

目 录

第 1 章 概述	3
1.1 项目概况	3
1.2 环境影响评价的工作过程	4
1.3 分析判定相关情况	5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	25
1.5 环境影响评价的主要结论	26
第 2 章 总则	27
2.1 评价总体思想	27
2.2 编制依据	28
2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选	33
2.4 评价标准	35
2.5 评价工作等级	40
2.6 评价范围	48
2.7 环境保护目标及污染控制目标	49
第 3 章 工程分析	54
3.1 现有工程回顾性分析	54
3.2 本次拟建工程分析	89
第 4 章 区域环境现状调查与评价	132
4.1 自然环境概况	132
4.2 环境质量现状调查与评价	139
第 5 章 环境影响预测与评价	165
5.1 施工期环境影响评价	165
5.2 运营期环境预测与评价	177
5.3 环境风险评价	218
第 6 章 环境保护措施及其可行性论证	240
6.1 施工期的环境保护措施	240
6.2 运营期的环境保护措施	242
第 7 章 环境影响经济损益分析	251
7.1 经济效益分析	251
7.2 社会效益分析	251
7.3 环境损失分析	251
7.4 环保投资分析	251
第 8 章 环境管理及监测计划	253
8.1 环境管理	253
8.2 环境监理	256
8.3 环境监测计划	257
8.4 排污口规范化管理	258
8.5 环境保护措施竣工验收	260

8.6 污染物排放清单	262
8.7 排污许可制度衔接及执行	265
第 9 章 环境影响评价结论	266
9.1 项目概况	266
9.2 建议	270

第 1 章 概述

1.1 项目概况

1.1.1 项目背景

根据《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环境影响报告书》及审查意见【新环审〔2021〕82号】，温宿区块主要分为温北油田、红旗坡油田、柯柯牙油田、赛克油田。截止 2024 年 03 月，温北油田已建采油井 234 口，目前单井平均日产液约 7.6t/d，日产油约 4.9t/d，采用罐车拉油方式生产，采出液加热后通过采油平台上储油罐自然沉降脱水，脱水合格净化油（1.0%）拉运至附近的炼厂交油，伴生气用于采出液加热。温北油田已建联合站 1 座，主要负责温北油田温 6 断块、温 17 断块及其周边区块采出气液集输与处理任务。原油处理设计规模 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，采用“热化学沉降”处理工艺；采出水处理设计规模 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力沉降-压力反应-过滤”工艺；注水设计规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“低压供水，高压注水，集油区单干管多井配水”密闭注水工艺；天然气处理设计规模 $10\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水”处理工艺；联合站预留扩建位置。

柯柯牙油田位于塔里木盆地西北边缘，紧邻温北油田。该油田预计部署油井 202 口，气井 11 口，2024 年年产油达到高峰，年产油 18 万吨，天然气年产量 4000 万方左右，2038 年期末预计累产油 180 万吨，累产气 5.4 亿方。已有 190 口井采用拉油工艺进行生产，伴生气就地放空，无系统地面配套设施。为满足柯柯牙油气藏产能开发的需要，解决目前拉油费用高、伴生气就地排放造成资源浪费等问题，急需新增片区的站场设施。

本次项目根据柯柯牙油田开发方案，结合目前温北油田已建地面工程场站、管网分布情况，开展地面系统集输、处理和输送方案研究，以制定技术经济合理、安全可靠的地面集输系统，满足油藏开采新形势下地面工艺系统场站设施与管网高效运行的需要。

1.1.2 建设项目特点

柯柯牙油田位于塔里木盆地西北边缘，紧邻温北油田。该油田预计部署油井 202 口，气井 11 口，2024 年年产油达到高峰，年产油 18 万吨，天然气年产量 4000 万方左右，2038 年期末预计累产油 180 万吨，累产气 5.4 亿方。已有 190 口井采用拉油工艺进行生产，伴生气就地放空，无系统地面配套设施。为满足柯柯牙油气藏产能开发的需要，解决目前拉油费用高、伴生气就地排放造成资源浪费等问题，提出柯柯牙油田地面建设工程，拟建项目位于温宿县城东北 8.8km 处，中心地理位置坐标：E80° 18' 40.58"，N41° 20' 21.79"。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），本项目属于石油开采项目；属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》中第五、石油和天然气开采业-7 陆地石油开采中“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”中“涉及环境敏感区的”（涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区），应编制环境影响报告书。

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司于 2025 年 4 月委托乌鲁木齐市绿净天源环保技术咨询有限公司承担《柯柯牙油田地面建设工程》的环境影响评价工作（见附件 2）。我公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托阿克苏天鸿检测有限公司对本项目区域大气、土壤、地下水及声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

环境影响评价工作分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。

环境影响报告书编制工作程序见图 1.2-1。

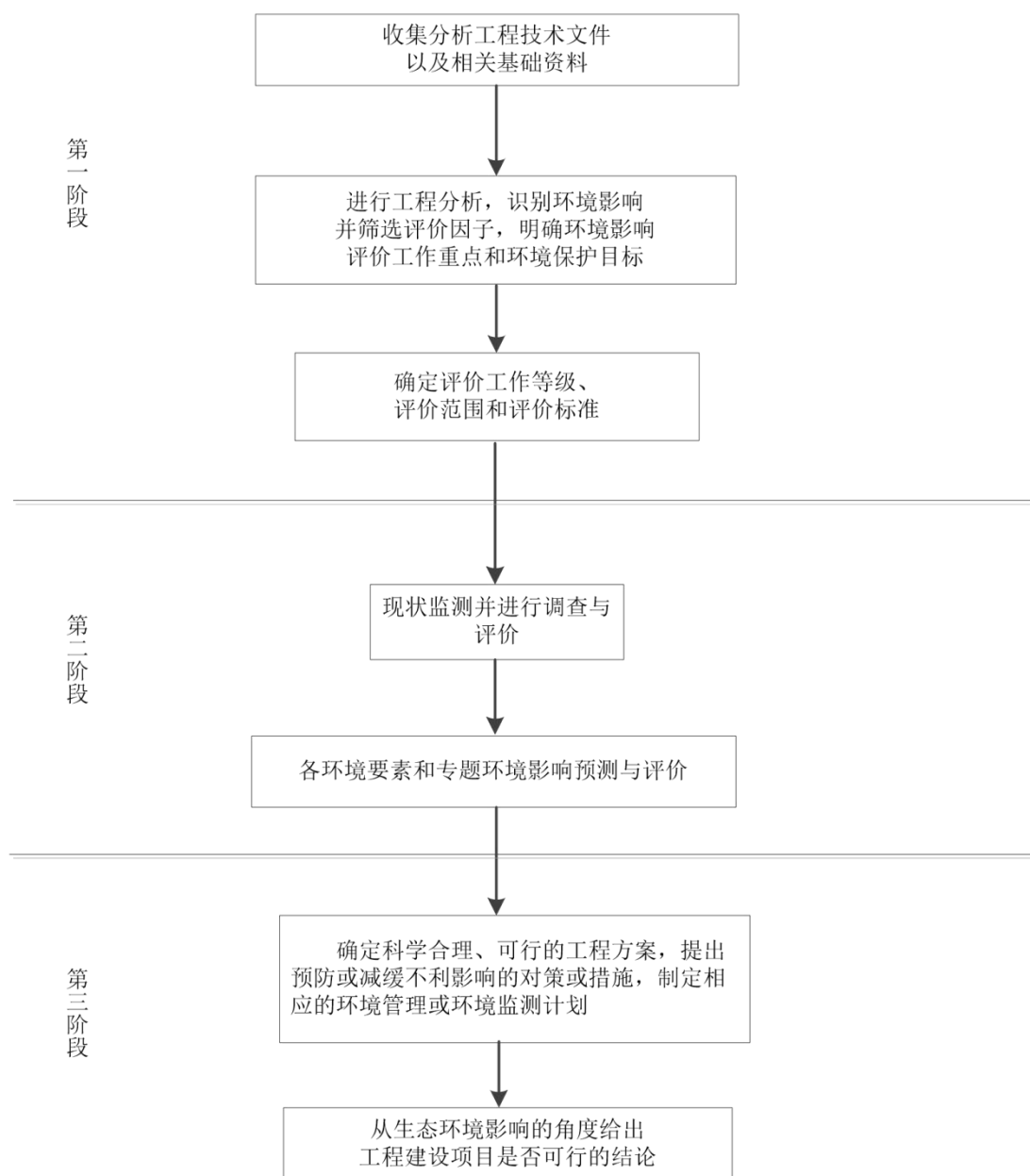


图 1.2-1 环境影响评价工作流程图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 产业政策及相关规划符合性判定

本项目与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》、《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》、《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等相关要求符合性分析结果见表 1.3-1。

1.3.2 与环境保护相关文件符合性分析

1.3.2.1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）文件中提出：“二、深化项目环评“放管服”改革（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。”

本项目为地面站项目环境影响评价，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》环办环评函〔2019〕910 号文件中相关要求。

表 1.3-1 与相关规划符合性分析结果一览表

文件名称	相关要求	本项目	分析结果
《产业结构调整指导目录（2024 年本）》	第一类鼓励类七、石油、天然气 1、常规石油、天然气勘探与开发	本项目为地面工程，为开采石油天然气配套工程	符合
中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要和 2035 年远景目标纲要	十四五期间实施能源资源安全战略。坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。	本项目属于油气勘探开发，符合“保持原油和天然气稳产增产，扩大油气储备规模”，有利于促进石油增储稳产。	符合
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。	本项目位于塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田，进行油气勘探开发。	符合
新疆维吾尔自治区环境保护条例	建设对环境有影响的项目，应当依法进行环境影响评价。建设单位应当在开工建设前向有审批权的环境保护主管部门报批建设项目环境影响评价报告书、报告表	本次项目正在办理环评手续	符合
阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	“十四五”时期，坚持稳粮、优棉、促畜、强果、兴特色，突出绿色化、优质化、特色化、品牌化，依托温宿国家农业科技园区的辐射带动作用，推动农业供给侧结构性改革，重点发展农副产品精深加工业；利用温宿县境内石油、天然气优势资源，围绕产业园区发展规划，依托博孜—大北区块、温宿区块、温宿西区块的油气资源，着力推进油气开采业；利用温宿县石油、天然气、优质煤炭、石灰石和岩盐等资源，加快布局引进石油、天然气精细化工项目，积极发展石油化工产业。 创新油地战略合作，围绕油地持续、稳定、健康、有序发展目标，深化油地关系，加强油地共建战略合作，大力支持中石油、中石化加大油气勘探开发投入，积极参	本项目为塔里木盆地温宿区块油气勘探开发，区块位于温宿县，符合规划中“大力支持有实力的企业实施矿产资源勘探、开发”。	符合

	与油气资源勘探开发，加快项目联手，打造产业联盟，推进更多石化企业属地化注册，大力发展混合所有制经济，不断推动油地合作向更高层次、更宽领域拓展，逐步提高油气资源开发市场化程度，增强油气资源对地方经济社会发展保障作用。		
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划 2021-2025 年)	环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田建设。	本项目属于环塔里木能源矿产勘察开发区。属于重点开发区	符合
	重点勘查开采矿种：石油、天然气、页岩气、煤层气、煤、能源矿产，铁、铬、锰、铜、镍、钴、铅锌、金、锂、铍、钒、钛等金属矿产，以及钾盐、萤石、硅质原料等非金属矿产。	本项目属于石油开采，属于重点开采矿种	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划环评结论	空间管制：《规划》明确划定重点开采区、限制开采区，明确勘查、开发禁止进入生态环境保护红线区。对其中既有矿权采取逐步有序的退出机制。	本项目位于温宿县一般管控单元，不在生态红线内	符合
	优化调整建议主要为：落实生态环境保护政策落实与规划方案的调整优化应从三个大的方面全盘考虑。一是进一步优化矿产资源勘查开发布局，二是加强矿产资源开发利用与保护更加合理，三是更加有效实施矿产资源规划分区管理。宏观层面的建议：调整矿山规模结构，进一步优化调整矿山布局，改革矿产资源管理机制。微观层面的建议：合法合规、绿色建矿，加强科技创新，提高生产效率，减少污染排放，加强清洁生产，发展循环经济，加强矿山环境恢复治理。对于临近生态保护红线的规划探矿权采矿权界线进行勘界落实，确保设置的探矿权、采矿权不进入保护区内。	本项目区位于温宿县，属于石油天然气开发项目，不涉及生态环境保护红线。	符合
	自然保护区要依据国家有关法律和《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》以及自然保护区规划进行管理。逐步调整自然保护区内产业结构，通过人口转移、建立示范等形式，发展生态旅游等适宜产业，保护好自然保护区内的资源。禁止在风景名胜区内进行与风景名胜资源无关得生产建设活动，旅游、基础设施建设必须符合风景名胜区规划。森林公园内除必要的保护和附属设施外，禁止其他任何生产建设活动，禁止毁林开荒和毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为，不得随意占用、征	本项目不在自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园等，管网距离最近水源边界有 1.1km。	符合

	用和转让林地。地质公园内除必要的保护和附属设施外，禁止其他任何生产活动。湿地公园以保护湿地生态系统完整性、维护湿地生态过程和生态服务功能并再次基础上充分发挥湿地的多种功能效益、开展湿地合理利用 为 宗旨，可供公众游览休闲或进行科学、文化和教育活动。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内进行开发建设。所有项目不能在饮用水源地一级和二级保护区内实施。		
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划环评审查意见	下层位矿产资源规划在依法开展环评时应落实矿产资源开发生态环境保护要求，结合规划重点任务，落实生态环境分区管控要求。《规划》中所包含的重大建设项目开展环境影响评价时，应符合规划环评结论和审查意见，重点评价项目 建设对区域生态、水环境、土壤环境等影响和环境风险，深入论证生态环境保护措施的可行性，规划协调性分析等内容 可适当简化。	本项目位于温宿县一般管控单元，工程的建设符合该管控单元的要求，采取的生态、水环境、土壤环境和环境风险保护措施具有可行性。	符合
新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环境影响报告书》及审查意见	新疆塔里木盆地温宿区块位于塔里木盆地西北边缘，勘探开发范围涉及阿克苏市、温宿县。地理坐标范围为东经 80°03'45"-80°37'00"，北纬 41°00'00"-41°30'30"，规划面积 1086.264 平方千米。规划年限为 2021-2025 年，计划钻探风险探井、预探井和评价井 98 口，计划钻探开发井 304 口，计划建成高峰原油年产 60 万吨产能。 (二) 严守环境质量底线，严格污染物管控。根据规划区域及周边环境质量变化趋势，严格落实污染物削减替代方案，确保区域环境质量改善。优化油田开采工艺，减少挥发性有机废气排放量。加强区域污染源监控，各污染物应长期稳定达标；保障油田油田采出水处理效率，确保达标回注，减轻对区域地下水和土壤环境的影响；进一步强化各类固体废物的管理和处置。 (三) 严格油田勘探开发项目的环境准入。落实《报告书》中提出的环境管控要求和生态环境准入清单，规划内包含的建设项目在实施过程中尽量减少占地面积并避让饮用水源保护区、基本农田、湿地公园等环境敏感区。阿克苏河、台兰河、多浪河等水体岸边 1000 米范围，划为限制开发区。 (四) 强化油气田环境风险管理，强化应急响应联动机制，保障区域环境安全。编制、	① 本项目属于新疆塔里木盆地温宿区块柯柯牙油田配套地面站及集输管线工程。建设地点、建设规模、建设内容与规划符合。 ② 根据《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）第 41 条规定：“建设项目中防治污染的设施，应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求，不得擅自拆除或者	符合

	完善突发环境事件应急预案，配备应急物资，建立应急队伍，定期开展应急演练。 (五) 加强环境管理。在施工期、运营期和闭井期建立和实施 HSE 管理体系，确保各项环保设施的正常运行，制定并执行污染源、环境质量监测计划及生态调查方案。 (七) 建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环境诉求;定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	闲置”。 ③本项目不在生态保护红线内。生产过程中，加强生产管理，严格落实废气防治措施，各类危废分区储存，定期由库车红狮环保科技有限公司清运处置，生活垃圾由环卫部门清运处置。 ④项目运营后定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	
新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划	落实国家能源资源安全战略，结合阿克苏地区实际，合理确定重点、限制、禁止勘查开采矿种。 ——重点勘查开采矿种：石油、天然气、煤层气、煤等能源矿产，铁、锰、钒、铜、铅锌、锑、铝土矿、金、铌、钽等金属矿产，钾盐、石膏、重晶石、石灰岩、饰面石材、硅质原料、岩盐、晶质石墨等非金属矿产。 ——限制开采矿种：砖瓦用粘土，严格控制钨、稀土等特定保护性开采矿产。 ——禁止开采矿种：禁止开采砷和放射性等有毒有害物质超过规定标准的煤炭项目，砂铁、砂金、汞、可耕地砖瓦用粘土等矿产。	本项目为石油开采，属于重点开采矿种	符合
	——矿产资源产业重点发展区域。紧紧围绕地区“76331”战略关于建设能源产业集聚区的发展定位，推进能源化工、建材冶金及战略新兴产业集群建设，坚持走资源开发可持续道路，进行科学合理开发和战略储备，全力支持自治区和国家经济社会发展，切实保障国家战略能源安全，把阿克苏地区建设成为国家重要的战略能源资源保障区。“十四五”期间，着力打造库-沙-新-拜能源化工产业重点发展区、阿-温战略新兴产业重点发展区	本项目位于温宿县，属于重点发展区域。	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	（一）适用范围 适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。 （二）选址与空间布局 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。 2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。 3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。 （三）污染防治与环境影响 1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。 2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高	本项目选址符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》规划，也符合《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环境影响报告书》及审查意见【新环审（2021）82号】；本项目以柯柯牙油田地面建设项目及配套管网进行评价，项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式；项目石油、采出水采用管线集输输送至温北联合站进行处理，；项目对柯克亚油田的伴生气净化处理后小部分用于加热炉；大部分通过环塔利民管道外输。采出水依托温北联合站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）	符合
-------------------------------	--	---	----

	含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫黄回收工艺，减少二氧化硫排放。 3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。 4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。 5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。 6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。 7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。 8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染	等相关标准后回注油层，不外排；项目产生的危废交由库车红狮环保科技有限公司处置；一般固废由厂家回收；生活垃圾集中收集后，拉运至温县生活垃圾填埋场处置。	
--	--	---	--

	遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（。）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（。）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。		
《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）	大力发展新能源和清洁能源。推进风电光伏等清洁能源基地建设，构建新型电力系统。推进新能源与优势产业联动发展，加大高载能行业和自备电厂清洁能源替代力度。非化石能源消费比重和电能占终端能源消费比重达到相关规划要求。持续增加天然气生产供应，优先保障居民生活和清洁取暖、农业散煤治理等需求。 严格合理控制煤炭消费总量。在保障能源安全供应前提下，联防联控区合理控制新改扩建用煤项目；不得将使用石油焦、焦炭、兰炭等高污染燃料作为煤炭减量替代措施。完善联防联控区煤炭消费减量替代管理，煤矸石、原料用煤不纳入煤炭消费总量。高质量建设国家大型煤电煤化工基地，原则上不再新增自备燃煤机组，推进现有自备燃煤机组清洁能源替代。合理保障支撑电力稳定供应、电网安全运行、清洁能源大规模并网消纳的煤电项目及其用煤量。完善联防联控区骨干电网建设，保障冬季生产网电需求。 推广新能源、清洁能源汽车应用。到2025年，党政机关新增或更新公务用车中新能源汽车比例不低于80%，公交、出租、城市物流配送、轻型环卫等公共服务领域新增或更新车辆中新能源汽车比例不低于50%，高速公路服务区快充站覆盖率不低于60%，充换电设施逐步适应城市新能源车增加需求。严格执行机动车强制报废标准规定，加快淘汰国三及以下排放标准机动车。加强汽车排放性能维护（维修）站建设。加快淘汰采用稀薄燃烧技术的燃气货车。联防联控区火电、钢铁、煤炭、有色、水泥、煤化工等行业和物流园区推广新能源中重型货车。加强重型货车路检路查和入户检查。	本项目柯柯牙处理站对天然气进行净化处理后通过环塔利民管道外输，有利于南疆地区清洁能源替代本也有利于南疆地区公交出租车辆的清洁能源使用	符合
《中华人民共和国防沙治沙法》	按照《中华人民共和国防沙治沙法》文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法	项目采取了防沙治沙措施： （1）通过工程建设，维持	符合

	提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。	现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。 （2）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。 （3）严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。	
--	-------------------------------	--	--

1.3.2.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析见表 1.3-2。

表 1.3-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

序号	相关要求	本项目	分析结果
1	第八条禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目矿权范围内不涉及上述禁采区	符合
2	第十条煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评报告按条例要求，提出了环境监理的要求。	符合
3	第十一条煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	本项目环评报告中在生态影响章节提出了生态恢复的相关要求。	符合
4	第十六条煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	根据项目设计相关资料，建设过程不使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	符合
5	第二十二石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	施工过程有完善的质量环境安全管理体系，能够做到场地平整、清洁卫生。	符合
6	第二十三条石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	阿克苏中曼油气勘探开发有限公司关于油气集输管线、储存设施等，有一套完善的管理制度，例行巡检积累了丰富的事故处置经验。	符合
7	第二十四条石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标	本项目不涉及钻井和井下作业	符合

	的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。		
8	第二十五条石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目不涉及钻井和井下作业	符合
9	第二十七条煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	危废分类收集后运至项目红 6 井危废物暂存库分区存放，委托有资质单位清运处置。	符合
10	第二十八条煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目加热炉使用油田伴生气，并安装了低氮燃烧器，可有效减少污染物排放	符合

1.3.2.3 与石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）相关要求符合性分析结果见表 1.3-3。

表 1.3-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	文件要求	项目	分析结果
1	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施	本项目涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区，环评报告对生态环境影响进行充分论证。	符合
2	行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	采用清洁生产工艺和技术，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目为石油开采配套地面工程	符合

4	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	石油开发过程中产生的伴生气外输环塔利民管道(其他项目)外售,火炬只作为应急使用。项目区不是鸟类迁徙通道	符合
5	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	各收集贮存装置按照相关标准采取防渗措施	符合

1.3.2.4 与《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》符合性分析

表 1.3-4 与《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》

符合性分析

序号	文件要求	项目	分析结果
1	油气田开发建设项目的建设运营单位为油气田勘探开发活动环保责任单位,对在其作业区域内发生运营活动负有监督和管理责任。业主单位负责人为该油气开发区域内环保第一责任人	本项目建设单位为阿克苏中曼油气勘探开发有限公司,为项目环保第一负责人	符合
2	严格落实油气田开发项目环评等级和权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状,明确环境影响已评价和开发范围(即老区块)、未评价和开发范围(即新区块)的范围坐标,整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处,凡属环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为,其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件,报地州市环保局审批;凡属环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件	本项目为地面站及集输管线工程,环评文件报阿克苏地区生态环境局审批	符合
3	针对部分油气田开发企业存在的“边建边投、未验先投”环境违法行为开展专项清理。各油气田开发业主单位高度重视,认真开展自查,清理违法行为,对自查中存在“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目,主动接受行政处罚,尽快完善环保手续;确属“分期建设”的,应制定实施分期建设、分期工环保验收的整改方案,严格落实各项环境保护措施,依规合法生产运营。整改方案须明确整改完成竣工环境保护验收时间,已投产项目原则上须于3个月内完成竣工环境保护验收。自查报告和整改方案及开发建设及环评范围“一张图”于9月30日前同步上报。	温宿区块柯柯牙油田各开采井均办理了环评手续,本项目油气分离后的含水石油送至温北联合站,该联合站目前已完成环保验收工作	符合

1.3.2.5 《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

表 1.3-4 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

序号	文件要求	项目	分析结果
1	重点区域范围：京津冀及周边地区。长三角地区。汾渭平原。	本项目所在区域不属于重点区域	符合
2	鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本项目油田伴生气作为加热炉燃料回用，剩余天然气外输环塔利民管道（其他项目）外售，火炬做应急使用	符合
3	高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造。确保工业企业全面稳定达标排放。推进玻璃、石灰、矿棉、有色等行业深度治理。全面开展锅炉和工业炉窑简易低效污染治理设施排查，通过清洁能源替代、升级改造、整合退出等方式实施分类处置。推进燃气锅炉低氮燃烧改造。生物质锅炉采用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施，禁止掺烧煤炭、生活垃圾等其他物料。推进整合小型生物质锅炉，积极引导城市建成区内生物质锅炉（含电力）超低排放改造。强化治污设施运行维护，减少非正常工况排放。重点涉气企业逐步取消烟气和含 VOCs 废气旁路，因安全生产需要无法取消的，安装在线监控系统及备用处置设施。	本项目加热炉均使用油田伴生气，并安装了低氮燃烧器，可有效减少污染物排放	符合

1.3.2.6 《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》符合性分析

表 1.3-4 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》符合性分析

序号	文件要求	项目	分析结果
1	石油勘探开发单位的新建、扩建、改建、区域开发和引进项目等，必须执行环境影响报告的审批制度，执行防治污染的设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投产使用的制度。	本项目的污染防治设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投产	符合

2	石油勘探开发单位应当加强防治污染设施的管理，配备专门管理及操作人员，建立岗位责任制和操作规程，保证设施的正常运行。	本项目配备专门管理及操作人员，建立岗位责任制和操作规程	符合
3	石油勘探开发单位排放的废气、烟尘、粉尘，应当符合国家和自治区有关规定；天然气、油田伴生气及炼化系统中排放的可燃性气体应当回收利用；不具备回收条件而向大气排放的可燃气体，必须经过充分燃烧或者采取其他防治污染的措施。	本项目油田伴生气作为加热炉燃料回用，剩余天然气外输环塔利民管道（其他项目）外售，火炬做应急使用	符合

1.3.2.7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，新环环评发〔2020〕138号符合性分析

表 1.3-4 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

序号	文件要求	项目	分析结果
1	生态影响分析:重点评估项目对沙区植被、土壤稳定性及防沙治沙工程的影响，预测土地沙化趋势变化。	根据《新疆第六次沙化监测报告》成果中的沙化土地类型分布图可知，本项目所在区域属于非沙化土地，属于非沙化区。	符合
2	防治措施:提出植被恢复、沙障设置、水土保持等针对性措施，确保生态保护与工程建设同步实施。	已提出水土保持、植被恢复等措施	符合
3	公众参与:涉及敏感区的项目需公开征求沙区居民及利益相关方意见	根据《新疆第六次沙化监测报告》成果中的沙化土地类型分布图可知，本项目所在区域属于非沙化土地，属于非沙化区。	符合

1.3.3 三线一单符合性分析

本工程位于阿克苏地区温宿县，根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023年更新版），阿克苏地区共划定环境管控单元 109 个(不含兵团)，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元，实施分类管控。

优先保护单元 62 个，占地区国土面积的 27.56%。主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、自然公园、重要湖库等一般生态空

间管控区。优先保护单元中的生态保护红线区要严格按照国家和自治区生态保护红线管理相关规定进行管控:一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则,开发建设活动严格执行相关法律法规要求,严守生态环境质量底线,确保生态功能不降低。

重点管控单元 38 个,占地区国土面积的 1.41%。主要包括人口集中的城镇建成区、工业开发活动集中的产业园区和矿产资源开发集中的重要矿区等。重点管控单元要着力优化空间布局,不断提升资源利用效率,有针对性加强污染物排放管控和环境风险防控,解决生态环境质量下降、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 9 个,占地区国土面积的 71.03%。主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善。对照《阿克苏地区生态环境管控单元图》,本项目位于阿克苏市的一般管控单元和温宿县的一般管控单元。项目对照《阿克苏地区生态环境管控单元图》位置关系见附图。本项目不属于高能耗、高污染建设项目。本工程选址选线较为合理,污染物能够满足达标排放要求,对周边区域环境影响较小。经对照分析,项目建设符合阿克苏地区生态环境准入清单要求。将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线,以及所属行业及区域环境准入负面清单相关要求对比分析见表 1.3-4。

表 1.3-4 三线一单符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求,对划定的生态保护红线实施严格管控,保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距离生态环境保护红线较远,未穿越红线,不在生态保护红线范围内。	符合
关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知 自治区划定环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求;一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则,开	本项目位于一般管控单元,属于塔里木河流域重点治理区。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。	符合

案>通知	发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。		
关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格生态环境准入。阿克苏地区总体管控要求对接自治区总体管控要求和自治区七大片区中“天山南坡片区”管控要求，重点突出塔里木盆地北缘荒漠化防治、保障生态用水。	本项目位于一般管控单元，一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	符合
阿克苏地区生态环境准入清单	温宿县生态环境准入清单： 一般管控单元： 执行阿克苏地区总体管控要求中污染物排放的要求。	本项目位于阿克苏地区温宿县，污染物排放标准执行阿克苏地区总体管控要求中污染物排放的要求。	符合
环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	据区域例行监测点数据可知，项目区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是因为区域受沙尘影响，PM ₁₀ 、PM _{2.5} 超标现象严重。本项目施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为废气污染源，包括加热炉废气、站场无组织废气，加热炉使用伴生气，安装低氮燃烧器，达标排放；生活污水进化粪池后由吸污车外	环境质量底线

		运；正常情况下不会对周围地下水环境造成影响；生活垃圾集中收集交环卫部门清运，危废依托红 6 危废暂存间，定期交库车红狮环保科技有限公司处置，固废能得到合理规范处置。本项目的建设不会改变区域环境质量现状，能够满足《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号）文件中“环境质量底线”的要求。	
资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标	项目为石油天然气开采配套地面工程，运营过程中消耗水资源较少，对区域水资源影响较小。项目运行过程中消耗天然气，为项目产生的伴生气，对区域能源影响较小。站场永久占地达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（GB36600-2018）》，场地外农用地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（GB15618-2018）》。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线	资源利用上线
环境准入清单	《新疆维吾尔自治区生态环境准入清单》中阿克苏地区温宿县环境准入清单-规划发展产业：依托农业产业基地，形成自治区重要的农副产品加工基地；依托丰富的水资源，煤炭、岩盐、石油天然气等矿产资源，发展新型能源产业、建材产业，重点发展煤盐化工、石油天然气化工等重化工产业；依托独特的交通区位优势，打造阿克苏地区重要的商贸物流基地。	①对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“石油开采”。 ②项目位于阿克苏市温宿县，属于新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划中的建设内容，符合准入要求。 ③不在《市场准入负面清单（2019 年版）》、《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（。）》《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（。）》内。	符合

1.3-5 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原,合理利用天然草地,稳步推进草原减牧,加强保护区管理,维护自然景观和生物多样性。	本项目不位于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护,规范油气勘探开发作业,建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系,逐步形成生态屏障。	本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,施工过程中严格控制施工占地,尽量减少占地,建设完成后,采取措施及时恢复临时占地,对施工作业带进行生态恢复,尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整,维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度,实施博斯腾湖综合治理。	本项目位于阿克苏地区温宿县和阿克苏红旗坡地区,不涉及巴州境内的博斯腾湖,本项目区距离塔里木河较远,不涉及塔里木河	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本项目已提出土壤污染防治措施,本项目不涉及涉重金属行业污染防控	符合

本项目位于温宿县一般管控单元,编号为ZH65292230001,与温宿县分区管控方案符合性见下表:

表 1.3-6 温宿县生态环境分区管控方案符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
空间布局约束 1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外,其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划,污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山,依法整治;对污染治理不规范的露天矿山,依法责令停产整治,对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的	本次项目不涉及基本农田	符合

	露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。		
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中污染物排放管控的要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	项目加热炉设有低氮燃烧器+15m 高排气筒。各污染物排放浓度及烟囱高度均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2标准要求	符合
环境风险管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中环境风险防控的要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	本项目运营期将制定完备的环境风险应急预案。本项目环境风险的影响是可控的	符合
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中资源利用效率的要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.水，加强洗煤废水循环利用。推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目采用伴生气用于加热炉座燃料，减少了伴生气排放，节约能源	符合

1.3.4 选址合理性

根据油区井位分布，结合油品物性、地形地貌及开发特点等因素，兼顾近期与远期滚动开发，将新建与已建相结合，采用丛式井场与小站场相结合、集输与注水专业相结合的模式进行总体布局，并充分考虑利用地势高差，合理布站，降低井口回压，简化集油工艺，降低投资。总体布局主要思路：

- (1) 处理站尽量布置在井组的集输半径中心，地势平坦，交通方便的地方；
- (2) 结合原油物性，核算集输系统，井口回压 $<1.5\text{MPa}$ ，保证脱水可靠，系统安全、平稳运行；
- (3) 站场布局应充分结合油、气外销情况，缩短流程、减少投资；
- (4) 站场远离居民区等敏感目标。

经综合考虑，本次项目在红 58 井北侧建柯柯牙处理站 1 座，便于收集各井油气，并有利于与温北联合站之间油气输送，本项目不在生态保护红线范围内，远离村庄等居民区域，选址较为合理。

1.3.5 分析判定结论

本项目建设符合现行产业政策；项目选址符合当地城市规划要求。项目建设规模、建设性质、选择的工艺路线符合国家产业政策要求；经与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、生态环境准入清单分析对照后，判定本项目具备开展环境影响评价工作的前提和基础条件。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为石油天然气开采配套地面工程，运营期项目废气主要为无组织挥发烃类气体、站场加热炉的烧料废气等，噪声为站内设备运行过程中产生的噪声，废水主要为生活污水等；固体废物主要为过滤器油渣、项目设备维护和维修过程中产生的废机油、废油桶、清罐油泥、废劳保用品以及生活垃圾等。

据现场调查，本项目地处温宿县城东北方向 8.7km，周围无风景名胜区、森林公园、地质公园、国家级公益林、地方级重点公益林等环境保护目标。

本项目关注主要的环境问题是为施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、加热装置燃烧废气等对周围环境风险的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家现行产业政策；各项清洁生产标准符合要求；通过采取污染防治措施，各类污染物可达标排放。项目实施过程中严格落实生态保护措施后，项目建设不会对区域生态环境产生明显影响。项目实施过程中，在严格落实各项污染防治措施及生态保护措施前提下，从环保角度考虑，本项目建设可行。

在该项目环境影响评价工作中，得到了各级生态环境部门的大力支持和建设单位的密切配合，在此一并表示感谢。

第2章 总则

2.1 评价总体思想

2.1.1 评价原则

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），环境影响评价的原则是：突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

2.1.1.1 依法评价

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

2.1.1.2 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

2.1.1.3 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.1.2 评价目的

本次环境影响评价的目的是：

(1)通过现状调查、资料收集及环境监测，评价建设项目所在区域的环境质量背景状况和主要环境问题。

(2)通过详细的工程分析，明确建设项目的�主要环境影响，筛选对环境造成影响的因子。并通过类比调查，核算污染源源强，预测项目建设对环境影响的程度与范围。

(3)从环保法规、产业政策、环境特点、污染防治等方面进行综合分析，对拟建项目的环境可行性做出明确结论。

通过分析判定建设项目选址、规模、性质和工艺路线等与国家、地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划的符合性，并与生态保护红线、

环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单进行对照，作为开展环境影响评价工作的前提和基础。

通过对建设项目环境影响评价，使本项目建设及生产运行所产生的环保、经济和社会效益得到充分的发挥，对环境产生的负面影响减至最小，实现环境、社会和经济协调发展的目的。

2.1.3 评价内容

本评价的主要工作内容：工程分析、环境质量现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境管理监测计划。

2.1.4 编制思路

在评价过程中通过广泛查阅文献资料，对项目的工程特点、排污特点进行梳理分析，做到条理清楚、脉络分明、详略得当、重点突出，充分体现项目建设特点和排污特征，使得项目总体评价结论清晰明了，真实可信。

2.1.5 评价方法

- (1) 环境质量现状评价采用现状监测与资料调查法；
- (2) 工程分析中产污节点分析结合现有联合站工程的运行数据类比分析；相关源强核算采用《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ 884—2018）所推荐的方法，采用实测法、产排污系数法及类比法；
- (3) 环境空气、地下水、声环境、土壤影响预测采用模型预测法；
- (4) 环境风险采用模型预测法；
- (5) 污染防治措施论证采用类比法；
- (6) 公众参与由建设方开展，采用环境信息网络公示、报纸公示和网络问卷调查方式后编制公参单行本，报告书评价采用其结论。

2.2 编制依据

2.2.1 环境保护法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日修正；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日修正；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日修正；

- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 27 日修正；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2021 年 12 月 24 日修订；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修正；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，（2012 年修订，2012.02.29 实施修订）；
- (9) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日修正；
- (10) 《中华人民共和国水法》，2016 年 7 月 2 日修正；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》，2017 年 12 月 20 日修正；
- (12) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修正；
- (13) 《中华人民共和国突发事件应对法》，（2024 年修订，2024.11.1.施行）；
- (14) 《中华人民共和国土地管理法》，2019 年 8 月 26 日修正；
- (15) 《中华人民共和国城乡规划法》，2019 年 4 月 23 日修正；
- (16) 《中华人民共和国安全生产法》，2021 年 6 月 10 日修正；
- (17) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日修正。
- (18) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》；
- (19) 《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》；
- (20) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》。

2.2.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院第 682 号令，2017.10.01；
- (2) 《排污许可管理条例》，中华人民共和国国务院令 第 736 号，
- (3) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，国发〔2013〕37 号，2013 年 9 月 10 日；
- (4) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日；
- (5) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》，国发〔2016〕31 号，

2016 年 5 月 28 日；

(6) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，2020 年 11 月 5 日

(7) 《危险化学品目录（2022 年调整版）》；

(8) 《危险化学品安全管理条例（2013 年修正）》，2013 年 12 月 7 日；

(9) 《国务院办公厅关于石化产业调结构促转型增效益的指导意见》，国办发〔2016〕57 号；

(11) 《国家突发环境事件应急预案》，国办函〔2014〕119 号，2014 年 12 月 29 日。

2.2.3 产业政策

(1) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，2024.2.1 实行。

2.2.4 国家各部门规划、规章及规范性文件

(1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日施行；

(2) 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令 部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日；

(3) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》；

(4) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》；

(5) 《国家发展改革委、商务部关于印发市场准入负面清单草案（试点版）的通知》；

(6) 关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（。）》的通知；

(7) 关于印发《环评与排污许可监管行动计划（2021-2023）》、《生态环境部 2021 年度环评环评与排污许可监管工作方案》的通知；

(8) 关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告；

(9) 关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告；

(10) 《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》；

(11) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）；

- (12)《排污许可管理办法（。）》；
- (13)《危险废物转移管理办法》，2022年1月1日；
- (14)《企业事业单位环境信息公开办法》；
- (15)《污染源自动监控管理办法》；
- (16)《突发环境事件应急管理办法》；
- (17)《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》；
- (18)《控制污染物排放许可制实施方案》；
- (19)《关于印发环评与排污许可监管行动计划(2021-2023)》；
- (20)《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部4号令，2019年1月1日。

2.2.5 地方规划、政策

- (1)《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》；
- (2)《中国新疆水环境功能区划》；
- (3)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》；
- (4)《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔2021〕81号）；
- (5)环办环评函〔2019〕590号关于在南疆四地州深度贫困地区实施《环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策有关事宜的复函；
- (6)《新疆维吾尔自治区排污许可证管理暂行办法》；
- (7)《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》。

2.2.6 技术导则及规范

2.2.6.1 编制技术导则

- (1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ 2.1-2016)；
- (2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；
- (5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ 2.4-2021)；
- (6)《环境影响评价技术导则·土壤环境（。）》（HJ964-2018）；
- (7)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ 19-2022)；

- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (9) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号)。

2.2.6.2 技术规范及指南

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016);
- (2) 《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018);
- (3) 《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016);
- (4) 《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018);
- (5) 《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021);
- (6) 《环境影响评价技术导则土壤环境(。)》(HJ964-2018);
- (7) 《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022);
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (9) 《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2023);
- (10) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(。);
- (11) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014);
- (12) 《石油化工企业环境保护设计规范》(SH3024-1995);
- (13) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017);
- (14) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017);
- (15) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016);
- (16) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020);
- (17) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号);
- (18) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);
- (19) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023);

- (20) 《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019)；
 (21) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)。

2.2.6.3 其它相关依据

- (1) 《阿克苏市地下水资源评价报告》(2020.04)；
 (2) 《阿克苏市饮用水源保护区划分方案》(2010.12)；
 (3) 《温宿县地下水资源评价报告》(2020.04)；

2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析,工程建设对周围环境的影响因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境、生态环境及固体废物等。

施工期的环境影响主要表现为非污染生态影响,施工内容主要为地面工程建设等,施工活动将对生态环境产生一定不利影响,主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。与施工期相比,运营期对环境的污染影响稍轻,但持续的时间较长。本工程环境影响因素识别及筛选见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别结果

污染环节 环境要素	施工期			运行期
	场地平整	道路施工管线敷设	地面工程	石油加热处理
环境空气	-1	-1	-1	-2
地表水	0	-1	0	0
地下水	0	0	0	-1
声环境	-1	0	-1	-2
土壤	-1	-1	-1	-1

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”——不利影响

2.3.2 评价因子筛选

根据环境影响因素识别,确定本工程的现状及影响评价因子筛选见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子筛选表

序号	环境要素	现状调查与评价因子	环境影响评价因子
1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、非甲烷总烃	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃
2	地表水	pH、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、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、硫化物	石油类
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、锰、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类（以苯酚计）、硝酸盐、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、氰化物、氟化物、铬（六价）、汞、砷、镉、铅、石油类	石油类
4	噪声	等效连续 A 声级（Leq）	等效连续 A 声级（Leq）
5	土壤	建设用基本因子：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、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、氯乙烷、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、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 农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；特征因子：石油烃	石油烃
6	生态环境	动物、植被类型、土壤类型、土地利用状况等	生水土流失等
7	废水	-	锅炉软水制备过程产生废水、反冲洗废水、生活污水
8	固废	-	施工期：一般工业固废（施工土方、施工废料），生活垃圾； 运营期：危险废物（清罐油泥、过滤器油渣、废机油、废油桶、废分子筛）， 一般工业固废（软水制备废树脂）、废脱硫剂，生活垃圾
9	环境风险	石油	石油

2.4 评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

区块内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及其修改单要求。

2.4.1.2 地表水环境

管线沿线的农渠执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类标准限值，集气及输水管线穿越的柯柯牙河根据《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，柯柯亚尔河在工程段为III类水体。

2.4.1.3 地下水环境

按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的规定，地下水参照III类地下水质量标准进行评价，其中石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

2.4.1.4 声环境

厂界外200m范围内执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

2.4.1.5 土壤环境

本次项目处理站用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（GB36600-2018）》中第二类用地风险筛选值；周边园地土壤适用于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（GB15618-2018）》表1中风险筛选值。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5}执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中浓度，具体见表2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	浓度限值 (ug/m ³)	标准来源
SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)
	24h 平均	150	
	1 小时平均	500	
NO ₂	年平均	40	
	24h 平均	80	
	1 小时平均	200	
CO	24h 平均	4000	
	1 小时平均	10000	
O ₃	日最大 8 小时平均	160	
	1 小时平均	200	
PM ₁₀	年平均	70	
	24h 平均	150	
PM _{2.5}	年平均	35	
	24h 平均	75	
非甲烷总烃	1 小时平均	2mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》

2.4.2.2 地下水环境质量标准

地下水质量评价标准参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中III类标准执行，见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准

序号	检测项目	单位	标准值	标准来源
1	pH 值	/	6.5≤pH≤8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450	
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000	
4	硫酸盐	mg/L	≤250	
5	氯化物	mg/L	≤250	
6	铁	mg/L	≤0.3	
7	锰	mg/L	≤0.10	
8	挥发性酚类 (以苯酚计)	mg/L	≤0.002	
9	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0	
10	氨氮 (以 N 计)	mg/L	≤0.50	
11	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	
12	菌落总数	CFU/mL	≤100	

13	石油类	mg/L	/
14	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤1.00
15	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤20.0
16	氰化物	mg/L	≤0.05
17	氟化物	mg/L	≤1.0
18	汞	mg/L	≤0.001
19	砷	mg/L	≤0.01
20	镉	mg/L	≤0.005
21	铬（六价）	mg/L	≤0.05
22	铅	mg/L	≤0.01
23	钾	mg/L	/
24	钙	mg/L	/
25	钠	mg/L	≤200
26	镁	mg/L	/
27	碳酸盐（CO ₃ ²⁻ ）	mg/L	/
28	重碳酸盐（HCO ₃ ³⁻ ）	mg/L	/

2.4.2.3 声环境质量标准

声环境质量评价标准采用《声环境质量标准》(GB3096-2008)的 2 类标准，详见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量标准 单位：等效声级 Leq: dB (A)

类 别	昼 间	夜 间
2 类	60	50

2.4.2.4 土壤环境质量标准

项目用地范围内的建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控质量标准（。）》（GB36600-2018）表 1 中建设用地（第二类用地）土壤污染风险筛选值（基本项目及其他项目），项目区周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（。）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，详见表 2.4-4 和 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目） 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172

3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铅	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500

38	苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
42	蒽	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500	5000	9000

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）单位：mg/kg

序号	监测项目	第二类筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	40	40	30	25
4	铅	70	90	120	170
5	铬	150	150	200	250
6	铜	50	50	100	100
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

①无组织废气

处理站边界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 排放控制要求。处理站站内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 中无组织排放限值，具体见表 2.4-6。

②有组织废气

本次新建加热炉废气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放限值；具体见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准 单位：mg/m³

工期	污染物	排放限值	执行标准	监控点
施工期	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控 浓度限值	周界外浓度 最高点
运营期	无组织非甲 烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物 排放标准》(GB39728-2020) 5.9 边界污 染物控制要求	边界
		10 (1h)	《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019)表 A.1 中无组织排放限 值	处理站内部
		30 (1次)		
	颗粒物	20	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉排放 限值；	排气筒
	SO ₂	50		
	NO _x	200		
	烟气黑度(林 格曼黑度， 级)	≤1		

2.4.3.2 生活污水

本项目不新增定员，不新增生活污水。

2.4.3.3 噪声

建筑施工场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)；运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，详见表 2.4-7、表 2.4-8。

表 2.4-7 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB (A)

类别	昼间	夜间
标准值	70	55

表 2.4-8 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB (A)

类别	昼间	夜间
2	60	50

2.4.3.4 固体废物

固体废物处置执行：《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)。

2.5 评价工作等级

2.5.1 环境空气

2.5.1.1 评价等级判别依据

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模式 AERSCREEN，根据项目污染源初步调查结果，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i ，及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度， mg/m^3 ；

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量标准， mg/m^3 。

C_{0i} 一般选用 GB3095 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值；如项目位于二类环境空气功能区，应选择相应的二级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用导则 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

评价级别判据依据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中规定见表 2.5-1。如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者（ $P_{\max}$ ）。

表 2.5-1 大气评价级别判据

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

2.5.1.2 判别估算过程

本评价选用 HJ2.2-2018 附录 A 推荐模型中估算模式 AERSCREEN，本项目估算模型参数表见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模式计算参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村

	人口数（选城市选项时）	/
最高环境温度/℃		39.7
最低环境温度/℃		-22.9
土地利用类型		农用地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

根据本项目工程分析结果，选择正常工况下主要污染物排放参数，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 污染物计算参数选取表

污染源	污染物	污染源强 (kg/hr)	排气温度 (℃)	排气筒 (m)		污染源 性质
				高度	内径	
加热炉	颗粒物	0.0056	100	15	0.5	点源
	NO _x	0.0435				
	SO ₂	0.005				
站区	非甲烷总烃	0.119	100m×100m			面源

本项目所有污染源的正常排放的污染物的 P_{max} 和 D_{10%} 预测结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 P_{max} 和 D_{10%} 预测和计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (mg/m ³)	P _i (%)	占标率 10% 的最 远距离 D _{10%} (m)	P _{max} (%)
1	相变加热炉（有组织）	PM ₁₀	4.96E-05	0.01	/	1.42
		NO _x	7.69E-04	0.31		
		SO ₂	4.42E-05	0.01		
2	罐区及设备区 （无组织）	非甲烷总烃	2.84E-02	1.42		

本项目 P_{max} 最大值出现在新建罐区无组织排放的非甲烷总烃，最大占标率为 1.42%。根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐模型中估算模型（AERSCREEN）分别计算污染物的最大环境影响，然后按照评价工作等级判据进行分级。本项目大气环境评价等级确定为二级。

2.5.2 地表水环境

依据《环境影响评价技术导则·地表水环境》（HJ2.3-2018）中规定，本项目属于水污染影响型建设项目，根据废水排放方式和排放量划分评价等级。

表 2.5-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q /（ m^3/d ）； 水污染物当量数 W /（无量纲）
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	-

注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染物当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起收纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m^3/d ，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m^3/d ，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

本次项目生产废水主要为设备分离器废水、加热炉软水制备废水和反冲洗废水，加热炉软水制备废水和反冲洗废水较为清洁可用于场地洒水抑尘，分离器废

水采取排污罐收集后定期运至温北联合站处理。本次项目生活污水进入化粪池，定期由吸污车外运污水厂。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》

（HJ/T2.3-2018）中关于环境影响评价工作分级要求，本项目按三级 B 评价，不进行预测评价，重点分析该污染治理措施可行性及合理性分析。

2.5.3 地下水环境

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目处理站部分属于附录 A 中的 F 石油天然气：37 石油开采，地下水环境影响评价项目分类中的 I 类项目；新建集输管线部分属于 F 石油、天然气类，41、石油管线，地下水环境影响评价项目类别划分为 II 类。

本项目所有工程均不在集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的水源地）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的
环境敏感区

综上分析，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及

《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），处理站地下水评价等级为二级，输油管线地下水评价等级为三级。

表 2.5-7 地下水环境影响评价工作等级划分表

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

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），结合本项目噪声源强和项目所在地声环境特点，判定声环境影响评价工作等级为二级。等级判定结果见下表。

表 2.5-8 声环境影响评价工作等级划分的基本原则

评价等级判别依据	声环境功能区类别	项目建设前后评价范围内 敏感目标噪声级增高量	受噪声影响 范围内的人口数量
一级评价	0 类	大于 5dB (A) [不含 5dB (A)]	显著增多
二级评价	1 类、2 类	3~5dB (A) [含 5dB (A)]	增加较多
三级评价	3 类、4 类	小于 3dB (A) [不含 3dB (A)]	变化不大
本项目	2 类	无噪声敏感目标	无增加
评价等级	2 类地区，二级评价		

2.5.5 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(。)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。为判定项目区土壤是否属于盐化、酸化和碱化，特委托土壤检测，数据如下表所示：

表 2.5-9 土壤理化特性调查表

样品状态	T1-1: 浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、干； T1-2: 浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、潮；
------	--

			T1-3: 浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、潮。		
序号	检测项目	单位	检测结果		
			T1-1 (表层土)	T1-2 (中层土)	T1-3 (深层土)
1	pH值	无量纲	8.18	8.36	8.24
2	阳离子交换量	cmol+/kg	5.7	4.3	3.8
3	饱和导水率	mm/min	3.44	3.51	3.65
4	氧化还原电位	mv	723	745	804
5	土壤容重	g/cm ³	1.55	1.39	1.47
6	孔隙度	%	30.50	30.35	24.91
7	水溶性盐总量	g/kg	0.9	0.8	0.6
8	水分	%	4.8	5.5	5.7
备注	/				

根据实测数据,工程所在区域土壤盐分含量为0.6-0.9g/kg, Ph 值在 8.18-8.36, 不属于酸化、碱化、盐化地区, 属于 HJ964-2018 表 1 中判定的不敏感, 拟建工程类别只需按污染影响型判定评价等级。以下按污染类进行评价等级判定:

(1) 项目类别识别

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), “建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程, 按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价”。故本项目处理站部分可判定为 I 类; 项目集输管线属于油类输送管道, 按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 占地规模

根据 HJ964-2018, 本项目属于污染影响型建设项目, 建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)、小型($\leq 5\text{hm}^2$)。本次项目用地面积为 75 亩(50000m^2), 即 5hm^2 , 属于小型占地规模。

(3) 土壤环境敏感程度判定

项目区处理站周边存在园地, 管线沿线存在农田, 故判定土壤环境敏感程度为“敏感”。

(4) 评价等级判定

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，详见 2.5-10。

表 2.5-10 污染影响型评价工作等级划分表

评价等级 敏感程度	占地规模								
	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	二级	三级	三级	—	—

根据表 2.5-9 的划分依据，本项目处理站为 I 类中的小型项目，土壤敏感程度为“敏感”，土壤环境影响评价工作等级为一级；本项目集输管线为 II 类中的小型项目，土壤敏感程度为“敏感”，土壤环境影响评价工作等级为二级。综上，本项目污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

2.5.6 环境风险

依据环境风险潜势判定环境风险评价工作等级，本项目地下水环境风险评价工作等级为二级，大气环境风险评价工作等级为三级。判定过程具体见“5.3 环境风险评价”章节。

2.5.7 生态环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-11。根据判定可知，因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-11 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/

c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	本项目地下水及土壤影响范围内未分布有天然林、公益林；	/
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地面积为 0.05km ² <20km ²	/
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	已采用	三级

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目所在区域不涉及导则中所列的生态敏感区，本评价生态环境影响评价范围为处理站站界周围 50 米，各油气管线沿线两侧各 300 米。

2.6 评价范围

根据确定的评价等级和技术导则，结合当地气象、水文、地质条件和本项目“三废”排放情况及周围企事业单位、居民区分布等环境特点确定环境影响评价范围。结合区域环境特征，确定本次评价范围。

2.6.1 大气环境评价范围

大气环境影响评价范围：根据筛选结果，评价范围以处理站为中心，各自分别外扩 2.5km、边长 5km、面积 25km² 的矩形范围。

2.6.2 地下水环境评价范围

本次评价范围的确定，在项目整体评价范围的基础上，处理站站界外东西各

外扩 1km，北侧外扩 1km，南侧外扩 2km 约为 4km² 的区域；管线地下水评价范围为管线两侧 200m。

2.6.3 声环境评价范围

评价范围为处理站边界外延 200m 和管线中心线外两侧外延 200m。

2.6.4 土壤环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJT349-2023），本项目土壤环境（污染影响型）评价范围为处理站和管线外延 1km 范围。

2.6.5 风险环境影响评价范围

项目大气环境风险评价为三级评价，评价范围同大气环境评价范围。

地下水环境风险评价为二级评价，范围同地下水环境评价范围。

2.6.6 生态环境影响评价范围

生态环境影响评价范围为处理站外 300m 范围，油气管线两侧 300 米范围。

本项目环境影响评价范围见表 2.6-1、附图 8。

表 2.6-1 项目评价范围

序号	项 目	主要影响因素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	废气排放影响	二级	处理站为中心，边长 5×5km 的范围
2	地下水环境	石油泄漏	二级	处理站东西两侧外扩 1km，北侧外扩 1km，南侧外扩 2km，管线两侧 200m。
3	声环境	处理站设备	二级	项目区厂界外 200m
4	生态环境	施工建设、运营期	简单分析	处理站周边 300m，管线两侧 300m
5	土壤环境	污染影响型	一级	项目区厂界及管线两侧 1km 范围内
6	环境风险	火灾爆炸	大气三级	评价范围分别以处理站为中心，各向 2.5km、边长 5km、面积 25km ² 的矩形范围
		风险物质泄漏影响	地下水二级	同地下水评价范围

2.7 环境保护目标及污染控制目标

2.7.1 环境保护目标

本项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护区等需要特殊保护的环境敏感区域。具体保护目标基本情况见表 2.7-1、2.7-2、附图 4、附图 5。

2.7.1.1 大气环境保护目标

项目大气环境评价范围内敏感目标见表 2.7-2。

2.7.1.2 水环境保护目标

地表水保护目标为沿线农渠及集气管线、输水管线穿越的柯柯牙河；地下水环境保护目标为项目区地下水及温宿县饮用水水源地。

表 2.7-1 周边地区水源地一览表

水源地名称	距项目区最近距离(m)	方位	水源地拐点坐标		备注
			经度	纬度	
温宿县城镇供排水公司二水厂水源地	3200	管网南侧	80° 15'55.39"	41° 16'47.14"	一级水源地，坐标为一级水源地拐点坐标
			80° 16'12.49"	41° 16'47.45"	
			80° 15'58.03"	41° 16'43.10"	
			80° 16'01.93"	41° 16'43.53"	
			80° 16'02.37"	41° 16'40.77"	
			80° 16'15.65"	41° 16'42.10"	
台兰河灌区四乡四场水厂	1100	管网东北	80° 23'23.81"	41° 20'38.86"	一级水源地，坐标为一级水源地拐点坐标
			80° 23'57.95"	41° 20'36.87"	
			80° 23'15.32"	41° 20'7.16"	
			80° 23'47.70"	41° 20'5.32"	
温宿镇农业队水厂水源地	3400	管网北侧	80° 10'51.90"	41° 21'37.64"	设有一级水源地和二级水源地，坐标为二级水源地拐点坐标
			80° 12'15.32"	41°21'38.99"	
			80° 10'47.15"	41°20'30.01"	
			80° 12'16.20"	41° 20'29.77"	
温宿镇艾沿格布依村水厂水源地	7300	管网北侧	80° 14'24.60"	41° 25'7.75"	设有一级水源地和二级水源地，坐标为二级水源地拐点坐标
			80° 15'48.70"	41°25'8.26"	
			80° 14'25.52"	41°24'0.86"	
			80° 15'48.39"	41° 23'59.40"	
多瓦水厂水源地	10000	管网东侧	80° 30'18.72"	41° 18'01.84"	一级水源地，坐标为一级水源地拐点坐标
			80° 30' 32. 61"	41° 18' 03. 91"	
			80° 30' 19. 23"	41° 18' 56. 72"	
			80° 30' 32. 69"	41° 18' 01. 21"	
			80° 30' 19. 27 "	41° 18' 55. 70"	
			80° 30' 32. 60"	41° 18' 00. 31"	
			80° 30' 19. 86"	41° 18' 51. 04"	

			80° 30' 33.00"	41° 18' 52.74"	
--	--	--	----------------	----------------	--

2.7.1.3 声环境保护目标

项目处理站厂址所在区域周围 200m 范围内不存在居民区、学校、医院等声环境敏感点，无声环境保护目标；管道沿线分布有村庄，将 200 米范围内村庄纳入声环境保护目标。

2.7.1.4 土壤环境保护目标

本次项目处理站周边 50 米存在园地，管线周边存在农田，园地和农田均为土壤环境敏感目标。

表 2.7-2 环境保护目标一览表

环境要素	敏感目标	工程名称	最近距离 (m)	方位	敏感属性	人数	标准
环境空气	衡地村	红 102 井至红 11 井集油支线	30	北	村庄	300	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
	上萨合提村	红 9 至柯柯牙处理站集气支线	60	北	村庄	500	
	吐木秀克镇第三卫生院		780	东	医院	350	
	下萨合提村		1000	南	村庄	500	
	沿格博依村	红 71 井场至红 74 井场集油支线	30	南	村庄	400	
	核桃新村	温 21 转油站至柯柯牙处理站集输管线	200	北	村庄	300	
	核桃林场一队		30	东南	村庄	200	
	叶吐比斯村		130	西北	村庄	300	
	喀依给村	柯 26 至柯柯牙处理站输气支线	30	东	村庄	400	
	龙口村	红 71 井场至红 74 井场集油支线	1000	南	村庄	500	
	柯克亚村	红 75 井场至红 74 井场集油管线	600	南	村庄	350	
	巴格其村小学	红 9 井集气管线	1600	南	小学	500	
	拜什买热克村	柯 9 集气管线	900	东	村庄	650	
	龙喀克拜什买热克村		1200	东南	村庄	450	
	兰干村	红 9 至柯柯牙处理站集气支线	1600	西	村庄	450	
	红旗社区		1600	西	居民区	850	
	萨依巴格村	红 75 井场至红 74 井场集油管线	30	南	村庄	600	
声环境	衡地村	红 102 井至红 11 井集油支线	30	北	村庄	300	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类

	上萨合提村	红 9 至柯柯牙处理站集气支线	60	北	村庄	500	
	沿格博依村	红 71 井场至红 74 井场集油支线	30	南	村庄	400	
	核桃新村	温 21 转油站至	200	北	村庄	300	
	核桃林场一队	柯 柯 牙 处 理 站	30	东南	村庄	200	
	叶吐比斯村	集输管线	130	西北	村庄	300	
	喀依给村	柯 26 至柯柯牙处理站输气支线	30	东	村庄	400	
	萨依巴格村	红 75 井场至红 74 井场集油管线	30	南	村庄	600	
地表水	柯克亚河	项目集气管线和回输水管线穿越					《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类
	革命大渠	沿线					《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类
地下水	厂区地下水及 周边区域水源地	周边水源地方位、距离和拐点坐标详见表 2.7-1					《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
土壤	园地	50 米	处理站 周边	/	/	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（。）》（GB15618-2018）	
	农田	20-50 米	管线周 边	/	/		
交通道路	吐和高速	穿越					
	G314	穿越					

2.7.2 污染控制目标

本工程环境控制目标按各种环境要素可分：

2.7.2.1 大气环境控制目标

处理站加热炉中的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放限值；厂界无组织废气排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。保证厂界周边范围内的环境空气质量不因项目的建设和运营而下降。

2.7.2.2 水环境控制目标

地面做好硬化及防渗，保证项目区地下水环境质量不因项目的建设和运营而

下降，确保项目所在区域的水环境不改变其现有使用功能。

2.7.2.3 声环境控制目标

保护厂界周边 200m 范围内的区域声环境质量，保证厂界不超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

2.7.2.4 固体废物污染控制措施

切实做好危险废物的处置工作。对工程产生的各类固体废物，按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）有关规定。保证不因本项目的建设造成项目区域环境的破坏。

2.7.2.5 土壤控制目标

避免对项目区土壤造成污染，尤其要保护周边的园地及农田不受本项目的影

2.7.2.6 生态控制目标

防止对周围植被、土壤和现有土质结构产生破坏性影响，保护项目区周边生态环境质量不因项目的建设受破坏。

2.7.2.7 环境风险控制目标

保证项目产生的环境风险达到可以接受的水平。

第3章 工程分析

3.1 现有工程回顾性分析

3.1.1 现有区块概况

根据《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环境影响报告书》及审查意见【新环审〔2021〕82号】，温宿区块主要分为温北油田、红旗坡油田、柯柯牙油田、赛克油田。截止2024年03月，温北油田已建采油井234口，目前单井平均日产液约7.6t/d，日产油约4.9t/d，采用罐车拉油方式生产，采出液加热后通过采油平台上储油罐自然沉降脱水，脱水合格净化油（1.0%）拉运至附近的炼厂交油，伴生气用于采出液加热。温北油田已建联合站1座，主要负责温北油田温6断块、温17断块及其周边区块采出气液集输与处理任务。原油处理设计规模 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，采用“热化学沉降”处理工艺；采出水处理设计规模 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力沉降-压力反应-过滤”工艺；注水设计规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“低压供水，高压注水，集油区单干管多井配水”密闭注水工艺；天然气处理设计规模 $10\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水”处理工艺；联合站预留扩建位置。

柯柯牙油田位于塔里木盆地西北边缘，紧邻温北油田。该油田预计部署油井202口，气井11口，2024年年产油达到高峰，年产油18万吨，天然气年产量4000万方左右，2038年期末预计累产油180万吨，累产气5.4亿方。已有190口井采用拉油工艺进行生产，伴生气就地放空，无系统地面配套设施。为满足柯柯牙油气藏产能开发的需要，解决目前拉油费用高、伴生气就地排放造成资源浪费等问题，提出本次柯柯牙油田地面建设工程。

3.1.1.1 现有工程概况

截至目前，柯柯牙油田总开井数为190口，日产液量 1085.32m^3 ，日产油量 607.86m^3 ，在井场拉油外销。

表 3.1-1 柯柯牙油田生产现状表

序号	层位	区域名称	开井数 (口)	产液量 (m ³ /d)	产油量 (m ³ /d)	井口平均 含水率%	平均套压 (MPa)	平均回压 (MPa)	生产 方式
1	J2、J3、∈、Zq、 Nh、Zs、∈2s	柯柯牙 油田	190	1085.32	607.86	44	1.8	0.13	拉油 外销

柯柯牙油田油井多为丛式井组，在井场设有阀组、计量罐和油罐，不同井口油管线通过井场阀组汇合，采出液通过生产汇管进入 50m³ 油罐自然沉降脱水，脱水合格净化油（0.5%）在井场装车外销。各单井油计量通过阀组切换至计量汇管后去计量罐计量。

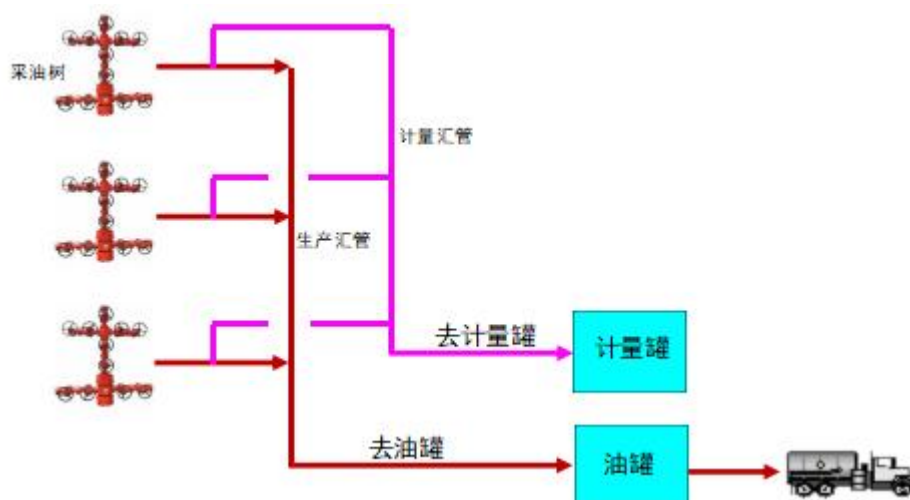


图 3.1-1 油井采油流程图

柯柯牙油田各井占地类型为耕地、园地、草地、林地及部分建设用地，目前，项目钻井工程临时占地均已平整夯实，并已依据占地类型进行了经济补偿，不涉及基本农田。

柯克亚 190 口油井的环评手续见下表 3.1-2：

表 3.1-2 柯克亚油田现有各油井工程环保手续统计表

油井名称	批复名称	批复文号	项目坐标	验收情况
红 52-4-平 1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 52-4-平 1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2023〕342 号	东经 80°20'58.773", 北纬 41°21'16.597"	通过验收
红 74-1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 74-1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕230 号	东经 80°15'32.133", 北纬 41°18'	通过验收
柯 16-5-平 1、柯 16-6-平 1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 16-5-平 1、柯 16-6-平 1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕243 号	东经 80°21'11.430", 北纬 41°14'15.548"	通过验收
红 80 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 80 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕231 号	东经 80°18'54.978", 北纬 41°21'39.968"	通过验收
红 79-8、红 79-9、红 79-10 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 79-8、红 79-9、红 79-10 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕109 号	东经 80°21'25.093", 北纬 41°21'37.911"	通过验收
红 9-1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 9-1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕496 号	东经 80°21'49.686", 北纬 41°17'05.176"	通过验收
柯 161、柯 161-1、柯 161-2、柯 161-3 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 161、柯 161-1、柯 161-2、柯 161-3 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕514 号	东经 80°22'04.112", 北纬 41°22'03.095"	通过验收
红 52-19、红 52-20、红 52-21 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 52-19、红 52-20、红 52-21 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕154 号	东经 80°20'57.713", 北纬 41°21'17.752"	通过验收
柯 103 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 103 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕107 号	东经 80°16'24.894", 北纬 41°21'30.802"	通过验收

红 79 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 79 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕232 号	东经 80°21'25.536"，北纬 41°21'39.968"	通过验收
柯 22-6-平 1 井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 22-6-平 1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕439 号	东经 80°20'18.198"，北纬 41°21'6.933" （阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
红 59-9、红 59-10、红 59-11、红 59-12、红 59-13、红 59-14 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 59-9 井等（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕155 号	东经 80°20'18.198"，北纬 41°21'6.933" （阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
红 78、红 78-1、红 78-2、红 78-3、红 78-4、红 78-5 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 78 井组（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕173 号	阿克苏市红旗坡片区	通过验收
柯 107 井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 107 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕283 号	东经 80°20'01.541"，北纬 41°21'	通过验收
柯 106 井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 106 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕305 号	东经 80°18'05.441"，北纬 41°23'00.397" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
柯 16-1 井、柯 16-5-平 2 井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 16-1 井等（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕414 号	东经 80°21'09.415"，北纬 41°14'（具体秒数未提及）（温宿县实验林场）	通过验收
柯 19-6-平 1 井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 19-6-平 1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕421 号	东经 80°19'02.420"，北纬 41°19'39.960" （阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
柯 18-6-平 1 井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 18-6-平 1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕435 号	东经 80°18'37.156"，北纬 41°19'23.155" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
红 72 井组（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 72 井组（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕256 号	东经 80°21'37.657"，北纬 41°21'56.285" （阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
柯 37 井（勘探井）	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 37 井作业区	阿地环审〔2024〕180 号	阿克苏市红旗坡片区	通过验收

	建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复			
红 58-4、红 58-5、红 58-6 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 58-4、红 58-5、红 58-6 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕473 号	东经 80°18'49.314"，北纬 41°20'15.927"	通过验收
红 76-5、红 76-6、红 76-7、红 76-8 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 76-5、红 76-6、红 76-7、红 76-8 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕469 号	东经 80°15'0.699"，北纬 41°18'47.020"	通过验收
红 90-1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 90-1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕686 号	东经 80°16'5.091"，北纬 41°21'16.423"	通过验收
红 102、红 102-1、红 102-2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 102、红 102-1、红 102-2 井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕420 号	东经 80°18'17.688"，北纬 41°19'38.430"	通过验收
柯 20-5-平 1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 20-5-平 1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕440 号	东经 80°17'17.678"，北纬 41°19'	通过验收
红 72 井	关于红 72 井先导注水项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2025〕5 号	东经 80°21'37.657"，北纬 41°21'56.285"	通过验收
柯 16 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 16 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕82 号	东经 80°21'8.586"，北纬 41°14'16.910"	通过验收
红 51-2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 51-2 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕464 号	东经 80°21'7.297"，北纬 41°20'42.817"	通过验收
柯 21-6-平 1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 21-6-平 1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕637 号	东经 80°21'18.287"，北纬 41°19'46.412"	通过验收
红 27-平 1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 27-平 1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕169 号	东经 80°17'38.691"，北纬 41°19'29.653"	通过验收
红 11-1 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 11-1 井	阿地环函字(2020)863 号	东经 80°18'46.51"，北纬 41°19'53.95"	通过验收

	(勘探井)作业区建设项目环境影响报告表的批复			
红 11-2 井	关于对红 11-2 井作业区建设项目(勘探井)环境影响报告表的批复	阿地环函字(2020)823 号	东经 80°18'46.34", 北纬 41°19'	通过验收
红 11-3 井、红 11-6 井	关于对红 11-3 井、红 11-6 井作业区(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字(2021)194 号	东经 80°18'46.35", 北纬 41°19'54.326"	通过验收
红 102-3、红 102-4、红 102-5、红 102-6 井	关于红 102-3、红 102-4、红 102-5、红 102-6 井作业区建设项目(勘探井)环境影响报告表的批复	阿地环审(2022)470 号	东经 80°18'19.16", 北纬 41°19'39.01"	通过验收
红 26-3 井、红 26-6 井	关于对红 26-3 井、红 26-6 井作业区(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字(2021)175 号	东经 80°17'03.34", 北纬 41°19'23.968"	通过验收
红 9-2 井	关于红 9-2 井作业区建设项目(勘探井)环境影响报告表的批复	阿地环审(2023)626 号	东经 80°21'50.126", 北纬 41°17'05.177"	通过验收
红 9 井	关于红 9 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字(2019)13 号	/	通过验收
柯 23 井、柯 23-1 井	关于柯 23 井、柯 23-1 井(勘探井)作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审(2023)299 号	东经 80°20'41.545", 北纬坐标	通过验收
红 11-12、红 11-13、红 11-14 井	关于红 11-12、红 11-13、红 11-14 井作业区建设项目(勘探井)环境影响报告表的批复	阿地环审(2022)588 号	东经 80°17'47.646", 北纬 41°19'53.833"	通过验收
红 11-4、红 11-5、红 11-7 井	关于红 11-4、红 11-5、红 11-7 井作业区建设项目(勘探井)环境影响报告表的批复	阿地环审(2022)413 号	东经 80°18'44.157", 北纬 41°19'54.260"	通过验收
红 11 井热洗油管项目	关于对中曼油气红 11 井场新建油管热洗处理设施项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2021〕186 号	(阿克苏市红旗坡农场园艺十三分场)	通过验收
红 27-2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 27-2 井作业区建设项目(勘探井)环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕239 号	东经 80°17'40.193", 北纬 41°19'	通过验收
红 27 井、红 27-1 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 27 井、红	阿地环函字〔2020〕866	红 27 井: 东经 80°17'39.20", 北纬	通过验收

	27-1 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	号	41°19'27.41"；红 27-1 井：东经 80°17'36.94"，北纬 41°19'28.53"	
红 27-10、红 27-11、红 27-12 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 27-10、红 27-11、红 27-12 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕587 号	东经 80°17'，北纬 41°19'30.636"（阿克苏市红旗坡农场园艺十三分厂）	通过验收
红 27-3、红 27-4、红 27-5 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 27-3、红 27-4、红 27-5 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕412 号	东经 80°17'39.982"，北纬 41°19'30.850"（阿克苏市红旗坡农场园艺十三分厂）	通过验收
红 27-6、红 27-7、红 27-8、红 27-9 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 27-6 井等作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕542 号	东经 80°17'39.310"，北纬 41°19'	通过验收
红 26-1 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 26-1 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕682 号	（阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
红 26-2 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 26-2 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕865 号	东经 80°17'03.02"，北纬 41°19'24.21"	通过验收
红 26 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 26 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕349 号	东经 80°17'05.30"，北纬 41°19'24.12"（阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
红 29 井、红 29-1 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 29 井、红 29-1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字(2020)868 号	红 29 井：东经 80°18'3.86"，北纬 41°19'28.96"；红 29-1 井：东经 80°18'3.85"，北纬 41°19'29.28"	通过验收
红 50-1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 50-1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕237 号	东经 80°19'20.432"，北纬 41°20'16.056"（阿克苏市红旗坡园艺十二分场）	通过验收
红 50-5 井、红 50-6 井、红 50-7 井、红 50-8 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 50-5 井等作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审(2022) 543 号	东经 80°19'20.593"，北纬 41°20'15.226"（阿克苏市衡地村东北侧约 1.7km 处）	通过验收

红 50 井	关于对红 50 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字(2020)824 号	东经 80°19'13.31", 北纬 41°20'13.19" (温宿县县城东北约 9.5 公里果园区)	通过验收
红 28-1 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 28-1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕867 号	东经 80°16'53.53", 北纬 41°19'03.27" (阿克苏市红旗坡农场)	通过验收
红 28-5 井、红 28-6 井、红 28-7 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 28-5 井等作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审(2022)539 号	东经 80°16'53.706", 北纬 41°19' (阿克苏市红旗坡农场园艺四分场)	通过验收
红 28 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 28 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕683 号	东经 80°16'53.06", 北纬 41°19'03.24" (阿克苏市红旗坡农场)	通过验收
红 28-2 井、红 28-3 井、红 28-4 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 28-2 井等作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕414 号	东经 80°16'55.573", 北纬 41°19'04.055" (阿克苏市红旗坡农场)	通过验收
红 51-1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 51-1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕238 号	东经 80°21'9.084", 北纬 41°20'44.092" (阿克苏市以北 20.5 公里)	通过验收
红 50-2 井、红 50-3 井、红 50-4 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 50-2 井等作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审(2022)411 号	东经 80°19'18.704", 北纬 41°20'14.737" (阿克苏市红旗坡园艺十二分场)	通过验收
红 58 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 58 井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字(2021)267 号	(阿克苏市红旗坡农场园艺十三分场)	通过验收
红 59、红 59-1、红 59-2、红 59-3 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 59 等井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审[2022]417 号	东经 80°20'16.141", 北纬 41°21'02.265" (阿克苏市红旗坡片区)	通过验收
红 52-9、红 52-10、红 52-11 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 52-9 等井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕163 号	东经 80°20'54.984", 北纬 41°21'16.481" (阿克苏市红旗坡片区)	通过验收
红 52-5、红 52-6、红 52-7、红 52-8 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 52-5 等井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕538 号	东经 80°20'54.920", 北纬 41°21'19.035" (阿克苏市红旗坡农场园艺四分场)	通过验收
红 52 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 52 作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2021〕246 号	(阿克苏市红旗坡农场林海社区东侧 5 公里)	通过验收

红 58-1 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 58-1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字(2021)387 号	阿克苏市红旗坡农场园艺十三分场	通过验收
红 51 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 51 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字(2021)243 号	东经 80°21'09.16", 北纬 41°20'42.30" (阿克苏市以北 20.5 公里)	通过验收
红 52-12 至红 52-15 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 52-12 等井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕176 号	东经 80°20'54.984", 北纬 41°21'16.481" (阿克苏市红旗坡片区)	通过验收
红 52-16 至红 52-18 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 52-16 等井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2023〕257 号	东经 80°20'54.984", 北纬 41°21'16.481" (阿克苏市红旗坡片区)	通过验收
红 58-2、红 58-3 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 58-2 等井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审（未明确）号	东经 80°18'47.809", 北纬 41°20' (阿克苏市红旗坡农场园艺十三分场)	通过验收
红 59-4、红 59-5、红 59-6、红 59-7、红 59-8 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 59-4、红 59-5、红 59-6、红 59-7、红 59-8 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕164 号	东经 80°20'16.141", 北纬 41°21'02.265" (阿克苏市红旗坡片区)	通过验收
红 70-1、红 70-2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 70-1、红 70-2 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕379 号	东经 80°16'18.092", 北纬 41°19'09.653" (阿克苏市红旗坡农场)	通过验收
红 71 井	关于对红 71 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕826 号	东经 80°16'10.17", 北纬 41°18'49.87" (温宿县果园区)	通过验收
红 73 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 73 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕813 号	东经 80°15'41.2", 北纬 41°18'40.31" (温宿县柯柯牙镇萨依巴格村)	通过验收
红 74 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 74 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕814 号	东经 80°15'26.80", 北纬 41°18' (温宿县柯柯牙镇沿格博依村)	通过验收
红 75-1、红 75-2、红 75-3、红 75-4 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 75-1、红 75-2、红 75-3、红 75-4 井作业区建设项目（勘探井）	阿地环审〔2022〕403 号	东经 80°15', 北纬 41°18'36.815" (温宿县柯柯牙镇萨依巴格村)	通过验收

	环境影响报告表的批复			
红 70-3、红 70-4、红 70-5 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 70-3、红 70-4、红 70-5 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕456 号	东经 80°16'20.394"，北纬 41°19'10.836"（阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
红 70 井	关于对红 70 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕825 号	东经 80°16'17.95"，北纬 41°19'10.02"（温宿县果园区）	通过验收
红 75 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 75 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕815 号	东经 80°15'22.34"，北纬 41°18'34.01"（温宿县柯柯牙镇萨依巴格村）	通过验收
红 76-1、红 76-2、红 76-3、红 76-4 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 76-1、红 76-2、红 76-3、红 76-4 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕410 号	东经 80°14'55.610"，北纬 41°18'（秒数未明确）（温宿县柯柯牙镇萨依巴格村）	通过验收
红 79-11、红 79-12、红 79-13 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 79-11、红 79-12、红 79-13 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕174 号	阿克苏市红旗坡片区	通过验收
红 101 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 101 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕242 号	东经 80°17'47.491"，北纬 41°19'57.452"（阿克苏市红旗坡农场园艺十三分场）	通过验收
红 107 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 107 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕240 号	东经 80°19'48.597"，北纬 41°21'33.861"（阿克苏市红旗坡农场林海社区）	通过验收
柯 1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕577 号	东经 80°19'45.644"，北纬 41°19'14.968"（阿克苏市红旗坡社区）	通过验收
柯 2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 2 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕576 号	东经 80°20'04.343"，北纬 41°19'45.610"（阿克苏市红旗坡社区）	通过验收
红 76 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 76 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕816 号	东经 80°14'55.610"，北纬 41°18'45.950"（温宿县柯柯牙镇萨依巴格村）	通过验收

红 79-1、红 79-2、红 79-3、红 79-4 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 79-1、红 79-2、红 79-3、红 79-4 井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕419 号	东经 80°21'22.961"，北纬 41°21'38.160" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
红 90 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 90 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2021〕472 号	东经 80°16'06.595"，北纬 41°21'15.192" （阿克苏市红旗坡农场）	通过验收
红 101-1、红 101-2、红 101-3 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 101-1、红 101-2、红 101-3 井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕416 号	东经 80°17'40.487"，北纬 41°19'52.598" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
红 79-5、红 79-6、红 79-7 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 79-5、红 79-6、红 79-7 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕19 号	东经 80°21'25.200"，北纬 41°21'38.391" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
柯 23-2、柯 23-3、柯 23-4、柯 23-5 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 23-2、柯 23-3、柯 23-4、柯 23-5 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕128 号	东经 80°20'20.731"，北纬 41°20'49.462" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
柯 3 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 3 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕586 号	东经 80°21'33.118"，北纬 41°21'04.962" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
柯 8-1、柯 8-2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 8-1、柯 8-2 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕355 号	东经 80°22'19.413"，北纬 41°17'（温宿县阔依其村以西）	通过验收
柯 9 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 9 井作业区（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕79 号	东经 80°22'21.021"，北纬 41°17'18.112" （温宿县吐和高速与 G314 交汇处东侧）	通过验收
柯 19、柯 19-1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 19、柯 19-1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕304 号	东经 80°19'08.701"，北纬 41°19'39.006" （阿克苏市红旗坡片区）	通过验收
柯 7 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 7 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕584 号	东经 80°22'37.407"，北纬 41°19'26.362" （温宿县阔依其村）	通过验收

柯 8 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 8 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕583 号	东经 80°22'25.489", 北纬 41°18'30.025" (温宿县阔依其村)	通过验收
柯 17、柯 17-1、柯 17-2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 17、柯 17-1、柯 17-2 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕303 号	东经 80°17'58.462", 北纬 41°19' (阿克苏市红旗坡片区)	通过验收
柯 18、柯 18-1、柯 18-2 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司柯 18、柯 18-1、柯 18-2 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2023〕302 号	东经 80°18'29.427", 北纬 41°19' (阿克苏市红旗坡片区)	通过验收
红 100-1、红 100-2、红 100-3、红 100-6、红 100-7 井	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 100-1、红 100-2、红 100-3、红 100-6、红 100-7 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2021〕484 号	东经 80°16'58.861", 北纬 41°19'30.580" (阿克苏市北侧 10.5 公里)	通过验收
红 9-6-平 1 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 9-6-平 1 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2024〕623 号	东经 80°21'56.734", 北纬 41°17'08.685" (阿克苏市红旗坡片区, 距托什干河生态保护红线区 32 公里)	通过验收
红 11-8、红 11-9、红 11-10、红 11-11 井	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 11-8、红 11-9、红 11-10、红 11-11 井作业区建设项目（勘探井）环境影响报告表的批复	阿地环审〔2022〕459 号	东经 80°18'46.201", 北纬 41°19'54.720" (阿克苏市红旗坡农场园艺十三分场)	通过验收

由于本次项目油水混合液输往已建成的温北联合站处理，故重点对温北联合站运行情况做分析介绍。温北联合站目前主要负责温北油田温6断块、温17断块及其周边区块采出气液集输与处理任务。原油处理原设计规模 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，采用“热化学沉降”处理工艺；采出水处理原设计规模 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力沉降-压力反应-过滤”工艺；注水设计规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“低压供水，高压注水，集油区单干管多井配水”密闭注水工艺；天然气处理设计规模 $10\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水”处理工艺；联合站预留扩建位置。

本次拟建柯柯牙地面站的油水混合液经油气分离后输送至已建成的温21转油站，再由温21转油站转输至温北联合站处理。温北联合站目前已建设施处理能力不能满足温北油田和柯柯牙油田两个区块原油和污水处理要求，目前已提出温北联合站改造工程项目，与本次工程同时开展前期工作。

温北联合站环评情况简介：阿克苏中曼油气勘探开发有限公司2022年2月委托新疆威泽环保科技有限公司编制了《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温北油田地面建设工程项目环境影响报告书》，2022年3月31日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2022〕122号）。2022年7月10日开工建设，2023年10月6日建成并试运行。2024年3月25日取得变更排污许可登记证，编号为：91652922MA77UTEN6R004V；2023年10月23日编制完成突发环境事件应急预案，并完成备案，备案编号：652922-2023-50-L。

2024年3月13日，建设单位组织专家和监测单位等对温北联合站开展现场环验收工作，并通过专家现场验收。2024年4月，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司委托乌鲁木齐亨源祥通工程技术咨询有限公司编制了《温北油田温7区块地面工程建设项目扩建工程环境影响报告书环境影响报告书》，2024年6月28日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2024〕366号）；2025年4月委托乌鲁木齐市绿净天源环保科技有限公司开展温北联合站改造扩建工程，以满足本次柯柯牙处理站油气分离后的油水混合液处理工作。本项目主要依托的温北联合站经扩建改造后的建设内容一览表见表3.1-1：

表 3.1-3 本项目依托的温北联合站现有建设内容、扩建内容及规模一览表

工程	项目		现有联合站项目	扩建内容	扩建后总体规模
主体	联合	占地规模	联合站总占地面积 140 亩	不新增占地	联合站总占地面积 140 亩

工程	站	原油处理规模	规模：50×10 ⁴ t/a，建设三相分离器、掺水系统	新增原油处理量 20×10 ⁴ t/a，新增加热炉 1 座、三相分离器 1 座和电化学脱水器 1 座	规模：70×10 ⁴ t/a
		天然气处理规模	处理规模：5×10 ⁴ Nm ³ /d，建设两相分离器、分子筛脱水撬、低温分离及混烃回收撬、冷剂压缩机撬及配套设施	不新增天然气处理量	处理规模：5×10 ⁴ Nm ³ /d，建设两相分离器、分子筛脱水撬、低温分离及混烃回收撬、冷剂压缩机撬及配套设施
		油田采出水处理系统	规模：4000m ³ /d，“重力沉降-压力反应-过滤”设施	新增采出水处理规模 5000m ³ /d	规模：9000m ³ /d，“重力沉降-压力反应-过滤”设施
		注水系统	回注规模：2000m ³ /d	不新增回注规模	回注规模：2000m ³ /d
依托工程	综合办公楼		依托阿克苏中曼油气勘探开发有限公司综合办公楼	依托阿克苏中曼油气勘探开发有限公司综合办公楼	依托阿克苏中曼油气勘探开发有限公司综合办公楼
	红 6 危废暂存库		位于红 6 采油平台，占地面积 60m ² ，暂存能力 120t	依托红 6 危废暂存库，占地面积 60m ² ，暂存能力 120t	依托红 6 危废暂存库，占地面积 60m ² ，暂存能力 120t
储运工程	原油储存		联合站内建设 5000m ³ 储罐 2 座，10000m ³ 储罐 4 座	不新增原油储罐	联合站内建设 5000m ³ 储罐 2 座，10000m ³ 储罐 4 座
公用工程	给水	水源井	依托联合站区域现有 2 口水源井，水源井来水经供水管网进入联合站区新建 2 座 1000m ³ 水罐，该罐作为联合站消防及生活用水。	依托联合站区域现有 2 口水源井，水源井来水经供水管网进入联合站区新建 2 座 1000m ³ 水罐，该罐作为联合站消防及生活用水。	依托联合站区域现有 2 口水源井，水源井来水经供水管网进入联合站区新建 2 座 1000m ³ 水罐，该罐作为联合站消防及生活用水。
		供水管网	DN200、1100m	/	DN200、1100m
		闸门井	2 座，1.50m×2.0m×1.95m	/	2 座，1.50m×2.0m×1.95m
	供电		托乎拉变电站、依希来木其变电站、35kV 水稻农场变电站和红沙漠变电站	托乎拉变电站、依希来木其变电站、35kV 水稻农场变电站和红沙漠变电站	托乎拉变电站、依希来木其变电站、35kV 水稻农场变电站和红沙漠变电站
	供热		建设 2 台 0.35MW（一用一备）燃气供暖撬	依托已建成的燃气供暖撬供暖	建设 2 台 0.35MW（一用一备）燃气供暖撬
环保工程	废水	生产废水	生产废水和油田采出水进入联合站油田采出水处理系统，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准	/	生产废水和油田采出水进入联合站油田采出水处理系统，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准

			后, 约一半经回注系统回注至项目开发油层, 一半用于油管输油掺水。		准后, 约一半经回注系统回注至项目开发油层, 一半用于油管输油掺水。
		生活污水	由吸污车拉运城市污水处理厂不外排	由吸污车拉运城市污水处理厂不外排	由吸污车拉运城市污水处理厂不外排
	废气	联合站	联合站加热炉区已建 4 台 3000kW 加热炉, 采用超低硫伴生气作燃料, 3 套 (2 用 1 备) 低氮燃烧器+15m 排气筒排放	新建加热炉在预留位置上, 新建加热炉负荷 3000kW	共计 5 台 3000kW 加热炉, 三用一备
		储油罐	储罐安装泄漏报警系统	储罐安装泄漏报警系统	储罐安装泄漏报警系统
		噪声	机泵等设备加润滑油和减振垫, 对各种机械设备定期保养; 噪声源合理布设, 设置泵房提高隔音效果	机泵等设备加润滑油和减振垫, 对各种机械设备定期保养; 噪声源合理布设, 设置泵房提高隔音效果	机泵等设备加润滑油和减振垫, 对各种机械设备定期保养; 噪声源合理布设, 设置泵房提高隔音效果
		固体废物	①废机油、废机油桶、集中收集的废劳保用品分类收集后运至项目红 6 井危废物暂存库分区存放, 依据危险废物类别, 定期交由库车红狮环保科技有限公司合法处置。 ②联合站污水处理系统产生含油污泥经离心脱水机减量化后, 提升至罐车, 委托库车红狮环保科技有限公司清运处置。	含油污泥、含油滤料, 废机油、废油桶、废含油劳保用品统一暂存于红 6 井危废暂存库, 委托库车红狮环保科技有限公司定期清运。	①废机油、废机油桶、集中收集的废劳保用品分类收集后运至项目红 6 井危废物暂存库分区存放, 依据危险废物类别, 定期交由库车红狮环保科技有限公司合法处置。 ②联合站污水处理系统产生含油污泥经离心脱水机减量化后, 提升至罐车, 委托库车红狮环保科技有限公司清运处置。
		生活垃圾	项目生活垃圾由项目各区域垃圾筒集中收集, 委托温宿县环卫部门定期清运至温宿县垃圾填埋场处置。	该项目无新增劳动定员, 无新增生活垃圾	项目生活垃圾由项目各区域垃圾筒集中收集, 委托温宿县环卫部门定期清运至温宿县垃圾填埋场处置。
		风险	储罐区设置 2.0m 高钢筋混凝土防火堤, 两排储罐间设置隔堤, 隔堤高 0.5m。同一罐区内油罐间距均在 0.4D (D 为油罐直径) 以上, 储罐与防火堤内堤脚线的最小距离为 10m, 大于罐高度的一半。联合站设置 2 座 5000m ³ 事故罐	该技改项目不涉及新增储罐	储罐区设置 2.0m 高钢筋混凝土防火堤, 两排储罐间设置隔堤, 隔堤高 0.5m。同一罐区内油罐间距均在 0.4D (D 为油罐直径) 以上, 储罐与防火堤内堤脚线的最小距离为 10m, 大于罐高度的一半。联合站设置 2 座 5000m ³ 事故罐

本次项目依托的各工程环保手续统计表见表 3.1-4。

表 3.1-4 本次项目依托工程环评手续

序号	工程	环评批复	批准文号及时间	验收情况
1	温北联合站	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温北油田地面建设工程项目环境影响报告书的批复	阿地环审[2022] 122 号 2022 年 3 月 31 日	已于 2024 年 3 月通过环保验收
2	联合站燃气供暖撬	关于温北油田联合站采暖撬建设项目环境影响报告表的批复	阿地环审[2024] 255 号, 2024 年 4 月 22 日	尚未完成环保验收
3	温北联合站改建工程	温北油田温 7 区块地面工程建设项目扩建工程环境影响报告书环境影响报告书	阿地环审[2024] 366 号, 2024 年 6 月 28 日	正在建设中, 尚未完成环保验收
4	温北联合站改造工程	该项目环评已上报阿克苏地区生态环境局审核中	/	未建设
5	红 6 井危废暂存库	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 井危废暂存库建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字〔2020〕732 号, 2020 年 11 月 25 号	已通过验收
6	温 21 转油站	关于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温北油田地面建设工程项目环境影响报告书的批复	阿地环审[2022] 122 号 2022 年 3 月 31 日	已于 2024 年 3 月通过环保验收

3.1.1.2 温北联合站油气处理及集输工艺

现有温北联合站工程采用罐车拉油方式生产, 采出液经单井集油管线输送至温北联合站, 经联合站的污水处理站处理后, 达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中注水水质的要求后回注油层。

3.1.1.3 阿克苏中曼排污许可证执行情况

依据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号), 阿克苏中曼油气勘探开发有限公司于 2021 年 3 月 16 日取得固定污染源排污许可证, 有效期 2021 年 3 月 16 日至 2026 年 3 月 15 日, 证书编号: 91652922MA77UTEN6R001V。

3.1.2 现有温北联合站设备

温北联合站主要设备见表 3.1-14。

表 3.1-14 温北联合站主要设备

序号	设备材料规格型号	单位	数量	备注
----	----------	----	----	----

一	工艺部分	/	/	/
1	进站管汇: DN4501.6MPa	座	1	/
2	三相分离器: $\phi 3.0\text{m} \times 10.8\text{m}$ -0.6MPa	台	2	/
3	热化学脱水器: $\Phi 2.8\text{m} \times 14\text{m}$ -0.6MPa	台	2	/
4	加热炉: N=2000kW (1 台用于原油加热、1 台用于掺水加热、1 台备用)	台	3	2 用 1 备
5	除油器: $\phi 1.6\text{m} \times 6.4\text{m}$ -0.6MPa	台	1	/
6	5000m ³ 事故罐: D=23.64mH=12.23m	座	2	2 座事故罐
7	卸油泵: Q=20m ³ /hH=60mN=11kW	台	3	兼提升泵, 2 用 1 备
8	60m ³ 卸油罐: 2m $\times$ 3m $\times$ 10m	座	3	/
9	装车泵: Q=160m ³ /hH=60mN=45kW	台	2	1 用 1 备
10	掺水泵: Q=40m ³ /hH=350mN=75kW	台	3	2 用 1 备
11	破乳剂加药橇 (加药泵: Q=10L/h, P=1.2MPa)	台	1	/
12	缓蚀剂加药橇 (加药泵: Q=8L/h, P=1.2MPa)	台	1	/
13	阻垢剂加药橇 (加药泵: Q=8L/h, P=1.2MPa)	台	1	/
14	装车鹤管: DN2501.6MPa (2 套装油、1 套装水)	套	3	/
15	DN250 放空火炬, H=30m	台	1	/
16	火炬除液器: $\phi 1.6\text{m} \times 6.4\text{m}$ -0.6MPa	台	1	/
17	80 吨电子地磅	座	1	/
18	管架 (高度 4.2m)	樁	40	/
	管架 (高度 6.0m)	樁	30	/
19	集输、掺水系统管道 (无缝钢管/20)	/	/	均地面保 温敷设
	D377 $\times$ 9	km	0.2	/
	D325 $\times$ 8	km	0.8	/
	D273 $\times$ 7	km	2.8	/
	D219 $\times$ 6	km	3.2	/
	D168 $\times$ 5	km	2.6	/
	D114 $\times$ 4	km	2.2	/
	D89 $\times$ 4	km	1.5	/
	D60 $\times$ 3.5	km	3.2	/
20	阀门	/	/	/
1)	平板闸阀 Z43wF-16C	/	/	/
	DN3501.6MPa	套	10	/
	DN3001.6MPa	套	12	/
	DN2501.6MPa	套	20	/

		DN2001.6MPa	套	24	/
		DN1501.6MPa	套	30	/
		DN1001.6MPa	套	38	/
		DN801.6MPa	套	40	/
		DN501.6MPa	套	50	/
		截止阀 J41H-16C	/	/	/
		DN1501.6MPa	套	8	/
		DN1001.6MPa	套	12	/
		DN501.6MPa	套	20	/
		DN251.6MPa	套	40	/
21		站场标识牌	块	3	/
22		升旗台	座	1	/
23		铁艺围墙，高度不低于 2.5m	km	1.8	/
24		站区大门（宽度 6m）	座	3	/
25		拆除	//	/	/
1)		民房：砖混 18m×60m×3.8m	座	2	
二		天然气部分			/
1	主工艺装置操作弹性 50%~120%				
1.1	伴生气分离计量橇	Q=2×10 ⁴ Nm ³ /d, 设计压力=0.6MPag, 设计温度: 45°C	套	1	含进站 ESDV, BDV 放空、卧室分离器、流量计
1.2	气井气分离计量橇	Q=10×10 ⁴ Nm ³ /d, 设计压力=10.0MPag, 设计温度: 60°C	套	1	/
1.3	往复压缩机	Q=2×10 ⁴ Nm ³ /d P 电机=350kW (380V) P 进 0.2MPaGP 出=6.5MPag; T 进=20°C T 出≤55°C	套	1	电驱
1.4	分子筛脱水橇	处理气量: 12×10 ⁴ Nm ³ /d; 设计压力: 8.0MPag; 再生气量: 2.5×10 ⁴ Nm ³ /d; 再生 温度: 260°C; 过滤器过滤精度≤5μm; 热负 荷: 260kW; 吸附剂: 4A 分子筛常压水露 点为-60°C	套	1	分子筛吸 附塔、再生 气压缩机 等
1.6	丙烷外冷橇	处理气量: 10×10 ⁴ Nm ³ /d; 设计压力: 8.0MPag; 制冷负荷: 230kW; 制冷温度: -15°C	套	1	电驱螺杆 压缩机, 丙 烷制冷剂。
1.7	低温分离及混 烃回收橇	①低温分离器参数: 气处理量: 10×10 ⁴ Nm ³ /d; 液处理量: 10t/d; 低温分离温度: -15°C 设计压力: 8.0MPag ②混烃回收部分 设计规模: 10t/d; 操作压力: 1.5~2.0MPa	套	1	含低温分 离器、脱乙 烷塔等

		入口温度：-15℃；出口温度：低于 45℃； 饱和蒸汽压：37.8℃下不大于 1380kPag			
1.8	CNG 压缩机	处理气量：10×10 ⁴ Nm ³ /d；设计压力： 27MPa；进气压力：6.5MPa；出气压力： 25MPa；P 电机=380kW（380V）	套	1	/
1.9	分液包	气处理量：2×10 ⁴ Nm ³ /d；设计压力：0.6MPa	套	1	/
2	辅助生产装置				
2.1	污油罐橇	尺寸：φ1400×6000（S/S）液下泵： Q 流量=10m ³ /h；H=120m 扬程单罐容积： V=10m ³ 设计压力和操作压力：常压操作压力： 2.5MPa 设计温度：60℃操作温度：5~45℃	座	1	/
2.2	装车泵橇	Q=15m ³ /h 设计压力：2.5MPa 操作压力：≤1.38MPa； 设计温度：60℃；	套	1	/
1.4	分子筛脱水橇	设计压力：8.0MPa；再生气量： 2.5×10 ⁴ Nm ³ /d；再生温度：260℃；过滤器 过滤精度≤5μm；热负荷：260kW；吸附剂： 4A 分子筛常压水露点为-60℃	套	1	分子筛吸 附塔、再生 气压缩机 等
1.6	丙烷外冷橇	设计压力：8.0MPa；制冷负荷：230kW； 制冷温度：-15℃	套	1	电驱螺杆 压缩机，丙 烷制冷剂。
1.7	低温分离及混 烃回收橇	①低温分离器参数： 气处理量：10×10 ⁴ Nm ³ /d；液处理量：10t/d； 低温分离温度：-15℃设计压力：8.0MPa ②混烃回收部分 设计规模：10t/d；操作压力：1.5~2.0MPa 入口温度：-15℃；出口温度：低于 45℃； 饱和蒸汽压：37.8℃下不大于 1380kPag	套	1	含低温分 离器、脱乙 烷塔等
1.8	CNG 压缩机	设计压力：27MPa；进气压力：6.5MPa； 出气压力：25MPa；P 电机=380kW（380V）	套	1	/
1.9	分液包	设计压力：0.6MPa	套	1	/
2	辅助生产装置				
2.1	污油罐橇	尺寸：φ1400×6000（S/S）液下泵： Q 流量=10m ³ /h；H=120m 扬程单罐容积： V=10m ³ 设计压力和操作压力：常压操作压力： 2.5MPa 设计温度：60℃操作温度：5~45℃	座	1	/
2.2	装车泵橇	Q=15m ³ /h 设计压力：2.5MPa 操作压力：≤1.38MPa； 设计温度：60℃； 操作温度：15~40℃ H 扬程=70m	套	1	/
2.3	装车鹤管橇	Q=15m ³ /h 设计压力：3.0MPa 操作压力：≤2.5MPa；设 计温度：60℃；操作温度：-40~60℃	套	1	底部万向 装车
2.4	CNG 加气柱	Q=15×10 ⁴ Nm ³ /d 设计压力：27MPa 操作压力：25MPa；	套	1	/

2.5	仪表风橇	Q=90Nm ³ /h, 运行压力 0.4~0.7MPa 露点: -20~-40℃储气瓶容积: 0.5m ³	座	1	两台螺杆机一用一备, 含缓冲罐及空气储罐。
三	水处理部分		/	/	/
1	2000m ³ 调储罐 D=15.7mH=11.2m		座	2	/
	2000m ³ 调储罐玻璃钢内构件		套	2	每座罐 1 套
2	1000m ³ 注水罐 D=11.3mH=10.9m		座	2	/
3	卧式反应器橇, 单座橇包括提升泵 1 台, 卧式反应器 1 台, Q=150m ³ /h, 配套阀门管线配电仪控系统		套	3	防爆
4	双滤料过滤器 N=150kW1 橇 6 罐 D=3.2m		套	1	/
5	污水回收泵 Q=80m ³ /h, H=30m, N=15kW		台	2	防爆
6	污油回收泵 Q=15m ³ /h, P=0.6MPa, N=11kW		台	2	防爆
7	净化水外输泵 Q=100m ³ /h, P=1.0MPa, N=45kW		台	3	/
8	加药橇, 自带电控柜, N=5.5KW		套	7	/
9	储药橇, 自带电控柜, N=11KW		套	3	/
10	电解盐杀菌装置 Q=18kg/hN=120kW		套	1	/
11	周边传动刮泥机 N=4kW D=10m		台	2	/
12	无缝钢管 DN350		m	2800	含内外防腐、保温
	DN300		m	1500	含内外防腐、保温
	DN200		m	800	含内外防腐、保温
	DN100		m	700	含内外防腐、保温
13	玻璃钢管 DN350		m	200	/
	DN300		m	150	/
	DN200		m	150	/
四	注水部分		/	/	/
1	高压注水管汇: DN20016MPa		座	1	/
2	高压柱塞泵: Q=42m ³ /hP=16MPaN=250kW		台	5	4 用 1 备, 2021 年 3 台, 2024 年 2 台。
3	气压罐 (1m ³ ∅ 0.8m×2.1m)		座	1	/
4	3t 行吊		座	2	
5	高压注水管道 (无缝钢管/20)				均地面保温敷设
	D219×16		km	0.15	/

	D168×12	km	0.2	/
	D114×9	km	0.25	/

3.1.3 现有温北联合站工艺流程及产污节点分析

现有温北联合站具备原油处理、水处理、天然气处理等功能。

为了保护环境和降低油气蒸发损耗，油气分离及原油脱水采用热化学沉降密闭脱水工艺。处理合格的净化油通过罐车拉运销售（后期具备条件后火车拉运销售）；伴生气经过处理后生产压缩天然气 CNG，通过槽车拉运销售；处理合格后的油田采出水用于油田注水和管网回掺；产生的污泥交由第三方处理。

一、主工艺流程

1、原油处理系统

集油区来气液（ $Q_{\text{混}} \geq 4900 \text{m}^3/\text{d}$, $T \geq 25^\circ\text{C}$, 含水 60%）与卸油台来液（ $Q_{\text{油}} = 400 \text{m}^3/\text{d}$, $T \geq 30^\circ\text{C}$, 含水 60%）在集油管汇混合后（ $Q_{\text{混}} \geq 5300 \text{m}^3/\text{d}$, $T \geq 25^\circ\text{C}$, 含水 60%, $P = 0.40 \text{MPa}$ ），进三相分离器脱出采出液中游离水，三相分离器分出的低含水油（含水 20%）进入相变加热炉，加热后的油水混合液（ $Q_{\text{油}} = 2000 \text{m}^3/\text{d}$, 含水 20%, $P = 0.25 \text{MPa}$, $T \geq 65^\circ\text{C}$ ）进入热化学脱水器，进行热化学沉降处理后的净化油（ $Q_{\text{油}} = 160 \text{t}/\text{d}$, $T \geq 65^\circ\text{C}$, 含水 0.5%, $P = 0.20 \text{MPa}$ ）去净化油罐。三相分离器分出的伴生气（ $Q_{\text{气}} = 10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）去除液器脱出凝液后输至天然气处理系统进行处理。

三相分离器分离出的油田采出水（ $Q_{\text{水}} = 3300 \text{m}^3/\text{d}$, 含油 $< 1000 \text{mg}/\text{L}$, $T \geq 25^\circ\text{C}$ ），与热化学脱水器分离出的部分油田采出水（ $Q_{\text{水}} = 200 \text{m}^3/\text{d}$, 含油 $< 1000 \text{mg}/\text{L}$, $T \geq 65^\circ\text{C}$ ）去水处理系统进行处理，热化学脱水器分离出的其余油田采出水（ $Q_{\text{水}} = 200 \text{m}^3/\text{d}$, 含油 $< 1000 \text{mg}/\text{L}$, $T \geq 65^\circ\text{C}$ ）与卸油台来液（ $Q_{\text{油}} = 200 \text{m}^3/\text{d}$, $T \geq 30^\circ\text{C}$, 含水 30%）混合后卸油泵提升至进站管汇（ $P = 0.40 \text{MPa}$ ）回系统进行处理。

联合站原油处理系统工艺流程见图 3.1-4。

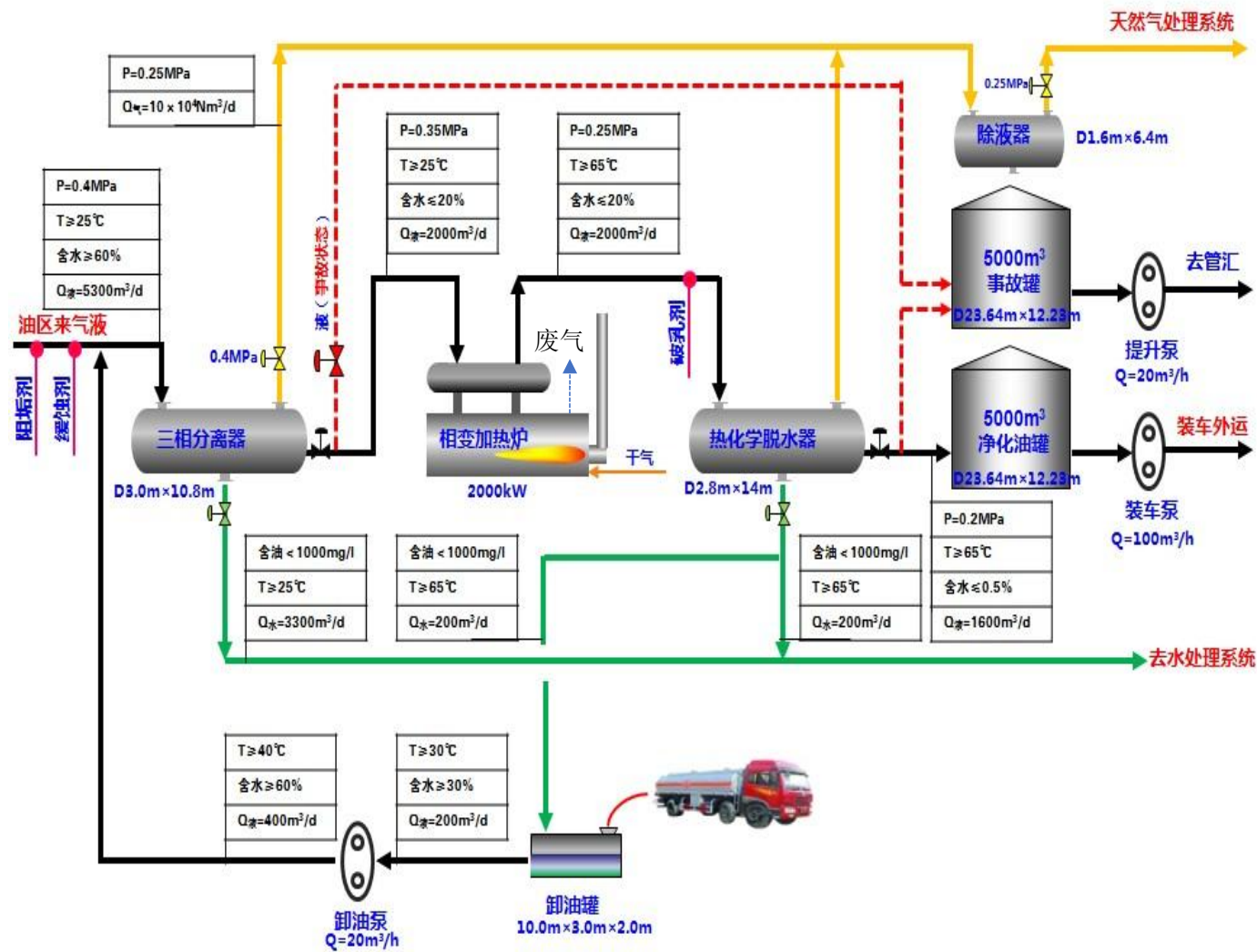


图 3.1-4 温北联合站原油处理系统工艺流程图

辅助流程：

(1) 加药流程

根据原油脱水试验以及破乳剂筛选试验，破乳剂加药量按照 50mg/L 考虑，以使药剂和采出液混合均匀，破乳剂加药点设置在转油站，联合站投加药剂按补药考虑，加药点设置在热化学脱水器前端；同时由于油田采出水 Cl⁻含量 > 6000mg/L 且具有结垢趋势，故在进站管汇处添加阻垢剂和缓蚀剂，加药量按照 50mg/L 考虑，对现场加药情况进行跟踪优化和完善。

(2) 排污流程

为满足设备检修及设备事故排污要求，联合站设置事故排污系统，设备排污自压通过排污管道排至排污池，储罐排污自压通过排污道排至排污池，排污池上部污油通过污油回收泵回收至进站管汇，下部污泥定期由第三方回收处理。

(3) 安全放空流程

当设备内压力超压时，安全阀启跳，设备内可燃气体泄放入放空系统。

(4) 事故流程

三相分离器出油口设事故开关阀，全站停电事故时，出水调节阀自动关闭，出水调节阀实现与分离器油室液位联锁，含水原油去事故罐。

相变加热炉设跨越流程，检修或故障时，前端三相分离器来油临时进入事故罐。

(5) 回脱流程

事故罐不合格原油或事故状态来液可通过提升泵（卸油台兼）回掺至进站管汇进入系统进行处理。

(6) 冲砂流程

考虑该区块部分采油井出砂严重，且出砂粒径细小，为了减轻现场生产管理工作量，新建的三相分离器、热化学脱水器设水力冲砂设施，并定期排砂（电动阀），实现在线冲砂排污功能。主要工作原理：具有一定压力的清砂水通过进水管进入装置内部的配水管，由配水管将冲砂水分配给各个喷嘴，冲砂水从喷嘴快速喷出射向沉积在容器底部的泥砂，使泥砂流化，在积砂槽内呈悬浮状态聚集，依靠容器的内外压差将集砂槽内流化状态的泥砂通过排砂管排出容器外部。清砂水源就近引自污水处理系统，排出的油泥、泥砂就近排入污水池。

2、掺水系统

为了降低集油区管道输送粘度，集输工艺采用掺热水双管集输工艺流程，最大掺水量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，掺水系统水源为油田采出水系统调储罐来污水（ $Q_{\text{水}}=2000\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=0.1\text{MPa}$ ， $T=20\sim 25^\circ\text{C}$ ，含油 $<1000\text{mg/L}$ ），经回掺水泵增压后进相变加热炉加热（ $Q_{\text{水}}=2000\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=3.0\text{MPa}$ ， $T=40\sim 50^\circ\text{C}$ ），输至集油区回掺至各采油井口。

3、天然气处理系统

联合处理站内生产分离器来伴生气，经天然气处理装置区内的分离计量橇进行气液分离，分离后的伴生气经往复压缩机增压至 6.5MPaG ，空冷至 50°C 后进入下游；3口气井气来气经站内计量分离器计量后，与增压后的伴生气汇合，一起进入分子筛脱水。

天然气经分子筛脱水橇预冷至 20°C ，再去分子筛脱水橇进行深度脱水（常压下水露点为 -60°C ）。脱水后的干气一部分经调压阀节流至 $0.2\sim 0.3\text{MPaG}$ ，供耗气设施使用，另一部分干气去低温脱烃装置，先经绕管换热器预冷至 0°C ，再去制冷机组冷却至 -25°C ，出外冷的天然气经过低温分离器进行气液分离。分离后的的气相去绕管换热器复热后，经往复式 CNG 压缩机增压至 25MPa ，供槽车充装使用。低温分离器分离出的混烃凝液经过节流后进入脱乙烷塔顶部进行混烃回收。回收的混烃经过换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热，降温后的混烃输送至带压混烃储罐进行储存，经液烃泵进入用户罐车外运，升温后的塔顶气体返回至螺杆压缩机前端，进入系统循环。伴生气处理工艺流程框图见图 3.1-5。

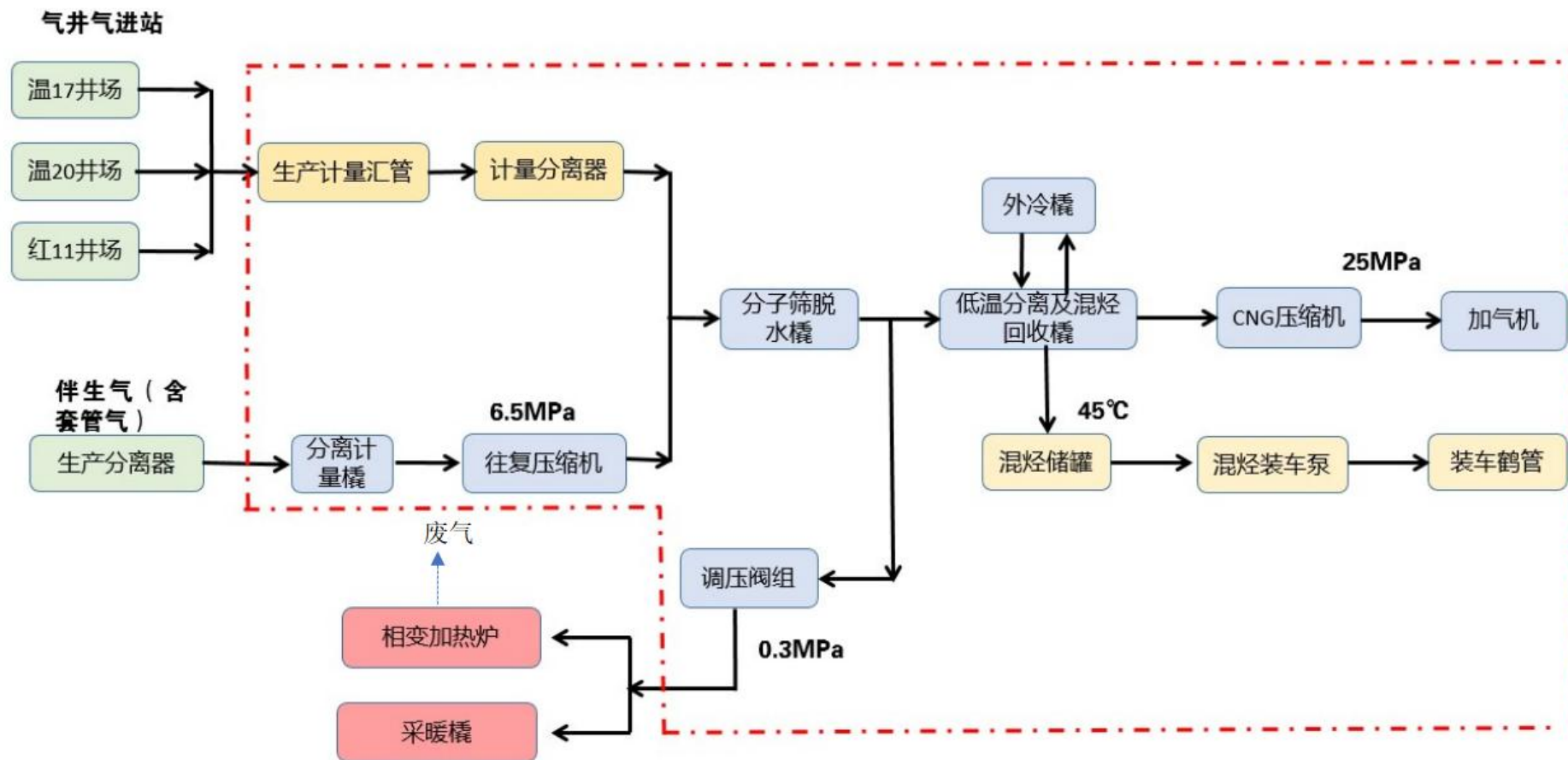


图 3.1-5 现有温北联合站天然气处理工艺流程框图

（1）分离计量橇

进站分离橇的主要功能是用于初步去除天然气中携带的凝析油和水，减少进入脱水装置天然气中的水含量，降低脱水装置的工程投资，减少脱水装置的运行能耗。

（2）分子筛脱水橇

吸附过程：来自前置压缩机出口分离器的天然气进入前置聚结过滤器除去天然气中携带的轻烃后进入分子筛脱水器进行脱水。经分子筛脱水后的天然气含水量 30mg/m^3 。出分子筛脱水器的天然气进入后置过滤分离器，除去天然气中携带的粉尘，保证了 $0.3\mu\text{m}$ 以上杂质的脱除率为 99.8%。过滤分离器中的杂质由排污管线进入闭排系统。除去粉尘后的天然气经过露点仪监测其露点合格后，再进入后续处理模块。

再生过程：分子筛再生采用等压再生工艺。再生天然气取自后置过滤分离器后的天然气，经过循环压缩机增压后经加热器加热到分子筛再生温度（ $250\sim 270^\circ\text{C}$ ）后，从分子筛脱水器的下端进入，对床层中饱和分子筛进行加热再生，再生后的再生湿气经过空冷器冷却至 45°C 后进入模块入口的预冷换热入口，并入原料气中一同进入换热器内预冷至 15°C ，再一同进入分离器中进行气、水、烃的分离，再进入分子筛吸附塔中脱水，如此实现再生气的闭式循环工艺流程。

冷吹过程：再生结束后由于分子筛温度高对水吸附能力下降，需要对分子筛脱水器床层进行冷吹降温，冷吹天然气也取自后置过滤分离器后的天然气，冷吹干气从分子筛脱水器的下端进入，对床层中高温分子筛进行逐级降温冷吹，直至分子筛脱水器床层分子筛达到正常工作温度。出分子筛脱水器的冷吹气经过空冷器冷却至 45°C 后进入模块入口的预冷换热入口，并入原料气中一同进入换热器内预冷至 15°C ，再一同进入分离器中进行气、水、烃的分离，再进入分子筛吸附塔中脱水，如此实现冷吹气的闭式循环工艺流程。

（1）低温分离及混烃回收橇

分子筛脱水后的天然气（ 2.0MPa ， $20\sim 40^\circ\text{C}$ ）经空冷器冷却后经过换热器预冷，将气体温度降至（ $-10\sim 5^\circ\text{C}$ ）后进入外冷装置进一步冷却至 -15°C ，冷却的低温气体进入低温分离器进行气液分离，分离出的气体返回到换热器升温后，进入外输管网。

从低温分离器分离出来的轻烃通过节流阀节流至 $1.1\sim 1.5\text{MPa}$ 后进入脱乙烷塔顶部进行混烃回收。回收后的混烃经过换热器与脱乙烷塔塔顶气体进行换热，再进

入空冷器进一步降温，降温后的混烃输送至混烃储罐进行储存，再经液烃泵进入用户罐车外运。升温后的塔顶气体回到前端分离计量橇入口重新进入处理系统。

(2) 外冷模块

外冷模块是整个处理装置冷量供应的核心部分，主要包括：冷剂压缩机橇及配套设施，其中变频装置独立成橇（含彩钢结构外壳、通风风道及空调）。装置设计处理规模为 $5 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ，设计操作弹性 50%~120%。

(3) 放空模块

放空系统是保障工艺装置安全生产的重要辅助生产设施，放空系统包括：火炬头、火炬筒体等设备和配管、电气、仪表自控、点火系统等。

现有温北联合站建有常温放空火炬 1 座。

4、水处理系统

1) 主工艺流程

油田采出水处理采用“重力沉降-压力反应-过滤”工艺流程。

水处理系统工艺流程见图 3.1-6。

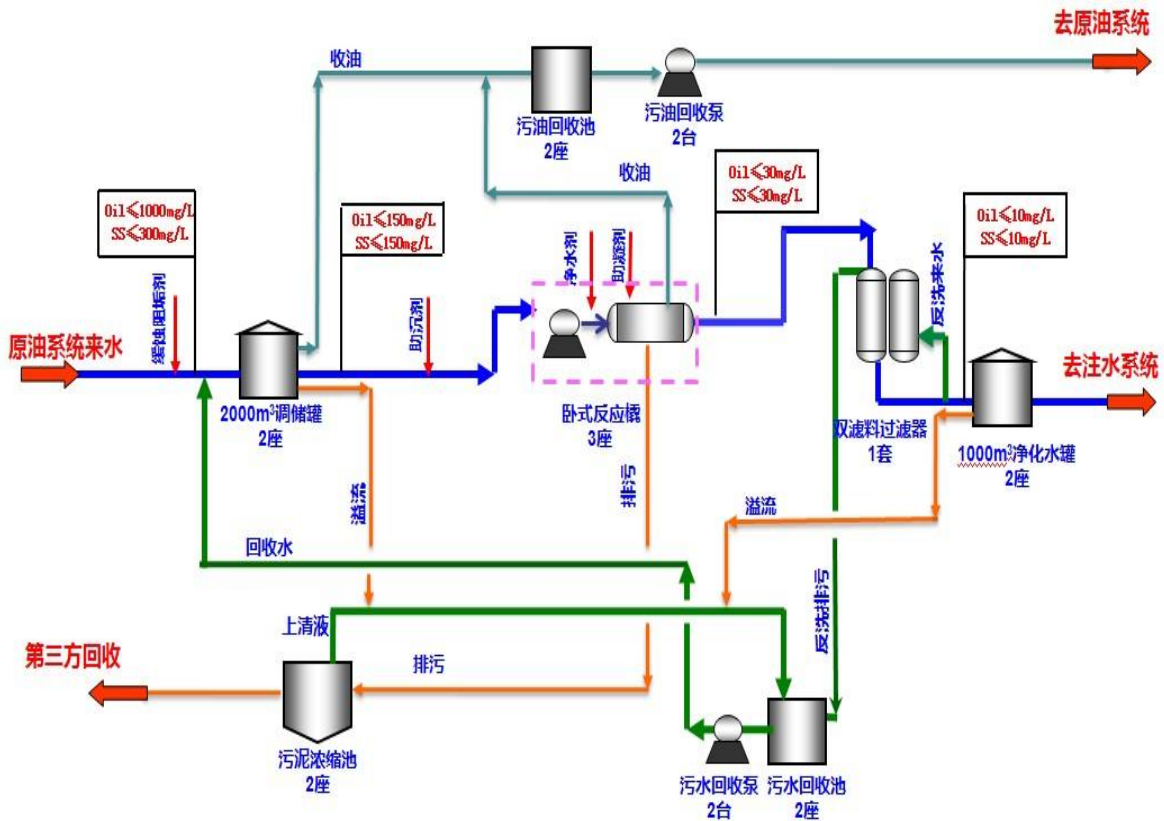


图 3.1-6

现有温北联合站污水处理系统工艺流程图

流程说明：原油处理系统来水（含油 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ ）进 2 座 2000m^3 调储罐进行油水分离，其中 1 座作为重力除油罐，1 座作为调储罐，除油后对水量、水质进行调节，经初步沉降后可除去部分浮油和悬浮物，保证出水含油 $\leq 150\text{mg/L}$ ，SS $\leq 150\text{mg/L}$ ，出水进入卧式反应橇反应（单座橇上包括反应提升泵 1 台，压力式反应器 1 台），去除大部分乳化油及悬浮物，出水（含油 $\leq 30\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 30\text{mg/L}$ ）自压进入双滤料过滤器，出口水质指标达到含油 $\leq 30\sim 10\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$ ，过滤出水在投加次氯酸钠杀菌后，通过注水泵输送至油田注水。

2) 辅助流程

(1) 加药流程

由于未开展药剂筛选试验，药剂投加种类及浓度参照类似工程确定，待药剂筛选完成后再次根据试验结果进行修正。

系统投加 4 种药剂，阻垢剂及缓蚀剂复配后，直接用加药装置投加；助沉剂、净水剂、助凝剂先采用储药装置溶解，再采用加药装置稀释后投加。

表 3.1-16 药剂投加一览表

药剂类别	药剂名称	加药浓度 mg/L	加药点	加药方式
水质净化	助沉剂	100	反应提升泵进口	连续式投加
	净水剂	150	卧式反应橇进口	连续式投加
	絮凝剂	10	卧式反应橇进口	连续式投加
水质稳定	缓蚀阻垢剂	50	调储罐进口	连续式投加

(2) 杀菌药剂投加流程

化学试剂杀菌易使细菌产生抗药性，很难达到长期有效的控制细菌含量的效果。

电解盐杀菌技术是利用次氯酸钠发生装置，通过电解饱和大粒粗盐产生次氯酸钠溶液，次氯酸钠在水中分解产生具有强氧化性的原子态氧（O），能够氧化细菌，使细菌中的蛋白质变性，失去复制和生存能力，从而达到杀灭细菌的目的。该技术分解产生的自由基除了杀灭有害细菌外可直接与废水中的有机污染物反应，将其降解为二氧化碳、水和简单有机物，没有或很少产生二次污染，常温常压下就可进行；设备操作简单；电解盐水产生的氧化剂立即投入使用，保证小的分解和发生副反应，同时避免了运输的风险，在国内各大油田应用广泛。

因此现有联合站选用电解盐杀菌。

电解盐有效氯产量参照类似水质油田油田采出水投加量，有效氯产量 18kg/h。加药点为净化水罐进出口管线，连续投加，同时在过滤器进口预留加药口，间歇投加。

(3) 污水回收工艺

油田采出水处理系统产生的污水主要为过滤反洗污水、设备放空排污等。污水回收流程如下：

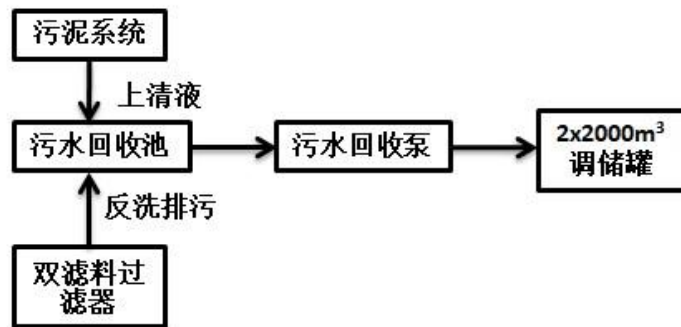


图 3.1-5 污水回收工艺流程

系统污水量统计见表 3.1-12。

表 3.1-12 过滤器、污泥浓缩池等排水特点

名称	设备数量	单座罐(池)排污量 (m³/次)	单座罐排污频率 (次/d)	排污量 (m³/d)
过滤器反洗排污	6 座	60	1~2	360~720
污泥浓缩池上清液	2 座	30	1	180~360
站区生产排污	/	/	/	7.1m³/d

回收污水排入新建污水回收池，由污水回收泵提升至油田采出水处理系统前端进行处理。

(4) 过滤器反洗工艺

过滤器反洗水采用滤后水进行反洗，反洗水来自 1000m³ 净化水罐。过滤器反洗工艺如下：

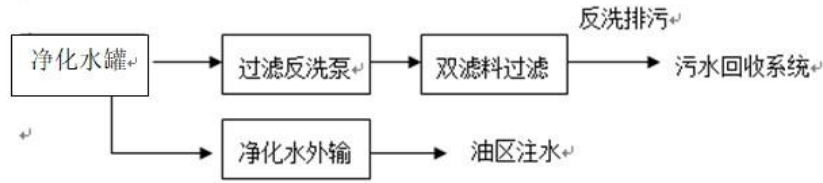


图 3.1-8 过滤器反洗工艺流程图

过滤器反洗次数及反洗水量见表 3.1-15，反洗水排入污水回收池，由污水回收泵提升至调储罐再处理。

(5) 污油回收工艺油田采出水处理系统污油回收包括两部分：调储罐集油槽收集浮油和污泥浓缩池上部污油。这两部分污油排放至污油回收池，通过污油回收泵提升进原油处理系统。其工艺流程如下图 3.1-9 所示。

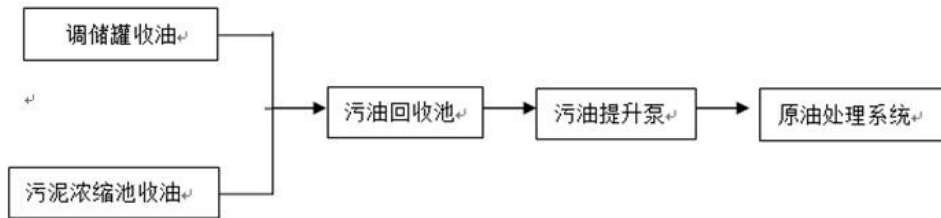


图 3.1-9 污油回收流程图

回收污油含水率按 60% 计算，回收污油 16.2m³/d，污油 5~10d 回收一次，为保证污油良好的流动性，污油回收池内预留蒸汽管线接口。

6) 污泥浓缩工艺

站区污泥主要来自卧式反应橇排污，卧式反应橇排污根据系统设定每天排污 2~3 次，调储罐、注水罐根据水质情况每月排污一次或清罐时排污。

卧式反应橇排污进入 2 座污泥浓缩池，进行隔油和回收上清液，同时污泥沉降浓缩于池底部。两座浓缩池交替运行，池内在中部和中下部均设收水管线，通过自流进入污水回收池，下部污泥由吸泥车回收，由有资质的环保公司定期拉运处理。污泥浓缩流程如下图 3.1-10 所示。

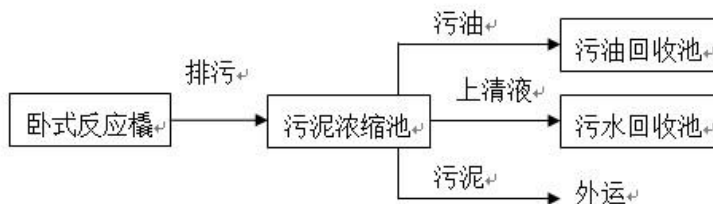


图 3.1-10 污泥浓缩流程图

污泥排放量见表 3.1-13。

表 3.1-13 系统排污量一览表

储罐名称	数量	储罐容积(m ³)	排泥次数 (次/d)	排泥时间(min/次)	排泥量 (m ³ /a)
卧式反应橇	3 座	150	2~3	3~5	2400
合计	/	/	/	/	2400

3.1.3.1 现有温北联合站运营期污染物产排情况

3.1.3.1.1 废气

1、有组织废气

联合站内有 3 台（2 开 1 备）3000kw/h 相变加热炉，项目验收过程对运行的两台加热炉进行了实测。根据验收监测报告数据可知联合站加热炉有组织废气监测结果见下表 3.1-14 和 3.1-15。

表 3.1-14 1#加热炉废气监测结果

采样 点位	检测项目		日期：2024 年 1 月 23 日			日期：2024 年 1 月 24 日			标准 限值
			1	2	3	1	2	3	
1# 加热 炉总 排口	标干流量 (Nm ³ /h)		4552	4333	4493	4259	4408	4242	/
	含湿量 (%)		7.95	7.95	7.95	8.06	8.06	8.06	
	温度 (°C)		138.8	140.2	139.9	138.4	138.4	139.8	
	流速 (m/s)		9.1	8.7	9.0	8.5	8.8	8.5	
	含氧量 (%)		9.12	9.50	9.00	9.43	9.37	9.39	
	颗 粒 物	实测浓度 (mg/m ³)	2.96	3.30	3.11	3.16	3.69	3.41	/
		折算浓度 (mg/m ³)	4.4	5.0	4.5	4.8	5.6	5.1	20
		排放速率 (kg/h)	0.014	0.014	0.014	0.013	0.016	0.014	/
	二 氧 化 硫	实测浓度 (mg/m ³)	0	0	0	0	0	0	/
		折算浓度 (mg/m ³)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	50
		排放速率 (kg/h)	/	/	/	/	/	/	/
	氮 氧	实测浓度 (mg/m ³)	63.6	54.5	39.7	38.9	30.7	36.8	/

	化物	折算浓度 (mg/m ³)	94	83	58	59	46	56	200
		排放速率 (kg/h)	0.290	0.236	0.178	0.166	0.135	0.156	/
	林格曼黑度		<1 级			<1 级			<1

表 3.1-15 3#加热炉废气监测结果

采样 点位	检测项目		日期：2024 年 1 月 23 日			日期：2024 年 1 月 24 日			标 准 限 值
			1	2	3	1	2	3	
3# 加 热 炉 总 排 口	标干流量 (Nm ³ /h)		4361	4300	4500	4502	4314	4361	/
	含湿量 (%)		8.22	8.22	8.22	8.35	8.35	8.35	
	温度 (°C)		141.4	161.5	142.1	138.7	141.6	142.0	
	流速 (m/s)		8.8	9.1	9.1	9.0	8.7	8.8	
	含氧量 (%)		8.31	8.46	8.06	8.30	8.28	8.30	
	颗 粒 物	实测浓度 (mg/m ³)	3.08	3.27	2.98	3.70	3.50	3.42	/
		折算浓度 (mg/m ³)	4.2	4.6	4.0	5.1	4.8	4.7	20
		排放速率 (kg/h)	0.013	0.014	0.013	0.017	0.015	0.015	/
	二 氧 化 硫	实测浓度 (mg/m ³)	0	0	0	0	0	0	/
		折算浓度 (mg/m ³)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	50
		排放速率 (kg/h)	/	/	/	/	/	/	/
	氮 氧 化 物	实测浓度 (mg/m ³)	49.2	48.3	44.8	41.1	44.4	43.9	/
		折算浓度 (mg/m ³)	68	67	61	57	61	60	200
		排放速率 (kg/h)	0.214	0.208	0.202	0.185	0.192	0.191	/
	林格曼黑度		<1 级			<1 级			<1

监测结果显示：验收监测期间，项目加热炉废气中颗粒物、SO₂、NO_x、林格曼黑度满足该项目原环评批复中的要求：《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 新建燃气锅炉排放限值。

2、无组织废气

根据现有温北联合站的环保验收数据，无组织废气监测结果见下表：

表 3.1-16 厂界非甲烷总烃监测结果单位: mg/m^3

监测项目	监测日期	1#上风向	2#下风向	3#下风向	4#下风向
非甲烷总烃	2024 年 1 月 25 日	0.93	2.18	3.26	0.93
		0.77	1.30	2.97	0.84
		0.93	1.91	3.17	1.10
		0.54	1.54	3.14	0.90
	2024 年 1 月 26 日	0.65	1.53	2.88	0.86
		0.73	1.30	2.96	1.25
		0.74	1.64	2.69	0.90
		0.76	1.55	2.82	1.17
	周界外浓度最大值	0.93	2.18	3.17	1.25
	标准限值	4.0			
	达标情况	达标	达标	达标	达标

表 3.1-17 厂界硫化氢监测结果单位: mg/m^3

监测项目	监测日期	1#上风向	2#下风向	3#下风向	4#下风向
硫化氢	2024 年 1 月 25 日	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
		<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
		<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
		<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	2024 年 1 月 26 日	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
		<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
		<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
		<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	周界外浓度最大值	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	标准限值	0.06			
	达标情况	达标	达标	达标	达标

表 3.1-18 厂区内非甲烷总烃监测结果单位: mg/m^3

监测项目	监测日期	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 4 次
非甲烷总烃	2024.1.25	6.63	4.51	7.36	5.70
	2024.1.26	7.47	6.97	5.76	7.54
	标准限值	10			
	达标情况	达标	达标	达标	达标

由上表可知,验收期间联合站厂界外无组织废气非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求,硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新改扩建项目二级标准要

求。厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中无组织排放限值。

3.1.3.1.2 废水

1、生产废水

现有温北联合站生产废水监测结果见下表 3.1-19、3.1-20。

表 3.1-19 污水处理站进口监测结果

采样点位			污水处理站进口							
序号	项目名称	单位	检测结果 (采样时间: 2024.01.22)				检测结果 (采样时间: 2024.01.23)			
1	悬浮固体含量	mg/L	55	54	56	50	53	56	54	52
2	含油量	mg/L	36.4	36.5	41.3	35.8	35.7	35.3	33.4	32.1
3	硫酸盐还原菌	个/mL	0.6	0.6	0	0	0.6	0.6	0	0
4	腐生菌	个/mL	0	0	0	0	0	0	0	0
5	铁细菌	个/mL	2.5	2.0	2.5	2.0	2.0	0	2.5	2.5

表 3.1-20 污水处理站出口监测结果

采样点位			污水处理站出口								标准 限值
序号	项目名称	单位	检测结果（采样时间： 2024.01.22）				检测结果（采样时间： 2024.01.23）				
1	悬浮固体含量	mg/L	27	26	24	26	28	26	28	26	≤25
2	含油量	mg/L	0.86	0.78	1.06	1.37	0.71	1.02	0.92	0.57	≤30
3	硫酸盐还原菌	个/mL	0	0	0	0	0	0	0	0	/
4	腐生菌	个/mL	0	0	0	0	0	0	0	0	/
5	铁细菌	个/mL	0	0	0	0	0	0	0	0	/
6	平均腐蚀率	mm/年	0.0005								≤0.076

由上表可以看出,验收监测期间,项目区生产废水经处理后,满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注入层平均空气渗透率>1.5um的标准及《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准。

2、生活污水

根据调查,联合站现有化粪池容积为 10m³,工作人员在联合站区无食宿,日

常只有倒班人员，实际生活废水产生量约 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ ，每星期拉运一次至污水处理厂。

3.1.3.1.3 噪声

根据验收期间的监测数据，见表 3.1-21。

表 3.1-21 联合站厂界噪声监测结果单位：dB

监测 点位	昼间				夜间			
	2024.1.25	2024.1.26	限值	达标 情况	2024.1.25	2024.1.26	限值	达标 情况
1#（东侧）	53	52	60	达标	43	42	50	达标
2#（北侧）	53	52		达标	43	42		达标
3#（西侧）	55	54		达标	44	42		达标
4#（南侧）	54	54		达标	44	43		达标

由监测结果表明，联合站各场界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

3.1.3.1.4 固体废物

现有温北联合站环保验收中确认其固体废物保护措施落实情况见表 3.1-22。

表 3.1-22 环评报告固体废弃物环境保护措施落实情况调查

阶段	环评中提出 固体废物环境保护措施	固体废物保护措施实际落实情况	落实情况
施工期	工程废料有回收价值的回收利用，无价值的集中收集运至工业固废填埋场处置，弃土弃渣作为平整垫方加以利用，不外排。 施工生活垃圾由施工作业区垃圾箱分类收集，委托当地环卫部门定期清运至温宿县生活垃圾填埋场处置，对外环境影响较小。	工程废料有回收价值的回收利用，无价值的集中收集运至温宿县工业固废填埋场处置，弃土弃渣作为平整垫方加以利用，不外排。 施工生活垃圾由施工作业区垃圾箱分类收集，委托当地环卫部门定期清运至温宿县生活垃圾填埋场处置。	已落实
运营期	含油污泥经压滤、离心减量化处理后排至污泥罐，定期交有资质单位处置；定期更换的含油滤料，暂存于红 6 危废暂存库，定期委托有资质的单位处置；废机油、废油桶、废含油劳保用品收集后暂存于联合站撬装式危废暂存间内，“日产日清”至红 6 危废暂存库。	含油污泥、含油滤料，废机油、废油桶、废含油劳保用品统一暂存于红 6 危废暂存库，委托库车红狮环保科技有限公司定期处置。生活垃圾由环卫部门定期清运。	已落实

表 3.1-23 环评批复固体废弃物环境保护措施落实情况调查

阶段	批复中提出的固体废物保护措施	固体废物保护措施实际落实情况	落实情况
运营期	按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并压实平整。运营期的污水处理系	含油污泥、含油滤料，废机油、废油桶、废含油劳保用品统一暂存于红 6 危废暂存库，委托库车红狮环保科技有限公司定期处置。生活垃圾由环卫部门定期清运。	已落实

统含油污泥、采出水系统定期更换的滤料、设备维护产生的废机油、废油桶、废含油劳保用品等其它间歇排放的危险废物集中收集到危废暂存间，定期交由有处理资质单位处理，生活垃圾由环卫部门统一收集。		
--	--	--

3.1.4 现有联合站总量控制

根据《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温北油田地面建设工程项目环境影响报告书》及其环评批复（阿地环审〔2022〕122号），现有联合站总量控制指标为NO_x：7.88t/a，VOCs：0.94t/a。根据环保验收数据统计，现有项目运行后，主要污染物年排放总量见表3.1-24。

表3.1-24 主要污染物排放总量结果

项目	实际排放量	总量控制指标	达标情况
NO _x (t/a)	3.819	7.88	达标
VOCs	0.94	0.94	达标

3.2 本次拟建工程分析

3.2.1 拟建项目概况

3.2.1.1 基本概况

- (1) 项目名称：柯柯牙油田地面建设工程
- (2) 建设单位：阿克苏中曼油气勘探开发有限公司
- (3) 建设地点：处理站位于温宿县城东北8.8km处，中心地理位置坐标：E80°18′40.58″，N41°20′21.79″，项目区目前为空地。配套的集输管网分布在东西长16km，南北宽9km的区域内，各管道起止坐标点位见表3.2-2。

(3) 建设性质：项目属于现有油气开采配套工程，性质为改扩建。

(4) 工程规模：

处理站占地面积约75亩，建筑面积约1660.16平方米。新建柯柯牙处理站一座，配套建设油气水集输管网、供配电线路、消防、供热及通讯等附属设施。年处理原油能力20×10⁴ t/a，来自各采油平台的油、气、水混合物输至柯柯牙处理站进行气液分离，油水经加热、增压后先输至温21转油站，与温21转油站内油气水混合后增压输送至温北联合站，原油集中处理后装车外销；污水在现有温北联合站处

理后输至各井台掺水、剩余注水和回注；天然气在柯柯牙站内净化处理后管输外销，天然气处理能力为 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

(5) 行业类别：B0711 陆地石油开采

(6) 项目总投资：项目建设总投资共计 30000 万元。

(7) 劳动定员：定员 16 人。

3.2.1.2 工程组成及建设内容

本次项目组成及规模一览表见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成及规模一览表

工程	项目	本次建设内容
主体工程	占地规模	本次用地面积 75 亩，新建柯柯牙处理站 1 座，为五级站场，站场内的主要建构筑物：辅助用房、外输泵房、生产用房、电动大门、逃生小门、钢栅栏门、铁丝网围墙
	原油处理	年处理原油能力 $20 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，柯柯牙处理站采用加热、脱气和增压流程，脱出的伴生气可用生产加热燃料，剩余伴生气在站内进行处理和管输外销。原油增压输送至温 21 转油站，与温 21 转油站内油气水一起增压输送至温北联合站脱水至净化油外销。柯柯牙处理站只建事故罐，正常生产原油不进罐。
	天然气处理	本工程天然气处理装置主要包括增压、脱水、脱烃及辅助系统等。根据本次来气条件，气藏气 ($15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 7MPa)，溶解气 ($5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 0.35MPa)，温北联合站来气 ($10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 1.0MPa)。本工程采用增压后脱水外输的技术路线，脱水前设过滤聚结分离器和脱硫塔。增压选用往复式压缩机，脱水选择分子筛脱水工艺。
	天然气外输	本工程在新建柯柯牙处理站设置发球区，作为中曼阿克苏环塔利民管道联通项目的输气首站，接收压缩机出口天然气，输往新建中曼阿克苏环塔利民管道联通项目地面处理站。输气首站设计输量 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，具有外输、清管、紧急放空功能，预留分输功能。外输管线 DN150，设计压力为 8MPa。
线路工程	油气集输管线	集油支线合计 30.258km，管径为 DN200mm，压力为 1.6-2.5MPa，管材选用无缝钢管；集气支线合计 21km，管径为 DN60，压力为 7MPa，管材选用无缝钢管。两者合计 51.258km
	油水混输干线	柯柯牙处理站至温 21 转油站敷设 1 条油水混输干线，从处理站南边出站，向西南方向敷设至温 21 转油站，沿线为地势为下坡，高差为 40m，尽量与单井集输管网同沟敷设，管径 DN200mm，压力 1.3MPa，采用无缝钢管，管线总长为 9km。
	输气干线	温北联合站净化天然气输送至柯柯牙处理站增压外输，从温北联合站东侧出站后向东北方向敷设，途径温 21 转油站，从温 21 转油站至柯柯牙处理站段与柯柯牙处理站至温 21 转油站的油水混输管线同沟敷设，管径为 DN168.3，压力为 7MPa，管材选用无缝钢管，线路总长为 16km。

	输水管线	新建从温 21 转油站至柯柯牙处理站的输水管线柔性复合高压输送管 8.5km，在温 21 转油站建加压泵 2 台，流量 73m ³ /h，水泵扬程 100~110m	
	注水管线	柯柯牙处理站在红 58 井附近，注水管线以红 58 为中心，将东北方向注水主干线：柯柯牙处理站—红 58 井—红 50 井—红 59 井—红 52 井—红 79 井，向西南方向注水主干线：形成柯柯牙处理站—红 11 井—红 102 井—红 29 井—红 28 井，合计长度约 22.1km	
依托工程	温北联合站		原油处理规模：70×10 ⁴ t/a，建设三相分离器、掺水系统；天然气处理规模：处理规模：5×10 ⁴ Nm ³ /d，建设两相分离器、分子筛脱水橇、低温分离及混烃回收橇、冷剂压缩机橇及配套设 施；采出水处理系统：规模：9000m ³ /d，“重力沉降-压力反应-过滤”设施；为接纳本项目原油的温北联合站扩建工程已取得环评批复，见附件。
	红 6 危废暂存库		本项目危废储存依托红 6 危废暂存库，占地面积 60m ² ，暂存能力 120t
	温 21 转油站		经温 21 转油站转输温北联合站
储运工程	储罐		混烃储罐 2 座各 92m ³ ，充装系数按 0.9 计算，可储存生产的混合轻烃 8.7 天左右，不设原油储罐
公用工程	给水	水源井	生活水源来自旁边的油管厂水源井
	供电	托乎拉变电站、依希来木其变电站、35kV 水稻农场变电站和红沙漠变电站	
	供热	电暖气	
环保工程	废水	生产废水	采出水、设备分离器排污水依托温北联合站现有污水站处理；软化水制备废水和反冲洗废水洒水降尘
		生活污水	设置防渗化粪池，定期由吸污车拉运城市污水处理厂不外排
	废气	柯柯牙处理站	油气液分离加热锅炉设置低氮燃烧器+15 米排气筒
	噪声		机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；噪声源合理布设，设置泵房提高隔音效果
	固体废物		含油污泥、含油滤料，废机油、废油桶、废含油劳保用品统一暂存于红 6 危废暂存库，委托库车红狮环保科技有限公司定期清运。软化水制备废树脂、废脱硫剂为一般固废，由厂家更换后回收。
	生活垃圾		生活垃圾由环卫部门定期清运。
环境风险	一座 800m ³ 消防水罐（直径 10.5m，罐壁高 10.165m）1 座，用于消防应急		
	500m ³ 事故罐一座，用于临时储存事故工况下不能及时外输的原油；		

	新建埋地式应急事故水池 1 座，用于储存消防废水，容积为 1500m ³ (长×宽×深=25m×15m×4m)，采用钢筋混凝土结构
	混烃罐区设置防火堤，防火堤内容积 180m ³ ，两座混烃罐，单罐容积 92m ³ ，事故情况下去掉罐内残留液体，可容纳全部泄漏液体

表 3.2-2 主要集输管网起止坐标一览表

管网名称	说明	起点坐标		终点坐标		长度 (km)
		东经	北纬	东经	北纬	
红 76 井场至温 21 转油站	集油支线	80° 14' 57.758"	41° 18' 46.409"	80° 14' 45.273"	41° 18' 38.491"	0.65
红 74 井场至红 76 井场	集油支线	80° 15' 30.154"	41° 18' 54.964"	80° 14' 57.758"	41° 18' 46.409"	1.24
红 75 井场至红 74 井场	集油支线	80° 15' 26.504"	41° 18' 34.986"	80° 15' 30.154"	41° 18' 54.964"	0.6
红 73 井场至红 75 井场	集油支线	80° 15' 44.792"	41° 18' 41.648"	80° 15' 26.504"	41° 18' 34.986"	1.03
红 28 井场至红 70 井场	集油支线	80° 16' 53.639"	41° 19' 3.442"	80° 16' 18.279"	41° 19' 10.085"	1.28
红 70 井场至红 71 井场	集油支线	80° 16' 18.279"	41° 19' 10.085"	80° 16' 10.555"	41° 18' 49.383"	1.2
红 71 井场至红 74 井场	集油支线	80° 16' 10.555"	41° 18' 49.383"	80° 15' 30.154"	41° 18' 54.964"	1.293
红 11 井至柯柯牙处理站	集油支线	80° 18' 46.093"	41° 19' 54.165"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	1.26
柯 19 井至红 11 井	集油支线	80° 19' 0.379"	41° 19' 40.984"	80° 18' 46.093"	41° 19' 54.165"	0.865
红 102 井至红 11 井	集油支线	80° 18' 17.313"	41° 19' 38.285"	80° 18' 46.093"	41° 19' 54.165"	1.039
柯 18 井至红 102 井	集油支线	80° 18' 27.143"	41° 19' 17.680"	80° 18' 17.313"	41° 19' 38.285"	0.836
红 29 井至红 102 井	集油支线	80° 18' 4.432"	41° 19' 27.471"	80° 18' 17.313"	41° 19' 38.285"	0.64
柯 17 井至红 29 井	集油支线	80° 17' 55.510"	41° 19' 9.704"	80° 18' 4.432"	41° 19' 27.471"	0.746
红 27 井至红 29 井	集油支线	80° 17' 36.884"	41° 19' 29.199"	80° 18' 4.432"	41° 19' 27.471"	0.934
红 100 井至红 27 井	集油支线	80° 16' 58.897"	41° 19' 30.686"	80° 17' 36.884"	41° 19' 29.199"	0.981
红 101 井至红 27 井	集油支线	80° 17' 32.973"	41° 19' 53.783"	80° 17' 36.884"	41° 19' 29.199"	0.812

柯 20 井至红 26 井	集油支线	80° 17' 17.770"	41° 19' 14.184"	80° 17' 2.045"	41° 19' 23.473"	0.893
红 52 井场至柯柯牙处理站	集油支线	80° 20' 55.544"	41° 21' 18.142"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	4.907
红 72 井至红 79 井	集油支线	80° 21' 36.986"	41° 21' 56.112"	80° 21' 22.753"	41° 21' 35.931"	0.78
红 79 井至红 52 井	集油支线	80° 21' 22.753"	41° 21' 35.931"	80° 20' 55.544"	41° 21' 18.142"	1.041
红 78 井至红 52 井	集油支线	80° 20' 56.238"	41° 21' 36.954"	80° 20' 55.544"	41° 21' 18.142"	0.51
红 107 井向东南方向至红 56	集油支线	80° 19' 47.449"	41° 21' 37.340"	80° 19' 51.562"	41° 20' 51.919"	1.544
柯 23 井向西北方向至红 56	集油支线	80° 20' 10.217"	41° 20' 44.890"	80° 19' 51.562"	41° 20' 51.919"	0.436
柯 21 自东南方向携柯 2 井和柯 27 井来液汇入红 50 井	集油支线	80° 20' 28.564"	41° 19' 56.023"	80° 19' 19.341"	41° 20' 14.263"	2.619
柯 3 井至柯柯牙处理站	集气支线	80° 21' 31.173"	41° 21' 4.240"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	6.3
柯 18 至柯柯牙处理站	集气支线	80° 18' 27.143"	41° 19' 17.680"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	2.6
红 9 至柯柯牙处理站	集气支线	80° 21' 52.130"	41° 17' 4.819"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	21.0
柯 9 至柯柯牙处理站	集气支线	80° 22' 21.706"	41° 17' 16.841"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	
柯 8 至柯柯牙处理站	集气支线	80° 22' 17.342"	41° 18' 38.289"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	
柯 26 至柯柯牙处理站	集气支线	80° 23' 1.334"	41° 18' 43.735"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	
柯 19 井至柯柯牙处理站	集气支线	80° 19' 0.379"	41° 19' 40.984"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	
柯柯牙处理站至温 21 转油站	油水混输干线	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	80° 14' 45.273"	41° 18' 38.491"	9.0
温北联合站净化天然气输送至柯柯牙处理站	输气干线	80° 11' 20.400"	41° 18' 8.170"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	16.0
从温 21 转油站至柯柯牙处理站	输水管线	80° 14' 45.273"	41° 18' 38.491"	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	8.5
柯柯牙处理站—红 58 井	东北方向注水管线	80° 18' 40.580"	41° 20' 21.79"	80° 20' 16.411"	41° 21' 6.006"	22.1
红 58 井—红 79 井		80° 20'	41° 21'	80° 21'	41° 21'	

		16.411''	6.006''	22.753''	35.931''	
柯柯牙处理站—红 11 井	西南方向注水管线	80° 18'	41° 20'	80° 18'	41° 19'	
		40.580''	21.79''	46.093''	54.165''	
红 11 井—红 28 井		80° 18'	41° 19'	80° 16'	41° 19'	
		46.093''	54.165''	53.639''	3.442''	

3.2.1.3 平面布置

柯柯牙处理站为五级站场。处理站依照不同的生产功能和特点分别相对集中布置进站大门根据现场需要设置大门方位，站内设消防道路，放空火炬设置在站内设置，放空火炬位于站区最小风频风向的上风侧。依据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 中相关规定，各装置间防火间距满足要求。平面布置详图见下图。

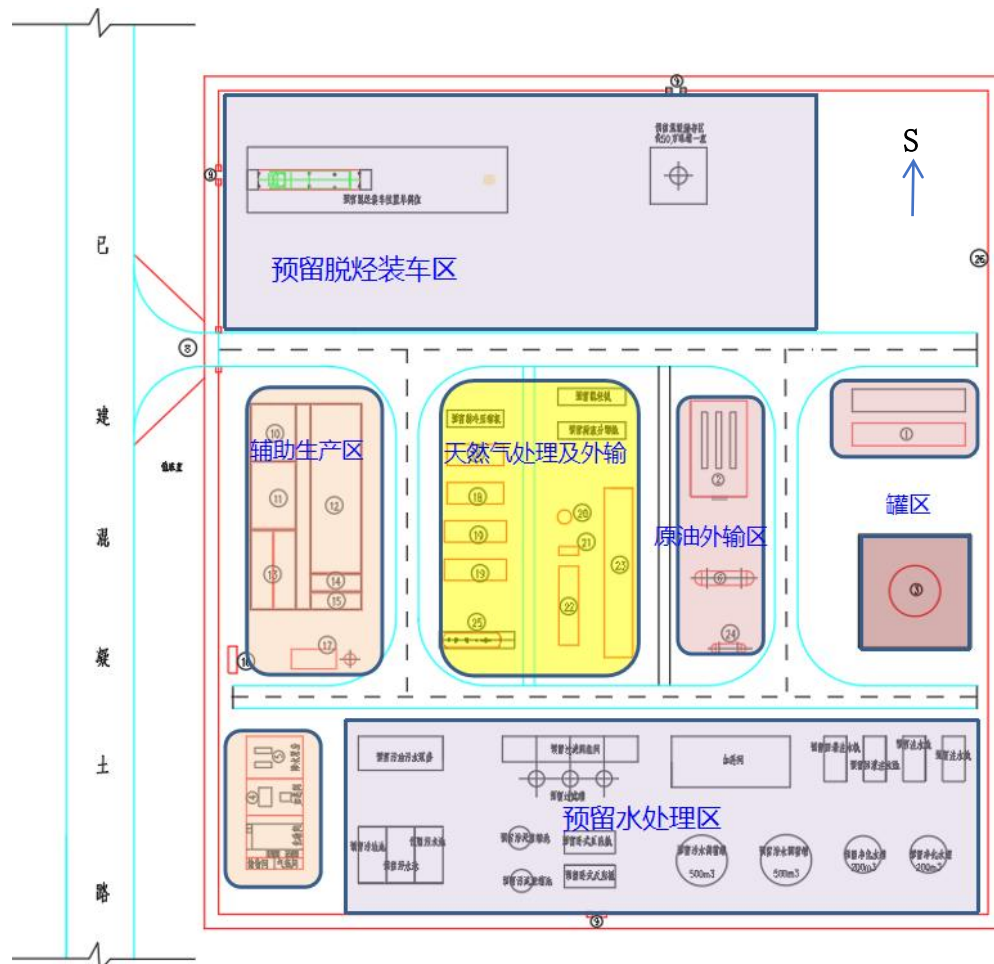


图 3.2-2 处理站平面布置图

3.2.2 公用辅助工程

3.2.2.1 给排水

3.2.2.1.1 给水系统

依托旁边拟建的油管厂水源井，用于项目生活用水、消防用水。

1) 一体化加热装置

本项目处理站设置 1 台一体化加热装置，功率为 1200kW，为防止锅炉受热面、汽水管道的结垢、结盐和腐蚀，确保能正常供热，锅炉给水必须对原水进行处理，软水制备采用树脂交换软水设备，根据建设单位提供的资料，本项目软水制备率为 85%。锅炉用软化后的水来补充，补水率约为 1%。

根据对温北联合站正在运行的相变加热炉的调查类比，本次加热炉循环水总量约为 200m³/d，补水量约为 2m³/d (600m³/a)。

2) 软水制备用水

为防止一体化加热装置锅炉受热面、汽水管道的结垢、结盐和腐蚀，确保能正常供热，锅炉给水必须对原水进行处理，软水制备采用树脂交换软水设备，软水制备率为 85%，则软水制备新鲜水需求量为 2.353m³/d (705.9m³/a)。

3) 锅炉软水设备反冲洗水：用量约为 0.2m³/d (60m³/a)

4) 生活用水：本次项目定员 16 人，职工用水定额参考《建筑给水排水设计标准》(GB 50015-2019)，取 30L/人·d，则项目员工生活用水量为 0.48m³/d (144m³/a)。

3.2.2.1.2 排水系统

1) 软水制备过程产生的废水约为 0.35m³/d (127.75m³/a)，较为清洁，可用于处理站站区洒水抑尘；

2) 锅炉软水设备反冲洗水，不考虑损耗，则产生量约为 0.2m³/d (60m³/a)，较为清洁，可用于站区洒水抑尘；

3) 分离器废水

运营期全厂设备过滤分离器会产生少量的废水，根据建设方提供资料，分离器废水产生量约为 1.2m³/d，以每年运行 300 天计算为 360m³/a。废水中主要含有 SS 和石油类。由 15m³ 排污罐收集，定期清运至温北联合站处理。

4) 生活污水设置防渗化粪池，容积 10 立方。

3.2.2.2 供暖

冬季取暖采用电暖气。

3.2.2.3 供电

自 110kV 温柯变引接 10kV 专线 1 回，作为工作电源。

3.2.2.4 消防

根据项目可行性研究报告的消防章节设计资料可知：

（1）消防依托

本工程依托温宿县消防大队，在柯柯牙处理站设消防供水管网，管网上设消火栓消防水源为附近油管厂内水源井，柯柯牙处理站的工艺装置区和辅助生产区设移动式干粉灭火。另有一座 800m³ 消防水罐（直径 10.5m，罐壁高 10.165m）1 座，用于消防应急。

（2）消防对象

处理站消防对象为新建工艺区和事故罐。

（3）消防方式

在站内设置环状消防供水管网，管网上设置消火栓。主要保护工艺装置区、事故罐、排污罐，采出水处理区，辅助用房等。在工艺装置区，事故罐、排污罐，采出水处理区，辅助用房除设置消防给水外，并配置移动式干粉灭火设施辅助扑灭初期或零星火灾。

（4）系统设计

1) 消防管网

新建消防冷却水管网沿工艺装置区道路成环状布置，其它区域枝状布置，管网上布置一定数量的消火栓，并设置截断阀，消火栓布置间距不大于 60m。

2) 移动灭火设施

小型移动式灭火器：对各装置、储罐区及建筑物，按其火灾危险性、区域大小、火灾种类、灭火器保护距离、设置点的环境温度等因素，分别配置小型移动式灭火器材，以便及时扑救初期零星火灾。因西北地区比较寒冷，磷酸铵盐干粉灭火器使用温度-40℃~+55℃，二氧化碳灭火器使用温度-10℃~+55℃。

3) 管材、管件选择及防腐

消防管线公称管径大于等于 200mm，采用螺纹钢管，执行标准《低压流体输送用焊接钢管》GB/T 3091-2015，其余钢质管线均采用无缝钢管，执行标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163-2018，钢质管线均电焊连接，管线与阀门采用法兰连

接。所有钢质管件材质与管线相同，执行标准《钢制对焊管件类型与参数》GB/T 12459-2017。

3.2.3 原料及燃料

柯柯牙处理站采用加热、脱气和增压流程，脱出的伴生气可用生产加热燃料，剩余伴生气在站内进行处理和管输外销。油水混合液增压输送至温 21 转油站，与温 21 转油站内油气水一起增压输送至温北联合站脱水至净化油外销。柯柯牙处理站只建事故罐，正常生产不进罐。

表 3.2-2 油水混合液物性参数表（来源于项目可研报告）

测试项目	单位	结果
含水	%	60
密度(20℃)	g/cm ³	0.9362
盐含量（以氯化钠的质量分数计）	mg/L	24.5
	%	0.0026
硫含量（质量分数）	%	0.245
相对于 101.325 大气压下开口闪点	℃	35
相对于 101.325 大气压下开口燃点	℃	58
运动粘度（50℃）	Mm ² /s	771.3
凝固点	℃	-12
初馏点	℃	93
含蜡量	%	1.8
析蜡点	℃	/
不同温度下的粘度(mPa·s)		

表 3.2-3 天然气组份表（来源于可研天然气分析报告）

组 分	组成，摩尔分数%
甲烷	92.01
乙烷	3.95
丙烷	0.58
异丁烷	0.17
正丁烷	0.14
新戊烷	0.01
异戊烷	0.06
正戊烷	0.02
己烷及己烷以上	0.02

氧气	0.14
氮气	2.62
二氧化碳	0.27
氦气	/
氢气	/
高位发热量	37.81MJ
低位发热量	34.12MJ

3.2.4 设备表

本项目设施主要位于柯柯牙处理站，主要设备见表 3.2-4 和 3.2-5。

表 3.2-4 柯柯牙处理站主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量
1	一体化油气加热装置，设备规格：φ3.0 ³ 12.0，设计压力 1.6MPa，加热功率 1200kW	座	1
2	外输泵（螺杆泵）Q=60m ³ /h，H=180m，N=45kW，变频 1 拖 2	座	2
3	掺水泵（离心泵）Q=40m ³ /h，H=250m，N=60kW，变频 1 拖 2	座	2
4	混烃储罐 2 座 92m ³ ，充装系数按 0.9 计算，可储存生产的混合轻烃 8.7 天左右。	座	1
5	脱硫单元：脱硫塔一座，D2200x11000	座	2
6	脱水单元：分子筛干燥器 D1000x5000 立式	座	2
7	脱烃单元：天然气脱烃橇	座	2
8	空氮单元：PSA 制氮机和氮气储罐	座	1
9	排污单元：15m ³ 排污罐和配套管网	座	1
10	放空单元：放空火炬	座	1
11	天然气外输单元：天然气外输区设发球筒、压缩机、紧急关断阀门、紧急放空、手动放空阀组等装置	座	1
12	燃气调压箱	座	1
13	配套阀门、管道	套	1
14	500m ³ 事故罐 D=8920mm，H=8920mm；	座	1
15	1500m ³ 事故池（长×宽×深=25m×15m×4m）	座	1
16	800m ³ 消防水罐（直径 10.5m，罐壁高 10.165m）	座	1

3.2.5 工程内容

3.2.5.1 集油支线

红76 井场至温21 转油站：红76 井场向西北敷设，随后折向西南沿线与柯柯牙处理站至温21 转油站油水混输干线、温北联合站至柯柯牙处理站天然气集输干线、温21 井至红28 井掺水干线和温21 转油站转输水干线同沟敷设至温21 转油站，线路

总长0.65km。

红74井场至红76井场：红74井场向南敷设，随后向西敷设沿线与柯柯牙处理站至温21转油站油水混输干线、温北联合站至柯柯牙处理站天然气集输干线、温21井至红28井掺水干线和温21转油站转输水干线同沟敷设至红76井场，线路总长1.24km。

红75井场至红74井场：红75井场向北敷设，随后向西敷设沿线与柯柯牙处理站至温21转油站油水混输干线、温北联合站至柯柯牙处理站天然气集输干线、温21井至红28井掺水干线、红71井场到红74井场集油管线和温21转油站转输水干线同沟敷设，然后向北至红74井场，线路总长0.6km。

红73井场至红75井场：红73井场向北敷设，随后向西敷设沿线与柯柯牙处理站至温21转油站油水混输干线、温北联合站至柯柯牙处理站天然气集输干线、温21井至红28井掺水干线、红28井场到红74井场和温21转油站转输水干线集油管线同沟敷设，然后向南至红75井场，线路总长1.03km。

红28井场至红70井场：自红28井场向北敷设，再向西南敷设至红70井场，沿线与柯柯牙处理站至温21转油站油水混输干线、温北联合站至柯柯牙处理站天然气集输干线、温21井至红28井掺水干线和温21转油站转输水干线同沟敷设，线路总长1.28km。

红70井场至红71井场：自红70井场向西南敷设，再向西敷设至红71井场，沿线与柯柯牙处理站至温21转油站油水混输干线、温北联合站至柯柯牙处理站天然气集输干线、温21井至红28井掺水干线和温21转油站转输水干线同沟敷设，线路总长1.2km。

红71井场至红74井场：自红71井场向西敷设，沿线与柯柯牙处理站至温21转油站油水混输干线、温北联合站至柯柯牙处理站天然气集输干线、温21井至红28井掺水干线和温21转油站转输水干线同沟敷设，再向北敷设至红74井场，线路总长1.293km。

红11井至柯柯牙处理站：自红11井场向东北方向穿越果林后沿路敷设，与柯19井集油管线相遇后同沟敷设至柯柯牙处理站，线路总长1.26km。

柯19井至红11井：柯19井向北敷设后接入红11井场，线路总长0.865km。

红102井至红11井：自红102井场南侧向东穿越土路后，向北敷设，后沿路向

东北方向敷设 至红 11 井场，线路总长 1.039km。

柯 18 井至红 102 井：自柯 18 井场西侧向北后向西敷设，而后继续向北沿土路敷设至红 102 井，同沟敷设柯 18 井掺水管线，线路总长0.836km。

红29 井至红 102 井：自红29 井接出管线与柯柯牙处理站至温21 转油站油水混输干线同沟敷 设至红 102 井，线路总长0.64km。

柯 17 井至红29 井：自柯 17 井向东北方向敷设至红29 井，同沟敷设柯 17 井掺水管线，线路 总长0.746km。

红27 井至红29 井：自红27 井接出管线与柯柯牙处理站至温21 转油站油水混输干线同沟敷设至红 29 井，线路总长0.934km。

红 100 井至红27 井：红 100 井自南敷设再向东敷设，并接入红27 井，途中经过红26 井，线路总长0.981km。

红 101 井至红 27 井：自红 101 井向南后向西，而后继续向南敷设至红 27 井，线路总长 0.812km。

柯 20 井至红 26 井：自柯 20 井向北与柯柯牙处理站至温 21 转油站油水混输干线相遇后，向西同沟敷设后继续向北转向红 26 井，线路总长 0.681km 。柯 20 井掺水管线自红 27 井场处回注水管 线接引，总长度 0.893km。

红 52 井场至柯柯牙处理站油管线：自红 52 井向西南方向敷设，沿途经过红 59 井、红 56 井、红 57 井、红 50 井和红 58 井，线路总长 4.907km ，同沟敷设水专业注水干线。

红 72 井输油管线向西侧敷设后沿路向南敷设进入红 79 井，之后携红 79 井液继续向南后与红 51 井和柯3 井来液同沟进入红 52 井。其中，红 72 井至红 79 井输油管线总长0.78km ，红 79 井至 红 52 井输油管线总长 1.041km ，红 51 井至红 52 井输油管线总长 1.716km ，柯 3 输油管线向西敷设后接入红 51 井至红 52 井输油管线，柯 3 至碰接点线路总长为0.406km。水专业输水干线由红 52 井向红 72 井同沟敷设。

红 78 井输油管线向南沿路敷设，进入红 52 井，输油管线总长 0.51km，同沟敷设掺水管线。

红 107 井向东南方向（线路长度 1.544km）、柯 23 井向西北方向（线路长度 0.436km）分别汇入红 56 井，同沟敷设红 56 井至红 107 井掺水管线和红 56 井至柯

23 井掺水管线:

柯 21 自东南方向携柯 2 井和柯 27 井来液汇入红 50 井,同沟敷设红 50 井至柯 27 井掺水管线,柯 27 井掺水管线从红 50 至柯 27 管线三通接入,线路总长 2.619km。

以上集油支线合计 30.258km。

3.2.5.2 集气支线

本工程集气支线起点均位于气井井场,通过井间串接,最终到达柯柯牙处理站。

柯 3 井至柯柯牙处理站:本段新建管线整体走向由东北向西南,线路途经地貌主要为果林地。管线自柯 3 井先向北敷设,再向西南敷设,大开挖穿越柯柯亚尔河后敷设至柯柯牙处理站,同沟敷设集油支线、掺水管线。管线总长约为 6.3km。

柯 18、红 80 井至柯柯牙处理站:本段新建管线整体走向由南向北,线路途经地貌主要为果林地。管线自红 80 井径直向北敷设,柯 18 井先向东北敷设,而后与红 80 井同沟敷设至已建红 11 油井,再与其他油气管线向东北敷设至柯柯牙处理站,管线总长约为 2.6km。

红 9、柯 9、柯 8、柯 26、柯 19 井至柯柯牙处理站:本段新建管线整体走向由南向北,线路途经地貌主要为果林地、荒地。管线自最东侧的柯 26 井先向北敷设,再向西北顶管穿越吐和高速并与北侧敷设过来的柯 8 井一起到达已建柯 7 油井,而后再向西敷设定向钻穿越柯柯亚尔河;最北侧的红 9 井先顶管穿越 G314 国道,而后碰接至柯 9 井集输管线上,柯 9 井先向西北侧定向钻穿越柯柯亚尔河与 G3012 国道,再向北侧敷设,之后与东侧柯 7 油井而来的集输管线同沟向西敷设至已建柯 2 油井。从柯 2 井出来后向西敷设至柯 19 井,再向西北侧敷设至已建红 11 油井,而后与其他油气管线、掺注水管线向东北方向同沟敷设至柯柯牙处理站,管线总长约为 21km。



图 3.2-3 集气管线分布图

3.2.5.3 油水混输干线

柯柯牙处理站至温 21 转油站敷设 1 条油水混输干线，从处理站南边出站，向西南方向敷设至温 21 转油站，沿线为地势为下坡，高差为 40m，尽量与单井集输管网同沟敷设，管线总长为 9km。

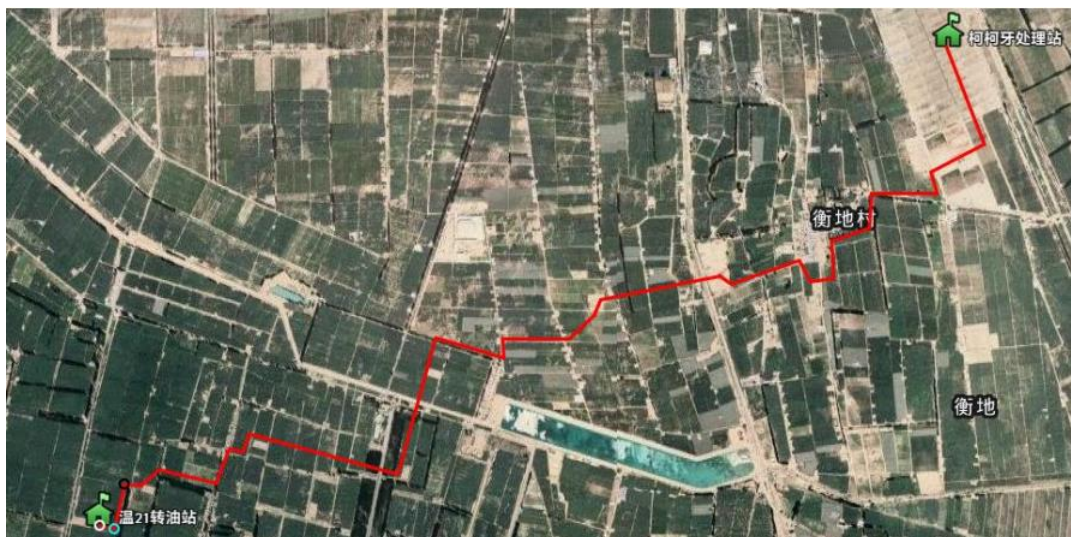


图 3.2-4 油水混输管线分布图

3.2.5.4 输气干线

温北联合站净化天然气输送至柯柯牙处理站增压外输，从温北联合站东侧出站后向东北方向敷设，途径温 21 转油站，从温 21 转油站至柯柯牙处理站段与柯柯牙处理站至温 21 转油站的油水混输管线同沟敷设，线路总长为 16km。

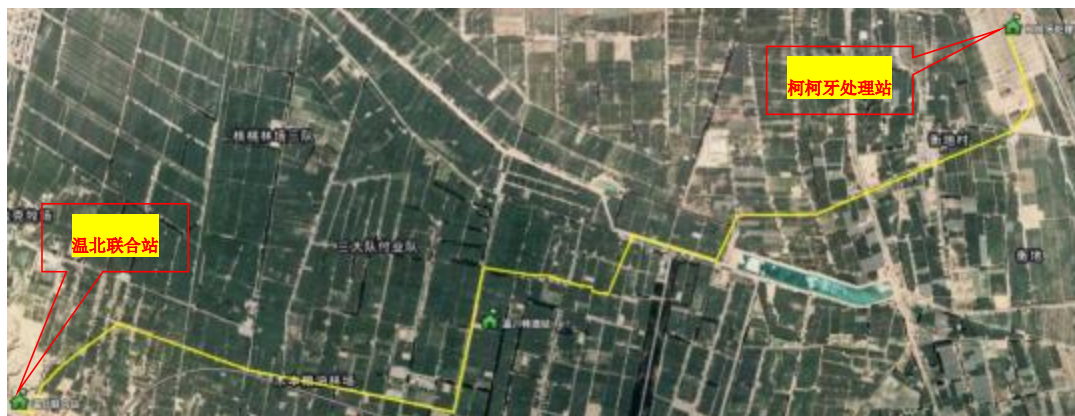


图 3.2-5 输气干线分布图

3.2.5.5 输水管线

新建从温 21 转油站至柯柯牙处理站的输水管线柔性复合高压输送管 8.5km。

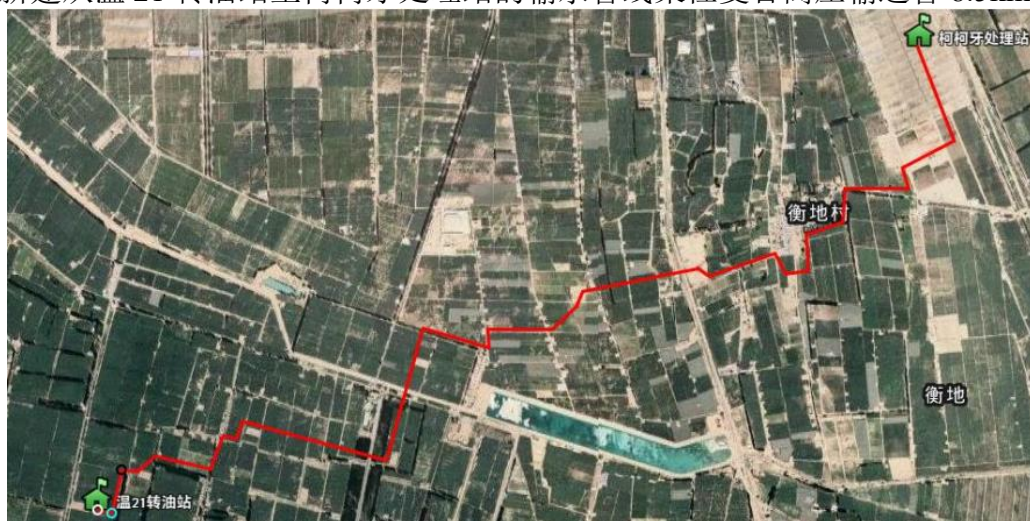


图 3.2-5 输水管线分布图

3.2.5.6 注水管线

柯柯牙处理站在红 58 井附近，注水管线以红 58 为中心，将东北方向注水主干线：柯柯牙处理站—红 58 井—红 50 井—红 59 井—红 52 井—红 79 井，向西南方向注水主干线：形成柯柯牙处理站—红 11 井—红 102 井—红 29 井—红 28 井，合计长度约 22.1km。



图 3.2-6 东北方向注水主干线

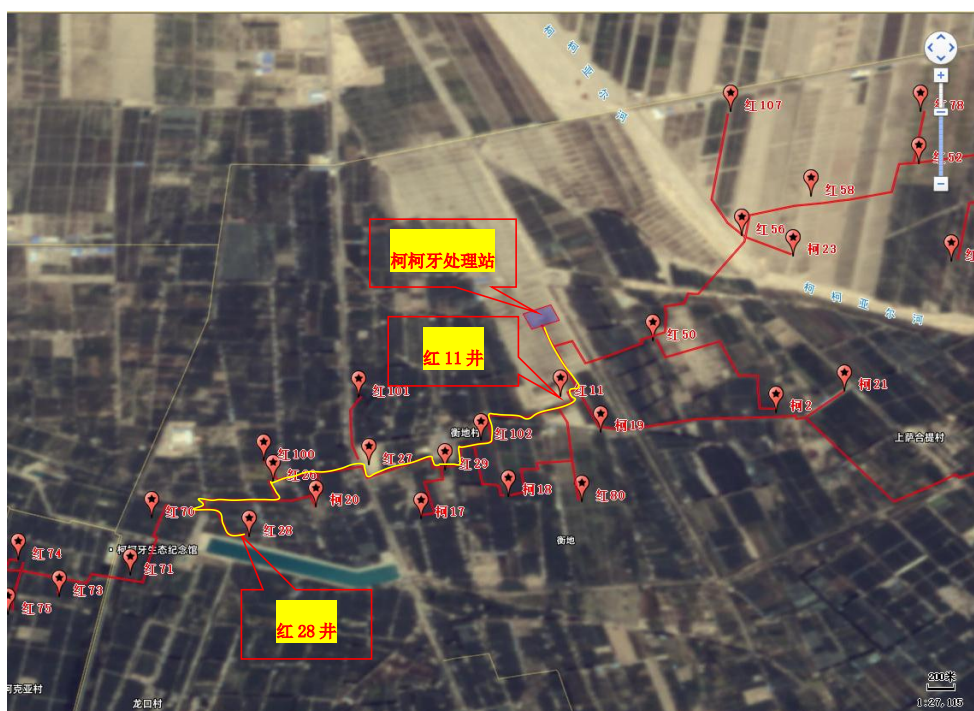


图 3.2-7 西南方向注水主干线

3.2.5.7 柯柯牙处理站油气分离设施

柯柯牙处理站采用加热、脱气和增压流程，脱出的伴生气可用生产加热燃料，剩余伴生气在站内进行处理和管输外销。油水混合液（含水 60%）增压输送至温

21 转油站,与温 21 转油站内油气水一起增压输送至温北联合站脱水至净化油外销。柯柯牙处理站只建事故罐, 正常生产不进罐。

油气分离按照“装置集成化”进行设计,将加热炉、缓冲罐集成于一体,形成一体化油气加热缓冲装置,可实现加热和气液分离。一体化装置筒体直径为 3m,长度为 12m,设计压力 1.6MPa,加热功率 1200kW,根据开发数据,先设 1 座,预留 1 座位置,设计转液规模 1600m³/d,通过加热段加热至 40℃,停留时间按 15min 考虑,在罐体中设堰板,将加热火管与缓冲段分开,加热火管侧液位控制在 2/3 处,缓冲段气液界面控制在 1/3 处。撬块上配套 1 座除液器,将分出的伴生气除液后用于设备加热燃料。

3.2.5.8 加热炉选型:

加热炉热源可选用直接管式加热炉和间接加热系统,两种加热炉的优缺点如下:

(1) 直接管式加热炉

该加热炉通过火焰直接加热炉管中的原油介质。其优点是加热温差大,温升快,允许介质压力高。缺点是在加热原油这样易结垢介质时,易在管内壁结焦结垢,并因此阻碍管壁热量传递给被加热工质,易造成管壁局部过热、失效。过热会加剧管壁局部结垢结焦,甚至导致爆管事故的发生。该炉型不如导热油间接加热系统运行安全。

(2) 间接加热系统

该加热炉的优势在于可实现稳定的加热和精确的温度调节,满足不同的要求。在各个等级负荷下,热效率均能保持在最佳水平。通过换热介质进行换热,过程安全环保,并可大幅减少日常维检修费用。间接加热炉具有完备的运行控制和安全监测装置,操作方便,安全可靠。

表 3.2-5 原油-导热油加热炉和相变加热炉综合对比

项目	相变加热炉	原油-导热油加热炉
换热介质	热水蒸汽	导热油
适用加热负荷	2000~3000kW 效率最佳	适用负荷广,热效率高
配电负荷	3000kW 加热炉电负荷 30kW	3000kW 加热炉负荷 120kW
换热器	自带换热器	不带换热器, 需另投资设置
工程费(元)	180 万	270 万

年运行费用（元）	0.5	4.5
----------	-----	-----

从能耗方面来说：原油-导热油加热炉更适合较大加热负荷的加热系统，本工程加热负荷一般，本次处理站油气分离加热炉选用间接式加热炉。柯柯牙处理站采用 1 台 1200kW 相变加热炉。

3.2.5.9 过滤器：

为了减少油品内杂质过泵时对输油泵和流量计的损害，对油品进行过滤处理。在输油泵进口上游设置过滤器。

输油泵前过滤器为立式提篮式网状过滤器，选型应以易安装、易清洗、阻力小为原则。一般过滤器的有效过滤面积不得小于操作管道截面积的 3 倍，一般为管道截面积的 4 倍。过滤网规格选择 10 目/in²，采用在线免拆卸过滤器。接管口径与连接工艺管道的口径相同，法兰连接，过滤器选用国内产品。

3.2.5.10 工艺用管：

站内工艺管道设计压力 $\leq 4.0\text{MPa}$ ，公称直径 $\text{DN}\leq 450$ 的管道采用无缝钢管。选用钢材等级为 L245N，钢管等级均为 PSL2 级。管材均应符合《石油天然气工业管线输送系统用钢管》GB/T9711-2017 的要求。

3.2.5.11 自动控制：

为确保整个油区科学、合理的生产和管理，提高工作效率，降低劳动强度，柯柯牙油田地面产能建设工程自动控制系统采用监控与数据采集系统（SCADA—Supervisory Control And Data Acquisition），对油田内单井、转油站、联合处理站的重要工艺参数、设备运行状况进行数据采集、监视、控制、调度管理，使油田生产运行在先进的管理体制下，实现统一调度和管理自动化。

第一级为调度控制中心，设置在温北联合站。它是柯柯牙油田地面产能建设工程 SCADA 系统的中枢，完成对全线各个站场监控、调度、管理、全线优化运行的任务。柯柯牙处理站设仪表控制室，仪表控制室包括控制室和机柜间，将自控、通信及阴保机柜设置在机柜间内；控制系统上位工程师站、操作员站、硬手操盘、打印机及通信专业操作台设置在控制室内。站控系统通过通信接口，将数据上传至调度控制中心 SCADA 系统服务器。

在正常情况下操作人员在调度控制中心通过计算机系统即可完成对全区块的监控和运行管理等任务。

第二级为各站场/井场/增压点控制系统，除完成对所处站场的监控任务外，同时负责将有关信息传送给调度控制中心并接受和执行其下达的命令。站场在各工艺流程节点设置压力、温度、液位/界位、流量、远控阀门等仪表自控设备，实现工艺参数的远程监视及联动控制。

第三级为就地控制级：就地控制是对工艺单体或设备进行手/自动就地控制。当进行设备检修或紧急切断时，可采用就地控制方式。

紧急关断系统（ESD）分为 3 级，即：

1 级关断（ESD-1）为全厂关断。该级关断由火灾或爆炸引起，该关断级别最高。终端设备除应急支持系统（延时关断）外全部关断并紧急放空，此级别关断为手动启动。ESD-1 级按钮设有明显的标志及警告牌，并有保护装置防止误操作。

2 级关断（ESD-2）为工艺关断。该关断由气体严重泄漏或关键工艺参数异常引起的全站停产的关断。它由操作人员手动启动。除能执行本级关断功能外，ESD-2 级关断将能触发 ESD-3 级关断。ESD-2 级按钮设有明显的标志及警告牌，并有保护装置防止误操作。

3 级关断（ESD-3）为单元关断。该级关断由单个设备故障引起。此级别关断仅关断故障设备，而不影响其它设备的正常操作。ESD-3 级关断可手动或自动启动。某一级别的关断指令均不引起较高级别的关断，只能引起本级别及所有相关的较低级别的关断。

气体检测报警系统：

在站场露天工艺区设置一套激光云台扫描式可燃气体探测器进行泄露检测。在原油脱水等工艺装置区存在可燃气体泄漏的区域设置可燃气体探测器进行气体泄漏检测，在脱硫塔等存在硫化氢气体的区域设置硫化氢泄漏探测器进行气体泄漏检测，将检测信号上传至机柜间设置的可燃/有毒气体报警控制器，当气体浓度达到高限、高高限时报警，并将报警信号通过硬接线上传至站控系统。

为巡检人员配置便携式复合气体检测报警仪、便携式硫化氢气体检测报警仪。

3.2.5.12 采油井场改造：

本次采油井场均在已建井场进行改造，不涉及井场外，因此井场与周边间距不变，均满足防火间距要求，不再进行描述。

本次涉及的井场改造内容为新增阀门、无热源多功能涡流加热设备（防爆）及箱式变压器等设施，不涉及产能改变。

3.2.5.13 采气井场改造：

本工程采气井场改建共涉及 8 座井场（柯 18、柯 3、红 9、红 80、柯 8、柯 9、柯 19、柯 26），利用已有采油井场场地进行改建，故不考虑征地；改建井场内主要设备及构筑物为：新增采气树和井口地面控制集成装置等。由于柯柯牙油田本身伴生气较多，设置采气树有利于伴生气回收，避免放散浪费。

3.2.6 工艺流程及产污节点分析

3.2.6.1 施工期环境影响分析

（1）施工过程

本项目施工分为站场施工和管道施工。

1) 在线路施工时，首先要清理施工现场，便道依托管线沿线公路，必要工段修建施工便道（以便人员、施工车辆、管材等进入施工场地）。在完成管沟开挖、公路穿越、明渠穿越等基础工作后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内。

2) 建设站场时，首先要清理场地，然后地形平整、地基开挖、回填及结构施工，最后安装工艺装置，并建设相应的辅助设施。

3) 以上建设完成以后，对管道进行分段试压、清扫，然后覆土回填，清理 作业现场，恢复地貌、恢复地表植被。

4) 竣工验收后，正式运营。

（2）施工工艺

1) 施工作业带清理及开挖管沟

本工程管道一般采用沟埋方式敷设，本项目管道作业带宽度按 5m 计，本工程管沟开挖和管道施工作业带示意图见下图 3.2-5。

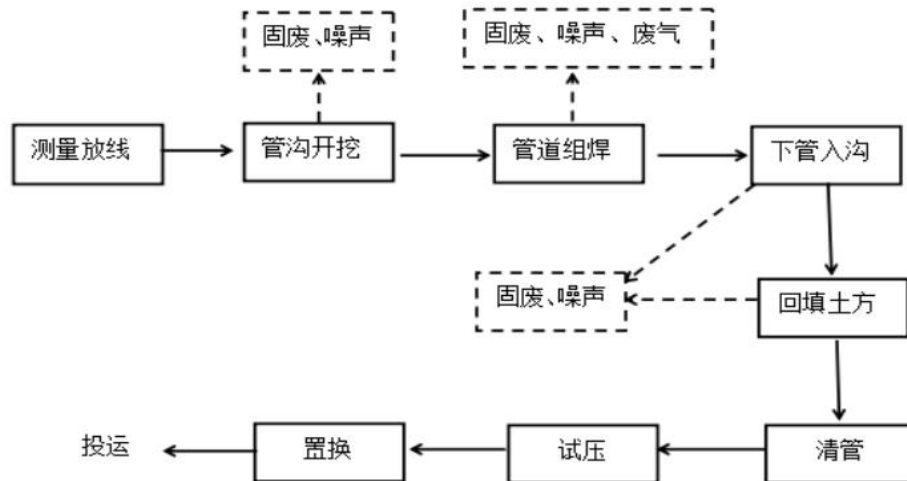


图 3.2-5 管道施工作业带示意图

施工作业带范围内影响施工机械通行及施工作业的石块、杂草、树木、农作物等将予以清理干净。根据管道稳定性要求，结合沿线地形地质条件、地下水位状况确定，天然气管道设计埋深（管顶覆土）约 1.5-1.8m。污水管道 0.7-1.2m。

在农田、林地等地段开挖时，熟土（表层耕作土）和生土（下层土）分开堆放在施工作业带范围内，管沟回填按生、熟土顺序填放，保护耕作层。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m）多余土方就近平整。管线转弯处和出土端设置转角桩，以保持管道的轴向稳定性，在管线沿途设置里程桩和标志桩。

2) 施工道路

管道大部分沿现有公路修建，可利用公路交通运输，减少修建施工便道，以节约工程投资。

3) 穿越工程

本工程穿越乡间土路、水泥路或沟渠采用大开挖加钢筋混凝土板盖板穿越。本工程穿越沥青公路、部分水泥路采用顶进混凝土套管方式穿越。

此外，本工程顶管单独穿越吐和高速 2 次、G314 国道 1 次，顶管共同穿越柯柯亚公路和革命大渠 1 次，同时定向钻单独穿越柯柯亚尔河 1 次，定向钻共同穿越 G314 和柯柯亚尔河 1 次，大开挖穿越柯柯亚尔河 1 次。

表 3.2-7 管道穿越主要工程量统计表

序号	线路	穿越情况	穿越次数	穿越水平长度(m)	穿越类型
1	柯 3-柯柯牙处理站天然气集输管线	乡间土路	33	289	大开挖
		沥青公路	3	34	顶管
		柯柯亚尔河	1	247.30	定向钻

2	柯 18 井-红 11 井天然气集输管线	乡村土路、水泥路	4	40	大开挖
		沥青公路	1	16	顶管
3	柯 9 井-柯 2 井天然气集输管线	乡间土路	18	113	大开挖
		吐和高速	1	112	顶管
		沥青公路	1	14	顶管
		柯柯亚尔河和 G314 国道	1	299.82	定向钻
4	红 9-井柯 9 井碰接点天然 气集输管线	乡间土路	1	7	大开挖
		G314 国道	1	42	顶管
5	柯 8 和柯 26 井-柯 7 井天然气集输管线	乡间土路	9	72	大开挖
		吐和高速	1	64	顶管
		沥青路	1	28	顶管
6	柯 7 井-柯 2 井天然气集输管线	乡间土路、碎石路	3	32	大开挖
		柯柯亚尔河	1	212	定向钻
7	柯 2 井-柯 19 井天然气集输管线	乡村土路、沟渠	11	114	大开挖
		沥青路	2	22	顶管
8	柯 19 井-红 11 井天然气集输管线	乡村土路、沟渠	2	16	大开挖
		沥青路	1	7	顶管
9	红 72-红 52（油管线）	乡间土路、水泥路	4	23	大开挖
10	红 78-红 52（油管线）	乡间土路、水泥路	1	8	大开挖
11	柯 23-红 56（油管线）	乡村土路	3	28	大开挖
12		沥青公路	1	12	顶管
13	红 107-红 56（油管线）	乡间土路、水泥路	4	67	大开挖
14	柯 2-红 50（油管线）	乡间土路、水泥路	6	45	大开挖
15	柯 21-柯 2（油管线）	乡间土路、水泥路	1	9	大开挖
		沥青公路	1	10	顶管
16	温北联合站至柯柯牙处理站气管线	乡间土路、水泥路	28	208	大开挖
		沥青公路	13	124	顶管
		柯柯牙路	1	52	顶管
		硬化渠	1	3	大开挖
		革命大渠	1	34	顶管
17	红 28-红 70 集油管线	乡间土路、水泥路	2	14	大开挖
18	红 107-红 56（油管线）	乡间土路、水泥路	2	44	大开挖
19	柯 2-红 50（油管线）	乡间土路、水泥路	5	41	大开挖
20	柯 21-柯 2（油管线）	乡间土路、水泥路	1	9	大开挖
		沥青公路	1	10	顶管
21	柯 18-红 102（油管线）	乡间土路、水泥路	3	15	大开挖
22	柯 17-红 29（油管线）	乡间土路、水泥路	1	5	大开挖
23	红 101-红 27（油管	乡间土路、水泥路	1	10	大开挖

	线)				
24	红 100 至红 26 (油管 线)	乡间土路、水泥路	1	10	大开挖

施工期影响因素分析及源强核算

根据施工过程和特征分析可知，施工期对环境的影响主要来自施工作业带清理、管沟开挖、施工道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏；工程占地对土地利用类型以及对农林牧业生产的影响；沟渠等穿越对地表水体质量和水体使用功能的影响。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的固体废物、管道试压产生的废水等也将对环境产生一定的影响。

(1) 生态环境影响分析

1) 施工作业带清理、管沟开挖、施工道路建设

管沟开挖使整个施工带作业范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响土壤植被的恢复、农作物的生长发育等。

平原农田段施工活动主要表现为对农业生产的影响和对林草植被的破坏，开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响农作物和野生植被的生长，造成农业生产减产和生物量降低。因施工造成土壤肥力下降带来的影响将会持续一段时间，据相关研究资料，若施工中能严格执行“分层开挖，分层回填”措施，这种影响在完工后 1a~2a 时间即可消失。

2) 施工便道建设

施工便道和伴行路的建设是管道施工期间对生态环境产生影响的主要活动之一。该过程常会破坏表层土的土壤结构和理化性质、毁坏大量的植被和破坏动物的生存环境等，进而形成大量的生物斑痕。因此，施工过程中要尽量充分利用现有道路。

3) 公路、渠道穿越

本工程采用顶管穿越公路、柯柯牙河、渠道，采用的工艺施工中除产生少量弃土、扬尘外，对环境的影响不大。

5) 工程占地

本工程占地分为永久占地和临时占地。

本工程永久占地主要为柯柯牙处理站，新增永久用地 75 亩，约 50000m²，全部为园地。永久用地包含在温宿区块温北油田温 7 区块的总体用地内，已取得了新疆维吾尔自治区自然资源厅《关于新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温 7 区块勘探开发(产能建设)项目建设用地的批复》，文号为新自然资用地(2025]527 号（见附件 3）。

临时用地包括管道沿线施工作业带（包括和管道施工过程中的临时堆管场地）临时占地合计约 70.4046hm²。占地类型见下表。

表 3.2-8 临时占地类型面积统计表 单位:公顷

农用地												建设用地						未利用地			
合计	小计	耕地 (01)	园地(02)		林地(03)		草 地 (04)	交 通 运 输 用 地 (10)	水域及水利设施用地 (11)			小计	交通运 输用地(10)	城镇村及工矿用地(20)					小计	湿 地	其他土地 (12)
		水浇 地	果园	可调整 果园	乔木林 地	其 他 林 地	其 他 草 地	农村道 路	沟渠	干渠	设施 农用地		公路用地	城市	村庄	盐田及 采 矿用地	特殊用 地	内陆滩 涂		裸土地	
70.4046	67.1186	1.726	54.916	0.6655	4.4582	0.5049	0.2211	4.1433	0.4174	0.0603	0.0055	2.2818	0.4362	0.1010	0.8111	0.3021	0.6314	1.0042	0.6122	0.392	

工程临时占地主要用于施工作业带，占地类型主要为园地、耕地、林地、草地等，施工期会破坏地表植被，临时占地将会破坏占地区域林地和农业植被，破坏土壤结构和组成，造成生物量损失，对野生动物的生境造成暂时性的干扰，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其对生态环境的影响降至最低。

6) 施工营地

本项目不单独设置办公、住宿设施，就近租用民房。经调查，本工程线路段均有就近的村庄和居民区可以依托。因此，工程施工过程中不设临时施工营地，施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统，施工期生活污水对沿线环境的影响比较小。

(2) 水环境影响分析

施工期间产生的废水主要为施工人员的生活污水、清管试压废水、施工设备、车辆冲洗废水。

1) 生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活污水以每人 100L/d 计，考虑每天施工人员为 100 人，产污系数为 0.85，因此，生活污水产生量约 $8.5\text{m}^3/\text{d}$ 。本工程施工期间租用当地民房，施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统。

2) 清管试压废水

施工期产生的废水主要为管道清管试压废水。

管道工程清管、试压一般采用无腐蚀性的清洁水进行分段试压，可重复利用，试压用水重复利用率可达 80%以上。产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管道工程共计 130.1km，清管试压最大用水量为 325.25m^3 ，清管试压废水主要污染物为悬浮物 ($\leq 70\text{mg/L}$)，采用沉淀处理后回用于道路洒水或选择合适的地点排放，禁止至排放柯柯牙地表水体及农渠。

3) 施工设备、车辆冲洗废水

施工期间，施工设备、车辆清洗会产生少量冲洗废水，一般在施工场地设置清洗池，主要污染物为悬浮物和少量石油类。设备和车辆冲洗废水收集后经沉淀和隔油处理后，用于施工场地洒水降尘。

(3) 环境空气影响分析

1) 施工机械烟气

在地面开挖、物料运输、管线顶管、定向钻穿越等施工中，由于使用柴油机等设备，将产生燃烧烟气（主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等），但是施工现场处在有利于废气扩散的野外，同时废气污染源具有间歇性和流动性，且施工期较短，对局部地区的环境空气影响较轻。

2) 施工扬尘

施工扬尘主要产生于场地清理、地面开挖、阀井建设、管沟填埋、土石方堆放以及车辆运输过程。施工期间产生的扬尘取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素相关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，本工程运输道路主要依托管线伴行公路，如果采用道路定时洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

3) 焊接烟尘

本工程施工期管道安装均需焊接，在焊接过程中将有一部分焊接烟气产生。焊接烟尘是在焊接过程中金属及非金属物质在过热条件下产生的蒸汽经氧化和冷凝而形成的。本项目采用的焊接方法为电弧焊，焊材为焊条，主要污染物为 MnO_2 、 Fe_2O_3 及 SiO_2 等焊接工序随着管道的敷设分段进行，焊接烟尘属于流动源且为间歇式排放。焊接工序为野外露天工作，污染物扩散条件好，对周围环境影响较小。

（4）声环境影响分析

施工过程中的噪声主要来自施工机械、设备和运输车辆。目前我国管道建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载机、吊管机、各类电焊机、柴油发电机组等。各种施工机械及车辆的噪声情况参见表 3.2-2。

表3.2-2 管道工程施工机械噪声类比值

序号	噪声源	噪声强度 dB (A)	序号	噪声源	噪声强度 dB (A)
1	挖掘机	92	6	混凝土搅拌机	95
2	吊管机	88	7	混凝土翻斗车	90
3	电焊机	85	8	混凝土振捣棒	106

4	冲击式钻机	90	9	切割机	95
5	推土机	90	10	柴油发电机	95

由于管道属于线性工程，局部地段的施工周期较短，施工期噪声只是短时间对局部环境产生影响。

(5) 固体废物环境影响分析

施工期产生的固体废物主要来源于原废弃管道、管沟开挖、管道穿越工程、焊接、防腐等过程产生的废弃泥浆和钻屑、施工废料、工程弃土、弃渣等及施工人员的生活垃圾。

2) 废弃泥浆及钻屑

项目定向钻施工会产生废弃泥浆和钻屑。定向钻施工需配制泥浆，其主要成份为膨润土，含有少量 Na_2CO_3 ，呈弱碱性，对土壤的渗透性差，施工过程中泥浆可重复利用，到施工结束后剩余泥浆（约为泥浆总量的 40%），委托第三方专业公司进行拉运处理。钻孔和扩孔过程中，会产生钻屑。类比同类型项目，距离 200m 将产生废弃泥浆 25m^3 左右、钻屑 75.15m^3 。本工程定向钻穿越 759.12m，经计算，本工程定向钻施工产生废弃湿泥浆 94.89m^3 、钻屑 285.24m^3 。

3) 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土、废土石料等。根据类比调查，施工过程产生的施工废料量约为 2t。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托当地职能部门有偿清运处理。

4) 工程弃土、弃渣

本工程在建设中土石方量依据各类施工工艺分段进行熟土（表层耕作土）和生土（下层土）分开堆放，管沟回填按生、熟土顺序堆放，保护耕作层。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3~0.5m）。项目无弃方，不设置专用取（弃）土场。

5) 生活垃圾

施工人员生活垃圾产生量按 $1.0\text{kg}/\text{人}\cdot\text{日}$ 计算。根据类比调查，考虑每天施工人员为 100 人，生活垃圾的产生量约 $0.1\text{t}/\text{d}$ 。本工程施工期施工人员产生的生活垃圾经分段收集后，依托当地环卫部门清运处置。

施工期环境影响及主要污染物排放统计

管道施工期的主要环境影响汇总见表 3.2-3。

表 3.2-3 施工期主要施工活动及其影响一览表

施工活动	主要影响	影响范围或产生量
清理施工带、开挖管沟、建设临时施工便道、伴行路	①临时占地改变土地使用功能； ②使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化 ③植被遭到破坏，农业损失、林地被砍伐等； ④弃土处置不当会产生水土流失。	影响局限在施工作业带范围内
河流、水渠穿越	采用定向钻方式穿越，对水渠基本无扰动；	产生弃土用于筑路或修筑护堤
处理站建设	永久占地改变土地使用功能，使林地面积减少或影响其他功能	征地范围内
管道试压、机械冲洗	水体可能受污染	较少，水质简单，可用于绿化
施工机械、车辆使用	产生噪声、扬尘、汽车尾气、施工机械废气	局部影响
施工人员活动	产生生活污水、生活垃圾	依托当地处理设施

施工期主要污染源强及污染物见表 3.2-4。

表 3.2-4 施工期主要污染源强及污染物统计

污染类型	污染源	排放量	排放方式	主要污染物	排放去向
废水	管道清管试压排水	325.25m ³	间断	SS	经沉淀过滤后排放
	施工设备、车辆清洗废水	少量	间断	SS、石油类	经沉淀、隔油后洒水降尘
废气	施工机械、运输车辆尾气	少量	间断	SO ₂ 、O ₂ CmHn	环境空气
	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	少量	间断	粉尘	环境空气
噪声	施工机械、运输车辆	85~106dB(A)	间断	施工机械噪声	/
固体废物	废弃泥浆	94.89m ³	间断	膨润土、pH	委托第三方专业单位拉运处置
	钻屑	285.24m ³	间断	岩屑	用于平整场地
	施工废料	2t	间断	碎铁屑、废焊条等	部分回收利用，剩余收集后委送至就近垃圾站处理
	生活垃圾	8.5t/d	间断	废纸、废塑料瓶等	垃圾经收集后，依托当地环卫部门处置

3.2.6.2 运营期工艺流程

区块油田油水混输至柯柯牙处理站进行油气分离，分离出的天然气在柯柯牙处理站净化处理后外输，油水混合液经温 21 转油站输往温北联合站，在温北联合站进一步处理后，净化油进行拉运外销，净化后废水回输至各油井进行回注和输油掺

水。温北联合站目前原油处理规模为 $50 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，柯柯牙处理站设计规模为 $20 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，为容纳新增的 $20 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，温北联合站需扩建至 $70 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，温北联合站扩建部分另做环评。

柯柯牙处理站采用加热、脱气和增压流程，脱出的伴生气小部分可用生产加热燃料，剩余伴生气在站内进行处理与温北联合站来气一同经环塔利民管道外销。

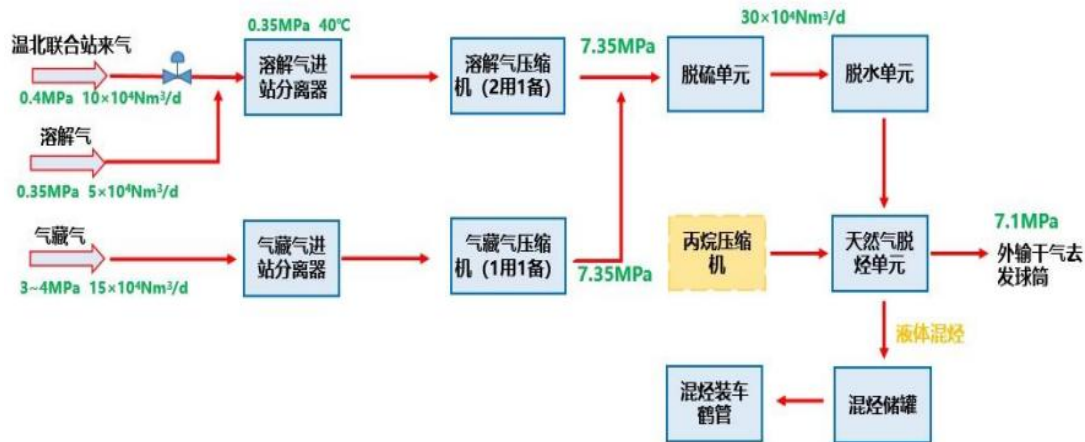


图 3.2-2 柯柯牙处理站总工艺流程示意图

(1) 油气分离工艺流程

油区来气液（约 50 万 t/a，含水率 60%）进入柯柯牙处理站（ $Q_{\text{液}}=1600\text{m}^3/\text{d}$ ， $T=20^\circ\text{C}$ ， 0.4MPa ），汇管出液进入一体化油气加热缓冲装置，通过一体化油气加热缓冲装置加热缓冲后油温升至 40°C 后，进行气液分离，分出的油水混合物经外输泵增压外输至温北联合站（ $Q_{\text{液}}=1600\text{m}^3/\text{d}$ ， $T=40^\circ\text{C}$ ， 2.5MPa ，50 万 t/a）。

一体化油气加热缓冲装置加热缓冲罐气相出口设调节阀，自动调节气相出口调节阀开度，使一体化装置压力控制在 $0.3\text{MPa}\sim 0.4\text{MPa}$ 。外输泵进口设置压力检测，外输泵的变频控制与泵进口压力联锁。一体化油气加热装置伴生气首先用于装置加热用气，剩余伴生气在站内进行处理和管输外销。

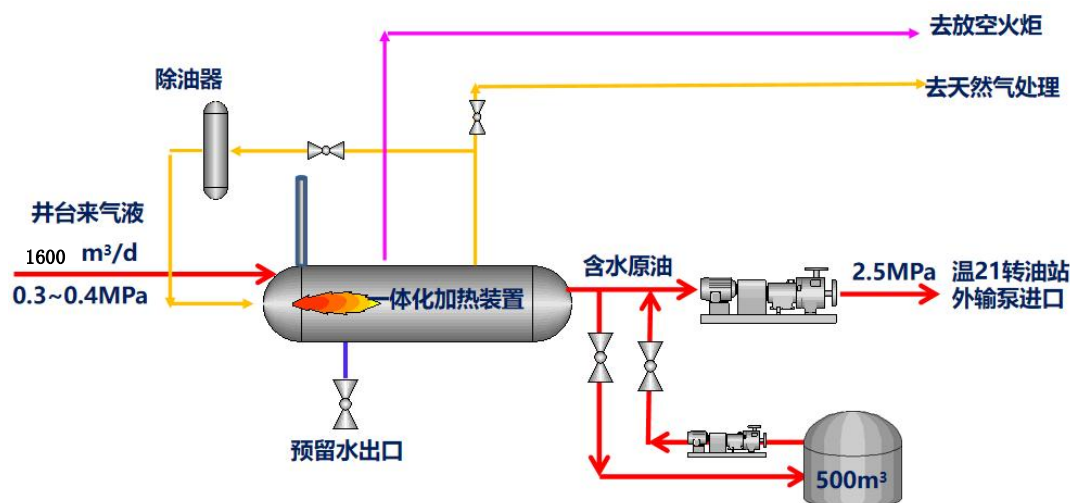


图 3.2-3 油气分离流程示意图

事故状态时，油区来气液经一体化油气加热缓冲装置气液分离，分离出的伴生气通过放空火炬有组织燃烧放空，分离出的采出液进入事故罐，事故解除后事故罐采出液通过装车泵卸至温北联合站。

(2) 天然气净化工艺流程

本工程天然气处理装置主要包括增压、脱硫、脱水、辅助系统及预留脱烃等。

根据下游末站外输要求，天然气出站压力确定为 7.0MPa。根据本次来气进站条件，气藏气（ $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，12MPa），溶解气（ $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，0.35MPa），温北联合站来气（ $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，1.0MPa），本工程采用增压后脱水外输的技术路线，脱水前设过滤聚结分离器。根据目前温北气组分和伴生气预测组分，伴生气增压后烃露点 3.8°C ，同温北气混合后烃露点为 0.9°C ，不满足外输要求，故本次设计兼顾后期组分变化，设置脱烃装置 1 套考虑。根据柯柯牙区块前期开采井位硫化氢分析资料，部分井位天然气中硫化氢含量超过 $6\text{mg}/\text{m}^3$ ，因此在脱水前增设干法脱硫装置。

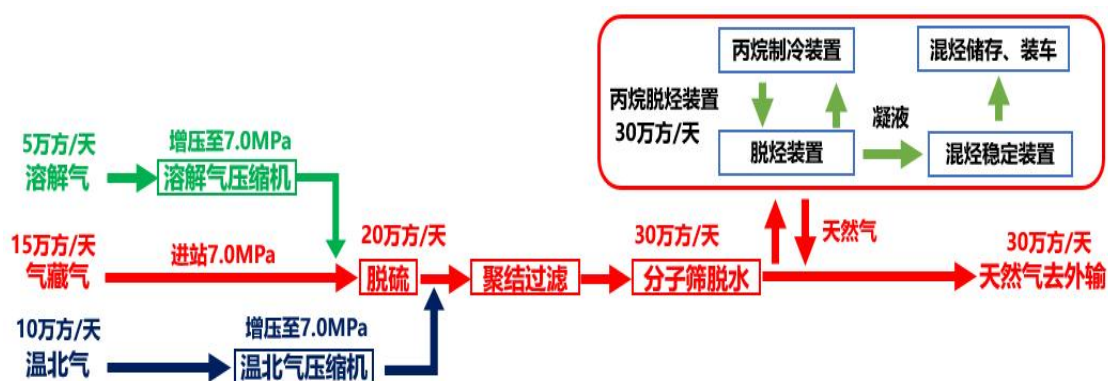


图 3.2-4 天然气处理流程示意图

①天然气增压

天然气增压单元是对天然气增压，满足外输压力的要求。站内增压分为溶解气和温北联合站来气。

溶解气来自前端油处理装置，气量 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，操作压力 0.35MPa (G) ，温度为 $8 \sim 15^\circ\text{C}$ ，先进入原料气压缩机入口分离器，将管线内可能带有的液滴、杂质等进行分离，分离后的气相进入压缩机组增压至 7.0MPa (G) 左右。溶解气采用 2 台往复式压缩机（1 用 1 备）。

温北联合站来气为脱水后干气，气量 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，操作压力 1.0MPa (G) ，温度为 $20 \sim 30^\circ\text{C}$ ，温北来气进站后直接进入压缩机组增压至 7.0MPa (G) 左右。温北来气采用 2 台往复式压缩机（1 用 1 备）。

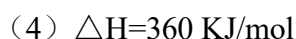
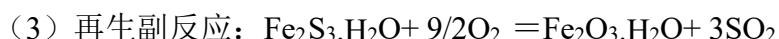
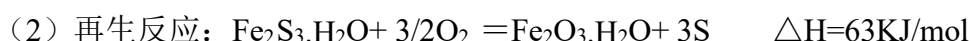
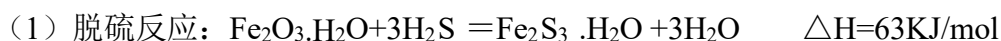
②天然气脱硫

目前国内工程中工艺成熟且应用广泛的天然气脱硫工艺主要有湿法的 MDEA 脱硫工艺、络合铁法脱硫工艺和干法脱硫工艺。MDEA 和络合铁法一次性投资较大，且工艺较为复杂，需要配套后续硫化氢处理及硫磺回收等工艺，适用于规模较大且含硫量较高的工程中，故本次脱硫工艺不考虑湿法脱硫工艺，选择干法脱硫作为本次研究对象。

干法脱硫根据脱硫剂的不同可分为氧化锌脱硫、氧化铁脱硫及活性炭脱硫法，其中活性炭脱硫需要在有氧条件下进行，适用于小型含硫废气治理项目中，本项目主要针对天然气，站场内天然气含氧量低或不含氧，故不适用于此法。氧化锌脱硫剂费用较高适用于精细脱硫，本次脱硫仅消除酸气腐蚀问题，并不需要精脱，从经济实用性上考虑，选择干法氧化铁脱硫工艺。

另一方面，从设计经验上，潜硫量在 10t/d 以上，选择化学/物理容积吸收法脱除硫化氢，再辅以 Claus 回收工艺，将高浓度硫化氢气体转化为工业硫磺产品；当潜硫量在 0.2t/d~10t/d 时，常选择直接氧化还原法，如 Locat 络合铁法；当潜硫量小于 0.2t/d 时（即天然气中硫化氢浓度低或天然气处理量低）时，常选用干法脱硫工艺。气井伴生气设计规模为 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，气藏气设计规模 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，根据前期数据，平均含硫量为 $38.4 \text{ mg}/\text{m}^3$ ，设计中按硫化氢含量 $50 \text{ mg}/\text{m}^3$ 计算，潜硫量为：0.0075t/d，故本次脱硫改造选择干法脱硫工艺，综合各种干法脱硫的优劣，选择干法氧化铁脱硫工艺。

氧化铁脱硫工艺原理。本工艺主要为氧化铁成型脱硫剂脱硫，对硫化氢有很高的脱除机能，对硫醇类有机硫和大部门氮氧化物也有一定脱除效果。其脱硫原理为：



从化学反应上看，氧化铁脱硫剂仅作为一种催化剂使用，在化学反应中不会被消耗，可以连续再生使用，但是天然气脱硫工艺为避免再生中副反应的发生，产生二氧化硫有害气体，只能选择不完全再生法，将再生空气量通过温度控制，避免再生副反应的产生。由于不完全再生所产生的硫单质会与氧化铁脱硫剂聚集在一起，逐渐造成脱硫剂空隙的堵塞，最终造成脱硫剂失效，故在工艺运行一段时间后采用更换脱硫剂的方式保持工艺正常运行。本次设计 2 座氧化铁脱硫塔，1 用 1 备。

③天然气脱水

根据目前预测组分，需要对进站天然气进行脱水脱烃处理，目前采出气一体化脱水脱烃工艺主要有丙烷辅冷脱水脱烃和节流脱水脱烃，一体化脱水脱烃过程中需要注入乙二醇水合物抑制剂，柯柯牙天然气处理规模为 $30^3 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，乙二醇用量较小，乙二醇再生装置选型困难，且站内天然气无压力能利用。目前伴生气组分为预测值，此次设计脱水和脱烃装置分开设置。

天然气脱水工艺方法一般包括：低温脱水、固体干燥剂吸附和溶剂吸收三大类，比较如下：

a 低温脱水一般采用节流制冷，需要利用天然气压力能节流降温，一般利用压差为 2~3MPa；

b 溶剂吸收通常包括浓酸（一般是浓磷酸等有机酸）、甘醇（常用的是三甘醇）等，但这些方法脱水深度较低，不能用于深冷装置；

c 固体干燥剂脱水法常见的是硅胶法、分子筛法或这两种方法的混合使用。表 3.2-5 列出了各种脱水方法的特点和应用情况。

表 3.2-5 天然气脱水方法比较

	节流法	三甘醇法	分子筛法
优点	1、装置操作简单，占地面积小；2、装置投资及运行费用低。	1、操作温度下溶剂稳定，吸湿性高，露点降高；2、容易再生成 99%（w）以上的浓度；3、蒸汽压低，气相携带损失小；4、装置投资及运行费用低；5、进出装置的压降小。	1、脱水后干气中水含量可低于 1ppm，水露点可低于 -90℃；2、对进料气体温度、压力、流量变化不敏感；3、操作简单，占地面积较小；4、无严重腐蚀和发泡方面的问题。
缺点	1、只适用于高压天然气；2、对于压力不高的天然气节流降温不足，达不到水露点要求；3、如果没有足够的压降可以利用，需要后增压或外供冷源。	1、存在轻质油时，会有一定程度的发泡倾向，有时需加入消泡剂；2、含酸性组分的天然气在脱水，会腐蚀设备、管道，使三甘醇溶液发泡	1、对于大装置，其设备投资和操作费用高；2、气体压降大；3、吸附剂易破碎；4、再生耗热量高；5、再生气气量较大，压力较低。
应用	天然气压力高，并且有充足的压力降可以利用。	油气田无自由压降可利用，满足管输天然气水露点要求的场合。	水露点要求低，需要深度脱水
投资	低	低	高

吸附法脱水和吸收法都能达到处理所要求的露点。对于小型天然气处理装置，采用吸收法三甘醇溶液循环量过小，较难满足装置运行要求，且有两股原料气不存在压力能可以利用。根据上述分析，本工程中应采取固体吸附法脱水。由于分子筛具有吸附选择能力强、低水汽分压下的高吸附特性，以及同时可以进一步脱除残余酸性气体等优点，因此本工程采用分子筛作为脱水吸附剂。

主要设计参数：

处理量：20×10⁴Nm³/d；（注：温北联合站来气 10×10⁴Nm³/d 已处理过）

操作弹性：80%~120%

入口压力：7.0MPa_g；

入口温度：45~55℃；

经分子筛脱水后含水量不大于 30mg/m³，常压水露点为-60℃。

④天然气脱烃

根据项目原料气组分性质，柯柯牙处理站内天然气无压力能利用，选用丙烷辅冷脱烃+稳定塔工艺，本工艺中天然气首先与分离器分离出的低温凝液和天然气换热，进行初步冷却，随后进入丙烷换热器，天然气温度进一步得到降低，低温天然气进入分离器，实现烃类的分离。天然气脱烃后产生的混烃主要是指液态轻烃，包括 C5-C16 的烃类，在常温常压下这些烃类是液态的，因此被称为液态轻烃。液态轻烃中最轻的部分是 C5、C6，分离出的凝液节流后进入稳定塔，在分馏塔顶干气进入压缩机增压外输，塔底稳定轻烃冷却后进入混烃储罐。

（3）空氮单元工艺

空氮单元为全厂提供仪表风和氮气。

空气经空气压缩机压缩得到工厂风，工厂风经干燥处理后得到仪表用风。仪表风主要用于对装置区、罐区及相关设施的自控阀门、仪表进行供气 and 作为制氮机的原料，以保证整套装置的连续、稳定运行。

氮气系统为工厂投产及检修提供吹扫、置换用气，同时为压缩机、火炬等设备提供密封用气。空气压缩机（AK-0801A/B）从风道吸入空气，经空气压缩机增压至 1.0MPa 后，通过风冷冷却至 50℃，冷却后的空气经过滤得到 1.0MPa、50℃ 的工厂风，工厂风随后进入仪表风干燥器（D-0801A/B）经高效除油器除油、微热再生干燥机脱水后得到仪表风。

仪表风一路投入仪表风缓冲罐（V-0801）缓冲稳压得到 0.95MPa，在应急情况下，可提供持续 20 分钟仪表风。在仪表风缓冲罐出口管线再次稳压后到装置区、罐区及相关设施的自控阀门、仪表进行供气。另一路则进入 PSA 制氮机（NP-0801）通过 PSA 变压吸附进行空分制氮得到纯度≥99.9%的氮气。

氮气进入氮气缓冲罐（V-0802）稳压到 0.8MPa。在氮气缓冲罐出口管线再次稳压后投入到工厂正常运行及检修提供吹扫、置换用气。

（4）排污单元工艺

排污单元主要功能是收集全厂的排污，全站的设备分离出的污水利用排污管网输送至排污罐，根据建设方资料，产生量约为 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ 、 $360\text{m}^3/\text{a}$ ，主要为含油废水，污水罐定期进行装车外运至温北联合站。

来自各单元的排污管线接排污单元总管，管线设电伴热和保温层。排污总管的最前端设氮气吹扫管线，要求每个月用高压的氮气对排污管线吹扫一次，防止污水在管线中汇集无法顺利进入排污罐。

污水进入排污罐后在罐内先进行储存，排污罐上连接氮气管线、安全放空管线，正常生产时污水储存罐内保持压力在 0.3MPa 以下。正常生产时，氮气管线上阀门关闭，在污水需要装车外运时，关闭阻火器所在管线上的阀门，打开氮气管线阀门，氮气压力为 0.65MPa ，通过调压阀进行稳压后，利用氮气对污水进行压力装车。

（5）放空单元

放空主要功能为：一旦装置发生意外情况，将可燃气体至火炬进行放空，以保护整套装置的安全性。火炬单元主要由放空管网、常压火炬分液罐、地面火炬组成。安全放空汇管为常压放空汇管，常压放空汇管主要用于泄放压力高于 0.1MPa 的可燃气体，如原料气压缩机、丙烷压缩机等设备的安全放空气、各种压力容器等设备的安全放空气。放空气进入火炬分液罐的放空气体，经火炬分液罐分离后气相进入地面火炬燃烧（应急时才点燃）。

（6）混烃存储、装车工艺

脱烃工序产生的混合轻烃产量约为 $18.84\text{m}^3/\text{d}$ 。混烃储罐 2 座 92m^3 （共 184m^3 ），充装系数按 0.9 计算，可储存生产的混合轻烃 8.7 天左右。混合轻烃罐内混合轻烃来自于天然气脱烃单元的稳定塔，混合轻烃罐内高高液位时报警且联锁关断进料管线切断阀。混合轻烃装车时，混合轻烃通过混合轻烃罐的液相出口管线先后经产品装车单元混烃装车泵、混烃装车鹤管装入槽车，槽车内的气相通过气相平衡管线返回混合轻烃罐内，混烃装车泵设置泵体放空管线，且泵后设置回流管线。混合轻烃罐内低低液位报警时，关断出料管线切断阀并联锁停混烃装车泵。

混合轻烃经过装车泵送至装车站经混烃装车鹤管（PE-1201）采用槽车外运，装车时气化的混合轻烃经管道混合轻烃储罐的气相空间。配置装车鹤管（1 用）

（7）天然气外输工艺

在新建柯柯牙处理站设置发球区，作为中曼阿克苏环塔利民管道联通项目的

输气首站，接收压缩机出口后天然气，输往新建中曼阿克苏环塔利民管道联通项目地面处理站。输气首站设计输量 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ($1.05 \times 10^8 \text{ Nm}^3/\text{a}$)。

中曼阿克苏环塔利民管道联通项目不在本工程范围内，且与其工程界面为柯柯牙处理站围墙外 2m，环塔利民管道工程环评工作正在同步开展。

本次柯柯牙处理站压缩机出站压力为 7.0MPa，经核算空冷器后温度为 50℃，对外输干线管径进行工艺核算。当输气首站外输压力为 7MPa 时，中曼阿克苏环塔利民管道联通项目地面处理站进站压力为 6.62MPa，大于 6.3MPa，符合末站进站要求。

本工程在柯柯亚处理站中新建输气首站，具有外输、清管、紧急放空功能，预留分输功能。

(8) 项目油气液平衡设计

本项目原油设计规模为 $20 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，按含水率 60% 计算，则含水原油为 $50 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，含水量为 $30 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，含水原油在柯柯牙处理站油气分离后，输送至温北联合站进行油水分离，分离出的废水水经温北联合站污水处理站处理后大致一半 ($15 \times 10^4 \text{ t/a}$) 回注油井，一半 ($15 \times 10^4 \text{ t/a}$) 回掺原油输送管道（降低原油粘稠性），原油处理后全部在温北联合站外销。

温北联合站现有原油设计处理规模为 $50 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，柯柯牙处理站设计规模为 $20 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，为容纳新增的 $20 \times 10^4 \text{ t/a}$ 原油，温北联合站需扩建至 $70 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，温北联合站扩建部分另做环评。

本项目进站的气藏气 ($15 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$, 12MPa)，油气分离的溶解气 ($5 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$, 0.35MPa)，共计 $20 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ，在柯柯牙处理站内经脱硫、脱水、脱烃处理后，与温北联合站来已净化的天然气 ($10 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$, 1.0MPa) 一并通过环塔利民管道外输。

3.2.6.1 运营期污染物产排情况

3.2.6.1.1 废气

1、柯柯牙处理站一体化油气加热装置废气

本次项目柯柯牙处理站新增一台一体化油气加热装置，加热功率 1200kW，相当于 1.71t 燃气锅炉，1.71 吨燃气锅炉每小时天然气用量约为 118-125 m^3 ，这里计算

理论上的最大产污量及排放量，按每小时天然气用量 125m^3 、每年运行 300 天计算，即全年用气量为 90 万 Nm^3/a 。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）4430 锅炉产排污量核算系数手册，燃气锅炉工业废气量产污系数为 $107753\text{m}^3/\text{万 m}^3\text{-原料}$ ；

根据核实，本次项目锅炉拟采用的低氮燃烧器较为先进，采用 4430 锅炉产排污量核算系数手册中国内领先产污系数 $6.97\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ 。

SO_2 产污系数为 $0.02\text{Skg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ 。锅炉燃料为处理站天然气处理系统处理后的伴生气，根据建设方提供天然气检测报告（见附件 9），处理后的天然气几乎不含硫，这里根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 一类天然气质量要求：天然气总硫按 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，则 S 取 20，产污系数 0.02S 即是 $0.4\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ 。

参照《工业源挥发性有机物通用源系数手册》，锅炉挥发性有机物产生系数取 $1.68\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-燃料}$ 。

相变加热炉烟执行锅炉大气污染物排放标准。本次相变加热炉参照《污染源源强核算技术指南锅炉》（HJ991—2018）中燃气锅炉“排污系数法”及《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告 2021 年第 24 号）进行源强核算。

表 3.2-6 天然气燃烧后产污系数表

编号	污染物名称	产污系数	单位	备注	依据
1	工业废气量	107753	$\text{Nm}^3/\text{万 m}^3\text{-原料}$	--	《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》
2	氮氧化物	6.97 (低氮燃烧国内领先)	$\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$	--	
3	二氧化硫	0.4 (0.02S)	$\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$	--	
4	颗粒物	0.45	$\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$	--	《北京环境总体规划研究》
5	挥发性有机物	1.68	$\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-燃料}$	--	《工业源挥发性有机物通用源系数手册》
备注：S 为天然气的含硫量，本次含硫量按一类天然气取 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 进行计算。					

本次项目柯柯牙处理站一体化加热锅炉废气源强统计结果表见表 3.2-7。

表 3.2-7 本次柯柯牙处理站锅炉废气源强统计结果表

序号	废气类别	污染物名称	治理措施	废气量 Nm^3/h	排放情况			排放源参数			排放时间 h/a
					浓度 (mg/Nm^3)	速率(kg/h)	排放量 (t/a)	高度 m	直径 m	温度 $^{\circ}\text{C}$	
G ₁	相变加热	颗粒物	/	1346.91	4.16	0.0056	0.04	15	0.5	100	7200

	炉	NO _x	低氮燃烧器+烟气再循环		32.3	0.0435	0.3135				
		SO ₂	/		3.71	0.005	0.036				
		非甲烷总烃	密闭	/	/	0.021	0.151	/	/	/	

经过核算，本项目柯柯牙处理站运营期加热炉燃烧废气经采取低氮燃烧措施，氮氧化物排放量为 0.3135t/a。外排废气中可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值”（颗粒物 20mg/m³、二氧化硫 50mg/m³，氮氧化物 200mg/m³）。

加热炉排放的挥发性有机废气（以非甲烷总烃计）为 0.151（t/a）。

2、其他无组织废气

（1）储罐无组织废气

本项目不设储油罐，脱烃单元设 2 个混烃储罐，单个容积为 92m³（总容积 184m³），全站设一个 500m³的事故油罐，正常情况下事故油罐无油品储存，本次只统计混烃储罐无组织废气。

①大呼吸损失

储罐大呼吸是指储罐进、发燃料时所呼出的蒸气（非甲烷总烃）而造成的蒸发损失。储罐进料时，由于液面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的燃料蒸气开始从呼吸阀呼出，直到储罐停止进料。根据《环境影响评价实用技术指南》（第二版）确定大呼吸计算公式：

$$L_w = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times KN \times KC$$

式中：LW—工作损失（kg/m³投入量）；

M—项目成份是混烃，其分子量平均值为 M=21.6；

P—在大量液体状态下，真实的蒸气压力（Pa），12798.9Pa；

KN—周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K）确定；

（K≤36，KN=1；36≤K≤220，KN=11.467×K-0.7026；K≥220，KN=0.26）；

本项目取值如下：全年运行天数 300 天，每 8.7 天清运一次混烃，K 取 35（K

≤ 36) ; $KN=1$;

KC—产品因子(石油原油 KC 取 0.65 ,其他的液体取 1.0,本项目取 1.0);
经上述计算, $LW=0.11578\text{kg}/\text{m}^3$

本项目预计年周转混烃 5652m^3 , 1m^3 混烃约为 0.7t, 合计 3956.4m^3 。则大呼吸损失约 $0.458\text{t}/\text{a}$ 。

②小呼吸损失

储罐在没有收发燃料作业的情况下,随着外界气温、压力变化,罐内气体排出蒸气和吸入空气的过程造成的油气损失,叫小呼吸损失。根据《环境影响评价实用技术指南》(第二版)确定小呼吸计算公式:

$$L_B=0.191 \times M (P/(100910-P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times FP \times C \times KC$$

式中: L_B —固定顶罐的呼吸排放量 (kg/a) ;

M —储罐内蒸气的分子量, 21.6;

P —在大量液体状态下,真实的蒸气压力 (Pa) , 12798.9Pa;

D —罐的直径 (m) , 混烃储罐直径 3.0m;

H —平均蒸气空间高度 (m) , 1.0;

ΔT —一天之内的平均温度差 ($^{\circ}\text{C}$) , 15;

FP —涂层因子(无量纲),根据油漆状况取值在 1-1.5 之间, 1.25;

C —用于小直径罐的调节因子(无量纲);直径在 0-9m 之间的罐体, $C=1-0.0123(D-9)^2$; 罐径大于 9m 的 $C=1$; 故本次 C 取 0.5572;

KC—产品因子(石油原油 KC 取 0.65,其他的液体取 1.0,本项目为混烃,取 1.0) ;

经上述计算,项目单台混烃储罐小呼吸挥发性有机气体产生量为 $17.5\text{kg}/\text{a}$, 两台储罐 $0.035\text{t}/\text{a}$ 。

(2) 设备动静密封点废气

本工程正常情况下排放的废气为 NMHC,来自于管线、阀门、法兰、密封等系统的跑、冒、滴、漏。无组织排放参照《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)对本工程无组织废气进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机污染物年许可排放量公式计算得出,公式如下:

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

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

α——设备与管线组件密封点的泄漏比例，取较大值 0.01。

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率，kg/h，取值参见表 3.2-9；

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

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

t——核算时段内密封点 i 的运行时间，h。

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算最大值，则本工程采出液中 WF_{VOCs, i} 和 WF_{TOC, i} 比值取 1。

根据设计单位提供的数据，本工程各装置或站场涉及阀门、法兰数量及核算结果如表 3.2-9 所示。

经计算，项目管路及设备动静密封点泄漏挥发性废气量为 0.257t/a。

表 3.2-9 装置区设备动静密封点无组织 NMHC 排放估算结果数

设备	N	e _{TOC} (kg/h)	WF _{VOCs} /WF _{TOC}	操作时间 T (h)	VOCs 排放量 (kg/a)
油泵	4	0.074	1.0	8760	25.9296
阀门	12	0.064		8760	67.2768
法兰或连接件	22	0.085		8760	163.812
合计				/	257.0184

经上述统计，本项目加热装置排放的挥发性有机废气（以非甲烷总烃计）为 0.151t/a，混烃储罐无组织挥发性有机物为 0.493t/a，管路设备动静密封点排放的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）为 0.257t/a，合计为 0.901t/a。

3.2.6.1.2 废水

1、生产废水

本项目油水混合液输往温北联合站处理，本次项目不进行油水分离和废水处理工作。

1) 锅炉软水制备过程产生的废水约为 0.35m³/d（105m³/a），较为清洁，可用

于站区洒水抑尘；

2) 锅炉软水设备反冲洗水，不考虑损耗，则产生量约为 $0.2\text{m}^3/\text{d}$ ($60\text{m}^3/\text{a}$)，较为清洁，可用于站区洒水抑尘；

3) 分离器废水

运营期全厂设备过滤分离器会产生少量的废水，根据建设方提供资料，分离器废水产生量约为 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ ，以每年运行 300 天计算为 $360\text{m}^3/\text{a}$ 。废水中主要含有 SS 和石油类。由 15m^3 排污罐收集，定期清运至温北联合站处理。

2、生活污水

本次项目定员 16 人，项目区不设食堂宿舍，职工用水定额参考《建筑给水排水设计标准》(GB 50015-2019)，取 $30\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ ，则项目员工生活用水量为 $0.48\text{m}^3/\text{d}$ ($144\text{m}^3/\text{a}$)，排放量为 $115.2\text{m}^3/\text{a}$ 。生活污水进入 10m^3 防渗化粪池，定期（约每 20 天一次）由吸污车外运污水处理厂。

3.2.6.1.3 噪声

项目运行期噪声污染源主要为油泵、压缩机及加热炉运转时产生的噪声。噪声源强约 $85\sim 90\text{dB}(\text{A})$ 。

项目运营期主要声源特征表，见表 3.2-11。

3.2-11 项目运营期主要声源特征表 单位：dB (A)

号	建筑物名称	声源名称	源强 dB (A)	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离/m	室内边界声级	运行时段	建筑物插入损失 dB (A)	建筑物外噪声	
					X	Y	Z					声压级 dB (A)	建筑物外距离
1	柯柯牙处理站	加热炉	85	基础减震建筑隔声	-40	25	0.5	1.0	85	昼夜	20	65	1m
2		外输泵	90		-15	22	0.3	1.5	90	昼夜	20	70	1m
3		掺水泵	90		-18	23	0.3	1.5	90	昼夜	20	70	1m
4		压缩机	90		-25	20	0.3	1.5	90	昼夜	20	70	1m
5		脱硫塔	85		-32	19	1.5	2.5	85	昼夜	20	65	1m

3.2.6.1.4 固体废物

①过滤器油渣

为了减少油品内杂质过泵时对输油泵和流量计的损害，对油品进行过滤处理。在输油泵进口上游设置过滤器，过滤器每年约产生 0.05t/a 废油渣。

②废机油和废油桶

扩建项目设备维护和维修过程中产生的废机油、废油桶为危险废物，项目运营共计产生废机油为 0.5t/a；废油桶产生量 0.2t/a。

③废脱硫剂

脱硫塔使用氧化铁脱硫剂仅作为一种催化剂使用，在化学反应中不会被消耗，可以连续再生使用，但是天然气脱硫工艺为避免再生中副反应的发生，产生二氧化硫有害气体，只能选择不完全再生法，将再生空气量通过温度控制，避免再生副反应的产生。由于不完全再生所产生的硫单质会与氧化铁脱硫剂聚集在一起，逐渐造成脱硫剂空隙的堵塞，最终造成脱硫剂失效，故在工艺运行一段时间后采用更换脱硫剂的方式保持工艺正常运行，会产生一定的废脱硫剂，废脱硫剂不含重金属，经核实为一般固废。

气井伴生气设计规模为 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，气藏气设计规模 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，根据前期数据，平均含硫量为 38.4 mg/m^3 ，设计中按硫化氢含量 50 mg/m^3 计算，硫单质产生约为：0.0075t/d，按 300 天运行时间计算，硫单质产生量约为 2.25t，加上氧化铁脱硫剂 0.5t，废脱硫剂混合硫单质产生量约为 2.75t。废脱硫剂由厂家定期上门更换后带走，不在项目区储存。

④清罐油泥

本工程混烃罐底油泥每年清理一次，清罐一次产生量约 0.5t，属于 HW08 类危险废物中 071-001-08（石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚），清理前联系好资质单位，清理后直接交资质单位运走处置，不在项目区储存。

⑤废含油劳保用品

项目废含油劳保用品量为 $10 \text{ kg} \cdot \text{月}$ ，项目含油劳保用品产生量 0.12t/a。

⑥废分子筛

天然气脱水过程采用的废分子筛有可能吸附有石油类及酸性气体（如硫化氢等），属于危险废物，类别为 HW08 类危险废物中 251-012-08（石油炼制过程中产生的废过滤介质），年产生量约为 0.5t/a。

⑦软水制备废树脂

根据建设单位资料，本项目软水制备装置离子交换树脂填充量约为 0.5t，锅炉运行约 3 年后更换产生的废离子交换树脂，产生量约为 0.5t，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），（HW13 有机树脂类废物中危废代是 900-015-13：湿法冶金、表面处理和制药行业重金属、抗生素提取、分离过程产生的废弃离子交换树脂，以及工业废水处理过程产生的废弃离子交换树脂属于危险废物），本项目离子交换树脂主要用于自来水净化，不属于 900-015-13 行业，因此本项目软水制备产生的废离子交换树脂不属于危险废物，废离子交换树脂产生量约 0.5t/3a，由厂家上门更换后带走，不在项目区储存。

⑥生活垃圾

本项目定员 16 人，按每人 1kg/d 计算，新增生活垃圾 4.8t/a。

本项目固体废物产生情况表，见表 3.2-12。

表 3.2-12 固体废物产生情况表

类别	名称	危废代码	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)
危险废物	过滤器油渣	HW08-900-210-08	0.05	0.05	0
	废机油	HW08-900-214-08	0.5	0.5	0
	废油桶	HW49-900-041-49	0.2	0.2	0
	清罐油泥	HW08- 071-001-08	0.5	0.5	0
	废劳保用品	HW49-900-041-49	0.12	0.12	0
	废分子筛	HW08-251-012-08	0.5	0.5	0
一般固体废物	废树脂	900-999-99	0.5t/3a	0.5t/3a	0
	废脱硫剂	900-999-99	2.75	2.75	0
	生活垃圾	/	4.8	0	0

3.2.7 总量控制

本次项目申请总量氮氧化物 0.3135t/a，非甲烷总烃 0.901t/a。项目非甲烷总烃的总量来自中曼油气勘探开发有限公司采油转运方式改变的消减方案，氮氧化物总量来自中曼油气勘探开发公司的伴生气项目减排方案。

第 4 章 区域环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

温宿县地处阿克苏地区的西北部，位于新疆西部天山中段托木尔峰南麓、塔里木盆地北缘，地处东经 79°28′~81°28′，北纬 40°52′~42°21′之间，北以天山山脊克尔斯克尔为界与昭苏县相依，东隔木扎提河和拜城县、新和县为邻，南与阿克苏市毗连，西隔托什干河与乌什县相望，西北与吉尔吉斯斯坦和哈萨克斯坦共和国接壤。总面积 1.46 万 km²。

阿克苏市位于新疆维吾尔自治区西南部，塔里木盆地边缘，天山西段南麓，阿克苏河与台兰河冲积扇上，地理坐标：N41°02′~43°33′、E79°30′~91°54′，平均海拔高度 1050m。阿克苏市南北长 213km，东西宽 199km，全市总面积为 18369km²。阿克苏市北靠温宿县，南临阿瓦提县，西与乌什、柯坪两县毗邻，东与新和、沙雅两县接壤，东南部伸入塔克拉玛干大沙漠与和田地区的洛浦、策勒县交接，距乌鲁木齐市 989km，距喀什市 466km。

项目所处地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

温宿县位于南天山山地与塔里木盆地西北缘的交汇处，北部为山区，占全县面积的 56.17%。北部山区地形崎岖，峰峦峻拔，冰川伸入峡谷，冰融汇流成河，是温宿县各条河流之源，林木和高山、亚高山、草地分布期间，是传统的畜牧业生产基地。中部为低山丘陵区，南部为姑母别孜冲洪积平原，冲洪积平原可分为山前洪

积砾质平原、细土平原和南部的冲积平原。地势北高南低，中部东西走向的中低山丘陵，海拔 1700m 以上。南部的山前洪积平原区，占全县总面积的 43.83%，洪积倾斜砾质平原之上，冲洪沟发育，切割深度一般为 0.2m-0.5m。山前倾斜平原海拔 1200m-1400m，地面坡度 7‰，倾向南东。

阿克苏市城区坐落于阿克苏河--台南河冲积洪积扇、天山山地与塔里木盆地西北边缘的交汇处。地貌基本轮廓受天山纬向构造带、北东向构造带、塔里木地块控制；由于第四系以来新构造运动活动强烈，经内外力作用形成区域内形态各异的地貌景观。整个地势北高南低，城区中部有一陡坎横贯南北，东高西低，坎坡以西为老城区，地形由西北向东南倾斜，坡度 2.5‰，坎坡以东为新城，地形由东北向西南倾斜，坡度 4.0‰。小区域地势自东北向西南倾斜，属冲积平原，地势平坦，东西向自然地面略有起伏，多浪河自西北向东南从城市西边缘穿过。

本次项目位于温宿县城东北 8.8km 处，地面较为平坦。

4.1.2.1 区域构造位置

温宿凸起位于塔里木盆地西北部柯坪隆起东段，呈北东向展布，西邻阿合奇凸起，东接塔北隆起，北以乌什南断裂及东缘断裂与乌什凹陷和拜城凹陷相过渡，南以沙井子断裂与阿瓦提凹陷相分开。温宿凸起是一个长期发育的残余古隆起，柯柯牙油田是温宿凸起的一个三级构造单元。

4.1.2.2 地层层序

根据钻井揭示的地层剖面以及地震层位标定追踪解释结果，柯柯牙油田自下而上发育的地层为：阿克苏群（ P_{2ak} ）、震旦系（ Z ）、新近系吉迪克组（ N_{1j} ）、康村组（ N_{1-2k} ）、库车组（ N_{2k} ），缺失新生界古近系、中生界和古生界地层，其中阿克苏群、震旦系与新近系地层为区域性不整合接触。柯柯牙油田油（气）藏主要位于新近系吉迪克组。

据温宿凸起区域资料分析，温宿凸起部分区域古生界地层未被剥蚀，但在中曼石油温宿区块矿权范围内已钻井未钻遇古生界地层。

（1）阿克苏群（ P_{2ak} ）

中元古界阿克苏群为巨厚层状灰绿色绿泥片岩和灰色石英片岩，在温宿凸起全区均有分布，是温宿凸起最古老的地层，钻井揭示在潜山面阿克苏群地层中局部缝洞含油。

(2) 震旦系 (Z)

震旦系的沉积厚度在温宿凸起及周边为 0m~1000m 之间, 自下而上分为下震旦统和上震旦统。在温北油田邻区有发育, 钻遇地层厚度 0~300m, 其中红 6 井钻探揭露发育一套白云岩、灰质白云岩及砂泥岩剖面, 温 7 区块尚未有井揭露。

(3) 吉迪克组 (N1j)

吉迪克组的沉积厚度在 500m~800m 厚度之间, 以粉细砂岩和泥岩为主, 按照目前的下细上粗的沉积特征将本地区的地层从下至上划分为三段, 即吉迪克三段、吉迪克二段、吉迪克一段, 平面上连续性好。主要含油层段为吉迪克二段, 这套砂体在平面上分布较稳定, 整个吉迪克组下细上粗, 为一套典型的扇三角洲沉积。

(4) 康村组 (N1-2k)

在温宿凸起及邻区, 康村组的地层厚度在 900m~1100m 之间, 以湖湘沉积为主, 发育较厚层的泥岩。温 7 区块康村组的地层厚度在 100m~150m 之间。

(5) 库车组 (N2k)

在温宿凸起及邻区, 库车组的地层厚度在 600m~800m 之间, 主要是冲积扇沉积, 岩性以中细砂岩为主, 整体上向上变细的正旋回特征。

阿克苏市整个处于库车山前拗陷区与塔东台拗及其过渡区。其北部为塔地木地台, 库车山前拗陷, 乌什、新和褶皱断束, 前寒武纪地层山露区, 市境南部和东部绝大部分地区为巴楚台隆塔东台拗, 充填中生代沉积的新生代强烈下沉区, 以及中生代地层发育不全, 局部分布的新生代相对拗陷区, 阿克苏市地处沙井子断裂、琼不兹社克深断裂与却勒塔格深断裂交汇处。阿克苏属地台型构造, 华力西晚期运动和喜马拉雅运动变现都十分显著。

4.1.2.3 地层结构

根据项目的设计资料, 处理站拟建场地附近勘探深度内出露的主要土层为素填土、第四系粉土、砾砂, 具体描述如下:

①素填土 (Q4ml): 黄褐色, 干, 稍密状态, 成分以粉土、粉质黏土为主, 加砂、砾石分, 布不连续, 主要分布于场地北侧 ZK01、ZK02、ZK05, 简易路路基土及油井场坪。出露于地表, 揭露厚度: 0.6~1.6m。土石类别: 一类土; 土石等级 II 级

②粉土（Q4al+pl）：黄褐色，稍密—中密，湿—很湿，以黏土矿物质为主，夹砂砾石，干强度低，韧性低，摇振反应中等，切面无光泽反应。可见植物根系。ZK01~ZK04 钻孔揭露，揭露埋深：0.0~1.6m，揭露厚度：1.1~1.7m。土石类别：一类土；土石等级 II 级。

③砾砂（Q4al+pl）：黄褐色，稍密—中密，以硬质岩碎屑为骨架，颗粒以亚圆形为主，级配不良，夹有薄层粉土、粉质黏土及圆砾。分布连续，揭露埋深：0.0~2.7m，揭露厚度：7.5~10.0m。土石类别：二类土；土石等级 III 级。

④粉土（Q4al+pl）：黄褐色，稍密—中密，湿—很湿，以黏土矿物质为主，夹砂砾石，干强度低，韧性低，摇振反应中等，切面无光泽反应。ZK01 钻孔揭露，揭露埋深：12.7m，揭露厚度：1.9m。土石类别：一类土；土石等级 II 级。

⑤砾砂（Q4al+pl）：黄褐色，稍密—中密，以硬质岩碎屑为骨架，颗粒以亚圆形为主，级配不良，夹有薄层粉土、粉质黏土及圆砾。ZK01 钻孔揭露，揭露埋深：14.6m，揭露厚度：5.4m。土石类别：二类土；土石等级 III 级。

4.1.3 气象气候

温宿县地处欧亚大陆腹地，塔克拉玛干大沙漠的西北缘，远离海洋，属典型的暖温带大陆性干旱气候。气候特征是夏热冬寒，春季风沙天气多伴有浮尘，秋季凉爽降温快。降水稀少，年均降水量 62.5mm；蒸发强烈，年均蒸发量 1853.9mm；光照资源充足，热量丰富，年均日照时数 2247.3h。历年平均气温 10.3℃，历年极端最高气温 38.4℃，历年极端最低气温-27.4℃，历年最热月（七月）平均气温 23.7℃，历年最冷月（一月）平均气温-8.7℃，全年无霜期 189 天。

区块位于温宿县境内，温宿县属于暖温带大陆性干燥气候，其气候特点是：日照时间长、降水稀少、蒸发旺盛、空气干燥。

温宿县多年气象参数如下所示：

年平均气温：	10.3℃
极端最低气温：	-27.4℃
年平均降水量：	71.2mm
降水量最大月份：	（5-8 月份）占全年降水量的 65.7%
年平均蒸发量：	1751.4mm
年平均日照数：	2685.4h

最大冻土深度:	59cm
多年平均风速:	1.42m/s
主导风向:	西北风 (NW)

4.1.4 水文水系

4.1.4.1 地表水

温宿县、阿克苏两地地表水资源较为丰富，项目区主要河流自西向东分布阿克苏河、柯克亚河。其中，阿克苏河的上游支流河为托什干河及库玛拉克河（另名“昆玛力克河”），库玛拉克河东支进入平原区后称多浪河。

（1）阿克苏河

阿克苏河是塔里木河的主要源流之一，属国际跨界河流，源自吉尔吉斯斯坦境内，流入中国境内后，流经克州阿合奇县、阿克苏地区乌什县、温宿县、阿克苏市和阿瓦提县及第一师所属 16 个农牧团场，地理位置为东经 75°35′~81°00′，北纬 40°25′~42°28′。阿克苏河由源自吉尔吉斯斯坦境内天山南脉的托什干河与源自捷尔斯克伊阿拉套山的库玛拉克河两大源流汇集而成，两源流入中国境内后，分别流经 368km 和 115km，在温宿县喀拉都维村汇合，以下河流始称阿克苏河。自两源流汇合口至入塔里木河河口，阿克苏河干流段河长 132km，境内流域面积 6.31 万 km²。

阿克苏河流域地势西北高东南低，自西北向东南倾斜。流域北部为横亘东西走向的天山南脉，西北以天山南脉山脊为界，与吉尔吉斯斯坦和哈萨克斯坦毗邻，西南以天山南脉支脉喀拉铁热克山脊为分水岭与喀什噶尔河流域接壤，北以天山南脉支脉哈尔克他乌山脊为界与伊犁河流域相依，东部与渭干河流域相接，东南部为塔克拉玛干沙漠，中部的平原绿洲海拔在 950~1400m。阿克苏河干流段位于平原区，河谷宽阔，水流分散，多沙洲，下游河床最宽达 3 千米，纵坡极平缓，河水常四处散溢流淌。

（2）柯柯牙河

①柯柯牙河，又名帕克勒克苏河、卡各墨西尔苏河，为阿克苏河下游左岸支流，发源于天山南脉南坡冰川带，流经阿克苏地区温宿县、阿克苏市，河流全长 100km，山口以上河长 34km。

河流源区共发育有冰川 33 条，冰川面积 124.34km²，河流源流科契卡尔巴西苏河发源于巨大的科契卡尔巴西苏冰川，该冰川一直延伸至海拔 6347m 的科其喀尔

峰，长达 26km，冰川面积达 83.56km²，冰舌末端海拔 3060m。科契卡尔巴西苏河向东南流经 4km，左岸接纳源于衣什塔尔吉冰川的衣什塔尔吉苏河。下游始称阿托衣纳克苏河。阿托衣纳克苏河向东南流 7km，接纳右岸常支流达什喀力克河后，转向南流，进入前山丘陵区，以下河流改称柯柯牙河。经 12km 流程后，河流穿越东为阿拉卡衣山、西为哈马塔拉山，长约千米的峡谷流出山口。

②卡尔斯亚沟是红旗坡农场的界沟，是一条洪水沟，也是条泉水沟，长 30km。有三条支流：勾尔得坎沟（柯柯牙河水系）、依来克沟和库木吾斯塘沟（台兰河水系），三条沟总长 40~50km。三条支流将山前带及前山带的区间雨洪、柯柯牙河余水汇入卡尔斯亚河沟，最终下泄阿克苏河。

（3）库玛拉克河

库玛拉克河，又名昆马力克河，为阿克苏河两大源流之一，发源于天山以南西段中部的汗腾格里峰的西侧，流经吉尔吉斯斯坦进入我国新疆阿克苏地区的温宿县，库玛拉克河上游在吉尔吉斯斯坦境内称为萨雷扎兹河，有奎柳河、卡英德河、乌利乔利河、阿克西牙克河、伊内尔切克河等 13 条支流；在我国境内称为库玛拉克河，主要有托木尔河、英沿河、阿合奇河 3 条支流。协合拉水文站控制流域面积 12816km²，河长 293km。

流域地处欧亚大陆腹地的天山南坡，发源于吉尔吉斯斯坦海拔 6995m 汗腾格里峰附近的南天山山脉，流域内海拔 4000m 以上的北部高山山区，山势巍峨、高峰林立，年平均气温在 0℃以下区域内终年积雪，冰川十分发育，素有天山冰川中心之称，冰川总面积 3207km²。库玛拉克河上游发育有冰川堰塞湖，极易发生灾害性洪水。

项目区勘察期间，拟建场地范围内未见任何形式的稳定地表径流。

4.1.4.2 地下水

本项目区域地下水资源较丰富，地下水主要赋存于第四系松散沉积物中，地下水埋深自北向南由深变浅，项目区浅层承压水埋深约为 70~80m，含水层为孔隙水，含水层岩性为粗砂及砂砾石、细砂；隔水层为粘土、亚粘土、粉土。地下水主要由冰川融水、山区降水补给、库玛力克河侧向补给、以及灌溉渗漏补给。

项目区域勘察期间，初见水位埋深位于：12.0m~12.5m，稳定水位埋深位于：11.5m~12.0m，地下水类型属于潜水，位于①卵石层中，来源为上游冲洪积扇地下

水补给、柯柯牙河季节性侧向补给、大气降水及农业、生活用水下渗补给，排泄途径为蒸发、人工抽取及补给下游地下水，地下水季节变幅 1.0~1.5m。

4.1.5 动植物资源

野生动植物资源丰富。有珍稀野生动物 63 种，属国家一级保护动物的有野骆驼、雪豹、中华秋沙鸭、黑颈鹤等 13 种，属国家二级保护动物的有猓猓、马鹿、棕熊、黑熊、盘羊、荒漠猫等 50 种。禽类有 19 目、40 科、161 种，其中鸟类有 65 种 5 亚种，约占托木尔峰山区繁殖鸟类总数的 75.3%；蛇虫类有 10 目、53 科、151 种。牲畜主要有牛、马、绵羊、山羊、猪、骆驼、驴等 10 余种，被列为新疆“百万绒山羊繁育和生产基地”。

植物有高等植物 4 门、59 科、382 种；真菌有 12 目、185 种；地衣有 11 科、26 种；野生药用植物有手掌参、党参、黄芪、甘草、麻黄、独活、当归、雪莲等 200 多种；牧草有 200 多种。采得的生物化石有 5 类、49 属、125 种及亚种。

4.1.6 土壤、植被

(1) 土壤

温宿县主要有以下几种土壤：

草原土、栗钙土、棕钙土、棕漠土、砾质棕漠土、灌淤土、潮土、草甸土、盐土、水稻土、沼泽土、新积土、风沙土。其分布位置如下：山地土壤：2900~3600m 为草甸土；2600~2900m 为草原土；2200~2600m 为栗钙土；1900~2200m 为棕钙土；1900 以下为棕漠土。

山前冲洪积扇土壤：扇顶部为砾质棕漠土；扇形地上部为棕漠土、灌淤土；扇形地中部为灌淤土、潮土、草甸土、盐土。

细土平原区土壤：主要有灌淤土、潮土、水稻土、沼泽土、草甸土、盐土、新积土、风沙土。

各类土壤所占比例为：潮土 21%、灌淤土 9.4%、水稻土 1.3%、草原土、草甸土 23.3%、棕漠土 12.2%、沼泽土 1.9%、栗钙土、棕钙土 1.06%、新积土 0.06%、风沙土 2.56%、盐土 27.2%。

项目区土壤主要为棕漠土。

(2) 植被

温宿县境内可耕地面积 56.15 万亩，其中水稻田 7.88 万亩、水浇地 44.97 万亩、旱地 3.30 万亩。现有天然草场 800.97 万亩，其中夏秋草场 155.62 万亩、冬春草场 294.84 万亩、四季草场 350.51 万亩，夏秋草场主要分布在海拔 2600~3600m 的中山草原带地区、冬春草场主要分布在海拔 1300~2700m 的山前带上部及中山带下部、四季草场零星分布南部平原附近。

野生林 139.8 万亩，其中山区针叶林 26.5 万亩（其中幼林 22.2 万亩、疏林 2.7 万亩、灌木 0.86 万亩、林地 0.74 万亩。针叶林分布于托木尔峰南麓的博孜墩乡、博孜墩牧场和塔格拉克牧场，海拔 1800~3000m 的天山中段。荒漠林 400.0 万亩，分布在海拔 1100m 的降水稀少，无灌溉设施，土壤盐分较高的区段，主要有胡杨林 13.3 万亩、红柳 100 万亩、草场 286.7 万亩。

人工林 14.71 万亩，其中防护林 6.27 万亩、用材林 2.41 万亩、薪炭林 2.93 万亩、经济林 3.1 万亩。

项目区将建成水泥地面，由于建设性质，不适合种植大量植被。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 大气环境质量现状调查与评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

（1）数据来源

根据项目的具体位置和当地的气象、地形以及当地的实际情况，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，优先引用国家或地方生态环境主管部门公开发布的环境质量公报数据。本项目环境空气质量基本污染物数据选择中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统中阿克苏地区监测站 2024 年的监测数据，作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 的数据来源。

（2）评价标准

基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（3）评价方法

基本污染物按照《环境空气质量评价技术规范（.）》（HJ663-2013）中各项的年评价指标进行判定。年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均或 8h 平均质量浓度满足 GB3095 中浓度限值要求的即为达标。

（4）空气质量达标区判定

空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价结果一览表

序号	项目	平均时间	标准值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	监测值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率（%）	达标情况
1	SO ₂	年平均	60	5	8.3	达标
2	NO ₂	年平均	40	27	60	达标
3	PM ₁₀	年平均	70	81	115.7	不达标
4	PM _{2.5}	年平均	35	35	100	达标
5	CO	24小时平均第95百分位数	4mg/m ³	1.6mg/m ³	40	达标
6	O ₃	日最大8小时第90百分位数	160	132	82.5	达标

由上表可知，阿克苏地区 2024 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、27 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、81 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.6mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 132 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM₁₀。监测站点所在区域位于南疆地区，气候干燥，浮尘大，导致 PM₁₀ 年平均浓度超标，表明项目区为非达标区。

4.2.1.2 其他污染物

本次环评补充监测厂址非甲烷总烃，现状监测工作由阿克苏天鸿检测有限公司负责，于 2025 年 7 月 11 日~7 月 17 日进行了监测，连续监测 7 天。

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），下风向设置了 1 个现状监测点，监测布点见表 4.2-2 和附图 7。

表 4.2-2 环境空气监测点位及其监测因子一览表

序号	名称	监测位置	方位距离	监测因子
1#	项目区	厂址下风向	50	非甲烷总烃

（2）监测频次

采样频次按《环境监测技术规范》（大气部分）执行。

（3）评价方法

采用单因子污染指数法进行评价，其评价模式为：

$$P_i = C_i / C_{oi}$$

式中： P_i — i 污染物的单项污染指数；

C_i — i 污染物的监测浓度值， mg/m^3 ；

C_{oi} — i 污染物的评价标准， mg/m^3 。

当 $P_i > 1$ 时，说明环境中 i 污染物含量超过标准值，当 $P_i < 1$ 时，则说明 i 污染物符合标准。某污染物的 P_i 值越大，则污染相对越严重。

(4) 监测结果与分析

其他污染物监测结果见表 4.2-3。

由表 4.2-3 可以看出：项目区非甲烷总烃监测浓度满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

表 4.2-3 项目区特征污染物监测结果及评价结果

序号	检测项目	单位	采样时间	检测结果 ○1#（下风向）			
				第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 4 次
1	非甲烷总烃	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	2025.07.11	<70	<70	<70	<70
			2025.07.12	<70	<70	<70	<70
			2025.07.13	<70	<70	<70	<70
			2025.07.14	<70	<70	<70	<70
			2025.07.15	<70	<70	<70	<70
			2025.07.16	<70	<70	<70	<70
			2025.07.17	<70	<70	<70	<70

4.2.2 地下水环境质量现状调查及评价

项目地下水环境现状监测由阿克苏天鸿检测有限公司进行取样监测，其中 1#、2#、3#点位采样日期为 2024 年 2 月 22 日，4#、5#、6#点位采样日期为 2024 年 3 月 25 日，7#点位引用墨林小镇场地调查项目于 2022 年 12 月 6 日采样的监测报告。

本项目周边分布有温宿县的水源地，下表为水源地的最外层边界与本项目的位
置关系一览表，位置关系图见附图 4。

表 4.2-4 项目区周边地区水源地一览表

水源地名称	距项目区最	方位	水源地拐点坐标	备注
-------	-------	----	---------	----

	近距离 (m)		经度	纬度	
温宿县城镇供排水公司二水厂水源地	3200	管网南侧	80° 15'55.39"	41° 16'47.14"	一级水源地，坐标为一级水源地拐点坐标
			80° 16'12.49"	41° 16'47.45"	
			80° 15'58.03"	41° 16'43.10"	
			80° 16'01.93"	41° 16'43.53"	
			80° 16'02.37"	41° 16'40.77"	
			80° 16'15.65"	41° 16'42.10"	
台兰河灌区四乡四场水厂	1100	管网东北	80° 23'23.81"	41° 20'38.86"	一级水源地，坐标为一级水源地拐点坐标
			80° 23'57.95"	41° 20'36.87"	
			80° 23'15.32"	41° 20'7.16"	
			80° 23'47.70"	41° 20'5.32"	
温宿镇农业队水厂水源地	3400	管网北侧	80° 10'51.90"	41° 21'37.64"	设有一级水源地和二级水源地，坐标为二级水源地拐点坐标
			80° 12'15.32"	41° 21'38.99"	
			80° 10'47.15"	41° 20'30.01"	
			80° 12'16.20"	41° 20'29.77"	
温宿镇艾沿格布依村水厂水源地	7300	管网北侧	80° 14'24.60"	41° 25'7.75"	设有一级水源地和二级水源地，坐标为二级水源地拐点坐标
			80° 15'48.70"	41° 25'8.26"	
			80° 14'25.52"	41° 24'0.86"	
			80° 15'48.39"	41° 23'59.40"	
多瓦水厂水源地	10000	管网东侧	80° 30'18.72"	41° 18'01.84"	一级水源地，坐标为一级水源地拐点坐标
			80° 30' 32. 61"	41° 18' 03. 91"	
			80° 30' 19. 23"	41° 18' 56. 72"	
			80° 30' 32. 69"	41° 18' 01. 21"	
			80° 30' 19. 27 "	41° 18' 55. 70"	
			80° 30' 32. 60"	41° 18' 00. 31"	
			80° 30' 19. 86"	41° 18' 51. 04"	
			80° 30' 33. 00"	41° 18' 52. 74"	

根据温宿县 2023 年第四季度饮用水水源井水质信息（数据来源：阿克苏地区生态环境局温宿县分局），以上水源地水质均可达标。

4.2.2.1 监测点位布设

区域地下水流向总体由西北向东南，地下水现状监测共 5 个点，项目区上游布置有 1 口地下水井，西侧侧游布置 1 口地下水井，东侧侧游布置 1 口地下水井，区域下游布置 2 口地下水井，整体布置符合《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中 8.3.3.3：“二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场

地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。”的要求。

各监测点名称及相对位置、距离见表 4.2-5。

表 4.2-5 地下水现状监测点参数

序号	方位	与本次项目区址距离 (km)	地理坐标	水位	地下水类型	备注	监测时间
1	北侧	0.25	E: 80° 18' 27.42" N: 41° 20' 31.86"	28m	潜水	现场监测	2025.7.11
2	西侧	1.5	E: 80° 16' 31.59" N: 41° 17' 59.91"	23m	潜水	引用	2024.3.25
3	东侧	4.2	E: 80° 24' 30.75" N: 41° 21' 31.05"	22m	潜水	现场监测	2025.7.15
4	东南侧	1.1	E: 80° 22' 45.88" N: 41° 16' 37.92"	15m	潜水	引用	2025.4.16
5	东南侧	1.9	E: 80° 23' 32.74" N: 41° 16' 32.98"	15m	潜水	引用	2025.4.16

4.2.2.2 监测项目及分析方法

监测项目：pH、氨氮、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铅、挥发性酚类、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、铬（六价）、汞、砷、镉、氟、钾、钠、钙、镁、碳酸盐（以 CO_3^{2-} 计）、重碳酸盐（以 HCO_3^- 计）、石油类、总硬度等。

本次环评水质现状监测、采样及分析方法按《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《环境水质监测质量保证手册》及《水和废水监测分析方法》有关规定和要求执行。

4.2.2.3 评价标准及评价方法

评价标准：地下水水质现状评价采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准进行评价。

评价方法：采用单项标准指数对监测结果进行评价。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的实际浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的评价标准，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

$\text{pH}_i \leq 7.0$ 时; $P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}})$

$\text{pH}_i > 7.0$ 时; $P_{\text{pH}} = (\text{pH} - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0)$

式中: P_{pH} — pH 的标准指数;

pH — pH 的监测值;

pH_{sd} —评价标准值的下限值;

pH_{su} —评价标准值的上限值。

4.2.2.4 评价标准

水质现状评价选用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准。

4.2.2.5 监测及评价结果

监测点地下水水质监测评价结果见表 4.2-6。

根据监测结果, 5#井位的总硬度和硫酸盐超标, 主要原因是天然背景值较高原因。

表 4.2-6

地下水水质检测及评价结果

单位: mg/L, pH 除外

序号	检测项目	单位	标准值	1#		2#		3#	
				检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数
1	pH 值	/	$6.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$	8.4	0.93	7.9	0.6	8.1	0.73
2	总硬度 (以 CaCO_3 计)	mg/L	≤ 450	137	0.30	324	0.72	198	0.44
3	溶解性总固体	mg/L	≤ 1000	200	0.20	940	0.94	400	0.40
4	硫酸盐	mg/L	≤ 250	27	0.11	198	0.79	92	0.37
5	氯化物	mg/L	≤ 250	29	0.12	93	0.37	50	0.20
6	铁	mg/L	≤ 0.3	< 0.03	/	< 0.03	/	< 0.03	/
7	锰	mg/L	≤ 0.10	< 0.01	/	< 0.01	/	< 0.01	/
8	挥发性酚类 (以苯酚计)	mg/L	≤ 0.002	< 0.0003	/	< 0.0003	/	< 0.0003	/
9	高锰酸盐指数 (以 O_2 计)	mg/L	≤ 3.0	0.32	0.11	0.28	0.09	0.43	0.14
10	氨氮 (以 N 计)	mg/L	≤ 0.50	0.030	0.06	0.168	0.056	< 0.025	/
11	总大肠菌群	MPN/100mL	≤ 3.0	< 2	/	< 2	/	< 2	/
12	菌落总数	CFU/mL	≤ 100	14	0.14	50	0.5	10	0.10
13	石油类	mg/L	/	< 0.01	/	< 0.01	/	< 0.01	/
14	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤ 1.00	0.003	0.00	< 0.003	/	< 0.003	/
15	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤ 20.0	4.89	0.24	5.43	0.27	0.97	0.05
16	氰化物	mg/L	≤ 0.05	< 0.002	/	< 0.002	/	< 0.002	/
17	氟化物	mg/L	≤ 1.0	0.5	0.50	0.9	0.9	0.6	0.60
18	汞	mg/L	≤ 0.001	< 0.00004	/	0.00006	0.06	< 0.00004	/
19	砷	mg/L	≤ 0.01	0.0015	0.15	0.0023	0.23	0.0012	0.12

20	镉	mg/L	≤ 0.005	< 0.0005	/	< 0.0005	/	< 0.0005	/
21	铬（六价）	mg/L	≤ 0.05	< 0.004	/	0.004	/	< 0.004	/
22	铅	mg/L	≤ 0.01	< 0.0025	/	< 0.0025	/	< 0.0025	/
23	钾	mg/L	/	5.25	/	23.6	/	4.08	/
24	钙	mg/L	/	37.4	/	64.2	/	49.5	/
25	钠	mg/L	≤ 200	22.1	0.11	42.2	0.211	45.3	0.23
26	镁	mg/L	/	10.2	/	36.3	/	14.5	/
27	碳酸盐（ CO_3^{2-} ）	mg/L	/	< 5	/	< 5	/	< 5	/
28	重碳酸盐（ HCO_3^- ）	mg/L	/	112	/	62	/	214	/
序号	检测项目	单位	标准值	4#		5#		/	
				检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	/	/
1	pH 值	无量纲	$6.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$	7.6	0.4	7.6	0.4	/	/
2	总硬度 （以 CaCO_3 计）	mg/L	≤ 450	324	0.72	524	1.16	/	/
3	溶解性总固体	mg/L	≤ 1000	520	0.52	912	0.91	/	/
4	硫酸盐	mg/L	≤ 250	114	0.46	275	1.10	/	/
5	氯化物	mg/L	≤ 250	73	0.29	110	0.44	/	/
6	铁	mg/L	≤ 0.3	< 0.03	/	< 0.03	/	/	/
7	锰	mg/L	≤ 0.10	< 0.01	/	< 0.01	/	/	/
8	挥发性酚类 （以苯酚计）	mg/L	≤ 0.002	< 0.0003	/	< 0.0003	/	/	/
9	耗氧量	mg/L	≤ 3.0	0.40	0.13	0.24	0.08	/	/
10	氨氮（以 N 计）	mg/L	≤ 0.50	< 0.025	/	< 0.025	/	/	/

11	总大肠菌群	MPN/100mL	≤ 3.0	< 2	/	< 2	/	/	/
12	菌落总数	CFU/mL	≤ 100	85	0.85	58	0.58	/	/
13	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤ 1.00	< 0.003	/	< 0.003	/	/	/
14	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤ 20.0	0.45	/	0.88	0.04	/	/
15	氰化物	mg/L	≤ 0.05	< 0.002	/	< 0.002	/	/	/
16	氟化物	mg/L	≤ 1.0	0.8	0.80	0.8	0.80	/	/
17	汞	mg/L	≤ 0.001	0.00036	0.36	0.00048	0.48	/	/
18	砷	mg/L	≤ 0.01	0.0011	0.11	0.0010	0.10	/	/
19	镉	mg/L	≤ 0.005	< 0.0005	/	< 0.0005	/	/	/
20	铬 (六价)	mg/L	≤ 0.05	< 0.004	/	0.005	/	/	/
21	铅	mg/L	≤ 0.01	< 0.0025	/	< 0.0025	/	/	/
22	石油类	mg/L	/	< 0.01	/	< 0.01	/	/	/
23	Na ⁺	mg/L	/	68.2	/	108	/	/	/
24	K ⁺	mg/L	/	10.7	/	15.5	/	/	/
25	Mg ²⁺	mg/L	/	28.0	/	45.5	/	/	/
26	Ca ²⁺	mg/L	/	82.5	/	133	/	/	/
27	Cl ⁻	mg/L	/	71.3	/	109	/	/	/
28	SO ₄ ²⁻	mg/L	/	108	/	241	/	/	/
29	HCO ₃ ³⁻	mg/L	/	232	/	339	/	/	/
30	CO ₃ ²⁻	mg/L	/	< 5	/	< 5	/	/	/

4.2.3 声环境现状调查及评价

为了解项目所在区域的声环境质量的现状情况，本次环境影响评价委托阿克苏天鸿检测有限公司于2025年7月16日对厂界进行了声环境质量现状监测。

4.2.3.1 监测因子及监测频率

监测因子为： L_{eq} dB(A)。

监测频率：连续监测1天，昼间、夜间各监测1次。

4.2.3.2 监测点位

本项目声环境监测布点为处理站四周。

4.2.3.3 监测结果与评价

声环境现状监测结果及评价结果见表4.2-7。

表4.2-7 项目区声环境现状监测结果 单位： L_{eq} : dB(A)

序号	监测点	昼间			夜间		
		监测值	标准值	判定	监测值	标准值	判定
N1	处理站东侧	35	60	达标	36	50	达标
N2	处理站南侧	34		达标	35		达标
N3	处理站西侧	39		达标	34		达标
N4	处理站北侧	30		达标	33		达标

根据现状监测结果可知，所在区域厂界昼、夜间监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。

4.2.4 土壤质量现状调查及评价

4.2.4.1 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/index.aspx>）发布的中国1公里发生分类土壤图，《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，本工程处理站土壤评价范围内只有一种土壤类型，为棕漠土。棕漠土是暖温带极端干旱荒漠砂砾质洪积物和石质残积物或坡积残积物母质发育的，地表有明显砾幕，具孔泡结皮层、紧实层、石膏层、石膏-盐磐层等土层序列的干旱土壤。调查区域土壤类型图见图4.2-1。

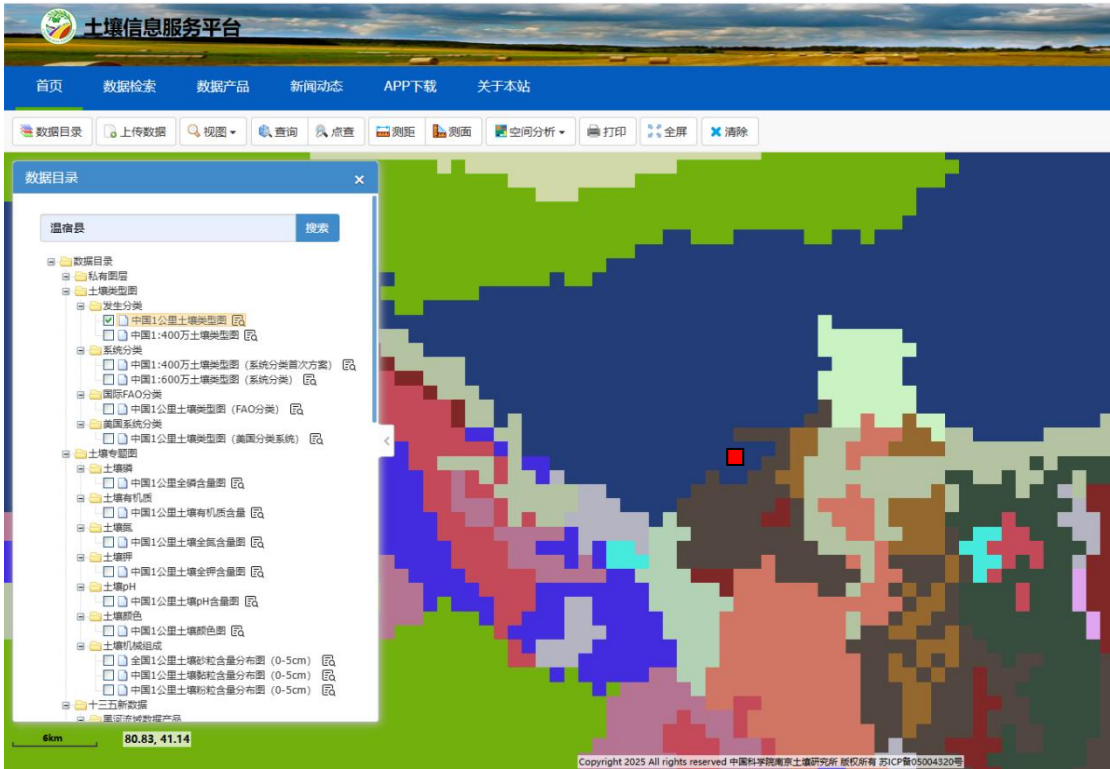


图4.2-1 项目区土壤类型图

4.2.4.2 土壤理化性质调查

本次针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目区土壤。分析结果如表 4.2-8 所示

表 4.2-8 土壤理化特性调查表

样品状态			T1-1：浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、干； T1-2：浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、潮； T1-3：浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、潮。		
序号	检测项目	单位	检测结果		
			T1-1（表层土）	T1-2（中层土）	T1-3（深层土）
1	pH值	无量纲	8.18	8.36	8.24
2	阳离子交换量	cmol+/kg	5.7	4.3	3.8
3	饱和导水率	mm/min	3.44	3.51	3.65
4	氧化还原电位	mv	723	745	804
5	土壤容重	g/cm³	1.55	1.39	1.47
6	孔隙度	%	30.50	30.35	24.91

7	水溶性盐总量	g/kg	0.9	0.8	0.6
8	水分	%	4.8	5.5	5.7
备注	/				

4.2.4.3 本次项目区土壤监测点位布设

根据土壤评价等级判定结果，本项目处理站土壤评价按污染影响型等级为一级，本次按污染型一级评价的要求进行现状监测布点设置。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（。）（HJ964-2018）一级评价布点原则，即在项目区占地内布设7个点位，其中5个柱状样点、2个表层样；在项目区外周边土地选取了4个点位取表层样，一共11个点位；本次环评引用拟建油管厂的土壤监测，并补充部分土壤因子监测点位。土壤现状调查监测单位为阿克苏天鸿检测有限公司，取样时间为2025年5月29日和7月11日，引用监测的监测时间为2025年2月21日。监测布点见附图7。

表 4.2-9 监测点布设及监测因子

编号	监测点坐标		取样方法	监测因子	用地类型
T5#	占地范围内	E:80.308839° N:41.340666°	柱状样 (0-3m)	(GB36600-2018)45 项基 本项目+pH+石油烃	建设用地
T2#		E:80.309089° N:41.340482°		pH、砷、镉、铬（六价）、 铜、铅、镍、汞+石油烃	
T3#		E:80.309658° N:41.340017°			
T4#		E:80.310242° N:41.339503°			
T1#		E:80.310749° N:41.339133°			
T6#		E:80.309130° N:41.340122°			
T7#	占地范围外	E:80.309679° N:41.339093°	表层样 (0-0.2m)	pH 值、镉、汞、砷、铅、 铬、铜、镍、锌、石油烃	园地 （农用地）
T8#		E:80.310751° N:41.339892°			
T9#		E:80.310973° N:41.338831°			
T10#		E:80.309445° N:41.339107°			
T11#		E:80.308520° N:41.341091°			

4.2.4.4 分析和采样方法

项目区项目用地范围内建设用地土壤采样和分析方法按照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控质量标准（。）》（GB36600-2018）表1中建设用地（第二类用地）土壤污染风险筛选值（基本项目及其他项目）执行；周边农用地采样和分析方法按照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（。）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值。

4.2.4.5 监测时间及频率

土壤监测取样时间为2025年7月16日。

4.2.4.6 评价标准与方法

项目用内的建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控质量标准（。）》（GB36600-2018）表1中建设用地（第二类用地）土壤污染风险筛选值（基本项目及其他项目）。项目区外周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（。）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，评价方法采用标准指数法。

4.2.4.7 监测及评价结果

表 4.2-10 项目区内土壤检测值及评价结果（一）

监测点位	监测项目	单位	监测结果	标准值 (筛选值) mg/kg	Pi	达标情况
T5 监测点 (0-0.5m)	pH	无量纲	9.33	/	/	达标
	砷	mg/kg	11.2	60	0.187	达标
	镉	mg/kg	0.15	65	0.0023	达标
	铜	mg/kg	8	18000	0.00044	达标
	铅	mg/kg	35	800	0.044	达标
	汞	mg/kg	0.0724	38	0.0019	达标
	镍	mg/kg	19	900	0.0211	达标
	六价铬	mg/kg	1.7	5.7	0.298	达标
	氯甲烷	mg/kg	$<3.0 \times 10^{-4}$	37	/	达标
	氯乙烯	mg/kg	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.43	/	达标
	1,1-二氯乙烯	mg/kg	$<1.0 \times 10^{-3}$	66	/	达标
	二氯甲烷	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	616	/	达标
	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	$<1.4 \times 10^{-3}$	54	/	达标
	1,1-二氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	9	/	达标
	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	596	/	达标

	三氯甲烷	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.9	/	达标
	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	840	/	达标
	四氯化碳	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	苯	mg/kg	$<1.9 \times 10^{-3}$	4	/	达标
	1,2-二氯乙烷	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	5	/	达标
	三氯乙烯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	1,2-二氯丙烷	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	5	/	达标
	甲苯	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	1200	/	达标
	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	四氯乙烯	mg/kg	$<1.4 \times 10^{-3}$	53	/	达标
	氯苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	270	/	达标
	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	10	/	达标
	乙苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	28	/	达标
	间/对二甲苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	570	/	达标
	邻二甲苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	640	/	达标
	苯乙烯	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	1290	/	达标
	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	6.8	/	达标
	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.5	/	达标
	1,4-二氯苯	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	20	/	达标
	1,2-二氯苯	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	560	/	达标
	萘	mg/kg	<0.09	70	/	达标
	苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	15	/	达标
	蒽	mg/kg	<0.1	1293	/	达标
	苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	15	/	达标
	苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	151	/	达标
	苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	1.5	/	达标
	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	<0.1	1.5	/	达标
	2-氯酚	mg/kg	<0.04	2256	/	达标
	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	<0.1	15	/	达标
	苯胺	mg/kg	未检出	260	/	达标
	硝基苯	mg/kg	<0.09	76	/	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	0.00133	达标
T5 监测点 (0.5-1.5m)	pH	无量纲	9.11	/	/	达标
	砷	mg/kg	14.4	60	0.24	达标
	镉	mg/kg	0.14	65	0.0022	达标
	铜	mg/kg	14	18000	0.00078	达标
	铅	mg/kg	28	800	0.035	达标
	汞	mg/kg	0.0787	38	0.0021	达标
	镍	mg/kg	26	900	0.029	达标
	六价铬	mg/kg	2.2	5.7	0.386	达标
	氯甲烷	mg/kg	$<3.0 \times 10^{-4}$	37	/	达标

	氯乙烯	mg/kg	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.43	/	达标
	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	$<1.0 \times 10^{-3}$	66	/	达标
	二氯甲烷	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	616	/	达标
	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	$<1.4 \times 10^{-3}$	54	/	达标
	1,1-二氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	9	/	达标
	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	596	/	达标
	三氯甲烷	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.9	/	达标
	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	840	/	达标
	四氯化碳	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	苯	mg/kg	$<1.9 \times 10^{-3}$	4	/	达标
	1,2-二氯乙烷	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	5	/	达标
	三氯乙烯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	1,2-二氯丙烷	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	5	/	达标
	甲苯	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	1200	/	达标
	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	四氯乙烯	mg/kg	$<1.4 \times 10^{-3}$	53	/	达标
	氯苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	270	/	达标
	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	10	/	达标
	乙苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	28	/	达标
	间/对二甲苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	570	/	达标
	邻二甲苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	640	/	达标
	苯乙烯	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	1290	/	达标
	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	6.8	/	达标
	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.5	/	达标
	1,4-二氯苯	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	20	/	达标
	1,2-二氯苯	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	560	/	达标
	萘	mg/kg	<0.09	70	/	达标
	苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	15	/	达标
	蒽	mg/kg	<0.1	1293	/	达标
	苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	15	/	达标
	苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	151	/	达标
	苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	1.5	/	达标
	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	<0.1	1.5	/	达标
	2-氯酚	mg/kg	<0.04	2256	/	达标
	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	<0.1	15	/	达标
	苯胺	mg/kg	未检出	260	/	达标
	硝基苯	mg/kg	<0.09	76	/	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	0.00133	达标
T5#监测点 (1.5-3m)	pH	无量纲	9.35	/	/	达标
	砷	mg/kg	8.26	60	0.137	达标
	镉	mg/kg	0.10	65	0.0015	达标

	铜	mg/kg	12	18000	0.00067	达标
	铅	mg/kg	28	800	0.035	达标
	汞	mg/kg	0.0817	38	0.00215	达标
	镍	mg/kg	25	900	0.0277	达标
	六价铬	mg/kg	2.2	5.7	0.386	达标
	氯甲烷	mg/kg	$<3.0 \times 10^{-4}$	37	/	达标
	氯乙烯	mg/kg	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.43	/	达标
	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	$<1.0 \times 10^{-3}$	66	/	达标
	二氯甲烷	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	616	/	达标
	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	$<1.4 \times 10^{-3}$	54	/	达标
	1,1-二氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	9	/	达标
	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	596	/	达标
	三氯甲烷	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.9	/	达标
	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	840	/	达标
	四氯化碳	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	苯	mg/kg	$<1.9 \times 10^{-3}$	4	/	达标
	1,2-二氯乙烷	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	5	/	达标
	三氯乙烯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	1,2-二氯丙烷	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	5	/	达标
	甲苯	mg/kg	$<1.3 \times 10^{-3}$	1200	/	达标
	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	2.8	/	达标
	四氯乙烯	mg/kg	$<1.4 \times 10^{-3}$	53	/	达标
	氯苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	270	/	达标
	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	10	/	达标
	乙苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	28	/	达标
	间/对二甲苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	570	/	达标
	邻二甲苯	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	640	/	达标
	苯乙烯	mg/kg	$<1.1 \times 10^{-3}$	1290	/	达标
	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	6.8	/	达标
	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.5	/	达标
	1,4-二氯苯	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	20	/	达标
	1,2-二氯苯	mg/kg	$<1.5 \times 10^{-3}$	560	/	达标
	萘	mg/kg	<0.09	70	/	达标
	苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	15	/	达标
	蒽	mg/kg	<0.1	1293	/	达标
	苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	15	/	达标
	苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	151	/	达标
	苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	1.5	/	达标
	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	<0.1	1.5	/	达标
	2-氯酚	mg/kg	<0.04	2256	/	达标
	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	<0.1	15	/	达标

	苯胺	mg/kg	未检出	260	/	达标
	硝基苯	mg/kg	<0.09	76	/	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	0.00133	达标

表 4.2-11 土壤环境监测结果（二） 单位：mg/kg

监测点位	监测项目	单位	监测结果	标准值 (筛选值) mg/kg	Pi	达标情况
T1#监测点 (0-0.5m) (项目区内)	pH	无量纲	9.00	/	/	/
	镉	mg/kg	0.04	65	0.0006	达标
	铅	mg/kg	67	800	0.084	达标
	镍	mg/kg	11	900	0.012	达标
	铜	mg/kg	8	18000	0.0004	达标
	六价铬	mg/kg	0.7	5.7	0.123	达标
	汞	mg/kg	0.068	38	0.0018	达标
补充取样	砷	mg/kg	9.01	60	0.15	达标
	石油烃	mg/kg	17.8	4500	0.004	达标
T1#监测点 (0.5-1.5m (项目 区内))	pH	无量纲	9.07	/	/	/
	镉	mg/kg	0.03	65	0.0046	达标
	铅	mg/kg	64	800	0.08	达标
	镍	mg/kg	7	900	0.0078	达标
	铜	mg/kg	5	18000	0.00028	达标
	六价铬	mg/kg	0.7	5.7	0.123	达标
	汞	mg/kg	0.073	38	0.0019	达标
补充取样	砷	mg/kg	8.04	60	0.134	达标
	石油烃	mg/kg	7.6	4500	0.0017	达标
T1#监测点 (1.5-3.0m) (项 目区内)	pH	无量纲	9.22	/	/	/
	镉	mg/kg	0.03	65	0.0005	达标
	铅	mg/kg	60	800	0.0750	达标
	镍	mg/kg	9	900	0.0100	达标
	铜	mg/kg	6	18000	0.0003	达标
	六价铬	mg/kg	0.8	5.7	0.1404	达标
	汞	mg/kg	0.078	38	0.0021	达标
补充取样	砷	mg/kg	9.48	60	0.1580	
	石油烃	mg/kg	8.3	4500	0.0018	
T2#监测点 (0-0.5m) (项目 区内)	pH	无量纲	9.33	/	/	/
	镉	mg/kg	0.05	65	0.0008	达标
	铅	mg/kg	54	800	0.0675	达标
	镍	mg/kg	10	900	0.0111	达标
	铜	mg/kg	7	18000	0.0004	达标
	六价铬	mg/kg	1.2	5.7	0.2105	达标

	汞	mg/kg	0.032	38	0.0008	达标
补充取样	砷	mg/kg	8.35	60	0.1392	达标
	石油烃	mg/kg	8.9	4500	0.0020	达标
T2#监测点 (0.5-1.5m) (项目区内)	pH	无量纲	9.27	/	/	/
	镉	mg/kg	0.04	65	0.0006	达标
	铅	mg/kg	52	800	0.0650	达标
	镍	mg/kg	5	900	0.0056	达标
	铜	mg/kg	5	18000	0.0003	达标
	六价铬	mg/kg	1.2	5.7	0.2105	达标
	汞	mg/kg	0.049	38	0.0013	达标
补充取样	砷	mg/kg	9.15	60	0.1525	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
T2#监测点 (1.5-3.0m) (项目区内)	pH	无量纲	9.32	/	/	/
	镉	mg/kg	0.02	65	0.0003	达标
	铅	mg/kg	59	800	0.0738	达标
	镍	mg/kg	5	900	0.0056	达标
	铜	mg/kg	5	18000	0.0003	达标
	六价铬	mg/kg	0.9	5.7	0.1579	达标
	汞	mg/kg	0.015	38	0.0004	达标
补充取样	砷	mg/kg	12.3	60	0.2050	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
T3#监测点 (0-0.5m) (项目区内)	pH	无量纲	9.32	/	/	/
	镉	mg/kg	0.02	65	0.0003	达标
	铅	mg/kg	61	800	0.0763	达标
	镍	mg/kg	11	900	0.0122	达标
	铜	mg/kg	8	18000	0.0004	达标
	六价铬	mg/kg	<0.05	5.7	/	达标
	汞	mg/kg	0.031	38	0.0008	达标
补充取样	砷	mg/kg	10.5	60	0.1750	达标
	石油烃	mg/kg	15.1	4500	0.0034	达标
T3#监测点 (0.5-1.5m) (项目区内)	pH	无量纲	9.26	/	#VALUE!	/
	镉	mg/kg	0.04	65	0.0006	达标
	铅	mg/kg	57	800	0.0713	达标
	镍	mg/kg	6	900	0.0067	达标
	铜	mg/kg	8	18000	0.0004	达标
	六价铬	mg/kg	0.5	5.7	0.0877	达标
	汞	mg/kg	0.048	38	0.0013	达标
补充取样	砷	mg/kg	7.06	60	0.1177	达标
	石油烃	mg/kg	6.6	4500	0.0015	达标
T3#监测点 (1.5-3.0m) (项目区内)	pH	无量纲	8.86	/	/	/
	镉	mg/kg	0.03	65	0.0005	达标

目区内)	铅	mg/kg	45	800	0.0563	达标
	镍	mg/kg	8	900	0.0089	达标
	铜	mg/kg	10	18000	0.0006	达标
	六价铬	mg/kg	<0.05	5.7	/	达标
	汞	mg/kg	0.016	38	0.0004	达标
补充取样	砷	mg/kg	8.17	60	0.1362	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
T4#监测点 (0-0.5m) (项目 区内)	pH	无量纲	9.27	/	/	/
	镉	mg/kg	0.05	65	0.0008	达标
	铅	mg/kg	56	800	0.0700	达标
	镍	mg/kg	6	900	0.0067	达标
	铜	mg/kg	6	18000	0.0003	达标
	六价铬	mg/kg	0.9	5.7	0.1579	达标
	汞	mg/kg	0.027	38	0.0007	达标
补充取样	砷	mg/kg	6.86	60	0.1143	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
T4#监测点 (0.5-1.5m) (项 目区内)	pH	无量纲	9.34	/	/	/
	镉	mg/kg	0.05	65	0.0008	达标
	铅	mg/kg	48	800	0.0600	达标
	镍	mg/kg	4	900	0.0044	达标
	铜	mg/kg	6	18000	0.0003	达标
	六价铬	mg/kg	1.2	5.7	0.2105	达标
	汞	mg/kg	0.039	38	0.0010	达标
补充取样	砷	mg/kg	8.09	60	0.1348	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
T4#监测点 (1.5-3.0m) (项 目区内)	pH	无量纲	9.32	/	/	/
	镉	mg/kg	0.03	65	0.0005	达标
	铅	mg/kg	47	800	0.0588	达标
	镍	mg/kg	6	900	0.0067	达标
	铜	mg/kg	7	18000	0.0004	达标
	六价铬	mg/kg	1.1	5.7	0.1930	达标
	汞	mg/kg	0.030	38	0.0008	达标
补充取样	砷	mg/kg	10.9	60	0.1817	达标
	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
T6#监测点 (项目区内表层 样)	pH	无量纲	9.29	/	/	/
	镉	mg/kg	0.03	65	0.0005	达标
	铅	mg/kg	42	800	0.0525	达标
	镍	mg/kg	4	900	0.0044	达标
	铜	mg/kg	6	18000	0.0003	达标
	六价铬	mg/kg	1.2	5.7	0.2105	达标
	汞	mg/kg	0.043	38	0.0011	达标

补充取样	砷	mg/kg	8.04	60	0.1340	达标
	石油烃	mg/kg	7.2	4500	0.0016	达标
T7#监测点 (项目区内表层 样)	pH	无量纲	9.26	/	/	/
	镉	mg/kg	0.03	65	0.0005	达标
	铅	mg/kg	47	800	0.0588	达标
	镍	mg/kg	9	900	0.0100	达标
	铜	mg/kg	9	18000	0.0005	达标
	六价铬	mg/kg	1.3	5.7	0.2281	达标
	汞	mg/kg	0.042	38	0.0011	达标
	砷	mg/kg	7.31	60	0.1218	达标
补充取样	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
	pH	无量纲	9.38	/	/	/
T8#监测点 (项目区外表层 样)	镉	mg/kg	0.04	0.6	0.0667	达标
	铅	mg/kg	40	170	0.2353	达标
	镍	mg/kg	4	190	0.0211	达标
	铜	mg/kg	8	100	0.0800	达标
	六价铬	mg/kg	1.0	5.7	0.1754	达标
	汞	mg/kg	0.054	3.4	0.0159	达标
	锌	mg/kg	78	300	0.2600	达标
	砷	mg/kg	10.5	25	0.4200	达标
补充取样	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标
	pH	无量纲	9.19	/	/	/
T9#监测点 (项目区外表层 样)	镉	mg/kg	0.03	0.6	0.0500	达标
	铅	mg/kg	48	170	0.2824	达标
	镍	mg/kg	9	190	0.0474	达标
	铜	mg/kg	8	100	0.0800	达标
	六价铬	mg/kg	0.9	5.7	0.1579	达标
	汞	mg/kg	0.022	3.4	0.0065	达标
	锌	mg/kg	85	300	0.2833	达标
	砷	mg/kg	11.5	25	0.4600	达标
补充取样	石油烃	mg/kg	7.6	4500	0.0017	达标
	pH	无量纲	8.02	/	/	/
T10#监测点 (项目区外表层 样)	镉	mg/kg	0.03	0.6	0.0500	达标
	铅	mg/kg	56	170	0.3294	达标
	镍	mg/kg	7	190	0.0368	达标
	铜	mg/kg	8	100	0.0800	达标
	六价铬	mg/kg	1.2	5.7	0.2105	达标
	汞	mg/kg	0.021	3.4	0.0062	达标
	锌	mg/kg	76	300	0.2533	达标
	砷	mg/kg	8.65	25	0.3460	达标
补充取样	石油烃	mg/kg	<6.0	4500	/	达标

T11#监测点 (项目区外表层 样)	pH	无量纲	8.61	/	/	/
	镉	mg/kg	0.03	0.6	0.0500	达标
	铅	mg/kg	55	170	0.3235	达标
	镍	mg/kg	8	190	0.0421	达标
	铜	mg/kg	9	100	0.0900	达标
	六价铬	mg/kg	1.3	5.7	0.2281	达标
	汞	mg/kg	0.032	3.4	0.0094	达标
补充取样	锌	mg/kg	72	300	0.2400	达标
	砷	mg/kg	8.07	25	0.3228	达标
	石油烃	mg/kg	29.0	4500	0.0064	达标

由土壤环境现状监测结果可知，项目区内 7 个监测点土壤因子现状均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控质量标准（。）》（GB36600-2018）表 1 中建设用地（第二类用地）土壤污染风险筛选值；项目区外园地 4 个监测点位的土壤因子现状满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（。）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，说明项目所在区域土壤环境质量现状较好。

表 4.2-12 项目区内土体构型（土壤剖面）

监测点位	景观照片	土壤剖面照片	层位	土壤描述
柯柯牙处理站项目 区土壤			0-0.5m 土壤	浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、干；
	/		0.5-1.5m	浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、潮；

	/		1.5-3.0m	浅灰色、颗粒状、未利用地、砂土、潮。
项目区附近园地土壤			0-0.5m 土壤	浅灰色、颗粒状、园地、砂土、干；
	/		0.5-1.5m	浅灰色、颗粒状、园地、砂土、潮；
	/		1.5-3.0m	浅灰色、颗粒状、园地、砂土、潮。

4.2.5 生态环境现状调查与评价

4.2.5.1 生态环境功能区划

项目隶属阿克苏地区阿克苏地区温宿县，根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区，生态功能区划见表 4.2-13。

表 4.2-13 生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给	水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感	保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

项目区属阿克苏河冲积平原绿洲区域，区域生态服务功能主要为农产品生产、荒漠化控制，此区域主要生态环境问题是土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多，区域生态生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感，区域主要生态保护目标为保护农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失，保护土壤不受污染。据此，项目应保证评价区生态服务功能不发生改变。

4.2.5.2 植被现状调查与评价

项目处于农田绿洲区，农田主要为小麦、玉米、棉花等，果园主要种植红枣、苹果、核桃等；主要野生植被为芦苇、骆驼刺、猪毛菜等，盖度约 30%~50%。项目处理站用地原用途为园地，现已变更为建设用地。本工程永久用地包含在温北区块的总体用地内，已取得了新疆维吾尔自治区自然资源厅《关于新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温 7 区块勘探开发(产能建设)项目建设用地的批复》，文号为新自然资用地(2025]527 号（见附件 3）

4.2.5.3 野生动物现状评价

项目位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原和阿克苏河绿洲平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-14。

表 4.2-14 项目区域主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++	++		
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++			
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++			
鸟类	32 种					
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++	
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B		+		
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R		++		
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S		+		
楼燕	<i>Apus apus</i>	B		+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		+		
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B		±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+	+	+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R		+	+	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++			
乌鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	
麻雀	<i>Passer montanus</i>	R		+	+	

黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
哺乳类	12 种					
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—			++	
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—		++		
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—		++		
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+			

注：（1）R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

（2）±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

4.2.5.4 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域阿克苏市、温宿县属于塔里木河流域重点治理区。

水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

水土流失预防措施为：塔里木盆地北部农田防护水源涵养区塔里木河干流段外围注重保护现有植被。加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

第5章 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响评价

本项目工程施工过程中除处理站永久占地外，还有油气输送管道施工临时占地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边生境。

5.1.1 施工期废气影响分析

施工期废气污染源主要包括运输车辆废气和施工扬尘。

5.1.1.1 施工扬尘

本项目施工扬尘主要是项目区的场地平整、设备运输和安装，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，物料的堆放均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：

- ①导致环境空气中的 TSP 浓度升高；
- ②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产；
- ③影响施工区域附近村民的身体健康。

根据类比调查，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。项目周边分布有耕地，项目施工扬尘，将会对农作物产生不利影响。

为减轻项目施工扬尘对周边环境的影响，环评要求项目施工期间，对进场道路进行泥结砂石硬化，运输道路及作业区采取洒水抑尘措施，频次不少于 2 次/d。

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对区域环境空气质量影响不大。随着施工期的结束，影响将会消失。在施工过程中，施工单位应严格采取本次环评提出的防治措施，将施工期产生的扬尘对周边环境的影响可降至最低，不会对项目区附近农作物造成影响。

5.1.1.2 运输车辆废气

本项目施工期建筑材料及设备的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。根据类比调查，每辆车日耗油量约 11.52kg ，则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg 、 NO_x 为 0.034kg 。本工程施工期初步估算各类运输车辆约 10 辆，预计每天可排放烃类物质 $0.25\text{kg}/\text{d}$ 、 $\text{NO}_x 0.34\text{kg}/\text{d}$ 。

由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源较小，故施工期车辆燃烧尾气对大气环境影响不大。况且该污染属于局部的、短暂的，施工期完成后就会消失，因此，对大气环境的影响也是有限的。

5.1.1.3 施工期废气污染防治措施

(1) 施工扬尘

为最大限度地控制施工期间对周边环境空气质量的不良影响，结合《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号），建设单位应加大施工工地环境管理，大力提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。①在施工场地不设置散料的露天堆场。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业，场地平整以后，要尽快对场地进行硬化，防止大风吹起浮土，产生较大的扬尘。

②建立施工区场地清扫机构，并配备专职人员，无雨日对施工场地喷水降尘工作，每天洒水2~3次，天气干燥时应适当增加洒水次数。

③工地周围设置不低于1.8米的硬质密闭围挡，工程脚手架外侧使用密闭式安全网；

④对易产生扬尘物质的运输车辆必须加盖密闭运输。施工现场运输车辆出入口设置冲洗设备，确保出入现场的车辆不带泥行驶。同时设置配套的污水，泥浆沉淀池，做到污泥不外流，废浆应当用密闭罐车外运；

⑤使用商品砼，是减少水泥作业二次扬尘的根本措施，日需混凝土和砂浆30立方米以上的，必须使用预拌混凝土或预拌砂浆。30立方米以下需现场露天搅拌的，应采取相应的防尘措施；

⑥加强对弃土、弃渣倾倒和运输的监督管理。严禁超载和沿道洒落，控制二次扬尘，严格管理。包括对运输车辆的保养维修，并严格控制车速；

通过上述措施，施工扬尘的影响可以得到较大程度的缓解，施工结束后，扬尘影响随即消失。

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料。

5.1.2 施工期水环境影响分析

5.1.2.1 施工期水环境影响分析

生活污水依托租住房屋设施。

5.1.2.2 施工期水污染防治措施

项目在施工期严格执行水环境各项保护措施后，项目施工对项目区域水环境的影响是可控的。

5.1.3 施工期声环境影响分析及措施

5.1.3.1 施工期声环境影响

项目施工期噪声主要来自于土石方施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声及施工人员的生活噪声。基础设施建设噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

在此对基础设施建设噪声进行分析评价，以便更好的制定相应的施工管理计划，保护项目施工区域声环境。

表 5.1-1 施工机械噪声源强统计表单位：dB (A)

施工工序	源强	10m	20m	30	50m	100	200
场地清理	84	64	58	54	50	44	38
挖土方	89	69	63	59	55	49	43
地基施工	88	68	62	58	54	48	42
安装	84	64	58	54	50	44	38
运输工程	90	70	64	60	56	50	44

根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，施工场界昼间噪声限值为 70dB (A)，夜间限值为 55dB (A)。由表 5.1-1 可知，主要施工机械在 10m 范围内均能够达到建筑施厂界噪声昼间限值不超过 70dB (A) 的要求，而在夜间保证不超过标准限值 55dB (A) 的距离要远到 100m 左右。

根据国内此类项目施工期环境保护经验，建议加强施工期间的施工组织和施工管理，合理安排施工进度和时间，环保施工、文明施工，快速施工，并因地制宜地制定有效的临时降噪措施，例如通过降低运输车辆车速来降低车辆噪声，禁止夜间施工等，将施工期间的噪声影响降低到最小程度。

5.1.3.2 施工期噪声污染防治措施

为避免施工机械对周围声环境的影响，本评价要求项目施工期间采取以下措施：

(1) 合理安排施工。

①根据《建筑施工现场环境噪声排放标准》（GB12523-2011）确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场，施工生产生活区远离环境敏感点。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声敏感点进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在驶经声敏感点时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④在施工场地靠声敏感点一侧设置不低于 2.0m 高的硬质围挡，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对声敏感点的影响。

(2) 合理安排施工时间

施工单位合理安排施工时间，靠近村庄地段禁止夜间施工。

(3) 采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。做好宣传工作，倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后，施工噪声不会对居民区声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工的结束而消除。

综上所述，施工噪声在采取针对性降噪措施后，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

项目施工期固体废弃物主要是生活垃圾及建筑垃圾。

根据城镇居民生活垃圾产生水平，由项目区垃圾箱集中收集，委托当地环卫部门定期清运至温宿县生活垃圾填埋场处置。

建筑垃圾集中收集拉运至指定填埋场。

5.1.5 施工期生态影响分析

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期的开挖管沟、敷设管道、建设站场、修筑施工道路等工程活动对植被的破坏、对土壤环境的破坏、占用土地、改

变土地利用类型、对沿线动物的影响等。若恢复治理措施不当，可能造成当地植被破坏、加重当地的水土流失，影响农业生产。由于本工程施工对生态的影响主要发生在管线施工作业带范围内，因此本次评价把该范围作为生态评价重点。

5.1.5.1 工程占地影响分析

(1) 永久占地影响分析

本工程永久占地主要为柯柯牙处理站，新增永久用地 75 亩，占地类型为园地，约 50000m²。

临时用地包括管道沿线施工作业带（包括和管道施工过程中的临时堆管场地）临时占地合计约 70.4046hm²，占地类型主要为园地、林地、一般农田、道路等，不占用基本农田。

永久性占地将改变所占用土地原有的用地性质，原有地貌被破坏，为人工建筑物代替。根据现场调查，永久性占地的类型是园地，工程实施后局部区域的土地利用结构受到一定影响。但建设前后，区域土地利用类型不会发生明显改变。

本工程永久用地包含在温宿区块温北油田温 7 区块的总体用地内，已取得了新疆维吾尔自治区自然资源厅《关于新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温 7 区块勘探开发(产能建设)项目建设用地的批复》，文号为新自然资用地(2025]527 号（见附件 3）。建设单位要与地方政府及有关职能部门积极协调，在施工前认真落实地方有关征地补偿手续及其费用，配合地方政府解决工程沿线扰动区域内的土地占补平衡问题；同时在施工和运行期间要落实本报告书中的有关环境保护措施，将永久性工程占地对沿线地区土地利用的影响减到最小。

(2) 临时占地影响分析

管线在施工过程中，主要是管道施工作业带、施工便道、穿越工程施工作业场地等临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，临时占地 70.4046hm²，占地类型主要为园地、耕地、林地、草地等，占地类型面积见表 3.2-8，在本工程施工过程中，临时占地一般仅在施工阶段造成沿线土地利用性质的暂时改变，临时用地在施工结束后短期内（2~3 年）能恢复原有的使用功能。

管道工程大部分临时占地是在管道开挖埋设施工过程中，由于管道施工分段进行，施工时间较短，每段管线从施工到重新覆土约为 1~2 个月的时间，施工完毕后，在敷设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原利用状态。

按照相关要求，覆土回填后管道沿线近侧（约 5m）不能再种植深根植物，由于本项目临时占地主要有园地、耕地、林地、草地等，施工结束后，园地、耕地、林地、草地等可恢复原有地貌；工程沿线耕地农作物主要为小麦、玉米、棉花等，均为浅根系作物，施工期结束后可恢复正常种植；涉及林地、灌丛路段，该地段可以种植根系不发达的草本植物，但不会改变穿越区段林地的土地利用性质；因此施工临时占地，对土地利用影响较小。

（2）顶管施工场地、堆管场、施工便道等占地

堆管场利用当地附近空地或耕地，在施工结束后将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

施工便道多按具体的施工工段设置，本工程施工便道以依托现有省、县、乡道路为主。施工期施工范围内的植物将被清除铲掉，施工便道需压实。管线施工便道属于临时性工程占地，施工结束后大部分即可恢复原有用地使用性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，这一影响将逐渐减小或消失，不会造成沿线大规模土地利用现状发生改变。

5.1.5.2 对植被影响分析

本项目占地类型为园地、耕地、林地、草地等，该区域植被覆盖较高，因此该区段施工对植被影响较大，施工期间将导致一定数量园地、耕地、林地、草地被破坏，园地主要为红枣、苹果、核桃等，耕地农作物主要为小麦、玉米、棉花等，林地主要为白杨树，主要植被为芦苇、骆驼刺、猪毛菜等。在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

以管沟为中心两侧 2.5m 的范围内，植被将遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏；在管沟两侧 2.5~5m 的范围内，由于挖掘施工中各种机械、车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖出土的堆放，造成植被的破坏较为严重；管沟两侧 5~7.5m 的范围内，由于机械、车辆和人员活动较少，对植被的破坏程度相对较轻。

（1）生物量损失

本工程永久工程占地和临时工程占地导致的植物生物量损失按下式计算。具体计算结果见表 5.1-2。

$$C_{损} = \sum Qi \cdot Si$$

$C_{损}$ ——总生物量损失值，kg；

Qi ——第 i 种植被生物生产量，kg/ha； Si ——占用第 i 种植被的土地面积，ha。

表 5.1-2 项目占地导致植被生物量损失一览表

植被类型	占地面积 (hm^2)	单位面积生物量 (t/hm^2)	总生物量 (t)
永久占地园地	5.0	50	250
临时占地园地	55.5815	50	2779.075
林地	4.9631	56.45	280.167
水浇地	1.726	14.6	2.52
其他草地	0.2211	3	0.6633
合计			3312.4253
注：园地生物量参考苹果园的生物量，农用地生物量参照《冬小麦生物量和产量的 AquaCrop 模型预测》（2011 年），林地生物量参照《我国森林植被的生物量和净生产量》（1996 年），草地生物量参照《草场资源调查技术规程》。			

由上表分析可知，施工期工程占地导致植物生物量损失约 3312.4253t。从上表还可看出，本工程占地对植被生物量的影响主要表现为园地生物量损失，占总损失生物量的 91.45%。施工结束后，管道沿线绝大多数临时性工程占地能恢复为原有功能，由于损失的植被绝大多数为园地中的人工植被，因此植被恢复种植能有效减小项目建设对沿线植被生物量的损失影响。

从植被种类来看，施工作业场地遭到破坏影响的植物均为广布种和常见种且分布相对均匀。尽管项目建设会使原有植被遭到局部损失，但不会使管道沿线所经地区植物群落的种类和组成发生变化。

（2）施工污染物排放对植被的影响分析

根据工程分析，本工程施工期间的污染主要来自扬尘，各种机械、车辆排放的废气，以及施工过程中排放的生产和生活污水，还有生产和生活垃圾等固体废物。

①扬尘、废气对植被的影响

施工过程中的扬尘、废气是对植被生长产生影响的因素之一，而以扬尘产生的影响为主，扬尘产生的颗粒物在植物地表以上器官（叶、茎、花和果实）的沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，造成植物表面气孔阻塞，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物干物质生产受到影响。

一般情况下，大范围内较低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题，扬尘过程对植物的伤害程度取决于空气中颗粒物浓度、沉降速率以及所处的环境和地形。项目区主要位于平原地区，扩散条件较好，降雨较丰富，有利于大气颗粒物的冲刷沉降。由于管道工程建设过程施工时间短、施工点分散，因此，在正常情况下扬尘浓度低，持续时间短，对植被的影响不大。

②施工废水对植被的影响

本项目不设置施工营地，工人就近租用民房，生活污水依托当地生活污水处理系统；由于作业期短、施工人员分散于各工段，因此产生量较少，基本不会产生不良影响。

③施工废物对植被的影响

在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。施工废物和塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，不仅影响景观，亦会影响植物生长。只要加强施工过程管理和对施工人员的环保宣传与教育，这种影响是可以杜绝的，从而使这种影响降到最低甚至没有，

（3）施工人员活动对植被的影响分析

这里所说的人为活动指的是除正常施工作业对植物的砍伐、清除、践踏和碾压不可避免地对植被造成破坏以外，施工人员还可能随意践踏、折损周边植被，施工区域生态系统由于人类活动的明显增加而遭到扰动和破坏，导致施工范围及边缘区域地表土壤和自然植被的扰动和破坏，初级生产力水平下降，水土流失量增加，原生生态系统平衡受到破坏。因此，应该在施工过程中尽可能缩小扰动范围，

保护原生土壤环境和植被，避免造成不必要的生态破坏和扰动，引发局部地带荒漠化。

5.1.5.3 对野生动物影响分析

(1) 影响分析

本项目施工过程中的施工机械噪声、灯光、人员活动等均可能对野生生物产生一定影响。本项目位于居民区附近的管道，人类活动较频繁，野生动物分布较少，本工程施工对野生动物的动物活动影响较小；其余段人类活动较少，但由于气候极端干燥，因干旱和食物短缺，加之乔灌木植被少，无栖息及躲藏之地，野生动物分布数量较少，在该区域野外考察中多见啮齿类和爬行类活动的痕迹。本工程为输气管线敷设工程，采用分段施工，临时占地面积相对较小，施工结束后及时恢复占地范围内原有地貌和地表植被，因此本管段主要对沿线的爬行类、鸟类和小型的兽类觅食、迁移等活动会产生暂时性的干扰，施工期时爬行类和小型兽类将由原来的生境暂时转移到远离施工区的相似生境生活。

哺乳动物：项目沿线哺乳动物相对较少，多为鼠科物种，鼠类主要分布在沿线的农田生境，鼠类的适应能力较强，管道的施工对它们的生存基本不会造成影响。项目施工要求在昼间进行，夜间不施工，以减少对其生境的影响。

鸟类：在管道沿线活动的鸟类多以常见鸟类为主，诸如麻雀、乌鸦等。管道施工过程中，将会在一定程度上破坏他们栖息的生境，影响它们的正常取食活动，但由于鸟类的迁移能力较强，它们在受到干扰后，能迁移到周边相对较好的生境。因此，管道的施工对其影响较小。

爬行类动物：常出没于生境较好的树林、灌丛中。同时，它们基本属于个体较小的种类。因此，在林地施工期间，管沟开挖等活动对它们将产生轻微的影响，同时由于它们扩散、迁移能力较两栖类要强，受到的影响较小。

两栖动物：两栖动物的防御、扩散、迁移的能力弱，对环境依赖性大，它们大多昼伏夜出，白天多隐蔽，黄昏至黎明时活动频繁，酷热或严寒时以夏蛰或冬眠方式度过。它们主要分布在沿线的农田生境，因此，管沟开挖、建设施工便道等过程对它们产生一定的驱赶作用。

5.1.5.4 景观生态环境影响分析

管道项目建设将对沿线景观的生态功能及格局产生影响，且主要发生在施工期。主要表现为：

1) 管道施工将对沿线工程扰动区域及其两侧地表造成一定程度上的景观隔离,但从生物传播关系来看,这种隔离作用仅限于土壤微生物和以根系作为传播途径的植物,对以花粉或种子传播的植物以及动物的生态隔离作用较小。由于本工程施工持续时间较短,项目扰动区域呈线状分布,从生态系统更广范围的生物关系来说,该影响相对较小。

2) 管道施工将对沿线景观格局产生一定的影响。施工作业带内的地表植被破坏将使沿线一定范围内的景观要素发生变化,致使景观斑块的比例结构发生变化,向多优势度方向发展;原景观系统中将出现新的景观要素,新的景观斑块将增加景观的碎裂度;沿线地表开挖等施工作业单元对相邻景观组分产生一定程度的“屏障”效应,将对景观产生较强烈的分裂效果。

3) 管道施工将对沿线林带景观产生影响。

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》中的有关规定,在管道中心线两侧各 5m 范围内不能种植深根型植物。本工程干线施工作业带宽为管道中心线两侧各 10 m,管道中心线两侧各 5m 范围内仅能种植浅根型灌木或建植草被,穿越段上层绿化空间的缺失将会影响到原有林带景观的和谐性,使原本整体的林带出现“断裂”,林地景观斑块破碎。但沿线林地穿越面积较小,长度较短,且沿线林地穿越段多呈分散性,施工结束后随着林地生态补偿等措施的实施,将有效减小管道建设对沿线林地景观的影响。

总体而言,本工程永久性工程占地较小,且沿线占地呈分散性,施工结束后基本上不会改变沿途的生态景观结构,随着后期沿线生态植被的恢复,本工程建设对沿线生态景观环境影响较小。

5.1.5.5 穿越工程对水生生态环境影响分析

本项目管线穿越柯柯亚尔河,穿越施工宜选择在枯水期进行,可避免施工工程与河水直接接触。根据调查,本工程跨越的柯柯亚尔河由于上游修建水库,目前常年处于断流状态。因此管线穿越施工过程中,目前河道基本处于断流无水状态,同时采取先进定向钻施工工艺,管道施工对水生生态影响较小。

5.1.5.6 水土保持影响分析

项目区地处阿克苏温宿县,根据《全国水土保持区划(。)》,项目区位于一级分区中的北方风沙区(II),属于南疆山地盆地区(II-4)二级区和塔里木盆地北部农田防护水源涵养区(II-4-1nf)三级区。

根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区所在温宿县属于水土流失重点治理区内。根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）4.0.1节、4.0.2节的规定，无法避让水土流失重点治理区的应执行北方风沙区水土流失防治一级标准。

本项目位于冲洪积平原区，土壤侵蚀类型为轻度风力侵蚀。根据项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，根据水利部水土保持监测中心的《第一次全国水利普查土壤侵蚀分布与强度普查报告》，在参考《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）的基础上，结合对项目区水土流失现状调查情况，项目区容许土壤流失量 $1500t/(km^2 \cdot a)$ ，原地貌土壤侵蚀模数 $1500t/(km^2 \cdot a)$ 。

工程施工应严格按照水土保持评价报告的要求，使项目区可能产生的水土流失危害在很大程度上得到治理与改善。

（1）通过对预测结果分析可知，在工程建设将造成新的水土流失，做好项目区的水土流失防治工作，对保证工程安全运营，保护和改善项目区生态环境具有重要意义。本项目在水土流失预测期内，工程建设可能造成土壤流失总量约为 $5760t$ 。水土流失主要时期为施工期，建设产生的水土流失量最大的工程区为管线工程区。

（2）工程建设对当地水土流失的影响主要表现为施工过程中对地面的扰动，在一定程度上改变、破坏了原有地表、植被，使土层松散、地表裸露，土壤失去了原有的固土防风能力，从而加剧了项目区水土流失。在工程建设过程中和施工期结束后如不采取有效的综合防治措施，可能造成当地生态环境的恶化，使建设区域脆弱生态环境的土壤侵蚀加剧。水土流失危害主要表现在以下几个方面：

1）本项目建设期破坏地表植被，削弱了地表抗风蚀能力；同时提供了水土流失物源。由于本区域降水量少，地表植被一旦遭到破坏，依靠自然力量在相当长时间内难以恢复。

2）风蚀的加剧，造成地表组成物质中细沙含量减少，粗粒含量增加，土壤机械组成粗化，土壤物理性状恶化。

管沟开挖前，对耕地、林地管沟开挖面的表土进行剥离并沿管沟单独堆放，管沟敷设完毕后，将表土还原至管沟开挖面，坚持预防为主、因地制宜和因害设防的原则，采取临时防护工程进行水土流失的防治。施工过程中，站场建筑物基坑开挖边

坡在雨季施工应采用塑料薄膜加以覆盖，临时堆土应及时辅以苫盖措施，并做好排水措施，以加强临时防护，减少施工期水土流失。

通过采取临时措施、工程措施后，到设计水平年，可使水土流失治理度达到 95%，治理后土壤流失控制比达到 1.0，渣土防护率达到 95%，表土保护率、林草植被恢复率和林草覆盖率不作要求。各项水土流失防治指标均达到水土流失防治目标。

5.1.6 施工期防沙治沙分析及措施

5.1.6.1 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据《新疆第六次沙化监测报告》成果中的沙化土地类型分布图可知，本项目所在区域属于非沙化土地，属于非沙化区。

根据新水水保〔2019〕4号文，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据中华人民共和国水利部办公厅关于《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）和《新疆维吾尔自治区水利厅关于印发〈新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知〉》（新水〔2019〕4号），项目区属于II3自治区级塔里木河流域重点治理区。根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目区属于以风力侵蚀为主的“三北”戈壁沙漠及沙地风沙区，容许土壤流失量1000t/km²·a。

根据《2019年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，温宿县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占71.2%，主要侵蚀土地利用类型为草地、裸地。

5.1.6.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

（1）损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）

本项目永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

（2）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

项目施工期主要包括建筑物建设、设备安装等。地基开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。开挖过程中，若未

采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.6.3 防沙治沙内容及措施

(1) 制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。

(2) 工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(3) 严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

5.1.6.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中阿克苏中曼油气勘探开发有限公司为第一责任人，应提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2) 技术保障措施

邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

5.2 运营期环境预测与评价

5.2.1 大气环境影响预测

5.2.1.1 气象观测资料

项目位于阿克苏地区温宿县，本次大气环境影响预测引用阿克苏市气象观测资料。

阿克苏气象站位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，地理坐标为东经 80.3833°，北纬 41.1167°，海拔高度 1107.1m。气象站始建于 1953 年，1953 年正式进行气象观测。拥有长期的气象观测资料，阿克苏地区近 20 年主要气候特征统计表，见表 5.2-1。

表 5.2-1 阿克苏地区近 20 年主要气候特征统计表

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
多年平均气温	℃	11.6	多年平均沙暴日数	d	2.6
多年平均气压	hPa	891.2	多年平均冰雹日数	d	0.5
多年平均水汽压	hPa	7.7	多年平均大风日数	d	6.2
累年极端最高气温	℃	39.7	多年静风频率（风速<0.2m/s）	%	12.1
累年极端最低气温	℃	-22.9	多年平均水汽压	mPa	7.7
多年平均降雨量	mm	46.7	多年平均风速	m/s	1.7
多年主导风向		N	多年平均相对湿度	%	54.4
最大风速极限	m/s	32	多年平均雷暴日数	d	22.3

(1) 气象站风观测数据统计

①月平均风速

阿克苏气象站月平均风速如表 5.2-2，6 月平均风速最大（2.23m/s），12 月风最小（1.13m/s）。

表 5.2-2 阿克苏气象站月平均风速统计 单位：m/s

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	1.20	1.40	1.80	2.10	2.10	2.23	2.20	1.90	1.60	1.30	1.10	1.13

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图如图 5.2-1 所示，阿克苏气象站主要风向为 N 和 C、NNE、NNW，占 40.8%，其中以 N 为主风向，占到全年 10.6%左右，阿克苏气象站年风向频率统计情况见表 5.2-3。各月风向频率见下表 5.2-4。

表 5.2-3 阿克苏气象站年风向频率统计表 单位：%

风向	N	NN	ENE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	10.6	9.8	6.3	3.7	4.8	3.6	5.0	4.7	5.7	3.7	2.9	2.0	4.3	6.3	6.9	8.3	12.1

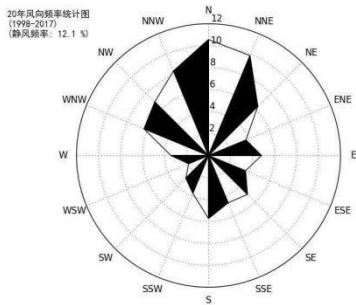
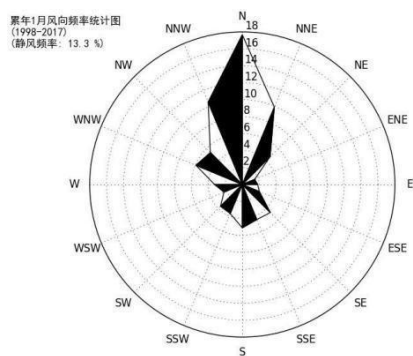


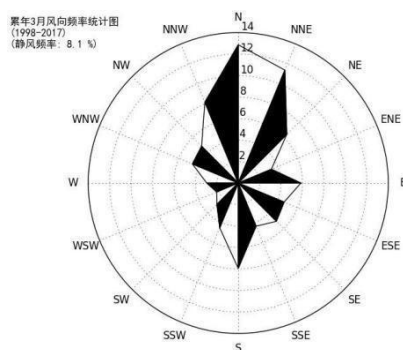
图 5.2-1 阿克苏风向玫瑰图（C=12.1%）

表 5.2-4 阿克苏气象站月风向频率统计（单位%）

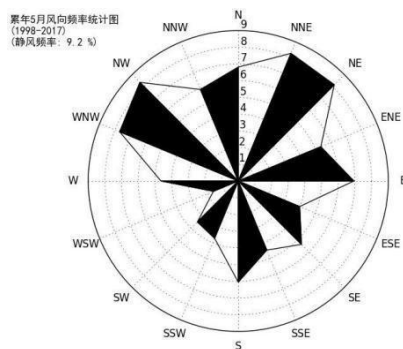
风向 频 率 月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	17.7	9.9	4.6	1.6	1.8	2.2	4.7	4.5	5.1	3.7	3.6	2.3	4.2	5.9	5.3	10.5	14.2
02	14.9	11.5	5.1	2.7	3.7	2.4	3.7	4.6	6.3	4.1	2.5	1.9	3.6	5.0	6.3	11.5	9.9
03	12.9	11.4	6.4	4.2	5.8	4.6	5.0	4.4	7.9	4.5	2.8	2.2	2.9	4.6	4.8	8.1	8.1
04	8.3	9.0	7.9	5.1	8.0	4.9	6.0	4.7	7.2	3.9	2.9	1.4	3.9	6.6	6.2	5.7	8.5
05	6.8	8.3	8.1	5.4	6.9	4.0	5.4	4.5	6.0	3.7	3.5	1.6	4.6	7.7	8.3	5.9	9.2
06	6.3	8.5	7.4	3.7	5.5	3.5	4.1	4.4	5.4	3.8	2.9	2.0	4.5	11.0	10.1	7.9	9.1
07	6.9	8.5	7.1	4.0	3.8	4.1	4.6	6.2	7.4	5.4	4.2	2.2	3.5	9.2	9.1	6.3	8.4
08	6.7	9.1	6.4	4.1	3.7	3.5	4.4	4.8	6.0	4.8	4.0	2.1	4.2	9.0	9.8	7.1	11.3
09	7.8	9.5	7.3	4.4	6.2	3.5	5.7	4.8	4.8	3.5	2.0	1.8	2.9	6.2	7.4	8.7	13.5
10	10.6	11.0	6.7	5.0	5.6	4.9	5.6	4.0	3.9	2.0	1.8	1.5	2.4	3.7	4.9	8.1	18.5
11	14.8	10.9	5.3	2.8	3.9	4.0	5.4	4.7	3.9	2.4	2.0	2.0	2.3	4.1	5.1	8.7	18.6
12	13.5	10.7	3.6	2.1	3.0	2.9	5.4	4.7	4.9	2.9	2.7	2.3	3.6	3.9	5.5	11.6	16.6



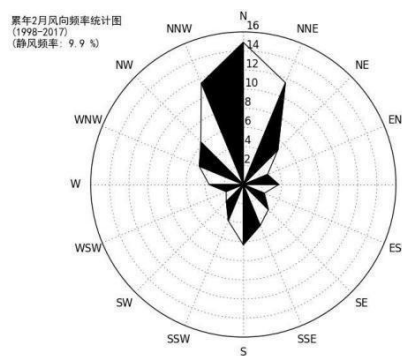
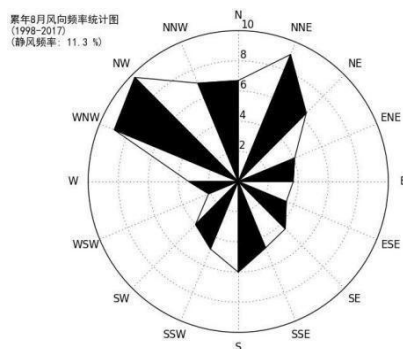
1 月静风 14.2%



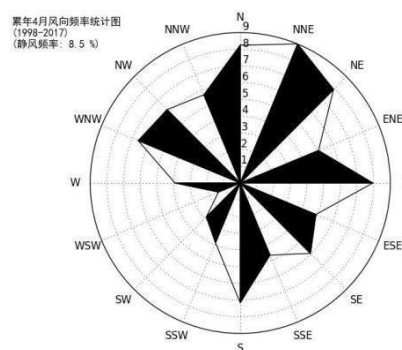
3 月静风 8.1%



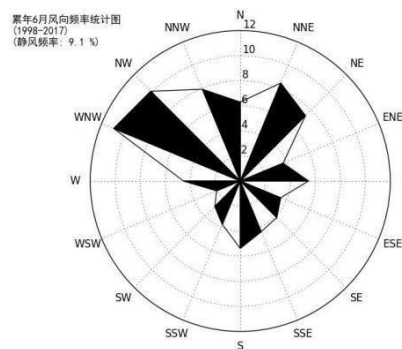
5 月静风 9.2%



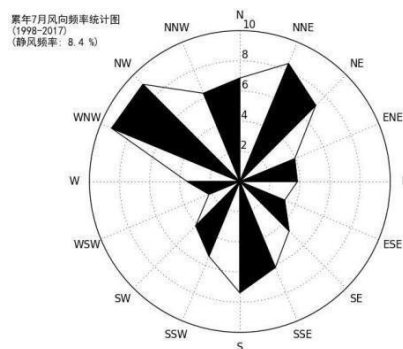
2 月静风 9.9%



4 月静风 8.5%



6 月静风 9.1%



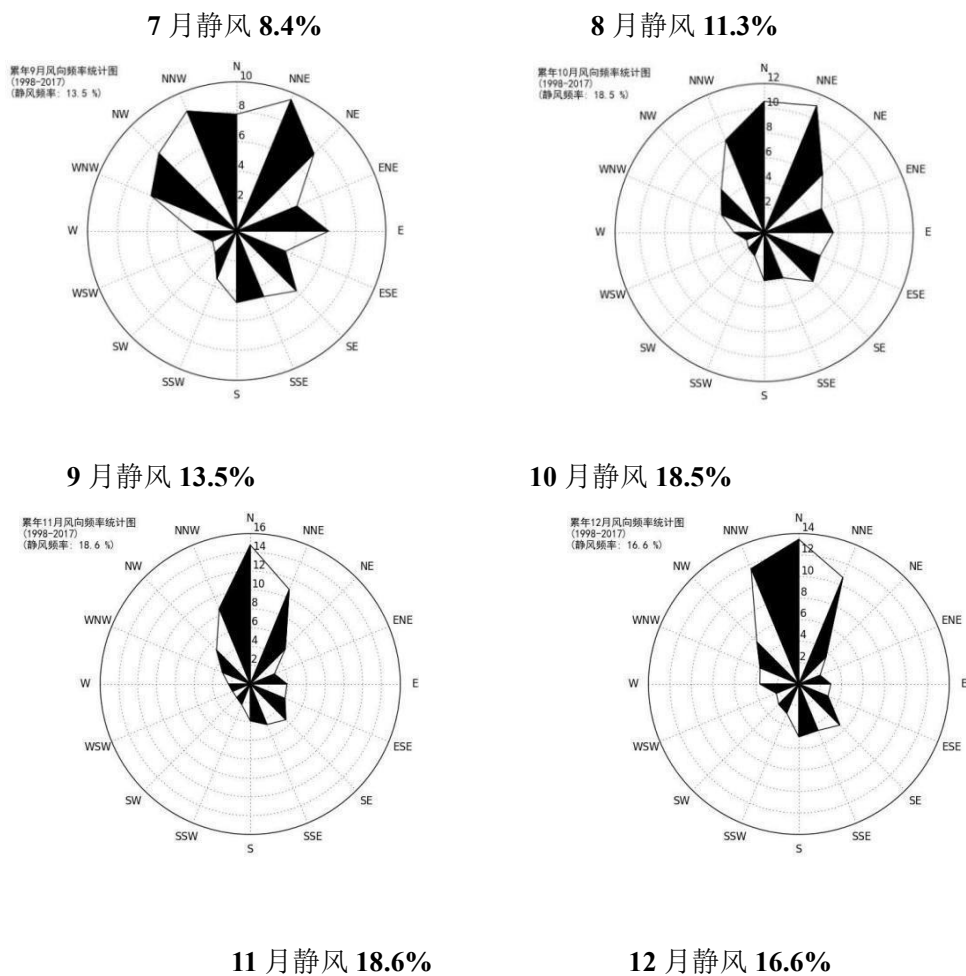


图 5.2-2 阿克苏月风向玫瑰图

③风速年际变化特征与周期分析

根据近 20 年资料分析,阿克苏气象站风速呈现上升趋势,每年上升 0.03m/s, 2017 年年平均风速最大 (2.10m/s), 1999 年年平均风速最小 (1.50m/s), 周期为 10 年。

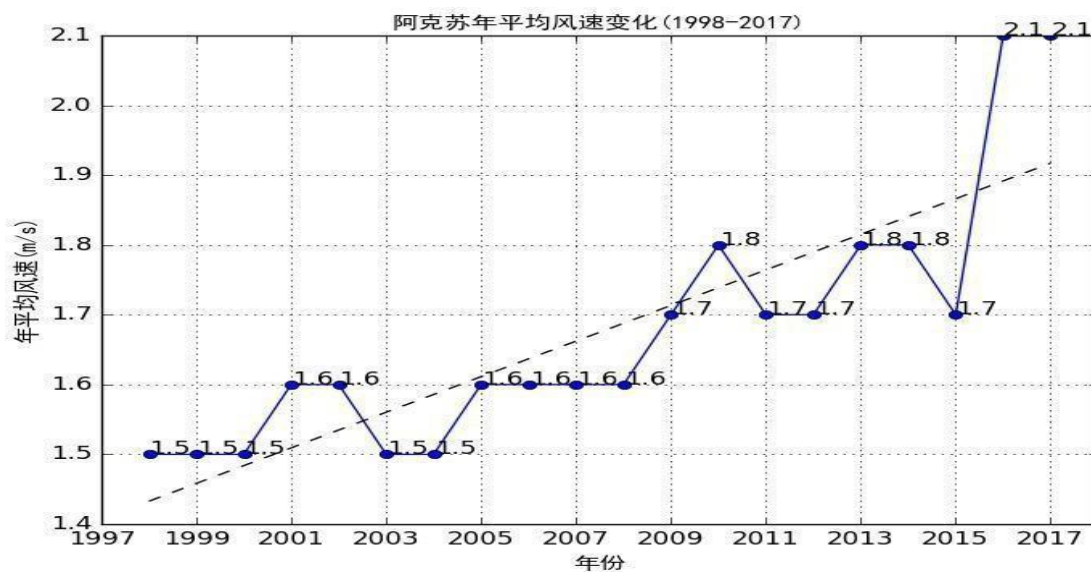


图 5.2-3 阿克苏（1998）年平均风速（单位：m/s，虚线为趋势线）

（2）气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

阿克苏气象站 7 月气温最高（24.80℃），1 月气温最低（-7.14℃），近 20 年极端最高气温出现在 2015-07-18（39.7），近 20 年极端最低气温出现在 2008-01-29（-22.9）。

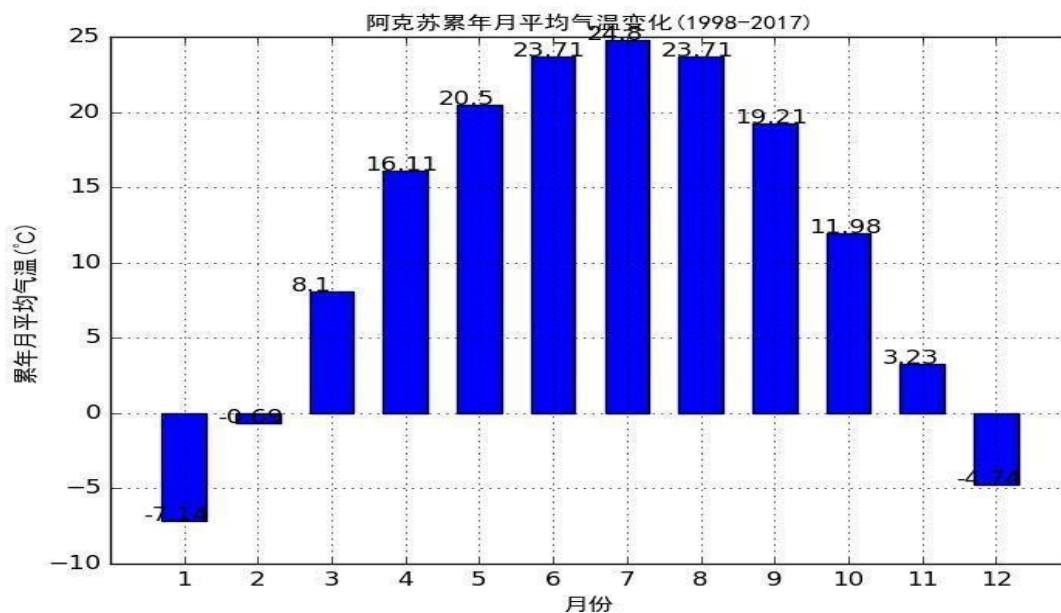


图 5.2-4 阿克苏月平均气温（单位：℃）

②温度年际变化趋势与周期分析

阿克苏气象站近 20 年气温呈现上升趋势，每年上升 0.05°C ，2016 年年平均气温最高（12.30），2012 年年平均气温最低（10.60），无明显周期。

5.2.1.2 大气环境影响预测参数

5.2.1.2.1 预测源强

本项目有组织废气主要为柯柯牙处理站的加热炉废气。由于本项目有组织废气主要为加热炉废气，在加热炉低氮燃烧器发生故障时就会停止生产，故本次主要考虑正常情况下废气污染物排放情况，见表 5.2-5 和 5.2-6。

表 5.2-5 正常工况下点源污染源强一览表

名称	排气筒底部中心坐标 /m		排气筒 底部海 拔高度 (m)	排气筒 高度 (m)	排气筒 出口内 径(m)	烟气温 度/ $(^{\circ}\text{C})$	年排放 小时数 (h)	排放强度(kg/h)		
	经度	纬度						NO _x	PM ₁₀	SO ₂
处理站 加热炉	80° 18' 39.269"	41° 20' 20.706"	1257	15	0.5	100	7200	0.087	0.0056	0.005

表 5.2-6 正常工况下面源污染源强一览表

序号	面源 名称	面源起点坐标		面源海拔高 度 (m)	面源有效排放 高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工 况	排放速率 /(kg/h)
		X	Y					非甲烷总烃
1	站区	-70	25	1257	3	7200	正常	0.119

5.2.1.2.2 预测评价因子

根据工程分析结果和各污染因子的等标排放量，结合当地环境质量状况，选取正常工况下预测评价常规因子为 NO_x、PM₁₀、SO₂、非甲烷总烃。

预测模式：本项目按照 HJ2.2-2018《环境影响评价技术导则·大气环境》的要求，采用 EIAPROA2018 软件中的 AERSCREEN 模式进行预测。

5.2.1.2.3 预测点设置

(1) 预测范围

设定以柯柯牙处理站为中心，各向 2.5km，边长 5km，单个面积 25km² 的矩形区域，同时将各环境关心点作为计算点进行预测。

计算污染源对评价范围的影响时，取东西向为 X 坐标轴、南北向为 Y 坐标轴，污染源位于预测范围的中心区域。预测网格采用直角坐标网格，覆盖整个评价范围。

(2) 预测网格及计算点

根据估算模式推荐最大评价范围为边长 5km，本次预测评价计算点步长为 100m。

5.2.1.2.4 评价标准

污染物 PM₁₀、SO₂、NO_x 的评价标准选取 GB3095-2012《环境空气质量标准》中二级标准浓度限值。特征污染物非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》。具体见表 5.2-7。

表 5.2-7 大气预测评价标准一览表单位 mg/m³

序号	污染物	PM ₁₀	NO _x	SO ₂	非甲烷总烃
1	小时平均	0.45	0.25	0.5	2
2	日平均	0.15	0.1	0.15	/
3	年平均	0.07	0.05	0.06	/

5.2.1.2.5 预测评价内容

本次评价主要预测内容如下：

评价区域网格点主要污染物的短期浓度贡献值，评价其最大浓度占标率。

5.2.1.3 预测评价结果

根据估算模式 AERSCREEN 预测的主要污染物浓度扩散结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (mg/m ³)	P _i (%)	占标率 10%的最远距离 D _{10%} (m)	P _{max} (%)
1	处理站加热炉（有组织）	PM ₁₀	4.96E-05	0.01	/	1.42
		NO _x	7.69E-04	0.31		
		SO ₂	4.42E-05	0.01		
2	罐区及设备区（无组织）	非甲烷总烃	2.84E-02	1.42		

根据 AERSCREEN 估算模式对各污染源污染物的计算结果可知，拟建项目废气污染源中罐区及设备区无组织非甲烷总烃最大地面浓度为 2.84E-02mg/m³，占标率为 1.42%；D_{10%}未出现。

5.2.1.4 废气污染物排放量核算

本次扩建项目实施后各污染物排放量核算情况见表 5.2-9 至 5.2-11。

表 5.2-9 大气污染物有组织排放量核算表 单位：t/a

序号	废气源编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率/ (kg/h)	核算年排放量/(t/a)
一般排放口					

1	G ₁	颗粒物	4.16	0.0056	0.04
		NO _x	32.3	0.0435	0.3135
		SO ₂	3.71	0.005	0.036

表 5.2-10 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
1	/	加热炉	非甲烷总烃	密闭	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4.0	0.151
2	/	罐区		储罐密封			0.493
3	/	动静密封点		加强检修,及时更换管道、阀门、法兰等			0.257
无组织排放总计 t/a							
无组织排放总计				非甲烷总烃		0.901	

表 5.2-11 大气污染物年排放量核算表(废气包括无组织)

序号	污染物	年排放量/(t/a)
1	颗粒物	0.04
2	NO _x	0.3135
3	SO ₂	0.036
4	非甲烷总烃	0.901

5.2.1.5 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018),由于项目短期贡献浓度满足环境空气质量浓度限值要求,厂界线外部没有超标点,因此无需设置大气环境保护距离。

表 5.2-12 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	边长=5km ☐	边长 5~50km ☐	边长=5km ☒
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐	500~2000t/a ☐	<500t/a ☒
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀) 其他污染物 (非甲烷总烃)		包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒

评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2024) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐			主管部门发布的数据 ☒			现状补充数据 ☒	
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☒	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长=50km ☐			边长 5~50km ☐		边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子 (NO _x 、PM ₁₀ 、非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% ☒				C _{本项目} 最大占标率 > 100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 10% ☐			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 30% ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h			C _{非正常} 占标率 ≤ 100% ☐		C _{非正常} 占标率 > 100% ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	K ≤ -20% ☐				K > -20% ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子： 有组织 SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ ：1 次/年 无组织非甲烷总烃：1 次/每季度			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子：非甲烷总烃 (1 次/季度)			厂界 (上下风向各一点)		无监测 ☐		

	测			
评价 结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐		
	大气环境防 护距离	距 (/) 厂界最远 (/) m		
	污染源年排 放量	非甲烷总烃: (0.901) t/a	NO _x : (0.3135) t/a	颗粒物: (0.04) t/a
注: “ ☐ ”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项				

5.2.2 地下水环境影响评价

5.2.2.1 评价范围

本次评价主要考虑项目区的原油在正常及非正常工况下对项目所在评价区地下水环境的影响。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)要求,地下水环境影响评价宜以同一地下水水文地质单元为调查评价范围,且包含重要的地下水环境保护目标。建设项目地下水环境现状调查评价的范围可采用公式计算法、查表法和自定义法确定。

为科学评价拟建项目非正常工况对地下水环境及敏感点的影响,评价范围以水文地质单元为基础,结合项目所在地的水文地质条件、地下水开发利用现状、地下水流向和地形等确定项目评价范围。根据拟建主体工程的性质、规模、交通运输、环境保护等要求,结合场地自然条件,考虑到评价区所处地貌为山前冲洪积倾斜平原中下部,评价区所在的水文地质单元范围较大,而本次的评价区域范围有限,首先采用公式计算法确定评价区范围,采用如下公式(5.2-1)

进行计算:

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n_e \quad (5.2-1)$$

式中: L—下游迁移距离, m;

α —变化系数, 一般取 2;

K—渗透系数, 取 4.62m/d;

I—水力坡度, 无量纲, 本次根据厂区地下水等水位分布情况, 取 5‰;

T—质点迁移天数, 取值 5000;

n_e —有效孔隙度，无量纲，本次取 0.15。采用公式法计算得到下游迁移距离 L 为 1540m。

评价区局部地下水水流方向呈现西北往东南方向。

5.2.2.2 区域水文地质环境

5.2.2.2.1 地下水赋存条件及分布规律

本项目地下水水文地质资料引用《新疆阿克苏河流域水文地质环境地质调查》报告。阿克苏-温宿地区北部古木别孜背斜及西部音干山的二叠系及新近系（底部为第四系下更新统）构成山丘区透水不含水层，平原区第四系下更新统泥钙质胶结的粘性土层构成平原区第四系孔隙水的隔水底板（见图 5.2-5）。

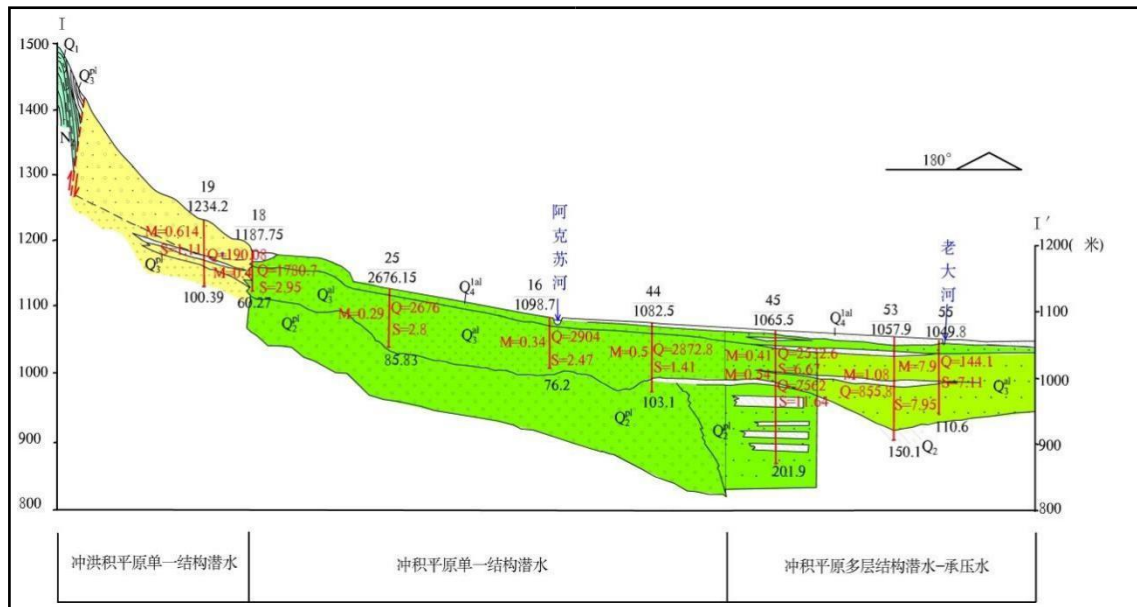


图 5.2-5 南北向水文地质剖面图

平原区第四系孔隙水根据水文地质单元类型及系统边界特征，可划分为包括柯柯牙河及台兰河小流域在内的古木别孜冲洪积平原地下水及具有河槽洼地特征的阿克苏冲积平原地下水。古木别孜冲洪积平原地下水以 G314 国道为界又进一步划分为砾质平原单一结构潜水及以南的多层结构潜水-承压水；阿克苏冲积平原区自北部的吐木秀克镇至南部的拜什吐格曼乡的沿库玛里克河、阿克苏新大河形成 Q_{3-4} 单一结构的河谷潜水，多层结构的潜水-承压水分布在该带以南的广大下游平原区。

区内地下水埋深由北向南逐渐变浅，G314 国道至吐木秀克乡以北为地下水深埋区，地下水水位埋深大于 50m；温宿县至阿克苏市一带为地下水中埋区，地

下水水位埋深 10~50m；其他区域为浅埋区，其中新大河沿线两侧水位埋深为 5m，其他区域地下水水位埋深 1~5m；五团十八连南侧，宽约 12km，长约 20km 的范围内为自流区，水头高于地表 5.5~6.0m，直至南边缘接近地表。

区内地下水主要来自西北及北部山区降水及融雪水形成的河谷潜流及侧向径流，在沟口及砾质平原一带接受地表河渠水的大量入渗补给，在中下游区接受农灌区田间入渗补给。地下水总体流向由西北向东南径流，工作区北部的地下水埋深较大，水力坡度 5~8‰，运移速度较快，中部区的拜什吐格曼-六团以南含水层变为潜水-承压水的双层结构，含水层颗粒由粗变细，地下水埋深由深变浅，水力坡度过渡为 0.8~1.3‰，地下水运移方式从以水平运移为主过渡到垂直运移为主，工作区中下游区地下水以机井、泉水及潜水蒸发等各种不同的形式排泄。

受地形、河流堆积等的影响，地下水溢出带的分布有明显的规律。库玛拉克河在近隘口上游的水稻农场形成顺河条带状溢出泉，北部台兰河在佳木林场一带形成规模较大的溢出泉带，阿克苏新大河在单一潜水向多层结构承压水带过渡的拜什吐格曼乡形成顺河约 10km 长的溢出带，老大河在音干山的南侧形成艾西曼湖（泉水湖），多浪河在多浪水库的北部入水口上游形成沼泽带。

5.2.2.2.2 地下水类型及富水性特征

（1）潜水

①水量极丰富区（单井涌水量 $>5000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在吐木秀克乡-阿克苏市拜什吐格曼乡的阿克苏河一带，含水层岩性为砂卵砾石，结构单一。该带含水层颗粒粗大，地下水径流条件良好，有丰富的地表水补给，渗透系数 $60\sim 100\text{m}/\text{d}$ 。潜水水位埋深在吐木秀克乡-阿克苏一带为 1~3m，在阿克苏-拜什吐格曼一带为 3~5m）。

②水量丰富区（单井涌水量 $3000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在水量极丰富区外围（库木巴什乡以北）一带，含水层颗粒相对变细，为中砂、粉细砂、砂砾石互层，中砂、粉细砂单层厚度一般在 2~7m，砂砾石单层厚度一般为 10~30m，渗透系数一般为 $30\sim 40\text{m}/\text{d}$ ，潜水水位埋深在库玛拉克河上游出山口大于 50m，向下游水位逐渐变浅，在阿克苏一带变为 3~5m，在伯什力克以北地带为 5~10m。

③水量中等区（单井涌水量 $1000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在库木巴什乡及佳木镇国道附近。库木巴什乡一带的含水层岩性为卵砾石、中粗砂，结构单一，渗透

系数一般为 $15\sim 25\text{m/d}$ 。古木别孜山前带的佳木镇-五团以北地段的含水层岩性为砂砾石，渗透系数一般为 $15\sim 20\text{m/d}$ ，潜水水位埋深 $10\sim 30\text{m}$ ，由北向南水位埋深变浅。

④水量贫乏区（单井涌水量 $<1000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在古木别孜山前、库玛拉克河-托什干河河间地块地段和西部的艾西曼湖一带。地层结构较为单一，含水层岩性为粉细砂，富水性相对较弱，渗透系数小于 10m/d ，潜水水位埋深由北西向南东变浅，渐变为 $5\sim 10\text{m}$ 。

（2）承压水

①古木别孜冲洪积平原承压水水量丰富区（单井涌水量 $3000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）分布于佳木乡向南 12km 一带，向西抵良卡附近，向东出区，阿克苏市东侧亦有分布。潜水含水层由粉土、粉质粘土及含砾砂层堆叠而成，承压水含水层由砂砾石组成。推算单井涌水量潜水 $10\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ ，承压水 $1263\sim 6935\text{m}^3/\text{d}$ ，潜水水位埋深自北西 10m 左右递减至南东 1m 左右。承压水层顶板埋深 $10\sim 30\text{m}$ ，承压水位埋深一般 3m 左右。

②阿克苏平原水量中等-丰富区（单井涌水量 $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）

阿克苏市区至六团、八团北，含水层岩性北为卵石、卵砾石，往南渐变为中粗砂、细砂，厚 $44\sim 108\text{m}$ ，顶板埋深 $15\sim 26\text{m}$ ，单井涌水量为 $1091\sim 2800\text{m}^3/\text{d}$ ；库木巴什一带单井涌水量也超过 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层为砂砾石，下部为中细砂、厚 $13\sim 30\text{m}$ ，顶板埋深 $63\sim 66\text{m}$ 。

③阿克苏平原水量贫乏区

分布在西部艾西曼湖及东部六团以东远离阿克苏河的地带，含水层岩性为细砂，南部厚 $20\sim 23\text{m}$ 、北部厚 67m 。单井涌水量 $230\sim 622\text{m}^3/\text{d}$ 、北部大于南部。艾西曼湖地带，含水层为夹在厚层粘性土中的细砂层，单井涌水量 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，水质差、矿化度 $4\sim 6\text{g/L}$ 。

5.2.2.2.3 地下水补径排特征

阿克苏-温宿县降水稀少而蒸发强烈，地下水的补给主要来源于大气降水、台兰河、阿克苏河等河流侧向渗透及侧向径流补给，径流方向为由北向南径流，排泄方式主要为侧向流出及地下水开采。

5.2.2.2.4 地下水化学特征及动态变化

（1）地下水化学特征

①上部潜水

主要受地表水因素的控制，地下水矿化度由北向南，由低变高，水化学类型由 HCO_3 型渐变为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型至 Cl 型。在库玛拉克河地段，河水水质较好，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度 $<1\text{g/L}$ ，受其补给，地下水水化学类型以 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型为主，地下水矿化度 $<1\text{g/L}$ 。在台兰河等山前河流冲洪积平原，受水质较好的河水补给，地下水水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度 $<1\text{g/L}$ 。在阿克苏河冲积平原的阿克苏市-阿瓦提县一带，为人类活动集中区，地下水水化学特征同地表水关系密切，受各种作用混合影响，沿主要渠系及河道地下水水质较好，向两侧变差，地下水水化学类型由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$ 型过渡为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型，矿化度也由小于 1g/L 过渡为大于 5g/L 。

②潜水-承压水

承压水主要接受北部山前洪积砾质倾斜平原区地下水的侧向补给，相对于其上部潜水来说其水质较好，水质矿化度一般小于 1.0g/L ，水化学类型以 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3$ 型水为主。共青团农场以东承压水呈自流状态，水质矿化度在 $1\sim 2.5\text{g/L}$ 之间，水化学类型为 $\text{Cl}\text{-Na}$ 。氟含量在整个承压水区均较高，在 $1\sim 2\text{mg/L}$ 之间。

（2）地下水动态

北部地下水水位动态类型为径流型，水位动态曲线较为平缓，变化幅度一般 $<1\text{m}$ ，高水位期出现在 8~9 月份，低水位期出现在 2~3 月份。中部广大地区属渗入-蒸发型动态，主要受人为活动的控制，9~10 月引水量减少，水位逐渐下降，11~12 月初，进入冬灌期，同时蒸发量减少，水位开始回升，并出现短暂的相对高水位期，1~2 月，引水量减少，水位下降，3 月春灌，引水量增加，水位逐渐回升，至 7~8 月份水位升至最高。

在东部及南部地区，受人为活动影响较小，年际水位动态相对较稳定；西部由地下水溢出形成的艾西曼湖，由于水位下降，目前已呈不连续串珠状，年际地下水位总体呈下降趋势。

5.2.2.2.5 地下水资源及开发利用

(1) 地下水资源量

据 2000 年阿克苏河流域的地下水资源评价统计结果, 工作区地下水资源量为 38.97 亿 m^3/a 。其中, 河道水渗漏量 4.23 亿 m^3/a (占 10.85%), 渠系渗漏量 16.21 亿 m^3/a (占 41.59%), 田间入渗量 8.31 亿 m^3/a (占 21.32%), 侧向径流流入量 9.84 亿 m^3/a (占 22.13%), 降水入渗量 0.31 亿 m^3/a (占 0.99%)。经管理模型进行规划方案计算后的优化地下水可开采量为 9.56 亿 m^3/a 。

(2) 地下水开发利用

规划区对地下水的开发利用程度比较低, 自 20 世纪 60 年代以来, 以机电井与手压井为主要开采工具对其地下水进行了零星的低强度开采。地下水的开采主要用于生活与工业, 而农灌用的地下水开发还仍处于起步阶段。

据调查资料统计, 工作区有机井 695 眼 (不包括手压井)。其中, 防病改水井 30 眼, 工业自备井 84 眼, 农业灌区井 581 眼。地下水开采量 12779 万 m^3/a (表 5.2-14), 实验林场还灌引卡尔斯亚泉水 1648 万 m^3/a 。城镇供水井及工业自备井的深度一般在 70~120m, 防病改水井可达到 200~260m, 农灌井多在 50~120m。

其中, 城镇及工业自备井合计开采量为 2879 万 m^3/a , 地下水农灌量 9900 万 m^3/a 。农灌量中, 在温宿县灌区开采 2975 万 m^3/a , 阿克苏市灌区开采 1817 万 m^3/a 。

5.2.2.3 区域水文地质概况

5.2.2.3.1 地形地貌

区块所在的温宿县位于塔里木盆地西北边缘, 总体地形为北高南低。温 7 区块位于温宿县城北部, 地貌部位属托木尔山南麓柯克亚河山前冲洪积扇尾部, 总体地势北高南低, 东高西低, 地面高差 1237-1138m, 最大相对高差为 99m, 地形坡降率为 7-8‰左右, 总体地形平坦开阔。属农田绿洲区, 附近为大量的农田、园地, 多种植核桃、红枣、苹果及水稻。地表植被较为发育。

评价区总体地形地貌单一, 复杂程度简单。

5.2.2.3.2 区域水文地质特征

(1) 包气带特性

项目区包气带厚度为 2.70~81.42m 不等,包气带岩性主要为中砂、砾砂等。表层中砂垂向渗透系数最小为 $4.63 \times 10^{-4} \text{cm/s}$,最大为 $5.56 \times 10^{-3} \text{cm/s}$,土壤层平均渗透系数为 $5.18 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ 。根据地下水导则天然包气带防污性能分级参照表(见下表),项目区包气带渗透系数不满足“强”和“中”的条件,天然防渗性能弱,使该区地下较易受到污染。因此,包气带隔污能力“弱”。

表 5.2-14 包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	$Mb \geq 1.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
中	$0.5\text{m} \leq Mb < 1.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0\text{m}$, $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

(2) 水文地质条件

本次地下水评价通过收集前人水文地质钻孔资料及现场勘察,评价区地下水含水层可划分为水量单一结构潜水含水层多层结构潜水与承压水含水层等,现分别叙述如下:

①水量极丰富 ($>3000\text{m}^3/\text{d}$) 的潜水含水层

分布于塔格拉克牧场以南的广大区域,含水层为卵砾石、砂砾石层,潜水埋深小于 10m,渗透系数一般大于 5m/d,换算后的单井涌水量大于 $3000\text{m}^3/\text{d}$,水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ 型或 $\text{CL}\cdot\text{SO}_4\text{-Mg}\cdot\text{Ca}$ 型,矿化度 0.22-0.588g/L。经水质评价可知,地下水中各离子组份未超标,达到生活饮用水卫生标准,宜于生活饮用。

②水量较丰富 ($1000\text{-}3000\text{m}^3/\text{d}$) 的潜水含水层

分布于评价区中部的广大区域,呈条带状分布于核桃林场三队-木本粮油林场-沿格博依村一线。含水层为砂砾石、中粗砂,潜水埋藏深度 38-54m。渗透系数 4~5m/d,单井涌水量 $1000\text{-}3000\text{m}^3/\text{d}$ 。经本次水质分析可知,地下水化学类型一般为 $\text{CL}\cdot\text{HCO}_3\text{-Mg}\cdot\text{Ca}$ 型,矿化度 0.759g/L。经水质评价可知,地下水中各离子组份未超标,达到生活饮用水卫生标准,宜于生活饮用。

③水量中等 ($500\text{-}1000\text{m}^3/\text{d}$) 的潜水含水层

呈条带状分布于柯克亚河冲洪积扇平原上部。含水层为卵砾石、砂砾石及含砾中粗砂等,潜水位埋深大,潜水位埋深大于 50m,渗透系数 1.41~1.52m/d,换算单井涌水量 $500\text{-}1000\text{m}^3/\text{d}$ 。经本次水质分析可知,地下水化学类型一般为

HCO₃-Mg 型，矿化度 0.262g/L。经水质评价可知，地下水中各离子组份未超标，达到生活饮用水卫生标准，宜于生活饮用。

④多层结构潜水与承压水含水层

分布于评价区东南部，具体位于吉格代牧场以南的区域。根据前人抽水试验资料可知，上层潜水涌水量为 500-1000m³/d，含水层岩性为砂砾石、粗砂等；下覆承压水单井涌水量为 1000-3000m³/d，含水层岩性为砂砾石、粗砂等，隔水层为亚粘土、粘土等。根据收集前人水文地质资料可知，下覆承压水水化学类型为 HCO₃·SO₄—Ca·Na 型，矿化度一般为 0.3g/L 左右，水质较好，达到生活饮用水卫生标准。

(3) 水文地质参数

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的评价要求，充分收集拟建项目区水文地质资料，根据前人在评价区内开展的调查及抽水试验结果，得到评价区内地下水位标高在 1200~1100m 之间，水力坡度为 1.45‰ 左右，含水层厚度 10~30m 左右（均值约 19.64m），渗透系数在 3~124m/d 左右（均值约 36.23m/d）。项目区地质水文图见图 5.2-6。

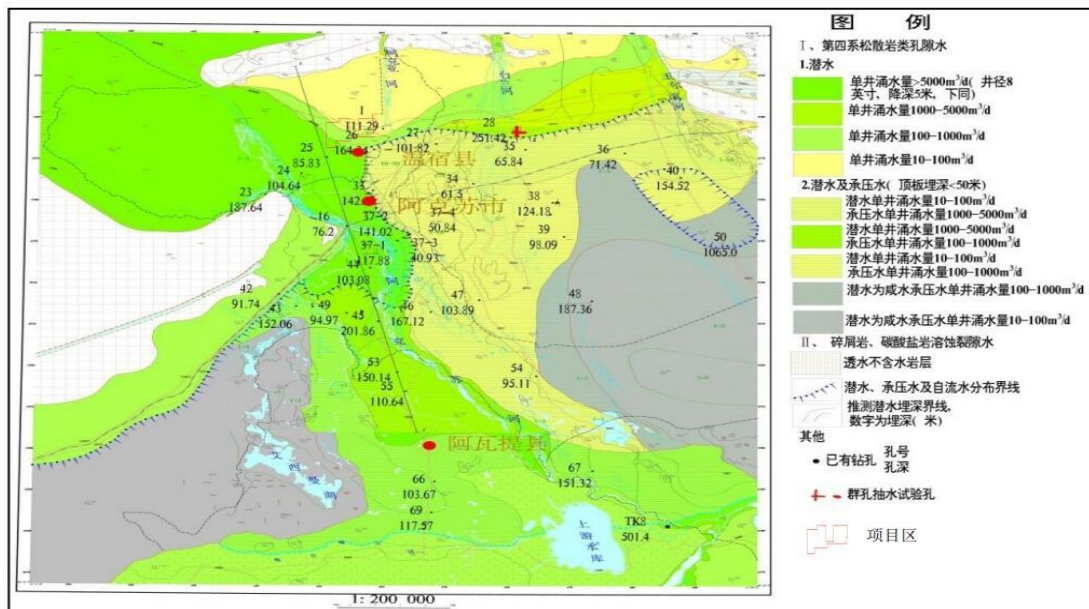


图 5.2-6 项目区水文地质图

5.2.2.4 地下水环境影响预测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本项目需进行地下水二级评价，可采用数值法或解析法，本次地下水环境影响预测评价采用解析法。通过模拟典型污染因子在地下水中的迁移过程，进一步分析污染物

影响范围和超标范围。

正常状况：

（1）油水混合液

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。本项目不设油水分离设施，油水混合液经集输管网输送至温北联合站处理，依托联合站水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排。

（2）含油废物

处理站运营过程中产生的含油废物（如清罐油泥、废机油等），转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的石油类最多可下渗到 20cm。由于当地气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，既无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

非正常状况：

油水混合液泄漏对地下水的污染影响

拟建工程非正常状况下，油水混合液输送管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下疏散管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

5.2.2.4.1 预测因子筛选及预测范围

（1）预测因子

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）附录 B 要求，本次评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。评价因子评价标准见表 5.2-15。

表 5.2-15

评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准（mg/L）
------	------------

石油类	0.05
-----	------

注：现状监测值未检出，按检出限值计算最大值。

(2) 预测范围

根据《环境影响技术评价导则 地下水环境》，本次采用公式法确定地下水调查评价范围：

$$L=\alpha \times K \times I \times T / n_e$$

L——下游迁移距离

α ——变化系数，本次评价取 2；

K——渗透系数，规划所在区域的渗透系数最大为 4.62m/d。

I——水力坡度，本项目所在地的水力坡度为 5‰；

T——质点迁移天数，取 5000d；

n_e ——有效孔隙度，取 0.15；

此次预测范围确定为：项目区向东南（下游）外扩 1540m，西北、东北以及西南侧均外扩 1000m。

(3) 预测时段及层位

根据项目特点，本次评价预测层位为潜水含水层，预测时段为污染发生后 10d、100d、1000d、3650d。

5.2.2.4.2 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本项目选择油水混合液输送管线与法兰连接处油品渗漏作为污染源进行预测。

项目集输管道“发生泄漏部位”破损面积 10cm×10cm 计算，油水通过裂口渗入地下水中，源强用达西公式计算，则下渗产生量为 0.0462m³/d。

达西定理计算的源强公式为：

$$Q=A \times K \times J$$

式中：

Q——入渗量，m³/d；

A——破损面积，m²；

K——渗透系数，4.62m/d；

J—水力梯度，取 1.0。

因定期对跟踪监测井进行监测，设定防渗过程中采取的泄漏检测发现及修复非正常工况在泄漏 5d 后，采取有效措施防止渗漏，则项目污染物进入地下水的量为石油类 78.55kg。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

①假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

②假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

③污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x, y, t) = \frac{mM}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层厚度为 124m（《新疆温宿县地下水资源评价报告》）；

mM—点源瞬时注入污染物的质量，g；

u—地下水流速度，m/d；渗透系数取 4.62m/d，水力坡度 I 为 5‰（《新疆温宿县地下水资源评价报告》），因此地下水的渗透流， $u=K \times I/n=4.62\text{m/d} \times 5\text{‰}/0.15=0.154\text{m/d}$ ；

ne—有效孔隙度，无量纲，含水层岩性主要为粉细砂，参照《水文地质手册》（第二版），其有效孔隙度 $n=0.15$ ；

DL—纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_L=10\text{m}$ ，则纵向弥散系数 $DL=\alpha_L \times u=0.72\text{m}^2/\text{d}$ ；

DT-横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散度 $\alpha T = \alpha L \times 0.1$, 横向弥散系数 $DT = 0.072 \text{m}^2/\text{d}$;

π —圆周率。

5.2.2.4.3 预测结果

在事故状况下, 污染物进入含水层后, 在水动力弥散作用下, 瞬时注入的污染物(石油类)将随着水动力弥散作用的进行, 将不断沿水流方向运移, 预测污染运移距离。预测结果如下:

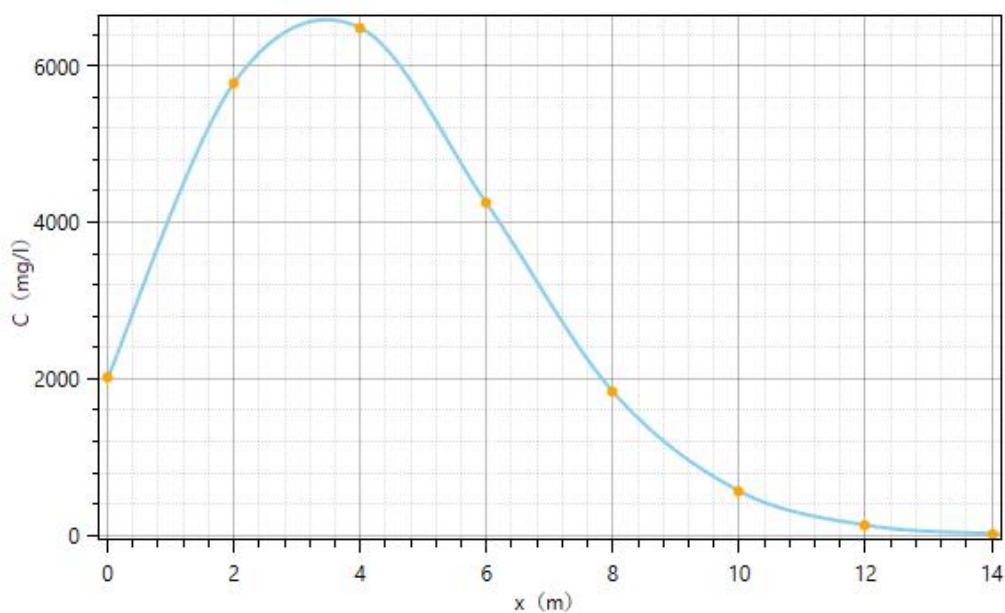


图 6.2-13 泄漏后石油类污染物 10 天运移预测结果

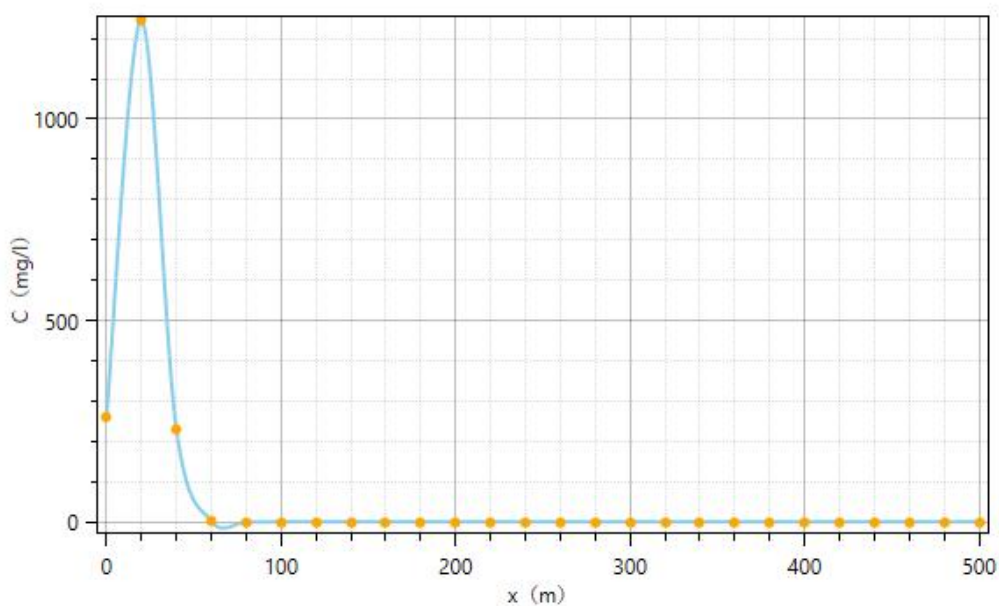


图 6.2-13 泄漏后石油类污染物 100 天运移预测结果

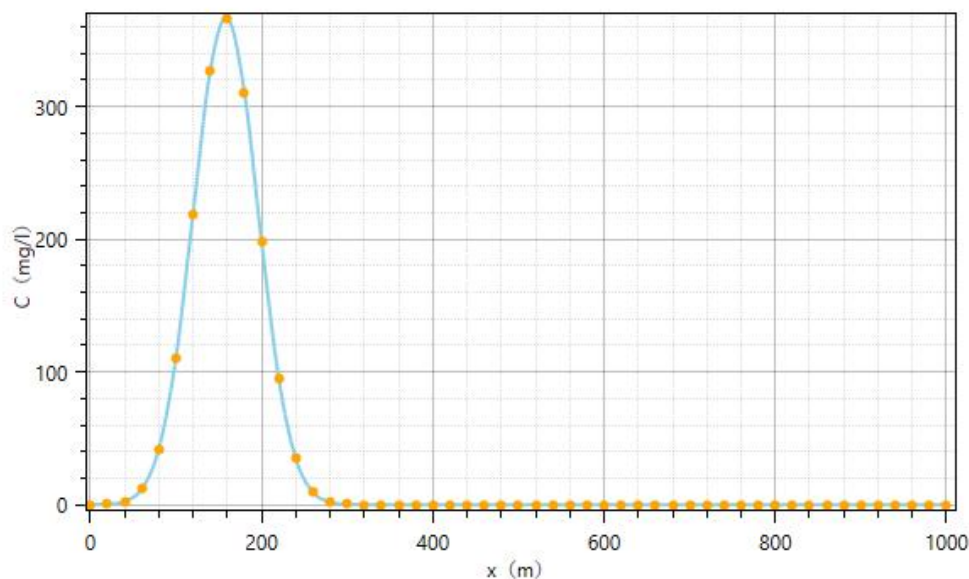


图 6.2-14 泄漏后石油类污染物 1000 天运移预测结果

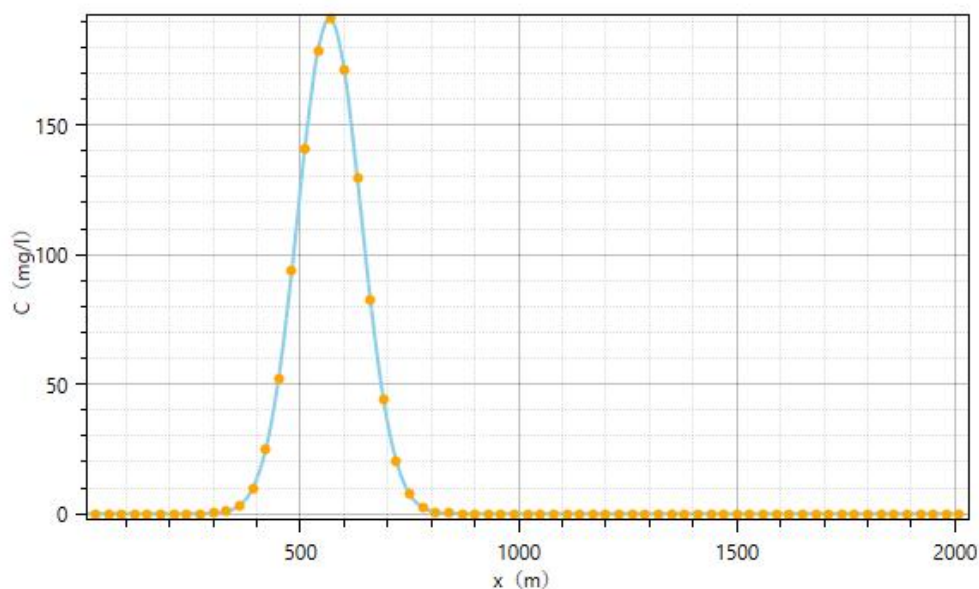


图6.2-15 泄漏后石油类污染物3650天运移预测结果

在非正常状况下，由预测结果可以看出，预测期间，随着距离的增加，污染物在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。由预测结果可以看出，污染物泄漏 10d 后，最远超标距离为泄漏点下游 12 米，3650d 后，最远超标距离为下游 800 米。为避免事故泄漏对周边地下水造成影响，应在发生泄漏后 10d 内采取有效措施，截断泄漏扩散趋势；本项目应加强工程质量控制、施工期施工质量及运营期管理，做好设备、阀门、管线的防渗和防漏处理，最大程度地确保高质量施工和运营期管理，加强设施的维护和管理，减少渗漏，落实地下水及土壤污染防控，

加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内各类污染物能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中各类污染物能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

5.2.2.5 地下水环境保护措施与对策

本项目在正常运行的状况下，混烃储罐、石油管线对地下水环境的影响较小；但在非正常状况下，污染物有可能渗入地下水，从而影响地下水环境。地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④脱烃临时储罐设置防火防渗围堰，并做好防渗工作。

（2）分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-20、附图 6。

表 5.2-20 各单元设施地下水污染防治等级划分

序号	防渗等级	单元、设施名称	防渗要求
1	重点防渗区	处理站混烃储罐	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
2	一般防渗区	油泵房、消防泵房、加热炉	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
3	简单防渗区	厂区道路	一般地面硬化

(3) 地下水环境监测与管理

①地下水监测计划

为了及时发现运行期出现对地下水环境的不利影响,防止地下水污染事故发生,保证周边供水安全,减缓对地下水环境的不利影响,并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料,建议建设单位在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施,尽可能减小项目对地下水环境的影响。

本项目地下水环境监测按照《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)执行。

②地下水监测原则和重点

A对于新建的建设项目,根据项目环评的等级,对于一、二级评价的建设项目,一般不少于3个,应至少在建设项目场地,上、下游各布设1个。

B根据该项目的水文地质特点、影响区域及主要污染源在评价区布设监测点位。对各项目重点污染单元,监测点布设结合预测结果进行设计。

C背景值监测井位于上游,地下水每年监测2次(丰枯水期各检测一次),重点区域和出现异常情况下应增加监测频率。

D在发生污染事故的情况下,要加密监测点,同时增加监测频率,加密监测点以能控制污染扩散范围为原则,应结合污染物特征和水文地质条件进行布设,找有资格单位进行设计和施工。

E水质监测项目可参照《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)和《地下水质量标准》(GB/T14848-2017),可结合地区情况适当增加和减少监测项目。

③监测点的布设

依据地下水监测原则,参照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)的要求,根据前述对项目区水文地质条件的理解以及对现状污染物的来源与迁移特征的认识,结合地下水预测结果的分析,根据《环境影响评价技术导则-地下

水环境》(HJ610-2016)规定,拟设置3个跟踪监测井;在建设项目场地,上游1个、下游1个,共计3个水质监测井。符合《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)要求。

表 5.2-21 地下水监测点布控一览表

井号	监测因子	方位/距离	监测频次
1#	石油类、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、砷、六 价铬	处理站上游	每年2次
2#		处理站附近油管厂水井	
3#		处理站下游	

(4) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上,制订专门的地下水污染事故的应急措施,并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容:

- a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估;
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况,平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况,必须按照应急预案马上采取紧急措施:

a 当确定发生地下水异常情况时,按照制订的地下水应急预案,在第一时间尽快上报主管领导,通知当地生态环境主管部门,密切关注地下水水质变化情况;

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测,查找环境事故发生地点、分析事故原因,切断污染源,阻隔地下水流,防止事故的扩散、蔓延及连锁反应,尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响;

c 对事故后果进行评估,并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.2.6 地下水环境评价结论

正常状况下,污染源从源头上可以得到控制,采取了防渗措施;非正常状况下,石油管线发生渗漏,根据环境影响预测结果,在假定情景预测期限内,污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下,本项目对地下水环境影响可以接受。

罐区等装置区域严格按照围堰、事故罐、处理站三级防控体系设置,确保任何事故情况下未经处理的含油废水不外排。严格落实各区防渗措施。

5.2.3 运营期声环境影响预测与评价

5.2.3.1 站场噪声

本项目运行中噪声影响主要来自相变加热炉和油泵。

表 5.2-22 主要发声设备及声源值

号	建筑物名称	声源名称	源强 dB (A)	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离/m	室内边界声级	运行时段	建筑物插入损失 dB (A)	建筑物外噪声	
					X	Y	Z					声压级 dB (A)	建筑物外距离
1	柯柯牙处理站	加热炉	85	基础减震建筑隔声	-40	25	0.5	1.0	85	昼夜	20	65	1m
2		外输泵	90		-15	22	0.3	1.5	90	昼夜	20	70	1m
3		掺水泵	90		-18	23	0.3	1.5	90	昼夜	20	70	1m
4		压缩机	90		-25	20	0.3	1.5	90	昼夜	20	70	1m
5		脱硫塔	85		-32	19	1.5	2.5	85	昼夜	20	65	1m

5.2.3.2 预测范围、点位及因子

(1) 预测范围及点位

噪声预测范围：各厂界外 1m。

噪声预测点位：在四个厂界各选取一点，以现状监测点为预测评价点。

(2) 预测因子

厂界噪声预测因子：等效 A 声级。

5.2.3.3 预测模式及步骤

(1) 预测模式

室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

$$LA(r) = LA_{ref}(r_0) - (A_{div} + A_{bar} + A_{atm} + A_{exc})$$

式中：LA(r)——距声源 rm 处的 A 声级；LAref(r0)——参考位置 r0m 处的 A 声级；Adiv——声波几何发散引起的 A 声级衰减量；

Abar——声屏障引起的 A 声级衰减量；Aatm——空气吸收引起的 A 声级衰减量；Aexc——附加衰减量。

A、几何发散

对于室外点声源，不考虑其指向性，几何发散衰减计算公式为：

$$LA(r) = LA(r_0) - 20Lg(r/r_0)$$

B、遮挡物引起的衰减
遮挡物引起的衰减，只考虑各声源所在建构筑物围护结构的屏蔽效应。

C、空气吸收引起的衰减

空气吸收引起的衰减按下式计算：

$$A_{atm} = \frac{\alpha(r-r_0)}{1000}$$

式中：r—预测点距声源的距离，m；r₀—参考点距声源的距离，m；α—每1000m 空气吸收系数。

D、附加衰减

附加衰减包括声波传播过程中由于云、雾、温度梯度、风及地面效应引起的声能量衰减，本次评价中忽略不计。

室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

A、首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{oct,1} = L_{w\ oct} + 10lg\left(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R}\right)$$

式中：L_{oct,1} 为某个室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，L_{woct} 为某个声源的倍频带声功率级，r₁ 为室内某个声源与靠近围护结构处的距离，R 为房间常数，Q 为方向性因子。

B、计算出所有室内声源的靠近围护结构处产生的总倍频带声压级：

$$L_{oct,1}(T) = 10lg\left[\sum_{i=1}^N 10^{0.1L_{oct,1(i)}}\right]$$

C、计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{oct,2}(T) = L_{oct,1}(T) - (TL_{oct} + 6)$$

式中：TL_{oct} 为围护结构倍频带隔声损失，在本次预测中，确定以 20dB (A) 作为厂房围护的隔声量。

D、将室外声级 L_{oct,2} (T) 和透声面积换算成等效的室外声源，计算出

等效声源第 i 个倍频带的声功率级 $L_{w_{oct}}$;

$$L_{w_{oct}} = L_{oct,2}(T) + 10 \lg S$$

式中: S 为透声面积, m^2 。

E、等效室外声源的位置为围护结构的位置, 其倍频带声功率级为 $L_{w_{oct}}$, 根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系, 计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为 a , 高度为 b , 窗户个数为 n ; 预测点距墙中心的距离为 r 。

预测点的声级按照下述公式进行预测:

$$\begin{aligned} L_r &= L_{\text{室外}} \quad (r \leq a/\pi) \\ L_r &= L_{\text{室外}} - 10 \lg \frac{\pi r}{a} \quad (b/\pi > r \geq a/\pi) \\ L_r &= L_{\text{室外}} - 10 \lg \frac{b}{a} - 20 \lg \frac{\pi r}{b} \quad (r \geq b/\pi) \end{aligned}$$

(2) 预测步骤

A、以本项目厂区中部为坐标原点, 建立一个坐标系, 确定各噪声源及厂界预测点坐标。

B、根据已获得的声源参数和声波从声源到预测点的传播条件, 计算出各声源单独作用在预测点时产生的 A 声级 L_i :

C、将各声源对某预测点产生的 A 声级按下式叠加, 得到该预测点的声级值 L_1 :

$$L_1 = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^k 10^{0.1 L_i} \right)$$

D、将厂界噪声现状监测值与工程噪声贡献值叠加, 即得噪声预测值。

$$L_{\text{预测}} = 10 \lg \left[10^{0.1 L_{eq}(A)} + 10^{0.1 L_{eq}(A)_{\text{背}}} \right]$$

噪声在传播过程中受到多种因素干扰, 使其产生衰减, 根据项目噪声源和环境特征, 预测过程中对于屏障衰减只考虑厂房等围护结构造成的传声损失, 对空气吸收和其它附加衰减忽略不计。预测模式采用点声源处于半自由空间的几何发散模式。

(3) 预测评价内容

本评价主要预测和评价内容：正常工况下，站场噪声源对厂界声环境的影响，预测厂界噪声值及达标情况；

(4) 预测结果与评价

按照上述预测模式及有关参数预测，结合噪声源到各预测点的距离，通过噪声软件计算，预测对厂界噪声的预测值。

表 5.2-23 处理站厂界噪声预测结果

项目区域	预测点位	预测值 dB (A)		标准值 dB (A)	达标情况
		昼间	夜间		
柯柯牙处理站	东厂界	54.5	45	昼间 60 夜间 50	达标
	北厂界	55.0	44		达标
	西厂界	55.0	44		达标
	南厂界	54.5	45		达标

各设备合理布局、选择低噪声设备，并采取基础减振，设置全封闭泵房等降噪措施后，项目厂界噪声预测值为昼间 54~55dB (A)，夜间 43~44dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中类标准要求，即：昼间≤60dB (A)，夜间≤50dB (A)。

表 5.2-24 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□；二级☑；三级□					
	评价范围	200m☑； 大于 200m□； 小于 200m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑；最大 A 声级□；计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑；地方标准□；国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期☑		近期□	中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法☑；现场实测加模型计算法□；收集资料□；					
	现状评价	达标百分比			100%		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测法☑；其他□					

工作内容		自查项目		
响预测与评价	预测范围	200m☑； 大于 200m□； 小于 200m□		
	预测因子	等效连续 A 声级☑；最大 A 声级□；计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献值	达标☑；不达标□		
	声环境保护目标处噪声值	达标☑；不达标□		
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑；固定位置监测□；自动检测□；手动监测□；无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（厂界噪声）	监测点位：（4）	无监测□
评价结论		可行☑；不可行□；		
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。				

5.2.4 固体废物环境影响分析

(1) 贮存

本项目危险废物统一清运至红 6 井危废暂存库, 红 6 井危废暂存库面积 60m², 贮存能力 120t, 该危废暂存库在建设时已经考虑到后续项目的危废暂存空间。该危废暂存间项目环评批复文号为阿地环函字〔2020〕732 号, 2020 年 11 月 25 号。目前已完成环保验收。红 6 井危废暂存库已制定了完善的危废管理计划, 并采用专门密闭容器贮存危险废物, 并设立危险废物警示标志, 由专人进行管理, 做好危险废物排放量及处置记录。存放危险废物容器的地方地面进行防渗处理, 防渗层渗透系数小于 $1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 设计堵截泄漏的裙脚, 并设泄漏液体收集装置; 临时贮存间配备通讯装置、照明设施等应急防护设施。

(2) 运输 (内部)

项目区危险废物转运, 即由处理站至红六危废暂存库之间运输, 使用专用车辆及专用容器进行转运, 制定危险废物转运车辆及容器的巡查管理制度, 及时发现泄漏情况并及时处理, 定期检查各种危险废物转运专用容器, 防止泄露, 相关车辆及转运容器每班检查一次。针对各危险废物危险特性采用不同容器进行盛装, 因此本次评价认为本项目危险废物运输方式及运输线路合理可行。

同时本次评价针对本项目危险废物运输过程提出以下要求: 危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》; 危险废物内部转运结束后, 应对转运路线进行检查和清理, 确保无危险废物遗失在转运路线上, 并对转运工具进行清洗。

危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》及其他有关规定的要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目运营期产生过滤器油渣、含油废劳保用品、废机油、废油桶危险废物全部运输至红 6 危废暂存库，委托有资质单位进行清运处置；清罐油泥清理前联系好资质单位，清理后立即运走不在项目区存放。采取以上措施后，项目固体废物对外环境影响较小。

表 5.2-25 固体废物产生情况表

类别	名称	危废代码	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)
危险废物	过滤器油渣	HW08-900-210-08	0.05	0.05	0
	废机油	HW08-900-214-08	0.5	0.5	0
	废油桶	HW49-900-041-49	0.2	0.2	0
	清罐油泥	HW08- 071-001-08	0.5	0.5	0
	废劳保用品	HW49-900-041-49	0.12	0.12	0
	废分子筛	HW08-251-012-08	0.5	0.5	0

5.2.5 土壤环境影响分析

5.2.5.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本工程生产废水（主要为加热炉软水制备废水和树脂反冲洗废水）可得到妥善处置；生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且设有油气泄漏报警装置，正常工况下不会对土壤环境产生影响。

5.2.5.2 非正常工况下土壤预测与评价

土壤环境影响类型及途径识别：本工程可能产生地面漫流的情形为事故状态下生活污水、原油泄漏后漫流，拟建项目厂址区地面全面硬化，可防控可能的污水发生地面漫流，防止进入土壤环境，因此污染物经地面漫流途径对土壤影响较小。根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为：储罐区、装置区、管线泄露垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。如表 5.2-25 所示。

表 5.2-26 土壤环境影响途径

污染影响型				生态影响型			
大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	硫化	酸化	其他
/	/	√	/	/	/	/	/

5.2.5.3 污染物影响源及影响因子识别

项目区钢制混烃储罐位于防渗混凝土防火围堰中，每日巡查，设有高低液位监控系统，即使发生少量泄漏也会流入防渗围堰中，防渗围堰和钢制储罐同时发生故障的概率较低，结合项目工程分析特点，选择非正常状况下站内埋地管线污染情景分析。管道泄漏是以点源形式入渗污染土壤。

5.2.5.4 污染物垂直入渗影响分析

预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

①正常状况

本项目实施后，正常状况下，本项目严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生原油渗漏进入土壤，因此，本次土壤污染预测情景主要针对非正常状况进行设定。

②非正常状况

泄漏部位石油类浓度取 45000mg/L 作为污染源强。因定期对跟踪监测井进行监测，设定防渗过程中采取的泄漏检测发现及修复非正常工况时间为 7d，在持续泄漏 7d 后，采取有效措施防止渗漏。“发生泄漏部位”破损面积为 10cm×10cm，油气通过裂口渗入地下水中，源强用达西公式计算，则泄漏产生量为 0.0462m³/d。

达西定理计算的源强公式为：

$$Q=KAJ$$

式中：

Q —入渗量，m³/d；

A —破损面积，m²；

K —土壤渗透系数，4.62m/d；

J —水力梯度，取 1.0。

表 5.2-27 预测源强表

情景设定	渗漏位置	特征污染物	泄漏速率	污染物浓度 (mg/L)	渗漏时长	评价标准 (mg/L)	检出下限 值 (mg/L)
非正常工况	石油管线破损部位发生小面积泄漏	石油类	连续源强 (0.0462m ³ /d)	45000	7 天	0.05	0.01

5.2.5.5 污染预测模型概化及建立

根据土壤导则 8.7 预测与评价方法、8.7.3 污染影响类建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析，本次按照附录 E 给出的方法（二）开展预测工作。

（1）污染预测模型目的层

根据评价区水文地质条件及情景设定，应用 hydrus-1d 软件模拟污染物在土壤中的垂直迁移，计算污染物通过下渗运移的距离以及浓度。根据土壤监测结果模拟土壤层厚度取 10m，本次将预测目标层在垂向上划分为一层共一种土质类型：棕漠土。

（2）模型边界条件的概化

将土壤水流概化为垂向一维流，输油管网泄漏点可视为平面点源。上边界为这些场地的底断面，下边界为包气带底层底板，污染物在下渗过程中从上边界向下边界迁移。

污染物土壤 hydrus-1d 垂直迁移数值模型包括水分运移模型和溶质运移模型，边界条件确定如下：

①土壤水分运移模型

hydrus-1d 只考虑污染物在土壤的一维垂直迁移，因此水分运移模型的边界条件只有上边界和下边界。上边界概化为大气边界（可积水）；下边界为自由排水边界。

②土壤溶质运移模型

本次应用 hydrus-1d 模拟污染物一维垂直迁移，只考虑溶质在固液相间的线性平衡等温吸附作用，忽略化学反应作用。将输油管网破损点看做注入的点源，

上边界为释放污染物的浓度通量边界；下边界为零通量梯度边界。

(3) 数学模型

1) 采用一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数，m²/d； q——渗流速率，m/d；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

θ——土壤含水率，%。

2) 初始条件

$$c(z, t) = 0, t = 0, L \leq z \leq 0$$

3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

连续点源：c(z, t) = c₀, t > 0, z = 0 非连续点源：

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

(4) 模拟软件

使用 HYDRUS-1D 模拟软件进行模型的建立和计算。该软件由美国农业部、农业研究会、美国盐土改良中心 (US Salinity laboratory) 于 1991 年联合研制的，用于模拟变饱和和多孔介质中水分、溶质、能量运移的数值模型。该模型经多年使用和完善，能够较好的模拟变饱和带中水分、溶质和能量运移规律和时空分布。目前已在包气带中水分、盐分、农药、有机石油烃运移方面得到广泛应用。HYDRUS-1D 具有灵活的输入输出功能，可适用于多种源汇项及边界条件，方

程求解方法采用伽辽金（Calerkin）有限元法。

（5）模型参数的选取

水分运移模型采用 Van Genuchten 公式处理土壤的水力特性。根据 Van Genuchten 公式，需获得参数有：饱和含水率 θ_s 、残余含水率 θ_r 、拟合参数 α 和 n 、垂直渗透系数 K_s 等，项目采用 Hydrus 软件中提供了一组土壤经验参数库中的数据。见下表：

表 5.2-28 水分运移模型参数表

层位	θ_r	θ_s	α (cm ⁻¹)	n	K_s (cm/d)
Sand Loam	0.067	0.45	0.02	0.15	72

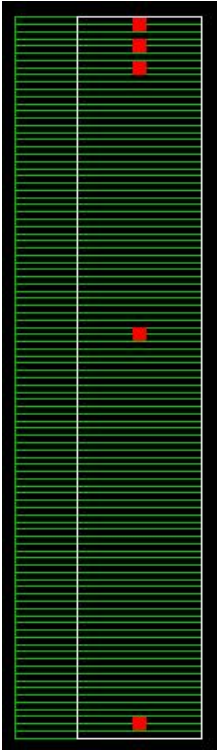


图 5.2-15 土壤观测点分布示意图

5.2.5.6 预测结果分析

将确定的参数代入模型，便可以求出不同位置，任何时刻的污染物的浓度分布情况。本次预测分别在不同深度布设浓度监控点：N1：0.2m，N2：0.5m，N3：1.0m，N4：5.0m，N5：9.8m。预测时间节点分别为，T1：30d，T2：100d，T3：365d，T4：1000d，T5：3650d。

Observation Nodes: Concentration

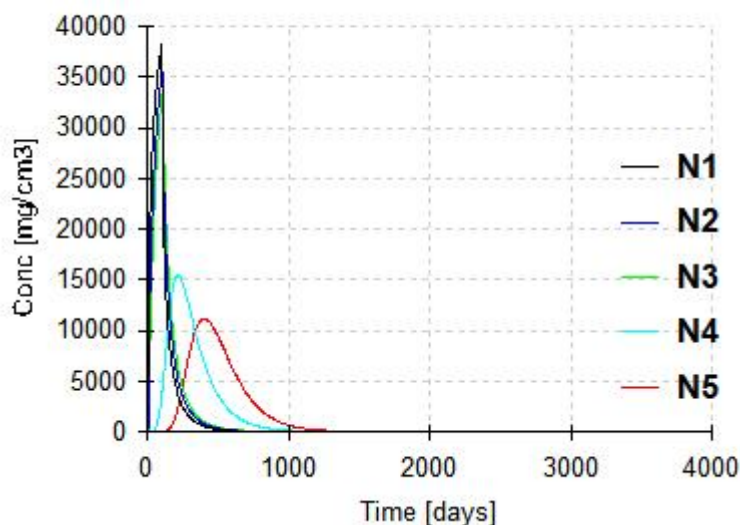


图 5.2-16 土壤不同深度石油类浓度观测曲线图

Profile Information: Concentration

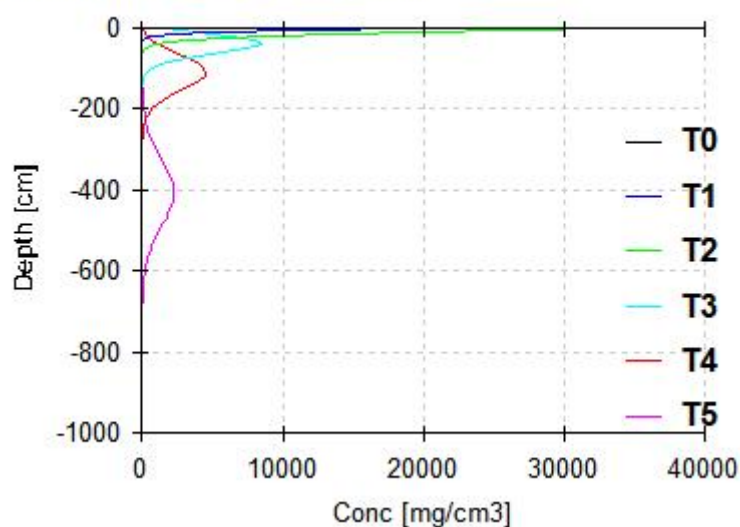


图 5.2-17 石油类在不同时段沿土壤迁移情况图

图 5.2-16 为土壤剖面 N1-N5 观测点处石油烃浓度随时间变化曲线，利用 HYDRUS-1D 运行溶质运移模型，将相关土壤参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 3650 天，运行到 1200 天后浓度降为背景浓度值。污染物主要在土壤表层滞留，未污染到深层土壤。

图 5.2-17 为土壤剖面 T1-T5 时间段石油烃浓度随深度变化曲线，模型运行 3650 天，污染物在土壤中随着时间的推移浓度不断降低，土壤在地下 1 米处石

油烃浓度达到最大值后迅速减弱，地下 7 米处降为背景浓度值。

5.2.5.7 土壤保护措施与对策

1、土壤环境质量现状保障措施

根据现状调查，项目区域内各监测点均能够达到《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地的土壤污染风险筛选值，土壤环境质量状况良好。

项目储罐区、输油管道等采取严格防渗措施，避免生产过程中原油侵入土壤，从而造成土壤污染。

2、过程控制措施

①在生产过程中，做好设备的维护、检修，杜绝跑、冒、滴、漏现象。同时，加强污染物产生主要环节的防护、报警措施，以便及时发现事故隐患，采取有效的应对措施；

②优化地面布局，污染防治措施均采取严格的硬化及防渗处理、储罐区设置围堰。

在采取措施后，生产过程中石油与天然土壤隔离，不会通过裸露区渗入到土壤中。

5.2.5.8 跟踪监测

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本次对评价区土壤进行跟踪监测，具体设置如下：

（1）监测点位设置

储罐区附近、油泵房附近、厂区外东侧、南侧共 4 个点位。

（2）监测指标

石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）。

（3）监测频率：每年一次。

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022）的 5.4，本项目应每年开展 1 次土壤监测工作。

跟踪监测取得监测数据要向社会公开，接受公众监督。

5.2.5.9 土壤评价结论

本项目通过定量与定性相结合的办法,从污染物垂直入渗影响途径,分析项目运营对土壤环境的影响。项目场地建有完善的环保设施及处置措施,能有效防控污染物进入土壤环境,项目在严格做好地面分区防渗措施的建设,采取必要的检修、监测、管理措施条件下,工程建设对土壤的影响较小。需注意的是在实际施工中,应注意防渗层、防渗措施等隐蔽工程的施工,同时应尽可能加大防渗层的厚度和降低其渗透系数,避免污染物经过长时间迁移而穿过防渗层从而污染地下水的可能,应妥善处理防渗设施,避免二次污染。

建设项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-29。

表 5.2-29 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☐				/
	占地规模	处理站占地面积约75亩。				/
	敏感目标信息	敏感目标(农用地)、方位(四周)、距离(50m)				/
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他()				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☐ ; c) ☐ ; d) ☒				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	/
		表层样点数	2	4	0.2m	
		柱状样点数	5	--	0~0.5 m、0.5~1.5 m、1.5~3 m	
	现状监测因子	pH+ (GB36600-2018) 基本项45项+石油烃 pH+ (GB15618-2018) 8项+石油烃				/
现状评价	评价因子	石油烃				/
	评价标准	GB 15618 ☒ ; GB 36600 ☒ ; 表D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他()				/
	现状评价结论	土壤指标均达标				/

影响预测	预测因子	石油烃			/
	预测方法	附录E☑; 附录F□; 其他 ()			/
	预测分析内容	影响范围 (项目周边0.2km范围内) 影响程度 (可控)			/
	预测结论	达标结论: a) ☑; b) □; c) □ 不达标结论: a) □; b) □			/
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他 ()			/
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	/
		4	石油烃	1次/1年	
	信息公开指标	/			
评价结论		可行			/

注 1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

5.2.6.1 对土地利用的影响

本工程地面处理站新征用地 75 亩, 约 50000m²。永久占地使土地资源量减少, 对土地利用方式产生长期的不可逆转的影响。永久占地类型主要为园地, 本项目所占用的土地资源占当地土地资源的比例很小, 因此永久占地对土地资源的影响很小。

管道施工完成覆土后, 其用途可能会有较大的改变。根据《石油天然气管道保护法》, “在管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内, 禁止下列危害管道安全的行为: 种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物; 取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工; 挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物”。因此, 管道两侧 5m 范围内的土地, 其利用方式受到一定的限制, 土地利用类型会有所改变, 从而对现有土地利用结构有一定的影响。

本工程所经过区域主要以园地、耕地、林地、草地为主, 因此管道在运营期对土地利用结构的影响不大。

5.2.6.2 对植被的影响

运营期经过生态恢复管道所经地区地表植被、农作物生长逐渐恢复正常, 经过 2~3 年自然恢复时间, 在地下敷设管道的区域, 地表植被恢复较好, 景观破

坏程度降低。管道沿线近侧不能再行种植深根植物，但受工程影响的陆生植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不存在因局部植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝。因此对植物生长影响不大。

5.2.6.3 对野生动物的影响

项目站场和管道工程完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不存在因局部植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，管道正常运营期不会对野生动物的活动产生影响。

工程运行期间，工艺站场的噪声可能对野生动物产生影响，正常工况下各种工艺设备排放的噪声较小，且占地面积较小，不会对野生动物造成大面积惊扰。

表 5.2-30 生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☐ ；
	影响方式	工程占地 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	物种 ☐ （ ） 生境 ☐ （ ） 生物群落 ☐ （ ） 生态系统 ☐ （ ） 生物多样性 ☐ （ ） 生态敏感区 ☐ （ ） 自然景观 ☐ （ ） 自然遗迹 ☐ （ ） 其他 ☐ （ ）
评价等级		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☒ ；生态影响简单分析 ☐
评价范围		大陆域面积（ 0.05 ）km ² ；水域面积：（ 0 ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☐ ；调查样方、样线 ☐ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☐ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ ； 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐ ；

	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☐ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☐ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☐ ;
	评价内容	植被植物群落 ☐ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐ ;
生态影响 预测与评价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定量 ☐ ;
	评价内容	植被植物群落 ☐ ; 土地利用 ☐ ; 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐ ;
生态保护 对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☐ ; 生态修复 ☐ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐ ;
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☐

5.3 环境风险评价

5.3.1 综述

5.3.1.1 评价目的

环境风险评价作为建设项目环评的一个重要组成部分,对于减少人员生命财产的损失和保护生态环境具有重要的意义。本次评价遵照环境保护部[2012]77号《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》和环发[2012]98号《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》精神,以《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)为指导,通过对本项目进行风险调查、环境风险潜势初判、风险识别和源项分析,进行风险影响分析,提出减缓风险的措施和应急预案,为环境管理提供资料和依据,达到降低危险、减少危害的目的。

该项目进行环境风险评价和管理的主要目的是:

- (1) 从环境风险评价的角度,论证本项目选址的环境可行性;
- (2) 根据项目工程特点,分析识别各种可能发生的事故及其可能发生的概率;
- (3) 分析预测有毒有害物质泄漏到环境中所导致的后果,以及应采取的缓解措施;
- (4) 完善安全设计,降低事故发生的可能性,减少人员生命、财产的损失和对环境的影响,以合理的成本实现安全生产;
- (5) 制定事故应急响应计划。

制定安全管理计划,进行完整的环境风险评价将为企业实施职业安全卫生管

理体系打下良好的基础。

5.3.1.2 评价原则

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标,对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估,提出环境风险防范、控制、减缓措施,明确环境风险监控及应急建议要求,为建设项目环境风险防控提供科学依据。

5.3.1.3 评价工作程序

风险评价工作程序见图 5.3-1。

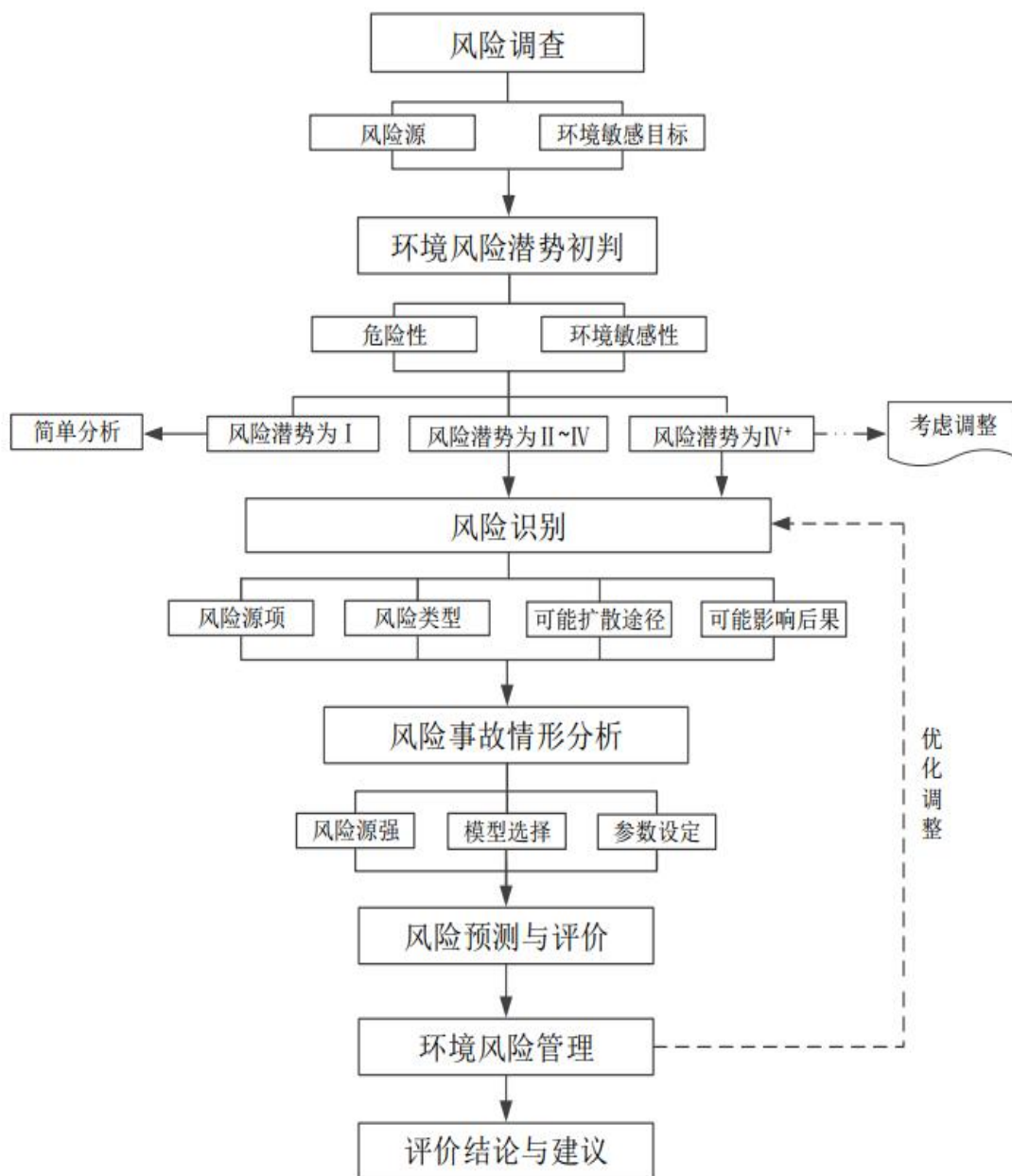


图 5.3-1 风险评价工作程序

5.3.2 环境风险潜势初判

5.3.2.1.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其对应临界量的比值 Q 来表征危险性。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下面公式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n\geq 1$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质最大存在总量(t)；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量(t)。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

根据本工程特点，项目设置一个柯柯牙处理站，并建设配套管网，各井之间均有阀门截断，因此在划分危险单元时，可将两个节点之间的管段作为一个危险单元，将柯柯牙处理站单独作为一个危险单元。柯克亚处理站的事故罐平时保持空置状态，风险源主要为混烃储罐的混烃和管道、设备中的石油和天然气。站内设置 2 座 92m^3 混烃储罐，储存系数按 90%计，密度按 $850\text{kg}/\text{m}^3$ 计，约有 156.4t；处理站内管道及设备中的石油约有 150t，天然气约有 1.5t，本次项目危险物质数量与临界量的比值（Q）见表 5.3-1。

表 5.3-1 危险物质数量与临界量的比值（Q）

风险源	物质名称	存储	数量	规模	危险物质最大储存量/t	临界值	比值
柯克亚 处理站 区	混烃	混烃储罐	2 座	184m³	156.4	2500	0.06256
	石油	管道及设备	/	/	150	2500	0.06
	天然气		/	/	1.5	10	0.15
小计							0.27256
输气干 线	天然气	管道内	/	长度 16km	22.769	10	2.2769
输油管 线	石油	管道内	/	长度 4.907km	154	2500	0.0616
Q _{max}							2.2769
注：本工程从温北联合站至柯柯牙处理站的输气干线管径为 168.3mm，最长的一段长度为 16km，常温下管道内天然气密度常压下为 0.81kg/m³，7 兆帕下密度约为 64kg/m³。管道总容积计算得 355.76m³，总质量为 22.769t。							
输油管线最长的一段为 4.907km，管径最大为 DN200mm，压力 1.3MPa，常温下密度约 850-1050kg/m³。本次按 1000kg/m³ 计算，总容积 154.08m³，总质量为 154t。							

经计算，本项目 Q 值按各危险单元中最大的取值，即 $Q_{\max}=2.2769>1$ 。

(2) 行业及生产工艺 (M)

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 表 C.1 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为 (1) $M>20$ ；(2) $10<M\leq 20$ ；(3) $5<M\leq 10$ ；(4) $M=5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

本项目主体为陆地石油开采及配套油气管线项目，根据导则附录 C 中表 C.1，M 分值为 10，等级为 M3。

(3) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据危险物质数量与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M)，按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 表 C.2 确定危险物质及工艺系统危险性等级 (P)，分别以 P1、P2、P3、P4 表示，见表 5.3-2。

表 5.3-2 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q\geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10\leq Q<100$	P1	P2	P3	P4
$1\leq Q<10$	P2	P3	P4	P4

综上所述，本项目管段 $1\leq Q<10$ ，行业和生产工艺为 M3，故按照 5.3-2 的判定，本项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P4。

(4) 环境敏感程度 (E)

分析危险物质在事故情况下的环境影响途径，如大气、地表水、地下水等，按照《建设项目环境风险影响评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 对项目各要素环境影响敏感程度 (E) 等级进行判断。

① 大气环境

依据《建设项目环境风险影响评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 并结合建设项目特点，大气环境敏感程度分级见下表。

表 5.3-3 大气环境敏感程度分级一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

本项目处理站周边 5km 居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；项目油气输送管线周边 200m 范围内，存在每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人管段，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D.1，项目大气环境敏感程度为 E2。

②地表水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，地表水环境敏感程度分级见表 5.3-4。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 5.3-5 和表 5.3-6

表 5.3-4 地表水环境敏感程度分级一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 5.3-5 地表水功能敏感性分区一览表

敏感性	地表水环境敏感性
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 流经范围内涉跨国界的

较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 5.3-6 地表水环境敏感目标分级一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

本项目集气管线穿越柯柯牙河，由于天然气密度比空气小，沸点极低（-161.5℃）且几乎不溶于水，在事故状态下，泄漏气体将挥发至大气环境中，本项目运营期天然气泄漏不会对地表水产生不利影响。

本项目集油管线和采出水管线会穿越农渠，不涉及集中式地表水饮用水水源保护区、农村及分散式饮用水水源保护区、自然保护区等，地表水功能敏感性分区为低敏感 F3，地表水环境敏感目标分级为 S3。因此，地表水环境风险敏感程度为 E3。

③地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，敏感程度分级见表 5.3-7。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 5.3-8 和表 5.3-9。

当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 5.3-7 地下水环境敏感程度分级一览表

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 5.3-8 地下水功能敏感性分区一览表

敏感性	地下水环境敏感性
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

表 5.3-9 包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb > 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4}cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”、“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度; K 渗透系数。

区域包气带不满足上述“D2”、“D3”条件，包气带防污性能分级为 D1,项目不涉及分散式饮用水水源地，故地下水功能敏感性分区为较敏感 G3，综上，地下水环境敏感程度为 E2。

（5）环境风险潜势

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，按照表 5.3-10 确定环境风险潜势。

表 5.3-10 环境风险潜势划分表

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I
注: IV+为极高环境风险				

根据上表判断, 本项目大气环境风险潜势为 II; 地表水环境风险潜势为 I; 地下水环境风险潜势为 II。

(6) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 规定, 评价等级见下表。

表 5.3-11 评价工作级别判定

风险潜势	IV/IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作而言, 在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明				

因此, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中的风险评价等级判定, 本项目环境空气和地下水风险评价等级确定为“三级”, 地表水环境风险评价等级确定为“简单分析”, 本项目环境风险综合评价等级确定为“三级”。

5.3.3 风险识别

5.3.3.1 物质危险性识别

根据项目生产工艺及建设特点, 本工程运营期风险单元为混烃罐区和管道设备区, 涉及的危险物质为石油、混烃、天然气。项目危险物质遇明火、高热能引起火灾及爆炸, 生成 CO、SO₂ 和 NO_x 等次生污染物。危险物质理化性质表, 分别见表 5.3-12 至 5.3-13。

表 5.3-12 石油理化性质及危险级别分类情况

标识	中文名: 石油		英文名: CrudeOil	
	危规号: 32003	UN 编号: 1267	CAS 号: 8002-05-9	

理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	20℃密度：933.2~941.7kg/m ³	50℃密度：914.0~924.1kg/m ³
	沸点（℃）：120-200℃	禁忌物：强氧化剂
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	引燃温度（℃）：350
特性	闪点（℃）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂
	爆炸下限（v%）：1.1	爆炸上限（v%）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
毒理性质	LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	
	急性中毒：	
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗	
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。	
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医	
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集转移、回收或无害化处理后废弃。	
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。	

结合本工程工程特点，石油在本工程中具有以下危险性：

（1）可燃性

本工程主要产品石油属于闪点高，可挥发，具有一定危险的可燃液体。当原油含水 0.3%~4%时，遇高热或发生火灾时，容易产生沸溢或喷溅燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，从而造成重大火灾事故。

(2) 可挥发性

当石油受到烘烤或高温天气影响时，油品受热温度升高，稠油中的轻组分可挥发逸散，油品密度降低、体积膨胀，如果罐内有水汽化，更易发生油罐突沸、冒顶，使热油外溢，轻组分进一步挥发，受热后则储油设备压力增大，可使管线或设备破坏，造成漏油。石油蒸气与空气易形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。

(3) 遇热分解原油本身无明显毒性，但遇热会分解出有毒的烟雾，吸入大量蒸气能引起神经麻痹。原油对人体的毒性多由其组成中的烷烃和环烷烃引起。

(4) 其它

原油电阻率较大，在管道设备、容器中流动能产生静电，当静电电压超过 300V 时会放电，其放电火花能导致原油蒸气与空气混合物的燃烧和爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。

表 5.3-13 天然气的理化性质及危险特性表

标识	中文名：天然气	英文名：Natural gas	/
	分子式：无资料	分子量	UN 编号：1971
	危险性类别第 2.1 类易燃气体	CAS 号：—	危规号：21007
理化性质	性状：无色、无臭气体	/	/
	主要用途：是重要的有机化工原料，可作制造炭黑、合成氨、甲醇以及其他有机化合物，亦是优良的燃料。		
	最大爆炸压力/Mpa0.717	溶解性：溶于水	
	沸点/°C-160	相对密度:（水=1）约 0.45（液化）	
	熔点/°C-182.5	燃烧热值（kJ/mol）:803	
	燃烧热值（kJ/mol）:803		
	临界温度/°C:-82.6	临界压力/Mpa:4.62	
燃烧爆炸危险性	燃烧性:易燃	燃烧分解产物:CO、CO ₂	
	闪点/°C无资料	火灾危险性：甲	
	爆炸极限 5~14%	聚合危害不聚合	
	引燃温度/°C482~632	稳定性稳定	
	最大爆炸压力/Mpa0.717	禁忌物强氧化剂、卤素	
	最小点火能（mj）:0.28	燃烧温度（C）:2020	

	危险特性与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 灭火方法切断气源。若不能立即切断源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。灭火器泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
对人体危害	侵入途径吸入 健康危害急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷过程久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触天然气者，可出现神经衰弱综合症。
急救	吸入脱离有毒环境，至空气新鲜处，给氧，对症治疗。注意防治脑水肿。
防护	工程控制密闭操作。提供良好的自然通风条件。呼吸系统防护:高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器。眼睛防护:一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼睛。防护服:穿防静电工作服。手防护:必要时戴防护手套。其他工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。
泄漏处理	切断火源。戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄露物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。
储运	易燃压缩气体。储存于阴凉、干燥、通风良好的不燃库房。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。名是储罐存放，储罐区域要有禁火标志和防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。槽车运送时要灌装适量，不可超压超量运输。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。

表 5.3-14 混烃的理化性质及危险特性表

标识	中文名：混烃	英文名：/	
	C5-C16	分子量	UN 编号：/
	危险性类别第 2.1 类易燃液态	/	/
理化性质	性状：无色、无臭气体		
	溶解性：不溶于水，微溶于乙醇、丙酮，溶于苯		
	沸点/°C-88.6	相对空气：（水=1）约 1.04	
	熔点/°C-183.3	燃烧热值（kJ/mol）:-	
燃烧爆炸危险性	燃烧性:易燃	燃烧分解产物:CO、CO ₂	
	闪点/°C-50	火灾危险性：甲	
	爆炸极限 2.9~13%	/	
	引燃温度/°C515	/	

	最大爆炸压力/Mpa0.717	禁忌物强氧化剂、卤素
	最小点火能 (mj) :0.28	燃烧温度 (C) :2020
	危险特性易燃液态。与空气混合能形成爆炸性混合物,遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。气体比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方,遇火源会着火回燃。	
	灭火方法:切断气源。若不能切断气源,则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器,可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂:雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
储运条件	储存于阴凉、通风良好的专用库房内,放置钢瓶时防止撞击;远离火种、热源;与氧化剂和抵触性气体隔离储运。泄漏处理:迅速撤离泄漏污染区人员至上风处,并进行隔离,严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器,穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风,加速扩散。如有可能,将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处,注意通风。漏气容器要妥善处理,修复、检验后再用。	

表 5.3-15 一氧化碳理化性质

标识	中文名: 一氧化碳	英文名: carbonmonoxide
	分子式: CO	分子量: 28.01
	危规吨: 21005	CAS 号: 630-08-0
理化性质	外观与性状: 无色无臭气体。	
	溶解性: 微溶于水,溶于乙醇、苯等多数有机溶剂。	
	熔点 (°C) : -199.1	沸点 (°C) : -191.4
	相对密度 (水=1) : 0.79	相对密度 (空气=1) : 0.97
	饱和蒸汽压 (KPa) :	禁忌物: 强氧化剂、碱类。
	临界压力 (MPa) : 3.50	临界温度 (°C) -140.2
	稳定性: 稳定	聚合危害:
危险特性	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体	燃烧性: 易燃
	引燃温度 (°C) : 610	闪点 (°C) : <-50
	爆炸下限 (%) : 12.5	爆炸上限 (%) : 74.2
	危险特性: 是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物,遇明火、高热能引起燃烧爆炸。	
	灭火方法: 切断气源。若不能切断气源,则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器可能的话将容器从火场移至空旷处。	
毒性	灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
	LD50: 1807ppm (大鼠吸入, 4h)。	
危害	侵入途径: 吸入	
	健康危害: 一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒: 轻度中	

毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。

；

5.3.3.2 生产系统风险识别

本项目建有危险性较大的原油、天然气处理设施、油气管线、泵体连接管线、油气管道存在破裂泄漏，烃类物质的挥发达到一定浓度，遇明火或静电，会引发火灾、爆炸风险。

造成处理站火灾、爆炸事故的主要原因有：

①站内的油罐、各种油泵、阀门、管线、容器，若出现意外的焊缝开裂、腐蚀穿孔、接头处泄漏或储罐冒顶，导致原油气泄漏，遇明火导致火灾；

②工程内的电气设备可能因接地失效、电气线路绝缘损坏、线路短路、接点接触不良、设施不符合防爆要求等原因引起电气打火，若遇油气等易燃物料泄漏，会造成火灾爆炸事故；

③工程仪表系统出现故障，现场压力、温度、流量等仪表指示失真或故障，可能导致系统超压、超温、操作失控、物料溢出等后果，进而引发火灾爆炸。

④工程内设置的各点可燃气体报警器失灵，可能延误可燃气体泄漏事故的处理时机，导致火灾爆炸事故发生。

⑤本工程工艺过程中原油及可燃气体的流动可产生静电，人员着装不符合防静电要求亦可产生静电，如防静电措施不当，致使静电积累、放电，在一定条件下即可成为易燃易爆物料的点燃源，引发火灾爆炸事故。

⑥人员在装置区抽烟，在易燃易爆区域着装不合要求，使用非防爆工具；工艺操作中违反操作规程，倒错流程；检维修作业中动火制度不严、安全措施不力、系统吹扫不净等违章行为均可能引发火灾爆炸事故。

5.3.3.3 环境风险类型及危害分析

依据项目建设特点，本次项目区主要风险物质是石油、混烃、天然气。环境风险类型为危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物，其中 CO 为风险物质。确定混烃罐区、集输管线、各类设备、加热炉为风险单元。项目环

境风险类型汇总表，见表 5.3-16。

表 5.3-16 项目环境风险类型汇总表

风险源	事故类型	环境风险类型	风险物质
处理站	混烃储罐破裂、泵体连接管破裂、油气管线破裂	危险物质泄漏	石油、天然气
	火灾、爆炸	引发的伴生/次生污染物	CO
集输管线	油气管线破裂	危险物质泄漏	石油、天然气
	火灾、爆炸	引发的伴生/次生污染物	CO

5.3.3.4 风险识别结果

根据调查，项目涉及的主要危险物质为石油、混烃、天然气，以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物 CO。涉及的危险生产系统主要是混烃储罐区、设备、管网。根据项目的工程资料、类比国内外同行业和同类型事故，项目的主要风险类型为危险物质泄露以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物 CO 中毒事故。

项目风险识别结果见表 5.3-17。

表 5.3-17 项目风险识别结果表

风险单元	风险源	事故类型	风险类型	风险物质	诱发因素	环境影响途径
处理站	储罐、设备、管线	罐体、设备、管线破裂	危险物质泄漏	石油、混烃、天然气	①内、外腐蚀作用： ②母体材料缺陷或焊口缺陷隐患： ③意外重大的机械损伤： ④地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。	①烃类物质挥发污染大气； ②原油覆盖地表和渗入地下后阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长。 ③油品渗入潜水层污染地下水水质
		火灾、爆炸	引发的伴生	CO	烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火	①污染大气环境
集输管线	管线	管线破裂	危险物质泄漏	石油、天然气	①内、外腐蚀作用： ②母体材料缺陷或焊口缺陷隐患： ③意外重大的机械损伤： ④地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。	①烃类物质挥发污染大气； ②原油覆盖地表和渗入地下后阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长。 ③油品渗入潜水层污染

						地下水水质
--	--	--	--	--	--	-------

5.3.4 风险事故情形分析及源项分析

(1) 风险事故情形设定

1) 天然气泄漏

天然气管道事故通常是指造成天然气从管道内释放并影响正常输气的意外事件。当出现事故时，天然气输气管道及其场站所属高压容器释放出的天然气可能带来下列危害：

①天然气若直接燃烧，会产生喷射火，在危险距离内的人会受到热辐射伤害，同时产生次生污染物 CO 等有毒气体。

②天然气未立即着火，在其泄漏区域一定范围内会形成爆炸气体云团，高浓度时因缺氧窒息而引起人类和动物中毒；遇火就会发生爆炸，在危险距离以内，人会受到爆炸冲击波的伤害，同时产生次生污染物 CO 等有毒气体。

2) 石油、混烃泄漏

石油管道、混烃储罐或设备破裂，导致石油泄漏，遇明火发生火灾，同时产生次生污染物 CO 等有毒气体。

考虑到本项目为地面处理站及配套油气管道项目，环境风险影响主要是泄漏、火灾、爆炸和事故后对环境次生影响。

站场石油、混烃均存在在密闭管道、混烃储罐或设备中，且厂区设专人负责定期巡视，站场严禁明火措施，若发生石油泄漏，可及时用消防沙、沙袋等进行吸附、截流、围堵，泄露对环境的影响较小，且因此引发火灾的可能性较小。结合拟建项目特点，本次评价主要考虑危险性较大的天然气管道泄漏事故作为本次风险事故情形分析，选择可控节点内最长的管段作为危险单元，设定风险事故情形为“由于第三方原因管道断裂，天然气泄漏，形成混合易燃气，遇火源燃烧、爆炸”。具体情形设定内容见下表。

表 5.3-18 风险事故情形设定

序号	危险单元	风险源	危险物质	环境风险类型	环境影响途径
----	------	-----	------	--------	--------

1	处理站	设备、储罐及管网	石油、混烃、天然气	泄漏遇明火燃烧，	泄漏、大气扩散
1	油气管网	管道	天然气、石油 CO	由于第三方原因管道断裂导致天然气泄漏，形成混合易燃气；遇火源燃烧、爆炸产生次生污染物	泄漏、大气扩散

(2) 源项分析

1) 事故状态下泄漏量的计算

根据风险导则 8.2.2.3，油气长输管线泄漏事故，按管道截面 100%断裂估算泄漏量，应考虑截断阀启动前、后的泄漏量。天然气管断裂后，截断阀启动前，泄漏量按实际工况确定；截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要时间计。本项目从温北联合站至柯柯牙处理站的输气干线长度 16km，管径为 D168.3mm，压力为 7MPa；本次评价主要对危险性最大的天然气输气干线泄漏事故作为本次风险事故情形分析。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中有关气体的泄漏公式计算天然气初始泄漏速率。气体泄漏速度 Q_G 按下式计算：

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中： Q_G ——气体泄漏速度，kg/s；

P ——管道压力，Pa；本项目取 7.0MPa；

C_d ——气体泄漏系数(当裂口形状为圆形时取 1.0)；

A ——裂口面积，本项目管径 D168.3mm， A 取值为 0.022m²；

M ——物质的摩尔质量，天然气取 0.016kg/mol；

γ ——气体绝热指数，天然气取 1.3；

R ——气体常数，8.314J/mol·k；

T_G ——气体温度，取 288k；

Y ——流出系数。经计算，工程气体泄漏时的流动属于音速流，流出系数 $Y=1.0$ 。

本评价设定在事故状态下输气管线全管径断裂，管线两端截断阀立即启动，启动时间为 2min。截断阀启动时间内，管道内压强恒定，天然气泄漏为临界泄

漏状态，天然气泄漏量按照导则推荐的气体泄漏公式计算；截断阀启动后，管道内气压随天然气的扩散而减小，泄漏过程客观地被分为两个性质不同的阶段，即临界泄漏阶段和亚临界泄漏阶段，当管道内气压与外环境大气压相同时，泄漏停止。约 15min 后泄漏可达到压力平衡，运用气体泄漏速率公式计算天然气泄漏量。

表 5.3-19 输气管道天然气泄漏速率

P (Pa)	P0 (Pa)	Cd	A (m ²)	M (kg/mol)	R (J/ (mol·K))	TG (K)	K	QG (kg/s)
7×10 ⁶	101325	1	0.022	0.016	8.314	288	1.315	152

管道两端截断阀启动时间为 2min，启动时间内天然气泄漏量为：18240kg。

截断阀启动后，天然气平均泄漏速率公式为：

$$Q = (M_1 - M_2 + M_{\text{泄漏}}) / t$$

式中：Q 为截断阀启动后天然气平均泄漏速率，kg/s；

M1 为切断阀门时天然气管存量，kg；M1=4529kg；

M2 为天然气停止泄漏时管存量，kg；M2=3755kg；

M_{泄漏} 为截断阀启动时间内天然气泄漏量，kg；M_{泄漏}=18240kg；

t 为天然气泄漏时间，t= 17min。

由上式计算，整个泄漏过程（17min）泄漏速率为 18.64kg/s。

（2）火灾爆炸事故源强

甲烷遇明火、高能引起燃烧爆炸，火灾爆炸事故危害除热辐射、冲击波等直接危害外，未完全燃烧的物质在高温下迅速挥发释放至大气；燃烧物质燃烧过程中则同时产生伴生或次生有害物质 CO，并扩散至大气中，因此 CO 也为本次环境风险分析对象。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中，天然气火灾、爆炸伴生/次生中一氧化碳产生量计算公式如下：

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中：G 一氧化碳——一氧化碳的产生量，kg/s；

C—物质中碳含量，取 78%；

q—化学不完全燃烧值，取 1.5%~6.0%，天然气取 2%；

Q—参与燃烧的物质质量，t/s，管线天然气平均泄漏速率为 0.01864t/s。通过计算，天然气管线断裂后泄漏燃烧产生 CO 排放速率为 0.678kg/s。

5.3.5 环境风险预测与评价

5.3.5.1 大气环境风险预测与评价

(1) 预测模型

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 G，天然气泄漏后甲烷气体扩散理查德森数 $Ri=-7.383$ ， $Ri<1/6$ ，为轻质气体，因此本次评价采用 AFTOX 模型进行风险预测。天然气泄漏发生火灾后的 CO 属于轻质气体，评价采用 AFTOX 模型进行风险预测。AFTOX 模型适用于平坦地形下中质气体和轻质气体排放以及液池蒸发气体的扩散模拟，可模拟连续排放和瞬时排放，液体或气体，地面源或高架源，点源或面源的指定位置浓度，下风向最大浓度及其位置等，可满足本次评价需求。

(2) 预测参数选取

本项目环境风险为二级评价，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），取最不利气象条件进行预测。其中最不利气象条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。

(3) 大气毒性终点浓度

大气毒性终点浓度即预测评价标准。大气毒性终点浓度值选取参见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 H。CH₄、CO 大气毒性终点浓度值见表 5.3-20。

表 5.3-20 CH₄、CO 大气毒性终点浓度值

序号	物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1/（mg/m ³ ）	毒性终点浓度-2/（mg/m ³ ）
1	CH ₄	74-82-8	260000	150000
2	CO	630-08-0	380	95

(4) 风险预测结果

1) 天然气泄漏事故预测结果

①甲烷泄露

设定情景下，天然气管道发生泄漏事故后，甲烷在空气中的扩散影响预测结果见下表。

表 5.3-21 建设项目风险事故预测后果一览表（甲烷）

序号	情景设定	风速	大气稳定度	下风向距离(m)	最大落地浓度(mg/m ³)	出现时刻(s)
1	衡地村	1.5m/s	F	30	1254.6	10.00
2	沿格博依村			30	1254.6	10.00
3	核桃新村			200	587.9	20.00
4	叶吐比斯村			130	867.5	16.00

表 5.3-22 天然气泄漏事故源项及事故后果基本信息一览表

泄漏事故-最不利气象条件-aftox 模型					
泄漏设备类型	压力气体容器	操作温度(°C)	20	操作压力(MPa)	700000
泄漏危险物质	甲烷	最大存在量(kg)	22769	裂口直径(mm)	168.3
平均泄露速率(kg/s)	18.64	泄露时间(min)	阀门切断前2min, 切断后约15min, 合计17min	泄露量(kg)	19012.8
泄露高度(m)	0	泄露概率(次/年)	2.8E-4	蒸发量(kg)	-
大气环境影响-气象条件名称-模型类型			最不利气象条件-aftox 模型		
指标	浓度值(mg/m ³)		最远影响距离(m)	到达时间(min)	
大气毒性终点浓度-1	150000.00		--	--	
大气毒性终点浓度-2	260000.00		--	-	
敏感目标名称	大气毒性终点浓度-1-超标时间(min)	大气毒性终点浓度-1-超标持续时间(min)	大气毒性终点浓度-2-超标时间(min)	大气毒性终点浓度-2-超标持续时间(min)	敏感目标-最大浓度(mg/m ³)
衡地村	-	-	-	-	1254.6

沿格博依村	-	-	-	-	1254.6
核桃新村	-	-	-	-	587.9
叶吐比斯村	-	-	-	-	867.5

在最不利气象条件下，管线发生天然气泄漏之后 10s，最近的敏感点衡地村和沿格博依村将出现甲烷浓度值 $1254.6\text{mg}/\text{m}^3$ ；没有出现毒性终点浓度-1($260000\text{mg}/\text{m}^3$)及毒性终点浓度-2($150000\text{mg}/\text{m}^3$)。

②火灾伴生 CO 的影响预测结果

当天然气管道发生断裂事故时，高压天然气将从破裂口高速喷射和膨胀。天然气的爆炸危险性很大，其爆炸极限范围为 $5\sim 15(\%\text{V}/\text{V})$ 。当泄漏天然气与空气组成混合气体，其浓度处于该范围内时，遇火即发生爆炸，本次环境风险评价不对延迟爆炸事故影响后果进行预测。只有当天然气泄放到一定程度，遇火源才能稳定燃烧，本次评价将针对此种情景分析天然气燃烧产生的废气污染物的次生环境影响。

表 5.3-23 建设项目风险事故预测后果一览表 (CO)

序号	情景设定	风速	大气稳定度	下风向距离 (m)	最大落地浓度 (mg/m^3)	出现时刻 (s)
1	衡地村	1.5m/s	F	30	0.56	10.00
2	沿格博依村			30	0.56	10.00
3	核桃新村			200	0.15	20.00
4	叶吐比斯村			130	0.25	16.00

表 5.3-24 CO 事故源项及事故后果基本信息一览表 (CO)

泄漏事故-最不利气象条件-aftox 模型					
泄漏设备类型	--	操作温度($^{\circ}\text{C}$)	100.00	操作压力 (MPa)	/
泄漏危险物质	一氧化碳	最大存在量(kg)	/	裂口直径(mm)	--

泄露速率 (kg/s)	0.678	泄露时间(min)	10	泄露量(kg)	--
泄露高度 (m)	--	泄露概率(次/年)	--	蒸发量(kg)	-
大气环境影响-气象条件名称-模型类型			最不利气象条件-aftox 模型		
指标	浓度值(mg/m ³)		最远影响距离 (m)	到达时间(min)	
大气毒性 终点浓度 -1	380.00		--	--	
大气毒性 终点浓度 -2	95.00		--	--	
敏感目标 名称	大气毒性终点浓 度-1-超标时间 (min)	大气毒性终点浓 度-1-超标持续时 间(min)	大气毒性终点 浓度-2-超标时 间(min)	大气毒性终点 浓度-2-超标持 续时间(min)	敏感目标-最大 浓度(mg/m ³)
衡地村	-	-	-	-	0.56

在最不利气象条件下，管线发生天然气泄漏之后并燃烧后 15s，最近的敏感点衡地村将出现 CO 浓度值 0.56mg/m³；未出现 CO 毒性终点浓度-1（380mg/m³）和毒性终点浓度 -2（95mg/m³），由此可以推断拟建项目输气管道各节点管道发生断裂事故，不会产生毒性终点浓度，对关心点影响较小。

5.3.5.2 地表水环境风险影响评价

（1）天然气泄漏、火灾

由于天然气密度比空气小，沸点极低（-161.5℃），且几乎不溶于水，在事故状态下输气管道穿越河流处发生破裂，天然气对水质的直接影响很小，但管道的维修和维护将会对水环境造成一定的影响，通过严格管理，规范施工，可以将影响降低到最小。

事故状态下产生的消防废水采用就地挖坑，设防渗收集池，禁止排入周边饮用水水源保护区，集中收集后拉运至周边污水处理厂进行处置，对周围地表水、地下水环境影响较小。

（2）石油泄漏、火灾

项目管道内石油最大存在量较小，且埋于地下，在及时抢修的情况下也不易发生大面积漫流，对地表水影响的可能性较小。

公司设立严格的操作规程及管理制度，禁止明火，因此引发火灾的可能性较小，产生消防废水的风险较小，对周围地表水环境影响较小。

5.3.5.3 地下水环境风险影响评价

详见 5.2.2.4 地下水环境影响预测。

第6章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期的环境保护措施

6.1.1 施工期大气环保措施

施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源较小，故施工期车辆燃烧尾气对大气环境影响不大。况且该污染属于局部的、短暂的，施工期完成后就会消失，因此，对大气环境的影响也是有限的。

为有效控制施工期间的扬尘影响，本评价要求建设单位采取以下措施进行大气污染防治：在施工场地不设置散料的露天堆场。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业，场地平整以后，要尽快对场地进行硬化，防止大风吹起浮土，产生较大的扬尘。施工单位使用满足《普通柴油》(GB252-2015)标准现阶段要求的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)标准。

采取上述措施后，可有效降低施工扬尘污染，施工场地监测点浓度限值可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2颗粒物无组织排放浓度限值 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。随着施工期的结束以及厂区地面的硬化，施工扬尘影响也将结束。

6.1.2 施工期噪声污染防治措施

施工过程中，推土机、挖掘机、运输车辆等都会产生噪声。

根据《中华人民共和国噪声污染防治法》及其修改单，为减小施工噪声对周边环境敏感目标产生的影响，要求建设单位采取以下措施：

合理控制施工作业时间；

运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

类比同类型施工作业，施工期噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准要求。

6.1.3 施工期固体废物处置及管理措施

项目地面工程施工期固体废物主要为工程废料、弃土弃渣以及施工人员生活垃圾。工程废料有回收价值的回收利用，无价值的集中收集运至工业固废填埋场处置，弃土弃渣作为平整垫方加以利用，不外排。

施工生活垃圾由施工作业区垃圾箱分类收集，委托当地环卫部门定期清运至温宿县生活垃圾填埋场处置，对外环境影响较小。

依据以上分析，项目在工程施工过程中，严格执行本评价中的固体废物治理措施，做到分类收集分类收集、按相关规定临时贮存，及时处置，对外环境影响较小。

6.1.4 施工期废水污染防治措施

(1) 生产废水

施工废水经沉淀后回用。

(2) 生活污水

生活废水依托租住房屋设施。

6.1.5 施工期生态保护与恢复措施

6.1.5.1 生态环境保护措施

本项目永久占地将被永久性构筑物代替，改变原有的土地利用方式，临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，不可避免地对原有地表造成破坏，引发新的水土流失。

(1) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；

(2) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(3) 加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

(4) 加强对施工管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生。

(5) 在农作物生长季节施工时，应做好洒水降尘工作，减少扬尘对农作物的影响。

6.1.5.2 防沙治沙

(1) 项目区土地沙化基本情况及原因

气候因数：项目区气候寒冷干燥，昼夜温差大比较干燥，降雨量少，年平均增发量远大于年平均降水量，为土地沙化的形成和快速扩增创造了条件。

人为因素：场地扰动后未采取林草植被恢复措施，四周空地内杂草明显增加，造成土壤表皮层剥落，就地起沙。

(2) 防沙治沙措施

根据上述分析，要求施工期应对原料堆放、机械设备及运输车辆的行走路线做好规划工作，充分利用规划场地，尽量减少临时占地数量，地表开挖、土石方堆放场地、物料堆放场地等施工临时用地不得超出规划许可用地范围；场地外施工道路依托现有乡镇道路、机耕道，不得新建施工便道。植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；管线工程施工过程中，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；针对周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.2 运营期的环境保护措施

6.2.1 大气环境保护措施

6.2.1.1 有组织燃料废气

项目本次新建加热炉废气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉排放限值；即 $\text{SO}_2 50\text{mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x 200\text{mg/m}^3$ ，颗粒物 20mg/m^3 。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》“表7锅炉烟气污染防治可行技术”，本项目燃气锅炉加装低氮燃烧器属于可行技术。

6.2.1.2 无组织挥发烃类废气

为了降低站场无组织挥发烃类废气，本项目拟采取以下措施：

(1) 加强储罐的密封性能，储罐密封带材料宜为丁腈橡胶且符合SY/T0511.4标准。

(2) 加强混烃装车过程管理，装车过程中，确保鹤管出口一直延伸至罐车底部，有效地降低烃类气体的挥发。

(3) 采用了技术质量可靠的设备、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；罐车运输过程中确保油罐全程密闭，减少烃类气体的挥发。

(4) 为减轻集输过程中烃类的损失，处理站进口处设置紧急切断阀，集输管线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(5) 处理站按照相关规定设置可燃气体探测器。对各站场的设备、管线、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。还要定期对原油、天然气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

通过采取以上措施，可以确保油气密封性，可最大限度的减少烃类气体的无组织挥发。项目无组织废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 边界污染物控制要求。

6.2.2 水环境保护措施

含水原油依托温北联合站处理可行性分析：

(1) 工艺可行性：本项目油水混合液 50×10^4 t/a（含水 60%，含原油 40%，即 20×10^4 t/a）在柯柯牙处理站进行油气分离后输往温北联合站，在温北联合站进三相分离器脱出采出液中游离水，三相分离器分出的低含水油（含水 20%）进入相变加热炉，加热后的含水原油进入热化学脱水器后再进入电脱水器，进行沉降处理后的净化油（ $T \geq 65^\circ\text{C}$ ，含水 0.5%， $P=0.20\text{MPa}$ ）去净化油罐。

三相分离器分离出的油田采出水（含油 $<1000\text{mg/L}$ ， $T \geq 25^\circ\text{C}$ ），与热化学脱水器分离出的部分油田采出水（含油 $<1000\text{mg/L}$ ， $T \geq 65^\circ\text{C}$ ）去水处理系统进行处理。油田采出水处理采用“重力沉降-压力反应-过滤”工艺流程。

原油处理系统来水（含油 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ ）进 2 座 2000m^3 调储罐进行油水分离，其中 1 座作为重力除油罐，1 座作为调储罐，除油后对水量、水质进行调节，经初步沉降后可除去部分浮油和悬浮物，保证出水含油 $\leq 150\text{mg/L}$ ， $\text{SS} \leq 150\text{mg/L}$ ，出水进入卧式反应橇反应（单座橇上包括反应提升泵 1 台，压力式反应器 1 台），去除大部分乳化油及悬浮物，出水（含油 $\leq 30\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 30\text{mg/L}$ ）自压进入双滤料过滤器，出口水质指标达到含油 $\leq 30 \sim 10\text{mg/L}$ 、

悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$ ，过滤出水在投加次氯酸钠杀菌后，通过注水泵输送至油田注水。

2024年3月13日，建设单位组织专家和监测单位等对温北联合站开展现场环保验收工作，并通过专家现场验收。本次环评引用《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温北油田地面建设工程项目竣工环境保护验收调查报告》监测数据进行评价分析（详见本环评报告3.1.3.1.2内容）。

由验收数据可知：本项目油田采出水进入温北联合站油田采出水处理系统，处理后水质可达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中注水水质的基本要求、控制指标和辅助指标后，经回注系统回注至项目开发油层。从处理工艺角度，项目原油依托温北联合站处理依托可行。

（2）处理能力依托可行性：

温北联合站目前主要负责温北油田温6断块、温17断块及其周边区块采出气液集输与处理任务。原油处理原设计规模 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，采用“热化学沉降”处理工艺；采出水处理原设计规模 $4000\text{m}^3/\text{d}$ 。

本次拟建柯柯牙地面站的含水原油经油气分离后输送至已建成的温21转油站，再由温21转油站转输至温北联合站处理。柯柯牙处理站设计原油规模为 $20\times 10^4\text{t/a}$ ，为容纳新增的 $20\times 10^4\text{t/a}$ ，温北联合站需扩建至 $70\times 10^4\text{t/a}$ ，温北联合站扩建部分另做环评。

扩建完成后，温北联合站的原油处理规模为 $70\times 10^4\text{t/a}$ ，采出水处理规模为 $9000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用工艺仍为“重力沉降-压力反应-过滤”设施。

综上，现有温北联合站扩建项目完成后，可满足本项目的含水原油处理的工艺要求、能力要求，依托可行。

其他废水处理可行性分析：

本次项目全厂设备过滤分离器会产生少量的废水，根据建设方提供资料，分离器废水产生量约为 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ ，以每年运行300天计算为 $360\text{m}^3/\text{a}$ 。废水中主要含有SS和石油类，由 15m^3 排污罐收集，定期清运至温北联合站处理，温北联合站内设备也会产生同性质的废水，均由联合站污水站进行处理，由验收数据可知达标排放，故温北联合站可以接纳处理本项目的少量排污水。

本次项目锅炉软水制备废水和反冲洗废水较为清洁，可用于站区洒水降尘，项目生活污水进入 10m^3 防渗化粪池由吸污车外运至阿克苏第二污水处理厂。阿

克苏市第二污水处理厂污水处理规模为近期（2020 年）6 万 m³/d，远期（2030 年）达 12 万 m³/d，采用“厌氧微孔曝气氧化沟+反硝化滤池+微絮凝滤池+臭氧消毒”处理工艺，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 类标准后用于生态灌溉和中水回用。处理站内无员工食宿，生活污水实际产生量约 0.48m³/d，每周清运一次，远小于阿克苏市第二污水处理厂的处理能力，依托可行。

6.2.3 声环境保护措施

项目生产过程噪声源主要为处理站运行过程中的加热炉、压缩机和油泵噪声。主要隔声减噪措施包括：

- （1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。
- （2）对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。
- （3）在运营期时应给油泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

因此，工程运行期噪声对周围声环境影响较小，各厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类声功能区环境限值要求。噪声防治措施可行。

6.2.4 固体废物污染防治措施

6.2.4.1 固体废物处置措施

本次运营期固体废物主要为设备维护产生的清罐油泥、废机油、废油桶、废含油劳保用品、软水制备废树脂、废脱硫剂、职工生活垃圾。

清罐油泥两年清理一次，清理前联系好资质单位，清理后立即由资质单位运走处置，过滤油渣、废机油、废油桶、废分子筛、废含油劳保用品收集后暂存于红 6 危废暂存库，定期交资质单位处置，软水制备废树脂、废脱硫剂由厂家更换后回收。

项目运行期间，加强固体废物的分类管理，危险废物要严格按照相关要求安全处置。危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求，相关资料存档备查。环境保护措施可行，环境影响可接受。

6.2.4.2 生活垃圾依托可行性分析

本次项目运营期生活垃圾设置垃圾桶收集后,由环卫部门拉运至温宿县垃圾填埋场处置。

温宿县垃圾填埋场位于温宿县城(县城建成区边界)东偏南方向 40km 处、314 国道以南 6km 处的戈壁荒地。项目中心地理坐标:东经 80°41'25.75", 北纬 41°15'15.24"。处理能力为 95t/d, 有效库容 42.42 万 m³。本项目运营期生活垃圾产生量 4.8t/a, 产生量较小, 依托可行。

6.2.4.3 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

根据《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012) 4.1, 危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定, 建立健全规章制度及操作流程, 确保该过程的安全、可靠。

本项目产生的危险废物内部转运, 即由处理站至红 6 危废暂存库之间的运输, 主要使用企业自备专用车辆及专用容器进行转运, 红 6 暂存库位于项目西侧约 5km, 红 6 井危废暂存库面积 60m², 贮存能力 120t 危废。单趟运输时间约 0.5h/次。环评要求定期检查各种危险废物转运专用容器, 防止泄露, 相关车辆及转运容器每班应检查一次。

项目区至红 6 运输路线远离人群聚集区域, 每次运输量较小, 产生的危害影响可控, 因此本次评价认为本项目危险废物运输方式及运输线路合理可行。

红 6 撬装式危废暂存间面积 60m², 该危废暂存间项目环评批复文号为阿地环函字(2020) 732 号, 2020 年 11 月 25 号。目前已完成环保验收。中曼油气勘探开发有限公司制定了《危险废物管理办法》, 红 6 暂存库有专人负责建立危险废物的接收、登记台帐。本项目转移处置危险废物前, 报请中曼油气勘探开发有限公司安全环保部批准, 执行转移联单制度, 未经批准, 不得进行转移。转移处置危险废弃物时, 交由具备处置资质的企业处置, 确保收集、储存、运输、处置符合法律法规及政策规定要求。

暂存在红 6 暂存库的危废最终定期委托库车红狮环保科技有限公司接收处置, 危险废物从红 6 至库车红狮环保科技有限公司的运输过程应由有资质单位进行运输, 运输过程中全部采用密闭容器收集储存, 危险废物运输过程应符合《危

险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（2）危险废物处置可行性分析

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

目前已和阿克苏中曼油气勘探开发有限公司签订危废协议处置的单位主要为库车红狮环保科技有限公司，危废处置协议见附件 4。

库车红狮环保科技有限公司，2015 年 08 月 17 日成立，经营范围包括环保技术及环保设备的研发，水泥窑协同处置城市污泥，工业废物收集、贮存、处置。库车红狮环保科技有限公司、库车红狮水泥有限公司水泥窑协同处置危险废物项目已于 2018 年 10 月 10 日获得经营许可资质。经营危险废物类别：HW04 农药废物（900-003-04）；HW06 废有机溶剂与含有机溶剂废物（900-402-06，900-403-06，900-404-06，900-406-06，900-408-06，900-410-06）；HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08，071-002-08，072-001-08，251-001-08，251-002-08，251-003-08，251-006-08，251-012-08，900-214-08）；HW11 精（蒸）馏残渣（251-013-11，252-001-11，252-002-11，252-003-11，252-004-11，252-005-11，252-007-11，252-009-11，252-010-11，261-015-11，321-001-11，772-001-11，900-013-11）；HW12 染料、涂料废物（264-012-12，264-013-12，900-250-12，900-252-12，900-255-12，900-299-12）；HW13 有机树脂类废物（265-101-13，265-102-13，265-103-13，265-104-13）；HW17 表面处理废物（336-052-17，336-054-17，336-055-17，336-056-17，336-057-17，336-058-17，336-059-17，336-062-17，336-063-17，336-064-17）；HW18 焚烧处置残渣（772-002-18，772-003-18，772-004-18，772-005-18）；HW21 含铬废物（不含铬渣）（193-001-21，193-002-21，261-044-21，261-137-21，261-138-21，315-001-21，315-002-21，336-100-21，397-002-21）；HW46 含镍废物（261-087-46，900-037-46）；HW48 有色金属冶炼废物（321-002-48，321-023-48，321-024-48，321-027-48，323-001-48）；HW49 其他废物（900-039-49，900-040-49，900-042-49，900-046-49）；

HW50 废催化剂 (251-016-50, 251-017-50, 261-183-50, 263-013-50, 271-006-50), 共 13 大类 78 小类。本项目危险废物属于委托处置单位所经营的危废类别, 委托处置可行。

6.2.5 环境风险管理

6.2.5.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应, 运用科学的技术手段和管理方法, 对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

6.2.5.2 环境风险防范措施

项目混烃储罐设置防火堤, 容积 180 立方米, 可有效防止混烃溢流、事故状态下造成的污染。站场发生泄漏时, 受到防火堤、围墙等阻隔影响, 一般不会泄漏至厂外, 如果回收及时得当, 影响范围不大。若发生火灾、爆炸事故, 原油燃烧产生的 CO 等有害气体会扩散进入大气, 引发大气环境风险。

依据项目工程设计资料, 项目根据工艺条件和操作条件 (如温度、压力、介质、环境等), 并考虑经济性, 在机械强度、耐腐蚀和耐溶剂等性能上优先考虑选用具有足够的强度和塑性、韧性、耐受介质腐蚀的材料。工艺管线、储罐内外壁及罐外附件均进行涂层防腐, 可有效预防储罐、管网出现裂口引发的环境风险。

项目采取可靠的接地措施, 最大限度的降低雷击、静电等带来的危害, 并按规范要求, 在泵房的门外、储罐的上罐扶梯入口处、装卸作业区操作平台的扶梯入口处、工艺装置区、防火堤入口处均设置人体静电释放仪, 可有效降低静电引发火灾及爆炸风险的可能性。

按规范要求进行爆炸危险区域的划分, 储罐区、分离器区等属于爆炸危险场所, 应选择相应的防爆电气设备, 进行防爆电气设计。电气设备防爆等级不低于 dIIBT4, 隔爆等级不低于 EXdIICT4, 防护等级不低于 IP65。

依据项目设计说明书, 项目设置独立的气体检测报警系统 (GDS—GasDetectorSystem), 其报警信息可以在 SCADA 上显示; GDS 系统拟采用专用报警控制器。主要完成装置区现场的手动火灾报警信号、火焰检测信号、以及综合值班室内火灾检测信号的接入、报警、消防联动, 可及时对火灾进行扑灭, 经扩散后, 事故状态下对周围环境空气影响较小。

6.2.5.3 建立完善的风险防范体系

(1) 制定应急计划，对事故发生时必须采取的行动、措施进行规定。应急计划应该得到地方及油田公司紧急服务部门（例如地方消防队、医院、公安局及交通部门）的同意，并向他们提供有关物料的化学性质及其他必要资料，定期进行演习，做到一旦事故发生有备无患，忙而不乱。

(2) 成立应急组织管理机构，对每人的职责有明确分工，具体到职责、分工、协作关系，做到人人心中有数。经过处理事故培训的人员要轮流值班，并建立严格交接班制度。

(3) 配备全面的应急设备，并定期检查，使设备一直保持能够使用的良好状态。具备畅通的通讯设备和通讯网络，配备必须的通信联络设备。

(4) 制定应急撤离措施，保护事故现场周围可能受影响的职工、居民、周围的设备等。对事故后果进行监测和评价，以确定事故的影响范围和危害程度，为制定应急措施提供依据。

建设单位现有联合站项目已编制完成应急预案并完成备案，本次环评要求本项目建成后及时进行修编，把本项目纳入新修编应急预案。《突发环境事件应急预案》内容包括应急组织机构及人员；预案分级响应；应急救援保障；报警通讯联络方式；应急处置及应急监测；人员紧急撤离、疏散计划；事故应急救援结束与恢复措施；应急培训计划等，内容详尽。并根据应急预案进行应急演练。要求按照区块设置应急办公室及制定《突发环境事件应急预案》。

综上所述，只要在设计、施工和生产过程中加强事故防范措施和事故应急措施建设和管理，提高全体职工的安全意识，加强油区居民的法律意识，可使风险事故的发生率及事故的危害程度、范围降至最低。

环境风险评价自查表，见表 6.2-1。

表 6.2-1 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况		
风险调查	危险物质	名称	存在总量/t	
		石油	1500	
		天然气	1.5	
		混烃	156.4	
	环境敏感性	大气	500 m 范围内人口数 <u>400</u> 人	5 km 范围内人口数 <u>8400</u> 人
		每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）		人

		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐	F2 ☐	F3 ☐
			环境敏感目标分级	S1 ☐	S2 ☐	S3 ☐
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐	G2 ☒	G3 ☐
			包气带防污性能	D1 ☒	D2 ☐	D3 ☐
物质及工艺系统 危险性	Q 值	Q<1 ☐	1≤Q<10 ☐	10≤Q<100 ☒	Q>100 ☐	
	M 值	M1 ☐	M2 ☐	M3 ☒	M4 ☐	
	P 值	P1 ☐	P2 ☐	P3 ☒	P4 ☐	
环境敏感 程度	大气	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☒		
	地表水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐		
	地下水	E1 ☒	E2 ☐	E3 ☐		
环境风险潜势	IV+ ☐	IV ☐	地下水 III ☒	大气 II ☒	I ☐	
评价等级	一级 ☐	地下水二级 ☒	大气三级 ☒	简单分析 ☐		
风险 识别	物质危险性	有毒有害 ☒	易燃易爆 ☒			
	环境风险类别	泄漏 ☒	火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒			
	影响途径	大气 ☒	地表水 ☐	地下水 ☒		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 ☒	经验估算法 ☐	其他估算法 ☐		
环境 风险 预测 与 评 价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☒	其他 ☐	
		预测结果	最大浓度出现在下风向 160 米处, CO 未达到毒性终点浓度, 在 5000 米预测范围内未出现 CO 的毒性终点浓度			
	地表水	最近环境敏感目标___/, 到达时间___h				
	地下水	下游厂区边界到达时间___/ d				
重点风险防范措施	管理及安全生产措施, 设计、运输和储存中的措施, 事故疏散通道及应急预案					
评价结论与建议	强化环境风险防范和应急处理能力, 严防污染周边农田、水源保护区污染事故发生, 不定期开展环境突发事件应急演练。当有风险事故发生时, 立即启动应急预案, 紧急疏散人群, 使事故带来的损失降低到最小。					
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项						

6.2.6 生态保护对策措施

本项目实施后, 营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。

站场周围设置围墙或围栏, 不得随意破坏周边植被树木。本项目永久占地类型为裸地, 本项目站场永久占地面积可得到有效控制。评价范围内, 野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种, 工程对野生植物和野生动物影响较小。

第7章 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

项目税后财务内部收益率（FIRR）为 16.52%，投资回收期为 9.2 年。

7.2 社会效益分析

本项目为温北油田油气开采的地面配套工程，属于油气开采的一部分，可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设，因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境损失分析

工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表植被，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、罐区泄露事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.4 环保投资分析

项目总投资 30000 万元，环保投资约 450 万元，占总投资的 1.5%。本工程环保投资估算见表 7.4-1。

表 7.4-1 项目环保投资 单位：（万元）

序号	项目	污染源	污染物	环保措施	数量	环保投资
1	废气	加热炉	SO ₂ NO _x 颗粒物	低氮燃烧器+烟气再循环+15m 排气筒	1 套	20
		厂区内	非甲烷总烃	储罐的密封符合 SY/T0511.4 标准。任何情况下，密封不得使储液外漏。 管网、阀门、法兰等加强检修，及时更换等；设置泄漏报警器；	-	20
		厂界	非甲烷总烃		-	
2	噪声	生产设备、泵类		采取有效隔声、减振、降噪措施	-	20
3	废水	生活污水	COD、氨氮	依托现有设施	1 套	/
4	固体废物	过滤器油渣、废劳保用品		清运至红 6 危废库，定期交有资质的单位处置。	-	10
		废机油				
		废分子筛				
		废油桶				
		清罐油泥		由资质单位清理后立即运走，不储存	-	10
		废脱硫剂		由厂家更换后带走处理	-	
		软水制备废树脂		由厂家更换后回收	-	
		生活垃圾		不新增定员，不新增生活垃圾	-	
5	生态环境	临时占地		对临时占地进行植被恢复	-	100
		临时道路		临时道路进行植被恢复	-	
		防沙治沙		防尘网、播撒草籽	-	
6	环境风险			180m ³ 混烃罐区防渗防火提、500m ³ 事故罐和 1500m ³ 事故池（已计入工程建设费用中），完善的应急预案、定期培训和应急演练	-	20
7	防渗	重点防渗区		防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s 黏土层的防渗性能	-	200
		一般防渗		防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s 黏土层的防渗性能	-	
		简单防渗区		地面硬化	-	
8	环境管理			环境管理制度健全	-	10
				排污口标识齐全准确	-	10
9	定期跟踪监测（地下水、土壤、环境空气）				-	40
合计					-	450

第 8 章 环境管理及监测计划

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理体系

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，结合《中华人民共和国安全生产法》，建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》（OHS18000）有关要求。施工期、运营期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）施工期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等。

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

本项目建设对环境主要影响是运营期产生的污染、风险事故。为最大限度地降低处理站生产对区域内环境空气、水环境、声环境、土壤环境及生态环境的影响，减少污染、降低事故的发生，以确保处理站安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.2 环境管理机构

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司设立的 QHSE（质量、健康、安全和环境）管理科，负责处理站现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、劳动保护等工作的管理。

一切进入阿克苏中曼油气勘探开发有限公司作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.3 环境管理机构职责

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，环境管理归阿克苏中曼油气勘探开发有限公司，逐级落实岗位责任制，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

(1) 施工期的环境管理职责

- ①施工前应指定专人，成立相应机构，负责规划施工期的环境管理工作；
- ②施工组织设计中应对环境保护有明确要求和具体安排；
- ③落实设计中环保工程和行业环保对策和措施。

(2) 运营期的环境管理职责

①贯彻国家及有关部门和地方政府有关环境保护的方针、政策、法律和法规，制定环境保护管理制度，环境保护责任落实到各基层部门，并监督执行；

②根据实际需要，组织和配合编制环境保护计划，制定年度环保工作计划并组织实施；

③认真执行建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，并对执行情况负责。监督项目建设过程中环境工程的实施情况，必要时向上级提出报告；

④领导和组织环境监测，掌握建设项目周边的环境质量状况演变趋势，提出防治建议并上报上级；

⑤监督检查作业区内各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

⑥建立环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

⑦负责环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

⑧领导和组织环境保护宣传活动，推广先进技术和管理经验，提高全体职工的环境意识。

8.1.4 环境管理制度

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及生态环境部门
		生物多样性		
		植被		
		水土保持		
	污染防治	扬尘		
		废水		
		噪声		
		固体废物		
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及生态环境主管部门
		废气		
		噪声		
		固体废物		
	事故风险	事故预防及原油、天然气、混烃泄漏应急预案		

8.1.5 管理措施

(1) 阿克苏中曼油气勘探开发有限公司应将 HSE 管理体系放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；

(2) 公司各级员工时刻将 HSE 责任放在心中；

(3) 制定和落实一岗一责制；

(4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；

(5) 做好现场审核和整改；

(6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

同时应按 HSE 管理要求，制定准许作业手册。应为各种关键操作制定准许手册，这是 HSE 的关键文件之一，主要包括以下方面的内容：

- (1) 当前操作正在进行时的限制；
- (2) 在特殊条件下，操作参数的允许变动范围；
- (3) 异常状态下应如何处置的指示。本规划施工建设和作业，都要求与有资质的施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，并将环境影响报告书及其批复意见等的有关内容及时传递给相关方。

8.2 环境监理

8.2.1 环境监理目的

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，“煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理”。

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。

8.2.2 环境监理实施机构

拟建工程应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师 1 名，监理工程师 1 名，监理员 2~3 名。

8.2.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分 3 个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

(1) 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

（2）施工阶段

环境监理施工阶段分为2个阶段，分别为施工准备阶段和施工阶段。

①施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计（方案）中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

②施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计（方案）、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、拟建工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

（3）试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

8.3 环境监测计划

8.3.1 监测目的

环境监测是企业环境管理必不可少的一部分，也是环境管理规范化的重要手段，其对企业主要污染物进行监测分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，作为上级环保部门进行环境规划、管理及执法提供依据。

根据建设项目的工程影响分析可知：本项目在运营过程中由于环保设施的运行状况，可能出现大气污染物超标排放、地下水污染等以及事故发生后引发的环境问题，这些都可能对当地环境造成影响，所以，运行期进行定期的监测是很有必要的。

8.3.2 监测计划

本项目环境监测工作由建设单位委托有相应监测资质的单位进行,以利于在指导生产的同时接受当地政府生态环境部门的监督和检查。各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)执行;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)执行。监测计划详细内容见表8.3-2。

表 8.3-2 自行监测计划一览表

项目		监测因子	监测位置	监测频率
废气	加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度	排气筒采样孔	1次/年
	无组织排放	非甲烷总烃	企业边界	1次/季度
		泄漏检测值	泵、阀门、管线接口	1次/半年
			法兰及其他连接件	1次/年
废水	生活废水	/	排入化粪池不再监测	/
噪声	厂界噪声	等效 A 声级	场界外 1m	1次/季
环境空气	空气质量	非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	厂界	1次/半年
地下水	详见地下水监测计划	石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)	上游 1 个点位,项目区 1 个点位,下游 1 个点位	1次/半年
土壤环境	详见土壤监测计划	石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、砷、六价铬	储罐区附近、油泵房附近、厂区外 2 个点,共 4 个点位	1次/年

8.3.3 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案,并抄送有关生态环境管理部门,对于常规监测部分应进行公开,此外,如果发现了污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

8.4 排污口规范化管理

排污口是企业单位排放污染物进入环境的通道,强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一,也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

8.4.1 排污口的技术要求

- (1) 排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查；
- (2) 排污口的位置必须合理确定，按《排污口规范化整治技术要求（。）》（环监〔1996〕470号）要求进行规范化管理；
- (3) 排放的采样点设置应按《污染源监测技术规范》要求，设置在排气筒等废气排放口。

8.4.2 排污口立标管理

- (1) 各污染物排放口，应按国家《环境保护图形标志》（15562.1-1995）与（GB15562.2-1995）的规定，设置国家环保部统一制作的环境保护图形标志牌；
- (2) 污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面 2m。
- (3) 各排气筒设置便于采样、监测的采样口和采样监测平台。废气净化设施的进出口均设置采样口。
- (4) 在固定噪声源对厂界噪声影响最大处设置环境保护图形标志牌。
- (5) 固体废物储存场所要有防火、防扬散、防流失、防渗漏、防雨措施，固体废物贮存场所在醒目处设置一个标志牌。

排放口规范化图标见表 8.4-1。

表 8.4-1 排放口规范化图形标志

序号	提示图形符号背景颜色： 绿色图形颜色：白色	警告图像符号背景颜色：黄 色图形颜色：黑色	名称
1			废气排放口
2			一般固体废物储存

3			危险废物
4			噪声源
5			废水排放口

8.4.3 排污口建档管理

(1)要求使用国家环保部统一印刷的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；

(2)根据排污口管理档案内容要求，项目建成后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

8.5 环境保护措施竣工验收

本项目对“三废”、噪声的防治均通过设置合理可行的环保设施、采取行之有效的防治措施来降低对环境的污染影响及危害，因此为确保本项目环保设施及污染防治措施的顺利进行，本次评价特提出本项目竣工环境保护验收内容见表 8.5-1。

表 8.5-1 项目运行期“三同时”竣工环境保护验收一览表

序号	项目	污染源	污染物	环保措施	治理目标	执行标准
----	----	-----	-----	------	------	------

1	废气	相变加热炉	SO ₂ NOx 颗粒物	1套低氮燃烧器+烟气再循环+1根15m排气筒	SO ₂ ≤50mg/m ³ NOx≤200mg/m ³ 颗粒物≤20mg/m ³	颗粒物、二氧化硫和氮氧化物可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值”
		厂区内	非甲烷总烃	储罐密封带材料符合SY/TO511.4标准。任何情况下，密封不得使用储液外漏。加强维护管理，及时更换破损件；	厂内监控点处1h平均浓度值≤10mg/m ³	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）标准
					厂内监控点处任意一次浓度值：≤30mg/m ³	
		厂界	非甲烷总烃		厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9边界污染物控制要求
2	噪声	加热炉、泵类		采取有效隔声、减振、降噪措施	昼间≤60dB（A） 夜间≤50dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
3	废水	生活污水	COD、氨氮	生活污水进入10m ³ 化粪池由吸污车外运污水处理厂。	/	
		软水制备废水和反冲洗废水	COD	较为清洁，洒水降尘		
4	固体废物	清罐油泥		清运后立即运走，不在站区存放	合理处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）
		过滤器油渣		日产日清至红6危废库暂存，定期交库车红狮环保科技有限公司处置		/
		废劳保手套				
		废机油				
		废油桶				
		软水制备废树脂		厂家更换后回收		/
		废脱硫剂		厂家更换后回收		/
生活垃圾		收集后清运至垃圾填埋场	/			

5	环境风险	一座 800m ³ 消防水罐,一座 500m ³ 事故罐,一座 1500m ³ (地埋应急事故池; 混烃罐区设置防火堤, 防火堤内容积 180m ³ , 编制完善的应急预案并备案、定期培训和应急演练;		/	/
6	防渗	重点防渗区	防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能		/
		一般防渗	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能		/
		简单防渗区	地面硬化	进行一般地面硬化	/
7	环境管理	环境管理制度			健全
		排污口标识齐全			准确

8.6 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.6-1。

表 8.6-1 项目污染物排放清单一览表

类别	产污环节	污染物种类	环境保护措施及主要运行参数		排放情况			排污口信息		排放量 (t/a)	执行标准限值 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数	排放时段 h/a	标况烟量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	相变加热炉	颗粒物	/	—	7200	1346.91	4.16	15	0.5	0.04	颗粒物≤20; SO ₂ ≤50; NO _x ≤200;	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的“表2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值”
		NO _x	低氮燃烧器+烟气再循环+15 米排气筒				32.3			0.3135		
		SO ₂	/				3.71			0.036		
		非甲烷总烃	密闭			/	/	/	/	0.151	非甲烷总烃 ≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 5.9 边界污染物控制要求
	储罐区和工艺区无组织废气	非甲烷总烃	采取管道密闭输送,加强阀门的检修与维护,从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	8760	—	—	—	—	VOCS (以非甲烷总烃表征) 0.75t/a		
废水	软水制备废水和反冲洗废水	COD	处理站站区洒水降尘		7200	--		--	--	--	--	--
	生产废	石油类、	排污罐暂存后运至温北联		7200	--		--	--	--	--	--

	水	SS	合站处理							
		生活污水	生活污水进入 10m³ 防渗化粪池，定期（约每 20 天一次）由吸污车外运污水处理厂		--		--	--	--	--
固 废	原油储 存及加 热处理	罐底油泥	本工程罐底油泥两年清理一次清理前联系好资质单位，清理后直接交资质单位运走处置，不在项目区储存	1 次/a	--	--	--	--	--	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关规定进行
		过滤器油渣	“日产日清”至红 6 危废库，交有资质的单位处置	--	--	--	--	--	--	
		废劳保手套		--	--	--	--	--	--	
		废机油		--	--	--	--	--	--	
		废油桶		--	--	--	--	--	--	
		软水制备废树脂	厂家更换后带走，不储存	--	--	--	--	--	--	--
		废脱硫剂		--	--	--	--	--	--	--
		生活垃圾	收集后清运至垃圾填埋场	--	--	--	--	--	--	--

8.7 排污许可制度衔接及执行

2016 年 11 月，国务院办公厅发布了《控制污染物排放许可制实施方案》，方案指出：“环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业事业单位生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证，其排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据。”

2021 年 3 月 1 日起实施的《排污管理条例》第二条：

“依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者（以下简称排污单位），应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。”

排污许可制是企业事业单位生产运营期排污的法律依据，是确保环境影响评价提出的污染防治设施和措施落实落地的重要保障。

根据《排污管理条例》第十五条：

“在排污许可证有效期内，排污单位有下列情形之一的，应当重新申请取得排污许可证：

- （一）新建、改建、扩建排放污染物的项目；
- （二）生产经营场所、污染物排放口位置或者污染物排放方式、排放去向发生变化；
- （三）污染物排放口数量或者污染物排放种类、排放量、排放浓度增加。”

本项目涉及的通用工序为锅炉，本次地面工程加热炉折算 1.71t/h，属于登记管理。根据“三、石油和天然气开采业 07”，本项目排污许可类别属于登记管理。本次项目建成后建设方应及时办理排污许可证。

第9章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

- 1、项目名称：柯柯牙油田地面建设工程
- 2、建设单位：阿克苏中曼油气勘探开发有限公司
- 3、建设地点：位于温宿县城东北 8.8km 处，项目中心地理位置坐标：E80° 18' 40.58"，N41° 20' 21.79"，项目区目前为空地。
- 4、工程规模：新建柯柯牙处理站一座，占地面积约 75 亩，建筑面积约 1660.16 平方米。配套建设油气水集输管网、供配电线路、消防、供热及通讯等附属设施。年处理原油能力 20×10^4 t/a，来自各采油平台的油、气、水混合物输至柯柯牙处理站进行气液分离，油水经加热、增压后先输至温 21 转油站，与温 21 转油站内油气水混合后增压输送至温北联合站，原油集中处理后装车外销；污水在现有温北联合站处理后输至各井台掺水、剩余注水和回注；天然气在柯柯牙站内净化处理后管输外销，天然气处理能力为 20×10^4 Nm³ /d。

9.1.1 产业政策及规划符合性分析

本项目主要工程内容为石油开采，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类第七、石油、天然气中的第 1 条常规石油天然气开采，本项目属于鼓励类项目。

本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2021-2025 年）、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等文件要求。

9.1.2 环境质量现状

环境空气：本项目所在区域 SO₂、NO₂、CO 和 O₃ 的年评价指标均能够达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准，PM₁₀、PM_{2.5} 的年评价指标均超标。所在区域判定为环境空气质量现状不达标区。

本项目评价因子为非甲烷总烃，现状监测工作由阿克苏天鸿检测有限公司负责，于 2025 年 7 月 11 日~7 月 17 日进行了监测，连续监测 7 天。监测结果显示，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

地下水环境：为调查该区域内地下水水质现状，在地下水评价范围内设 5

个地下水现状监测点。现状监测由阿克苏天鸿检测有限公司担任，其中 1#、2#、3#点位采样日期为 2024 年 2 月 22 日，4#、5#、6#点位采样日期为 2024 年 3 月 25 日，7#点位引用墨林小镇场地调查项目于 2022 年 12 月 6 日采样的监测报告。本项目区域监测点各监测因子中除 5#井总硬度和硫酸盐超标外其他各项地下水监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，超标主要是原生水文地质条件所致。

声环境：本次评价共设 4 个监测点位，委托阿克苏天鸿检测有限公司于 2025 年 7 月 16 日对厂界进行了声环境质量现状监测。由监测结果可知，监测期间，各监测点位昼间、夜间等效连续声级 A 声级监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类夜间标准限值。

土壤环境：项目区内设 5 个柱状样、2 个表层样，占地范围外周边园地设取 4 个表层样。土壤现状调查监测单位为阿克苏天鸿检测有限公司，取样时间为 2025 年 5 月 29 日和 7 月 11 日，引用监测的取样时间为 2025 年 2 月 21 日。监测布点见附图 7 根据监测数据可知：场站内 7 个点位土壤监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（。）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；场站外 4 个监测点位的各因子监测值均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（。）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值。

9.1.3 公众参与

按照《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）中的相关规定，建设单位于2025年5月7日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站开展了第一次公示期为10个工作日，首次公示期满未收到任何公众意见及反馈。本项目环境影响报告书征求意见稿完成后，我公司于2025年9月16日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站、阿克苏日报、公示栏同步公开征求意见稿全本及相关信息，征求与该项目环境影响有关的意见，公示期为10个工作日，第二次公示期满未收到任何公众意见及反馈。2025年10月13日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了拟报批公示。

9.1.4 环境影响分析结论

（1）环境空气

项目处理站加热炉设有低氮燃烧器+15m 高排气筒。各污染物排放浓度及烟囱高度均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求，无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 边界污染物控制要求($<4\text{mg}/\text{m}^3$)，厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中非甲烷总烃无组织排放监控点浓度限值的 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

项目运营过程中，加强储罐及管网的密封性能，确保油气密封性及转输安全性，可最大限度的减少烃类气体的无组织挥发。

（2）地下水

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围较小。

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

（3）噪声

本项目运行中噪声影响主要来自加热炉、压缩机和油泵，在采取了合理布局、基础减振、选择低噪声设备并设置封闭泵房等降噪措施后，可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，对外环境影响较小。

（4）固体废物

本次运营期固体废物主要为过滤器油渣、清罐油泥、废脱硫剂、设备维护产生的废机油、废油桶、废含油劳保用品、锅炉软水制备产生的废树脂。

过滤器油渣、废机油、废油桶、废含油劳保用品收集后清运至红 6 危废暂存库。清罐油泥清理后直接由资质单位运走，不在项目区储存。废脱硫剂和锅炉软水制备产生的废树脂更换后交厂家回收。

项目运行期间，加强固体废物的分类管理，危险废物要严格按照相关要求安

全处置。危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求，环境保护措施可行，环境影响可接受。

(5) 土壤环境影响分析

根据土壤环境影响分析结果，项目实施对土壤环境的影响较小。按照源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行土壤污染控制，并布设土壤跟踪监测点位及时了解项目区域及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化。

(6) 生态环境影响分析

本次项目处理站永久占地面积 75 亩，占地较小，对项目区周边总体生态环境影响较小。

9.1.5 环境风险结论

本项目位于温宿县境内，该区域属于塔里木盆地绿洲，村庄较密集，农业发达，结合区域情况，本评价将区域村庄、农田和温宿县城乡饮用水水源地作为环境风险敏感目标。

处理站事故防范措施：设备安装前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品；对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；站场内的罐区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施；在设备及周边配备足够的灭火器、消防沙等消防器具，保证器具处于有效可用状态；定期检查设备、工艺管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备；储罐区及工艺区设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染周边农用地污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。本项目涉及物料石油、石油气。本项目涉及各物料在采收、处理、运输过程中具有高温、高压、操作条件苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有管线泄漏、火灾爆炸等突发性风险事故的可能性。

建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入阿克苏中曼油气勘探开发有限公司现有突发环境事件应急预案中，严格按照《企业突发环境事件风险评估

指南(。))》《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则》(。))《油气管道突发环境事件应急预案编制指南》(征求意见稿)《输油管道环境风险评估与防控技术指南》(GB/T38076-2019)进行必要的完善和补充。本项目环境风险应急管理纳入阿克苏中曼油气勘探开发有限公司环境风险应急管理范围内,并与当地政府应急预案相衔接。建设单位须严格落实事故预防措施。建设单位在及时采取严格安全防护和风险防范措施后,风险处于环境可接受的水平。

本项目采取了一系列事故防范措施,制定了完备的环境风险应急预案。本项目环境风险的影响是可控的,对环境的影响程度较低。

9.1.6 项目可行性结论

本项目运营后产生的废气、废水、噪声、固废等环境问题,在落实本环评提出的各项环境保护措施后,正常工况下,可实现污染物达标排放,固体废物可得到合理处置,生态环境影响可接受,本项目在严格落实《报告书》提出的环境风险事故防范措施后,项目环境风险影响可接受。

综上所述,在确保不对所在区域园地、农田耕作层破坏前提条件下,项目符合环境准入要求。本项目应严格按照《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》要求,严禁擅自侵占永久基本农田;在确保项目符合各项要求,并严格落实《报告书》提出的各项措施与要求后,该项目所产生的不利环境影响可以得到缓解控制。

9.2 建议

(1) 运营期应加强对大气、地下水、土壤等的监测,对环境污染隐患做到及早发现、及时处理,制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施(特别是配备吸油设备、物资等),强化环境风险防范和应急处理能力,严防污染周边园地、农田事故发生,不定期开展环境突发事件应急演练。

(2) 开展工程环境监理工作。定期向当地生态环境行政主管部门提交监理报告,并将环境监理内容纳入环保验收内容。

(3) 项目正式开工后,建设单位应当每年向当地生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况。项目正式投入生产或运营后,3-5年内开展环境影响后评价,重点关注工程建设的自然生态环境和水环境影响,根据后评价结果,及时补充、完善相关环保措施。

(4) 建设单位应严格按照国家相关要求，项目施工期及运营期须确保农田的土壤、植被及水源地不因本项目实施而遭受破坏。