名称、排放方式、排放浓度和总量、超标排放情况，以及防治污染设施的建设和运行情况，接受社会监督”。根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），排污单位应掌握本单位的污染排放状况及其对周边环境质量的影响，对污染物排放、周边环境质量影响进行监测。

本项目运行期制定了严格的环境监测计划。业委托有资质的监测单位进行污染源监测，并将监测报告存档。

（2）信息报告

建设单位应编写自行监测年度报告，年度报告至少应包含以下内容：

- a) 监测方案的调整变化情况及变更原因；
- b) 企业及各主要生产设施（至少涵盖废气主要污染源相关生产设施）全年运行天数，
各监测点、各监测指标全年监测次数、超标情况、浓度分布情况；
- c) 按要求开展的周边环境质量影响状况监测结果；

- d) 自行监测开展的其他情况说明；
- e) 排污单位实现达标排放所采取的主要措施。

(3) 应急报告

监测结果出现超标的，排污单位应加密监测，并检查超标原因。短期内无法实现稳定达标排放的，应向环境保护主管部门提交事故分析报告，说明事故发生的原因，采取减轻或防止污染的措施，以及今后的预防及改进措施等；若因发生事故或者其他突发事件，排放的污水可能危及城镇排水与污水处理设施安全运行的，应当立即采取措施消除危害，并及时向城镇排水主管部门和环境保护主管部门等有关部门报告。

(4) 信息公开

排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》(环境保护部令第31号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发[2013]81号)执行。非重点排污单位的信息公开要求由地方环境保护主管部门确定。

4 环境影响评价结论

综上所述，中国石油大庆石化分公司蜡脱油改造项目的建设符合国家产业政策，符合地方发展规划要求。本项目建设期和运行期存在的环境问题，在认真落实本报告书各项污染防治措施后，各类污染物可达标排放并满足地区污染物总量控制要求，其影响能够被现有环境所接受。当地公众也表示同意该项目的选址，因此，从环境角度分析，本项目的建设是可行的。