

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	6
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	16
1.5 环境影响评价的主要结论	16
第 2 章 总则	18
2.1 评价总体思想	18
2.2 编制依据	19
2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选	24
2.4 评价标准	25
2.5 评价工作等级	31
2.6 评价范围	37
2.7 环境保护目标及污染控制目标	38
第 3 章 工程分析	41
3.1 现有工程回顾性分析	41
3.2 本次拟建工程分析	78
第 4 章 区域环境现状调查与评价	103
4.1 自然环境概况	103
4.2 环境质量现状调查与评价	110
第 5 章 环境影响预测与评价	127
5.1 施工期环境影响评价	127
5.2 运营期环境预测与评价	132
5.3 环境风险评价	180
5.4 生态环境影响分析	194
第 6 章 环境保护措施及其可行性论证	196
6.1 施工期的环境保护措施	196
6.2 运营期的环境保护措施	198
第 7 章 环境影响经济损益分析	207
7.1 经济效益分析	207
7.2 社会效益分析	207
7.3 环境损失分析	207
7.4 环保投资分析	207
第 8 章 环境管理及监测计划	209
8.1 环境管理	209
8.2 环境监理	212
8.3 环境监测计划	213
8.4 排污口规范化管理	214

8.5 环境保护措施竣工验收	216
8.6 污染物排放清单	218
8.7 排污许可制度衔接及执行	221
第 9 章 环境影响评价结论	222
9.1 项目概况	222
9.2 建议	226

第1章 概述

1.1 项目概况

1.1.1 项目背景

从2019年1月开始至2020年4月底，温北油田温7区块设计并先后完钻12口风险探井、预探井和评价井，分别为温7井、温7-1井、温8-1井、温8井、温6井、温5井、温6-1井、温17井、温10-1井、温18井、温16井、温20井、温19井、温21和温22井，其中温7井为F1断裂带温7区块的油气发现井，该井在吉迪克二段1308.5m~1313.5m井段、1293.5m~1296.0m井段和1293.5m~1303.5m井段分层试油均获得工业油流，单层平均日产油4.3m³，发现了吉迪克组二段油藏。此外，该井在吉迪克三段1438.6m~1440.4m及1534m~1535.6m，2层3.4m井段，测试获得平均日产油4.9m³，进一步证明吉迪克组三段油藏的生产能力。在随后所钻的温7-1评价井中，在吉迪克组底砾岩地层1661.0m~1669.0m，2层7m井段，测试获平均日产油1.1m³，日产气10416.3m³，从而发现了吉迪克组底砾岩油气藏。之后在温7井附近陆续进行探井和评价井的钻探，温8-1、温8和温6井均在吉迪克组二段和三段油层经测试获得工业油气流，同时在震旦系地层发现了稳定的含油气层段，由此发现并确定了温7含油气区块。

截止目前，公司总井数37口，试采井29口，日产液能力279m³，日产油能力205t，综合含水20%，据统计2020年1-10月累产油38846t。完钻待试油井2口（红18-1、温16-1），环评已经完成待钻井3口（红18-2、红26-1、红28），已于2021年年底完钻。新建温北联合站于2023年完成建设。

为满足《塔里木盆地温宿凸起温北油田温7区块产能建设方案》中油气藏产能开发的需要，需要在温北联合站东侧预留空地增建原油储存设施，并预留外输功能。

1.1.2 建设项目特点

本项目所在区块环评已批复（新环审[2021]148号），在温北油田红6井采油平台配套建设危废暂存库1座，截止目前，项目已建工程均已取得环评批复并通过自主验收。建设单位已针对每口已钻探井编制了应急预案，同时编制了《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》并完成备案。2022年，新建联合站一座，本项目即是在该联合站预留空地进行的扩建工程。

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”（涉及水源地），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2024年1月委托乌鲁木齐亨源祥通工程技术有限公司承担《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》的环境影响评价工作（见附件1）。我单位接受委托后，项目负责人根据本项目可行性研究报告的初步分析，依据相关技术方法、导则的技术要求，就相关编写内容组建项目主要编写人员。并于2024年1月，我单位组织有关评价人员赴现场进行实地踏勘，收集了项目相关资料。依据《环境影响评价技术导则 陆地石油气开发建设项目》（HJ/T349-2007）、《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）及相关环境影响评价的法律法规、技术要求及专项环境影响评价技术导则的章节编写技术要求，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。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，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，措施论证及环境影响报告书编制阶段。环境影响报告书编制工作程序见图 1.2-1。

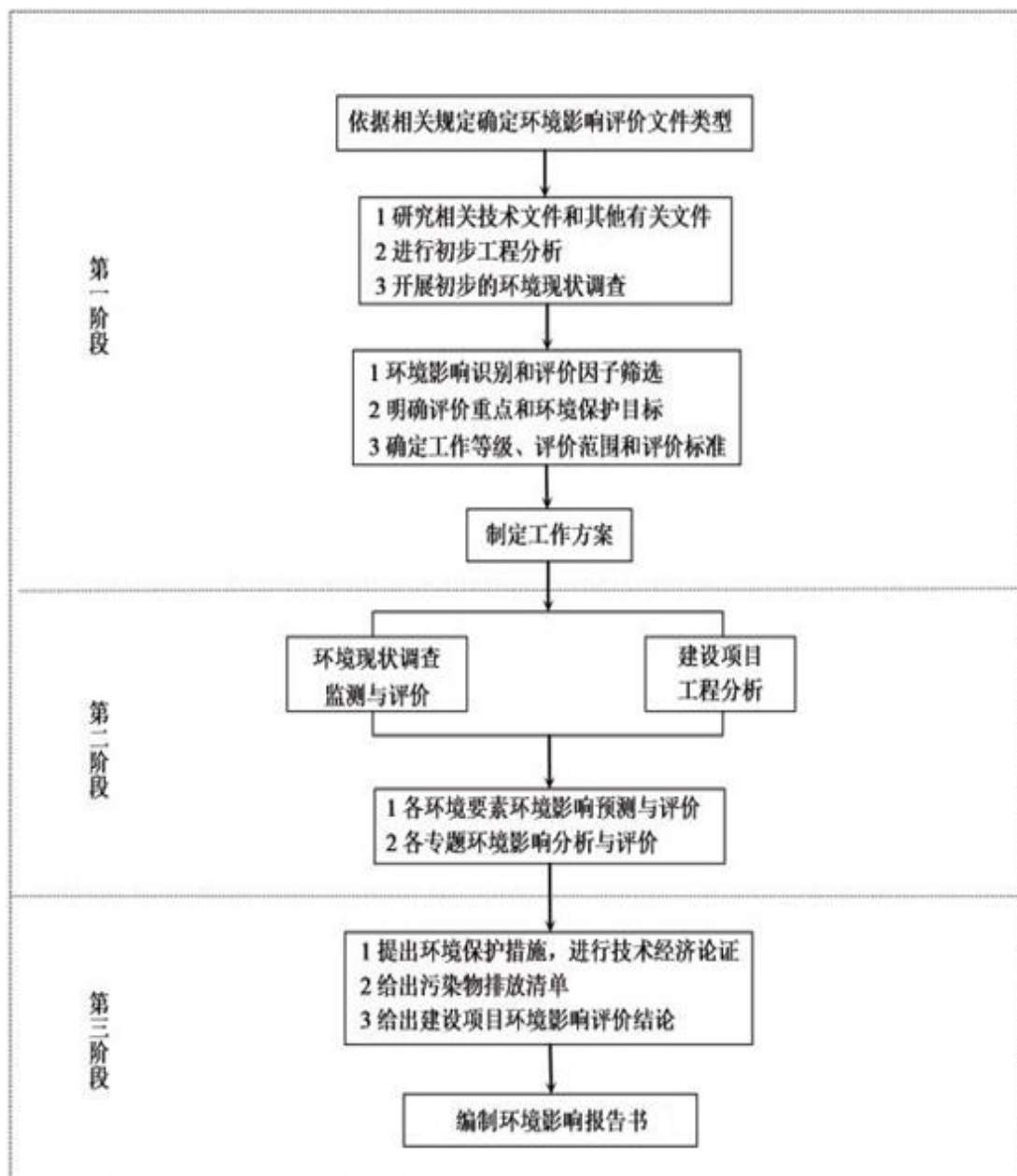


图 1.2-1 环境影响评价工作流程图

编制过程说明：编制单位自承接本建设项目环评报告编制任务后，通过搜集技术文件资料进行初步工程分析，委派编制人员奔赴现场勘查开展环境现状调查和现有工程调查，在此基础上进行环境影响识别和评价因子筛选，明确评价重点和环境保护目标，确定工作等级、评价范围和评价标准，完成第一阶段制定工作

方案的工作；接下来开展第二阶段工作，完成工程分析、项目环境现状调查、监测与评价；第三阶段工作在前期工作成果基础上，提出环境保护措施，核算统计污染物排放清单，综合分析得出建设项目环境影响评价结论。

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。”

项目为新开发区块配套的地面扩建工程环境影响评价，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。

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 1.3-1 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	本项目为扩建地面工程，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温北油田，进行油气勘探开发。	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	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

	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 2016-2020 年)、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区	本项目属于油气开采项目，位于塔里木盆地。	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	<p>按照“整体部署、分步实施”思路进行总体布局，根据建站规模、原油流向、运行管理以及公用工程的可依托性，在温北油田新建 1 座联合站、3 座转油站，主要负责温北油田及其周边区块的油、气、水集输与处理任务。联合站处理后的净化油通过罐车拉运销售；分出的伴生气交由委托第三方处理；处理后的油田采出水用于油田注水，不足部分用清水补充，产生的污泥交由第三方处理。</p> <p>结合温北油田油气勘探部署情况，兼顾中曼油气长远发展，在温北油田东北部新建 1 座联合站，新建联合站部署在柯柯牙河以北荒地上，西距柯柯牙河 0.6km，主要负责温北油田及其周边区块的油、气、水处理任务。本次工程分别在温 6、温 17、红 6 区块采油平台集中区域各部署 1 座转油站，用于各区块原油集输及注水。</p> <p>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。</p> <p>(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</p>	<p>①本项目属于新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温 7 区块配套联合站扩建工程。建设地点、建设规模、建设内容与规划符合。</p> <p>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，不得擅自拆除或者闲置”，为确保项目环保措施与运行同步，本次扩建工程相变加热炉安装低氮燃烧器，油罐安装油气回收装置。</p>	符合

	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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、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。</p> <p>(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。</p> <p>(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，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。</p>	<p>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（已签订协议，见附件）清运处置，生活垃圾由环卫部门清运处置。</p> <p>④现有联合站已编制突发环境事件应急预案，备案号 652922-2023-50-L，本项目建成后可纳入现有应急预案并更新。</p> <p>⑤项目运营后定期发布环境信息，并主动接受社会监督。</p>	
--	---	--	--

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。	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	第二十二条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。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本项目不涉及钻井和井下作业	符合
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、	本项目不涉及钻井和井下作业	符合

	气井泄漏，污染地下水体。		
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。	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，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。	依据检测结果，现有项目区 $H_2S < 0.005mg/m^3$	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	本项目涉及水源地，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，联合站扩建项目设置有4座10000m ³ 储油罐。	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优先用于站内相变加热炉燃料气使用。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
---	---	---------------------	----

1.3.3 三线一单符合性分析

根据《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）、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、《阿克苏地区区域空间生态环境评价暨“三线一单”报告》及《阿克苏地区生态环境准入清单》要求，要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（以下简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。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
生态保护红线	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>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	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

	<p>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。</p>		
<p>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</p>	<p>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。</p>	<p>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</p>	符合
<p>阿克苏地区生态环境准入清单</p>	<p>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。</p>	<p>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。</p>	符合
<p>环境质量底线</p>	<p>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</p>	<p>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，PM₁₀、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，含油固废依托红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</p>	环境质量底线

		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（试行）》（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（试行）》（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。	<p>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“开采”。</p> <p>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，符合两县市的准入要求。</p> <p>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（试行）》《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（试行）》内。</p>	符合

1.3.4 选址合理性

根据温北油田油藏开发方案的总体部署，温北油田新建联合站1座，主要负责温北油田温6、温17断块油气水的处理和外输，兼顾预留红6、红26区块处理能力，因此联合站建于温6断块、转油站建于温17断块，本次项目为联合站扩建项目，建设地点位于联合站东侧的预留空地上，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联合站内储油罐的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废油渣、项目设备维护和维修过程中产生的废机油、废油桶、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以北，联合站东南侧距温宿县城镇给排水公司二水厂饮用水水源地6.7km，北侧距温宿镇农业队水厂水源地相距4.2km，西北侧距托乎拉乡库尔巴格水厂水源地6.4km，西南侧距水稻农场阿亚克其村水厂水源地相距9.4km。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，新增储油罐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、各级水利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、物料衡算，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一期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，采用物料衡算法、实测法、产排污系数法及类比法；
- (3) 环境空气、地下水、声环境影响预测采用模型预测法；
- (4) 环境风险采用类比调查、风险概率分析和模型预测法；
- (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) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018年12月29日修正；
- (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》，2016年5月16日施行修正版；
- (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》，2007年11月1日施行；
- (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。

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) 《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》，国发[2018]22号，2018年6月27日；
- (4) 《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；
- (5) 《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；
- (6) 《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；
- (7) 《国家危险废物名录（2021年版）》，2020年11月5日
- (8) 《危险化学品目录（2018版）》；

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

(10) 《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（试行）》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（试行）》；

(13) 《危险废物转移联单管理办法》；

(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（试行）》（HJ964-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ 19-2011)；
- (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（试行）》（HJ964-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）；
- (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/T349-2007）；
- (10) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）；
- (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》（GB18597-2001）（2013修正）；
- (20) 《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019）；
- (20) 《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见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子表

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、硫化氢	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢

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、氯乙烯、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（C ₁₀ -C ₄₀ ）	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
6	生态环境	动物、植被类型、土壤类型、土地利用状况等	生物量损失、水土流失等
7	环境风险	石油、石油气（硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷）	石油、石油气

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。

2.4.1.3 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。

2.4.1.4 土壤环境

周边耕地土壤适用于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值。本次扩建项目所在的联合站土地性质已在一期时变更为工业用地，执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。

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，硫化氢执行《环境影响评价技术导则大气环境》附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值，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	
硫化氢	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D
非甲烷总烃	1 小时平均	2	《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	项目	标准值	标准来源
1	pH	6.5~8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类
2	氰化物(mg/L)	≤0.05	
3	总硬度 (mg/L)	≤450	
4	耗氧量 (COD _{Mn} 法) (mg/L)	≤3.0	
5	氨氮(mg/L)	≤0.50	
6	硫酸盐(mg/L)	≤250	
7	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤20	
8	亚硝酸盐氮 (以 N 计) (mg/L)	≤1.0	
9	砷(mg/L)	≤0.01	
10	汞(mg/L)	≤0.001	
11	铅(mg/L)	≤0.01	
12	镉(mg/L)	≤0.005	
13	锰(mg/L)	≤0.1	
14	铬(六价)(mg/L)	≤0.05	
15	锌(mg/L)	≤1.0	
16	铜(mg/L)	≤1.0	
17	氟化物(mg/L)	≤1.0	
18	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	
19	硫化物	≤0.02	
20	铁(mg/L)	≤0.3	
21	苯	≤0.01	
22	石油类	≤0.05	参照《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准

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

项目区南侧农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，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（试行）》（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），详见表2.4-4和2.4-5。

表 2.4-4 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

表 2.4-5 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

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

①无组织废气

联合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。联合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、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；氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）标准要求，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	联合站内部
		30（1次）		
	颗粒物	20	颗粒物、二氧化硫、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；氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）标准要求	排气筒
	SO ₂	50		
	NO _x	50		
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3类标准，详见表 2.4-8、表 2.4-9。

表 2.4-8 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 2.4-9 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 18597-2001 及 2013 年修改单）。

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/°C		38.4
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		工业
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 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 (°C)	排气筒 (m)		排气量 (Nm ³ /h)	污染源 性质
				高度	内径		
相变加热炉	颗粒物	0.04	100	15	0.5	5226.3	
	NO _x	0.36					
联合站罐区	非甲烷总烃	0.007	142m×41.5m				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 Pmax 和 D10%预测和计算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Cmax($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Pmax(%)	D10%(m)
相变加热炉	颗粒物	450	0.0006	0.14	/
	NO _x	250	0.0057	2.27	/
无组织废气	罐区非甲烷总烃	2000	0.008	0.36	/

本项目 Pmax 最大值出现为相变加热炉的 NO_xPmax 值为 2.27%。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：仅涉及清浄下水排放的，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。

本次扩建项目不新增联合站石油、天然气的处理量，故不新增生产废水。联合站生活污水进入化粪池，定期由吸污车外运，不外排。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、达标性及合理性分析

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。

根据表2.5-6地下水环境敏感程度分级，根据现场调查，本次项目所在的联合站周边分布有温宿镇农业队水厂水源地（北侧4.2km）、托乎拉乡库尔巴格水厂水源地（西北侧6.4km）、水稻农场阿亚克其村水厂水源地（西南9.4km），温宿县城镇二水厂饮用水水源地（东南侧6.7km），因此本项目地下水环境敏感程度分级为“较敏感”。

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	

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）地下水环境影响评价工作等级划分依据，本次地下水评价等级为一级。

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

2.5.5.1 项目类别识别

项目的原油泄漏会对土壤产生污染，属于污染影响型。联合站属于 C2511 原油加工及石油制品制造，建设项目分类管理目录中二十二、石油、煤炭及其他燃料加工业中精炼石油产品制造，根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》（HJ964-2018），项目属于“石油、化工”中“其他”III类。

2.5.5.2 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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本次扩建项目不新增用地，占地为联合站内预留空地，用地面积为 28110.7m^2 ，即 2.81hm^2 ，属于小型占地规模。

2.5.5.3 土壤环境敏感程度判定

项目所在的联合站周边存在耕地，判定土壤环境敏感程度为“敏感”。

2.5.5.4 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，详见表 2.5-9。

表 2.5-9 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，本次项目土壤环境评价等级为三级。

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

本次扩建项目不新增用地，占地为联合站内预留空地。无自然保护区、世界文化和自然遗产地等，无风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、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、天然渔场等。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）中 6.1.8 节，“符

合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。”故可判定本项目生态影响评价工作为简单分析。

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 大气环境影响评价范围

大气环境影响评价范围：根据筛选结果，评价范围以联合站为中心，各向2.5km、边长5km、面积25km²的矩形范围。

2.6.2 地下水环境影响评价范围

为将周边水源地纳入评价范围，本次地下水环境评价范围拟定联合站厂界下游10km，上游8km，两侧各10km，面积约为360km²区域。

2.6.3 声环境影响评价范围

联合站厂界外200m范围内。

2.6.4 土壤环境影响评价范围

根据HJ964-2018，评价等级为三级的污染影响型项目调查评价范围为整个项目的占地范围内和边界0.05km以内。

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影响评价范围。

地下水环境风险评价范围同地下水环境影响评价范围。

2.6.6 生态环境影响评价范围

生态环境影响评价范围为联合站外0.5km范围。

本项目环境影响评价范围见表2.6-1、图2-6-1。

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	三级	联合站为中心，边长 5×5km 的范围
2	地下水环境	石油泄漏	一级	以区域地下水流向为主轴，本次地下水环境评价范围拟定联合站厂界下游 10km，上游 8km，两侧各 10km，面积约为 360km ² 区域（根据导则应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围，故将周边水源地划入）
3	声环境	厂区生产设备	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	联合站周边 0.5km
5	土壤环境	废水渗漏	三级	项目区占地范围内和边界 0.05km
6	环境风险	风险物质泄漏影响	地下水二级	13.01km ² 区域

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 2.7-2、图 2.6-1

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包括见表 2.7-2。

2.7.1.2 水环境保护目标

地下水环境保护目标为厂区内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	
			经度	纬度
温宿县城镇供排水公司二水厂水源地	6700	东南	80° 15'55.39"	41° 16'47.14"
			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"
托乎拉乡库尔巴格水厂水源地	6400	西北	80° 5'6.19"	41° 19'54.58"
			80° 6'23.39"	41° 19'54.86"
			80° 5'6.13"	41° 18'50.09"

			80° 6'26.03"	41° 18'48.67"
温宿镇农业队水厂水源地	4200	北	80° 10'51.90"	41° 21'37.64"
			80° 12'15.32"	41° 21'38.99"
			80° 10'47.15"	41°20'30.01"
			80° 12'16.20"	41°20'29.77"
水稻农场阿亚克其村水厂水源地	9400	西南	80° 4'26.94"	41° 14'47.35"
			80° 5'58.58"	41°14'47.74"
			80° 4'28.72"	41°13'30.89"
			80° 5'56.49"	41° 13'30.91"

2.7.1.3 声环境保护目标

项目厂址所在区域周围 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。

2.7.1.4 土壤环境保护目标

本次项目东侧 100 米和南侧 50 米存在耕地等土壤环境敏感目标。

表 2.7-2 环境保护目标一览表

环境要素	敏感目标	距项目区最近距离 (m)	方位	敏感属性	人数	标准
环境空气	托万克苏布拉克村	1700	西	居民区	100	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
	叶吐比斯	700	东北	居民区	1500	
	诺尔贝希买里	500	西南	居民区	500	
	土完苏勒拉克	1480	西南	居民区	1000	
	托乎拉乡村庄	1950	西南	居民区	1500	
	苏喀贝希买里	1900	南	居民区	1000	
	下买里	2500	西南	居民区	600	
地下水	厂区地下水及周边区域水源地	周边水源地方位、距离和拐点坐标见表 2.7-1				《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类
声	无	/	/	/		《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类
土壤	耕地	东侧 100 米, 南侧 50 米	联合站东侧和南侧	/		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)

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

联合站相变加热炉中的颗粒物、二氧化硫、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；氮氧化物执行《关于开展自治区2022年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483号）标准要求，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》（GB18599-2020）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及修改单的有关规定。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 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。

2.7.2.6 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 现有工程概况

本次项目位于现有温北联合站东侧预留空地，该联合站项目于2022年2月由新疆威泽环保科技有限责任公司编制了《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》，项目于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）。联合站项目于2022年7月10日开工建设，2023年10月6日建成并试运行。2021年12月12日取得排污许可登记回执，编号为：91652922MA77UTEN6R002P；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开展现场验收工作，并通过专家现场验收，同期开展了环保验收网上公示工作。

联合站项目建设内容:新建联合处理站原油处理规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 、水处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ 、天然气处理规模 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 、注水规模 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，配套设施包括卸油台、装车区、地磅以及值班室、门卫、化验室等;主要设备包括2台三相分离器、2台相变加热炉、2台热化学脱水器、2座 5000m^3 固定顶油罐、2座 5000m^3 事故油罐、分子筛脱水橇、污油罐橇、混烃储罐等。本次项目在该联合站的东侧预留空地建设。

现有项目组成及规模一览表见表3.1-1。

表3.1-1 现有联合站组成及规模一览表

工程	项目	建设内容	备注	
主体工程	联合站	占地规模	新建联合站1座，占地140亩	新建
		原油处理规模	规模： $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，建设三相分离器、掺水系统	新建
		天然气处理规模	处理规模： $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，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	新建
		油田采出水处理系统	规模： $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，“重力沉降-压力反应-过滤”设施	新建
		注水系统	规模按照 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，建设注水泵。	/

依托工程	综合办公楼		项目办公及倒班住宿依托阿克苏中曼油气勘探开发有限公司综合办公楼	依托
	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，主要用于废劳保用品、废防渗布、废油桶、废机油、废滤料等危险废物暂存。	依托
储运工程	原油储存		联合站内2座5000m ³ 净化油储罐	新建
	管线		联合站内管线建设工程，站外管线不在评价范围内（另做环评）	新建
公用工程	给水	水源井	依托联合站区域现有2口水源井，单口水源井供水量按2000m ³ /d，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
		供水管网	DN200、1100m	新建
		闸门井	2座，1.50m×2.0m×1.95m	新建
	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	联合站：燃气供暖撬		新建
环保工程	废水	生产废水	本项目生产废水和油田采出水进入本次建设的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。	
		生活污水	由吸污车拉运城市污水处理厂不外排	
	废气	联合站	三相分离器采用超低硫伴生气作燃料，2套低氮燃烧器+2根15m排气筒排放	
		储油罐	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	
	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、新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司、库车市畅源生态环保科技有限责任公司合法处置。 ②联合站污水处理系统产生含油油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。	
	风险		2座5000m ³ 事故罐	

表 3.1-3 现有工程环保手续

序号	平台	环评批复	批准文号及时间	项目坐标	验收情况
1	现有联合站	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	N80°11'6.762", E41°18'14.348"	已于2024年3月通过环保验收
2	燃气供暖撬				
2	依托工程	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	N41°21'28.73", E80°12'39.53"	已通过验收

3.1.2 现有项目平面布置

现有联合站平面布置遵循《石油天然气工程总图设计规范》SY/T0048及《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004中的有关规定。各装置间防火间距满足要求，联合站部署在温8采油平台西北侧，附近分布有农田。

按照介质流向顺畅、设备布局紧凑美观、尽量减少占地的原则，部署联合站位置，根据不同生产功能，消防道路将原油装置区划分为6个主要区域：办公区、原油处理装置区、水处理装置区、原油装卸区、天然气处理区、预留油管厂操作区。

办公区设有综合办公室、门卫、站外停车场等设施，位于进站大门处。综合值班室周围空地进行场地绿化，种植草坪和乔木，停车场设置国旗台1座。

原油处理装置区主要布置原油处理设备，预留设备扩建位置。进站管汇、三相分离器、除油器、热化学脱水器等设施从北到南依次布置，加热炉布置在站区边缘位置，装置区距公用区域满足规范要求，避免对办公区的干扰。原油罐区位于装置区东侧边防火堤内，将事故罐、净化油罐统一布置。

水处理装置区主要布置油田采出水处理设备，预留设备扩建位置。水处理部分设施按照防爆与非防爆划分，加药间、杀菌间、过滤器间、净化水罐、卧式反应器、污泥浓缩池、污水回收泵房等设施从西至东依次布置，消防泵房及消防水罐布置在站场办公区域附近。

原油装卸区设置在站场北侧位置，为了车辆便于进出车辆装卸需求，单独设置

1处进站大门方便车辆进出，装卸区依次布置有卸油台、装油装水鹤管等设施，在进站大门一侧设置地磅用于装卸罐车称重计量。

天然气处理装置区设置在站区北侧紧邻装卸区及原油处理区设置，按照防爆区域划分，该区域为防爆设施。按照该区域风玫瑰，放空火炬位于东南角位于全年小风频的上风侧。

3.1.3 现有项目公用辅助工程

3.1.3.1 给排水

3.1.3.1.1 给水系统

①水源井供水

依托联合站区域现有2口水源井，用于项目生活用水、消防用水，水源井来水经供水管网进入联合站，站区建有2座1000m³水罐，该罐存水作为联合站消防及生活用水。生产及生活用水取自水罐上部储水，以保证消防用水不被取用。联合站生活饮用水采用桶装水，定期拉运。

生活用水：项目劳动定员126人，2班运转，生活用水量10.1m³/d(3679.2m³/a)。站场洗拖用水及加药用水1m³/d(365m³/a)。

3.1.3.1.2 排水系统

生活污水按用水量的80%计，产生量共计8.1m³/d(2943.36m³/a)，定期由吸污车拉运至市政污水处理厂，不外排。

3.1.3.2 供暖

联合站采用燃气锅炉。

3.1.3.3 供电

联合站电源前期自110kV温柯变引接10kV专线1回，作为工作电源，备用电源引接10kV温托线。后期，随着负荷一步增加，新增自110kV温柯变10kV另1回专线，终形成2回10kV专线供电。

3.1.3.4 消防

现有联合站距离温宿县消防大队约20km，配置有18t消防水车，8t水/泡沫两用消防车（泡沫容量2t）可以在30min内到达，可以作为本工程的外部消防依托。

联合站为三级站场，应配备2台单车泡沫容积不小于3000L的消防车。本次设置2台3t泡沫消防车，消防车放置在温宿县消防大队。

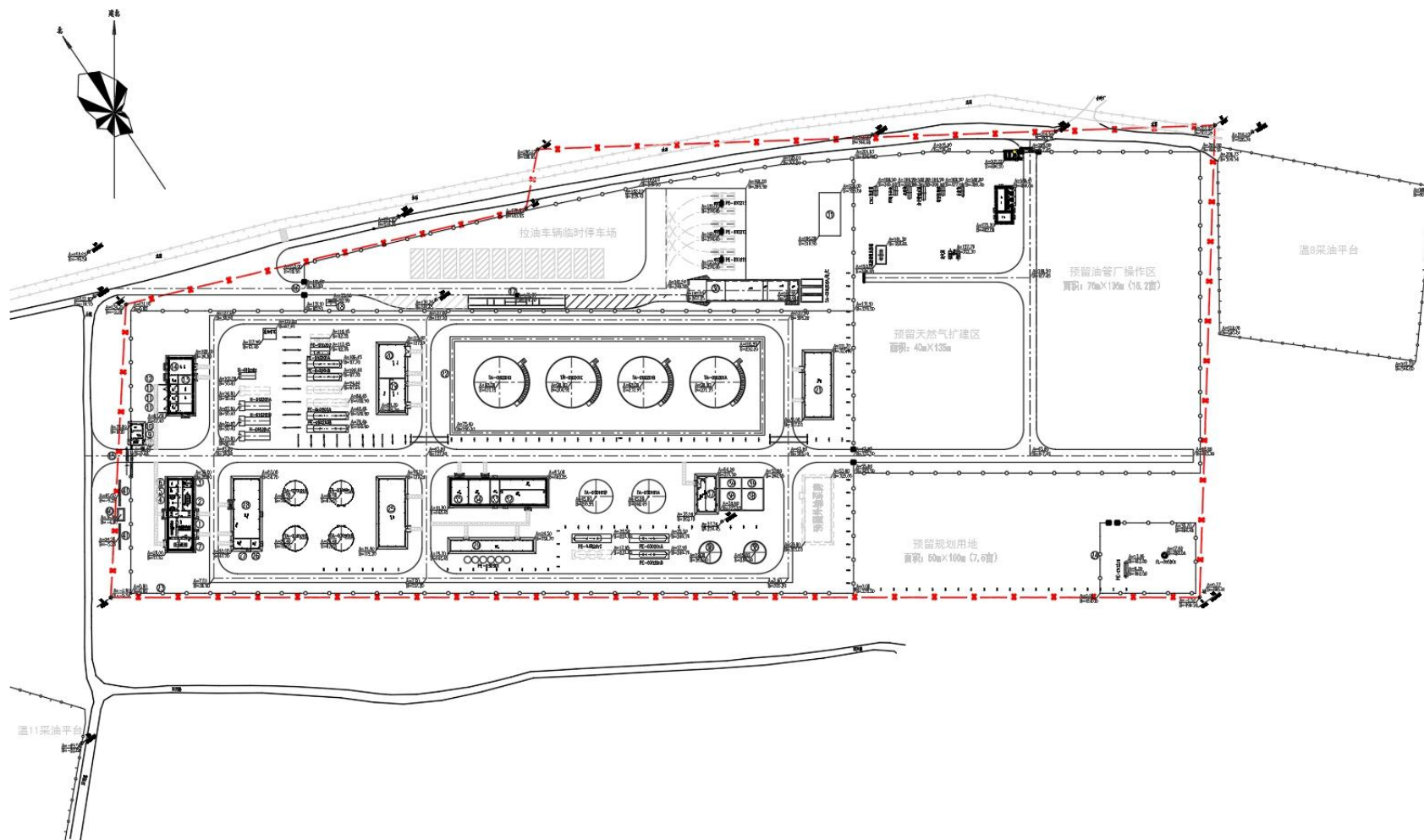


图 3.1-2 现有联合站平面布置图

3.1.4 现有联合站原料及燃料

温7区块所开采原油，经现有联合站三相分离后，原油（含水1%）售卖给炼油厂，分离出的伴生气天然气处理系统处理后，一部分供联合站内耗气设施使用，另一部分经往复式CNG压缩机增压后，供槽车充装使用。

联合站燃料为伴生气，用量737.3万m³/a，共用伴生气905.5万m³/a。

温7区块截止2020年4月底共有8口井14个天然气样品分析结果，可用的样品13个。天然气样品来自吉迪克组二段II油组、吉迪克组三段的III油组和IV油组，阿克苏群V油组变质岩。

吉迪克组二段II油组共2个样品，性质接近，平均甲烷含量93.45%，氮气含量5.5%，相对密度0.583g/cm³。天然气平均高热值为35.3MJ/m³、低热值为31.8MJ/m³，溶解气油比综合取值10.6m³/t。

吉迪克组三段III油组共2个样品，性质差异较大，甲烷含量分别为71.8%和93.9%，氮气含量分别为2.94%和1.94%，相对密度分别为0.767g/cm³和0.583g/cm³。天然气高热值分别为47.43MJ/m³和37.55MJ/m³，低热值分别为43.09MJ/m³和33.87MJ/m³，溶解气油比综合取值15.2m³/t。

吉迪克组三段IV油组共6个样品，甲烷含量89.0%~94.1%，平均91.2%；氮气含量0.8%~2.1%，平均1.4%；相对密度0.586g/cm³~0.609g/cm³，平均0.591g/cm³。天然气高热值37.4~40.2MJ/m³，平均38.64MJ/m³；低热值36.3~33.7MJ/m³，平均34.88MJ/m³，溶解气油比综合取值75.3m³/t。

根据天然气分析检测报告，伴生气中不含硫。

3.1.5 现有联合站设备

本项目联合站主要设备见表3.1-2。

表3.1-2 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：φ3.0m×10.8m-0.6MPa	台	2	/
3	热化学脱水器：Φ2.8m×14m-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：φ1.6m×6.4m-0.6MPa	台	1	/
6	5000m ³ 净化油罐（兼事故罐）：D=23.64mH=12.23m	座	4	3座净化油罐、1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×3m×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：φ1.6m×6.4m-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
	D377×9	km	0.2	/
	D325×8	km	0.8	/
	D273×7	km	2.8	/
	D219×6	km	3.2	/
	D168×5	km	2.6	/
	D114×4	km	2.2	/
	D89×4	km	1.5	/
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	/
2)		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 入口温度: -15°C; 出口温度: 低于 45°C; 饱和蒸汽压: 37.8°C下不大于 1380kPag	套	1	含低温分 离器、脱乙 烷塔等
1.8	CNG 压缩机	处理气量: 10×10 ⁴ Nm ³ /d; 设计压力: 27MPag; 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	混烃储罐	单罐容积：V=19m ³ 设计压力：2.0MPa；操作压力：0.90~1.50MPa；设计温度：60℃；操作温度：40~50℃	套	1	/
2.2	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	/
2.3	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	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℃；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	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℃	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：8.0MPag 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	处理气量：10×10 ⁴ Nm ³ /d；设计压力：27MPag；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	混烃储罐	单罐容积：V=19m ³ 设计压力：2.0MPa；操作压力：0.90~1.50MPa；设计温度：60℃；操作温度：40~50℃	套	1	/
2.2	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	/
2.3	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	/
2.4	装车鹤管橇	Q=15m ³ /h设计压力：3.0MPa操作压力：≤2.5MPa；设	套	1	底部万向装车

		计温度：60℃；操作温度：-40~60℃			
2.5	CNG 加气柱	Q=15×10 ⁴ Nm ³ /d 设计压力：27MPa 操作压力：25MPa；	套	1	/
2.6	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=4kWD=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	/

3.1.6 现有联合站工程内容

3.1.6.1 联合站

3.1.6.1.1 设计参数

一、原油处理系统

- 1) 进站原油含水率：≥60%；
- 2) 原油进站温度：≥20℃；
- 3) 原油进站压力：0.4MPa；
- 4) 热化学脱水温度：≥65℃；
- 5) 热化学脱水沉降时间：≥60min；
- 6) 热化学脱水后原油含水：≤0.5%；
- 7) 热化学脱水后污水含油：≤1000mg/L；
- 8) 破乳剂加药量：50ppm。

备注：由于目前原油脱水室内试验数据不全，经过与业主确认沟通，本次原油处理工艺参数暂时按照原油脱水温度≥65℃，沉降时间1h，原油含水率≤0.5%进行设计，待完成相关室内试验后，对原油处理部分工艺参数进行设计修正。

二、天然气处理系统

根据现有项目总体布局要求，生产分离器分离出的气相经分液包处理后，用于站内相变加热炉做燃料气使用，剩余的天然气在联合站内进行集中回收处理。天然气气量平衡如下 3.1-3。

表 3.1-3 伴生气去向及平衡

序号	用气点	供气量 (×10 ⁴ m ³ /d)	供气压力 (MPa)
1	相变加热炉	1.01	0.2~0.3
2	合计用量	2.85	/
3	剩余用量	11.84	/

根据上表气量平衡后，剩余气约 $11.84 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，天然气在联合站内集中处理后，生产压缩天然气 CNG，槽车外运。

1、进站分离橇设计参数如下：

- 1) 气处理量： $2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 和 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；
- 2) 油水量： $20 \text{m}^3/\text{d}$ ；
- 3) 数量：2 台；
- 4) 设计压力 0.6MPa 和 10MPa；
- 5) 操作压力：0.1~0.4MPa 和 6.5~7.0MPa；
- 6) 设计温度： 60°C ；
- 7) 操作温度： $10 \sim 25^\circ\text{C}$ 。

2、分子筛脱水橇设计参数

处理量： $2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；

再生气量： $0.3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；

操作弹性：80%~120%入口压力：2.0MPag；入口温度： $45 \sim 55^\circ\text{C}$ ；

经分子筛脱水后含水量不大于 $30 \text{mg}/\text{m}^3$ ，常压水露点为 -60°C 。

3、低温分离器设计参数

气处理能力： $2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 和 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；液相处理能力： $10 \text{t}/\text{d}$ ；操作温度： $-15 \sim -20^\circ\text{C}$ ；操作弹性：80%~120%；操作压力：6.5MPag；设计压力：8.0MPag；

①压力降控制在 0.01MPa 以内；

②分离器分离固体与液体颗粒的效率同时达到 99%，且不允许出现液体夹带、卷吸、抽吸、二次破碎现象；

③分离固体粒度 $\geq 5 \mu\text{m}$ ；分离液体粒度 $\geq 10 \mu\text{m}$ 。

4、混烃回收部分设计参数设计规模： $30 \text{t}/\text{d}$ ；

入口压力： $1.35 \sim 1.9 \text{MPa}$ ；操作压力： $1.35 \sim 1.9 \text{MPa}$ ；

入口温度： $-15 \sim -20^\circ\text{C}$ ；

出口温度：不高于 45°C ；混烃处理量： $120 \text{kg}/\text{h}$ ；

混烃饱和蒸气压： 37.8°C 下不大于 1380kPag。

三、水处理系统

为节约水资源，降低开发成本，油田注水使用处理过的油田采出水。根据产量预测，对油田采出水和注水进行能力平衡，见表 3.1-4。

表 3.1-4 温北油田水量平衡表

时间	日产水量 m ³ /d (1)	日注水量 m ³ /d(2)	洗井水量 m ³ /d(3)	水量平衡 m ³ /d{(1)-(2)-(3)}
2021年	152.7	106	46.7	0
2022年	501.5	425.1	76.4	0
2023年	939.9	862.2	77.7	0
2024年	1633	1553.6	79.4	0
2025年	2756.8	2677.7	79.1	0
2026年	4212.8	4134.4	78.4	0
2027年	6203.2	6133.1	70.1	0
2027年	7150.5	7086.9	63.6	0
2028年	7851	7793.2	57.8	0
2029年	8017.9	7964.9	53	0
2030年	7579.7	7530.6	49.1	0
2031年	7309.4	7263.6	45.8	0
2032年	7051.8	7009.2	42.6	0
2033年	6774.2	6734.3	39.9	0
2034年	6534.2	6496.5	37.7	0
2035年	6342.5	6306.9	35.6	0
2036年	6145.7	6112.1	33.6	0
2037年	5990.3	5958.4	31.9	0
2038年	5855.9	5825.5	30.4	0
2039年	5755.1	5726	29.1	0

根据水量平衡表，油田采出水量在 2029 年达到大，为 8017.9m³/d。根据温北油田产量预测，结合原油联合站设计规模 50×10⁴t/a，确定油田采出水处理规模：8000m³/d，处理能力 400m³/h。

结合注水水质指标，油田采出水处理设计指标为：

1) 进水水质指标：

含油 $\leq 1000\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$

2) 出水水质指标:

含油 $\leq 30\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$

出水硫酸盐还原菌 $\text{SRB} \leq 25$ (个/mL)

腐生菌 $\text{TGB} \leq n \times 10^4$ (个/mL)，铁细菌 $\leq n \times 10^4$ (个/mL)

3.1.6.1.2 设备选型

一、原油处理系统

1) 三相分离器选型参数: a) 处理液量 $5300\text{m}^3/\text{db}$ 含水原油含水率 $\geq 60\%$ c)

三相分离器出口含水率 $\leq 20\%$

三相分离器主要作用为气液分离、脱除游离水。三相分离器尺寸主要取决于液相停留时间，本工程原油密度 $0.902\sim 0.960\text{g}/\text{cm}^3$ ，操作温度为 $20\sim 40^\circ\text{C}$ ，根据《油气分离器设计规范》SY/T0515 中附录 D 计算公式及现场脱水要求，分离器液相停留时间按照 5min 考虑。

三相分离器处理规模按照 $5300\text{m}^3/\text{d}$ ，数量选择 2 台，其中 1 台检修时，另外 1 台 120%运行。分离器的有效分离筒长度为直径的 3 倍，液面控制在直径高度的一半，气相空间按 0.3 倍容积计，故选择分离器规格为 $\Phi 3.0\text{m} \times 10.8\text{m}$ ，设备参数见表 3.1-7。

表 3.1-7 三相分离器设计参数表

设备名称	单台处理气量($\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$)	单台处理能力(m^3/d)	设计压力(MPa)	停留时间(min)	出水含油(mg/L)	出油含水率(%)
三相分离器	10	3000	0.6	5	< 1000	≤ 20

三相分离器采用模块化设计，整体露天安装，设备管道保温采用憎水型复合硅酸盐毡，外包镀铝锌板。三相分离器进出口设截断阀门；出水口设调节阀与油水界面连锁，稳定油水界面；油室设远传液位计并与出油调节阀连锁，将油室液位稳定在 1.5m，出气压力通过气相调节阀控制，稳定三相分离器压力在 0.40MPa。

2) 相变加热炉相变加热炉主要作用有两种用途，一是为含水原油加热以保证原油脱水温度，二是为回掺水加热以保证原油集输温度。根据原油脱水试验，原油脱水温度需保证在 65°C 以上，确定出加热炉温度 65°C ；根据集油区管网计算，集油区回掺水温度保证在 $40\sim 50^\circ\text{C}$ ，确定出加热炉温度 50°C ；含水原油进相变加热炉

温度 25℃，原油处理规模 50×10⁴t/a 计算热负荷，回掺水按照大掺水量 1600m³/d 考虑，相变加热炉选型计算及参数见表 3.2-8、3.2-9。

可按以下公式计算：

$$P=c \times m \times (t_2 - t_1)$$

P—额定热负荷，kW；

c—被加热介质定压比热容，kJ/kg℃；

t₁—被加热介质入口温度，℃；

t₂—被加热介质出口温度，℃；

m—被加热介质质量流量，kg/s。

表 3.1-8 相变加热炉计算参数表

序号	加热介质	液量 (m ³ /d)	含水率 (%)	起始温度 (°C)	加热后温度 (°C)	加热负荷 (kW)
1	含水原油	2000	20%	25	65	2709
2	回掺水 (污水)	1600	99%	25	50	1935

表 3.1-9 相变加热炉选型参数表

设备名称	单台功率 (kW)	设备数量 (台)	效率 (%)	排烟温度 (°C)	备注
相变加热炉	3000	3 (2 用 1 备)	≥92	≤170	自带烟气余热利用装置

现有联合站加热炉设置 3 台，其中 1 台用于含水原油加热，1 台用于回掺水加热，另外 1 台做备用。相变加热炉设进、出口压力检测；加热炉设进、出液温度检测，出液温度与燃烧器连锁控制大小火；燃料气进口设压力检测及控制，高低限 (5kPa, 10kPa) 与燃料气电磁阀连锁停炉；炉体设温度检测，高限与燃料气电磁阀连锁停炉；烟囱设烟气温度检测；炉体设液位检测，低限与燃料气电磁阀连锁停炉；燃烧器设火焰检测，熄火与燃料气电磁阀连锁停炉；燃烧器端设操作间，内设可燃气体 (甲烷) 检测报警并连锁启轴流风机。

3) 除油器

除液器参数见表 3.1-10。

表 3.1-10 天然气除液器参数表

设备名称	最大处理能力 (×10 ⁴ Nm ³ /d)	操作温度 (°C)	设计压力 (MPa)	操作压力 (MPa)
除液器	10	20~30	0.6	0.2-0.3
设备名称	最大处理能力 (×10 ⁴ Nm ³ /d)	操作温度 (°C)	设计压力 (MPa)	操作压力 (MPa)

备注：根据开发预测以及气油比折算伴生气规模，扣减站场用气后，考虑到开发预测的不确定性因素，本次联合站伴生气规模按照 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 考虑设计。

4) 热化学脱水器

热化学脱水器采用卧式重力沉降罐结构，将溶解气、游离水和不稳定的乳化水分离出来。工作原理同分离器，根据《油气分离器设计规范》SY/T0515 中附录 D 计算公式核算设备。

根据设计规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，热化学脱水器设计能力按照 $Q_{\text{水}}=2000 \text{m}^3/\text{d}$ （含水率 20%（m%）），沉降时间 60min 计，操作温度 $65^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$ ，计算需求压力沉降罐容积为 83m^3 ，考虑设备检修及负荷率，选择热化学脱水器 2 台，设备规格为 $\Phi 2.8 \text{m} \times 14.0 \text{m}$ ，1 台检修时另外 1 台 120% 负荷运行，热化学脱水器设计参数见表 3.1-11。

表 3.1-11 热化学脱水器设计参数表

设备名称	设备规格 (m)	沉降时间 (min)	设计压力 (MPa)	出水含油 (mg/L)	出油含水 率 (%)
热化学脱水器	$\Phi 2.8 \times 14.0$	60	0.8	<1000	≤ 0.5

热化学脱水器内设界面聚结填料，该填料具有强亲水疏油特性，油水混合物进入界面聚结单元后不断改变流速与方向，细小水珠被不断的吸附、润湿、终聚结成较大粒径而快速被分离出来，后在容器内完成油水的快速沉降分离。

热化学脱水器采用模块化设计，整体露天安装，设备管道保温采用憎水型复合硅酸盐毡，外包镀铝锌板。油水界面与出水管道上的调节阀进行联锁，稳定油水界面；油室设远传液位计并与出油调节阀联锁，将油室液位稳定在 1.4m，出气压力通过后端除液器控制，热化学脱水器压力稳定在 0.25MPa。

5) 储罐

联合站内现有工程储罐主要有以下作用：

- 1) 用于储存全站停电事故状态下的含水原油或者不合格净化油；
- 2) 用于储存合格的净化原油。

设置 2 座 5000m^3 固定顶油罐，2 座 5000m^3 事故罐。储罐设置清扫孔、人孔、呼吸阀、量油孔、液压安全阀等储罐附件，罐壁采用憎水型复合硅酸盐毡保温。储油罐技术参数如下：

容积 $V 5000 \text{m}^3$ ，罐底直径 $D 23.64 \text{m}$ ，罐壁总高度 $H 12.23 \text{m}$ 。

6) 卸油台、卸油罐以及卸油泵

根据温北油田开发部署，集油区集输管网建成后周边区块卸油量按照 200~300m³/d 考虑，卸油量较小，单车卸油时间按 30min 计，故建设 2 车位卸油台 1 座即可满足卸车需求。配套 60m³卸油罐（2m×3m×10m）3 座，同时考虑事故罐回脱，卸油泵兼回脱提升泵使用，故新建卸油泵 3 台（2 用 1 备），1 台用于卸油，1 台用于事故状态下原油的回脱，公用 1 台作为备用，正常情况下卸油泵可用作提升泵，泵型为螺杆泵，规格为 Q=20m³/h，P=0.6MPa，N=11kW。

7) 装车泵及装车鹤管

净化原油设计大装车量 1600m³/d，按 10h 装车计算，设置装车泵 3 台（2 用 1 备），选用规格：Q=100m³/hP=0.6MPaN=45kW。原油装车量为 1600m³/d，按 10h 装车，每辆车拉油量为 30t，每车装车时间按照 0.5h 考虑，采用自动化装车，选用 DN100 鹤管，装车流速为 0.7~1.0m/s，设置 2 车位装车鹤管 2 座。同时考虑油田冬季洗井作业用水需求，设置 2 车位装水鹤管 1 座，水源为联合站来温度为 50℃的回掺水。

8) 回掺泵

根据原油粘温曲线以及集油区集输管网模拟计算，掺水量按照 50%~60%考虑，温 6、温 17 断块大回掺水量为 1600m³/d，选用 Q=40m³/h，H=300m，N=75kW 掺水泵 3 台，2 用 1 备。

9) 排污池及污油回收泵

排污池容积满足单台设备大排污需求，设计有效容积 300m³，规格：20m×10m×3.5m，排污池设污油回收泵 1 台（螺杆泵 Q=30m³/hP=0.6MPaN=22kW），用于将顶部污油回收系统，排污池设液位检测与污油回收泵联锁控制。

10) 数字防爆电子汽车衡

油罐车拉油量为 30t，油罐车本身大重量 20t，选择 80t 数字防爆电子汽车衡 1 台。

11) 放空火炬及火炬除液器

根据现有开发预测，事故状态下大放空量为 10×10⁴Nm³/d，站外设置 DN250 放空立管 1 套，火炬高度为 20m，满足站内设备安全放空要求。

表 3.1-12 放空系统主要设备一览表

序号	设备名称	主要参数	单位	数量
----	------	------	----	----

1	火炬	DN250, 高度 H=20m	座	1
2	火炬除液器	D1.6×6.4m, 卧式	座	1

12) 加药装置

联合站共设加药装置 3 套，均采用橇装化设计，每套加药装置设 7.5m³ 储药罐 1 座，破乳剂加药泵（隔膜计量泵 Q=12L/hP=1.0MPa）设置 2 台（1 用 1 备），缓蚀剂、阻垢剂加药泵（隔膜计量泵 Q=10L/hP=1.0MPa）各设置 2 台（1 用 1 备），储药罐设液位检测。

二、天然气处理系统

1、分子筛脱水橇技术特点：

1) 脱水装置采用 2 塔模式，一塔脱水，一塔再生冷却，吸附周期 8 小时，加热冷吹周期 8 小时。再生气取自脱水后的干气，采用导热油间接换热形式进行加热，再生气回到分子筛入口。

2) 脱水装置前设置过滤器，脱水装置后设置过滤器。

3) 橇装装置实现自动排液及故障自诊断功能。

4) 排污管线采用自控温型电热带伴热。

5) 系统配管充分考虑检修空间。

6) 容器、配管设计需满足温度交变运行工况。交变运行工况的变化周期为 4~24h。

7) 该模块采用室外安装方式。同时，经模块后气体夹带的固体颗粒直径应小于 5 μ m。

8) 说明：设置微量水分析仪，监测脱水后天然气中的水含量，如发现水露点高于-30 $^{\circ}$ C（常压下），则切换脱水再生流程。

9) 系统压力降： $\Delta P \leq 0.03\text{MPa}$ ，吸附与再生进行切换时，降压与升压速度应小于 0.3MPa/min。

10) 再生和冷吹能够根据原料气的负荷变化进行自动调整。

再生气加热器采用导热油间接换热的形式，导热油换热器可单独成橇布置在分子筛脱水橇旁。

2、污油罐橇

所有工艺装置的排污均采用密闭排污设计，处理站内设一座 10m³ 排污罐。罐顶部配置排污泵，泵出口打回油处理装置的生产分离器内。主要设备见表 3.1-13。

表 3.1-13 排污系统主要设备一览表

序号	设备名称	主要参数	单位	数量	备注
1	排污罐	10m ³ , 卧式	座	1	-
2	排污泵	15m ³ /h	台	1	顶装

3.1.7 现有联合站工艺流程及产污节点分析

3.1.7.1 运营期工艺流程

现有联合站具备原油处理、水处理、天然气处理等功能，配套值班室、门卫、化验室、工具间等设施。

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。新疆克拉玛依市科力分析检测有限公司提供的《蒸气压及闪点数据检测》分析报告，温北油田混合原油的蒸气压实测值为 6.32kPa，该区块原油为重质原油，饱和蒸气压较小，油气蒸发损耗很少。参考该工程建设地新疆阿克苏温宿县的室外大气压为 884.3hPa~897.3hPa，根据《油田油气集输设计规范》GB50350-2015 第 5.4 章节“稳定原油在高储存温度下的饱和蒸气压的设计值不宜高于当地大气压的 0.7 倍”的要求，该区块原油蒸气压小于当地大气压的 0.7 倍，可不进行原油稳定。

所以现有工程仅对该区块原油进行原油处理，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，补充地层能量；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，加热后的含水原油 ($Q_{\text{油}} = 2000\text{m}^3/\text{d}$, 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 $<1000\text{mg/L}$, $T\geq 25^\circ\text{C}$), 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 $<1000\text{mg/L}$, $T\geq 65^\circ\text{C}$) 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 $<1000\text{mg/L}$, $T\geq 65^\circ\text{C}$) 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。

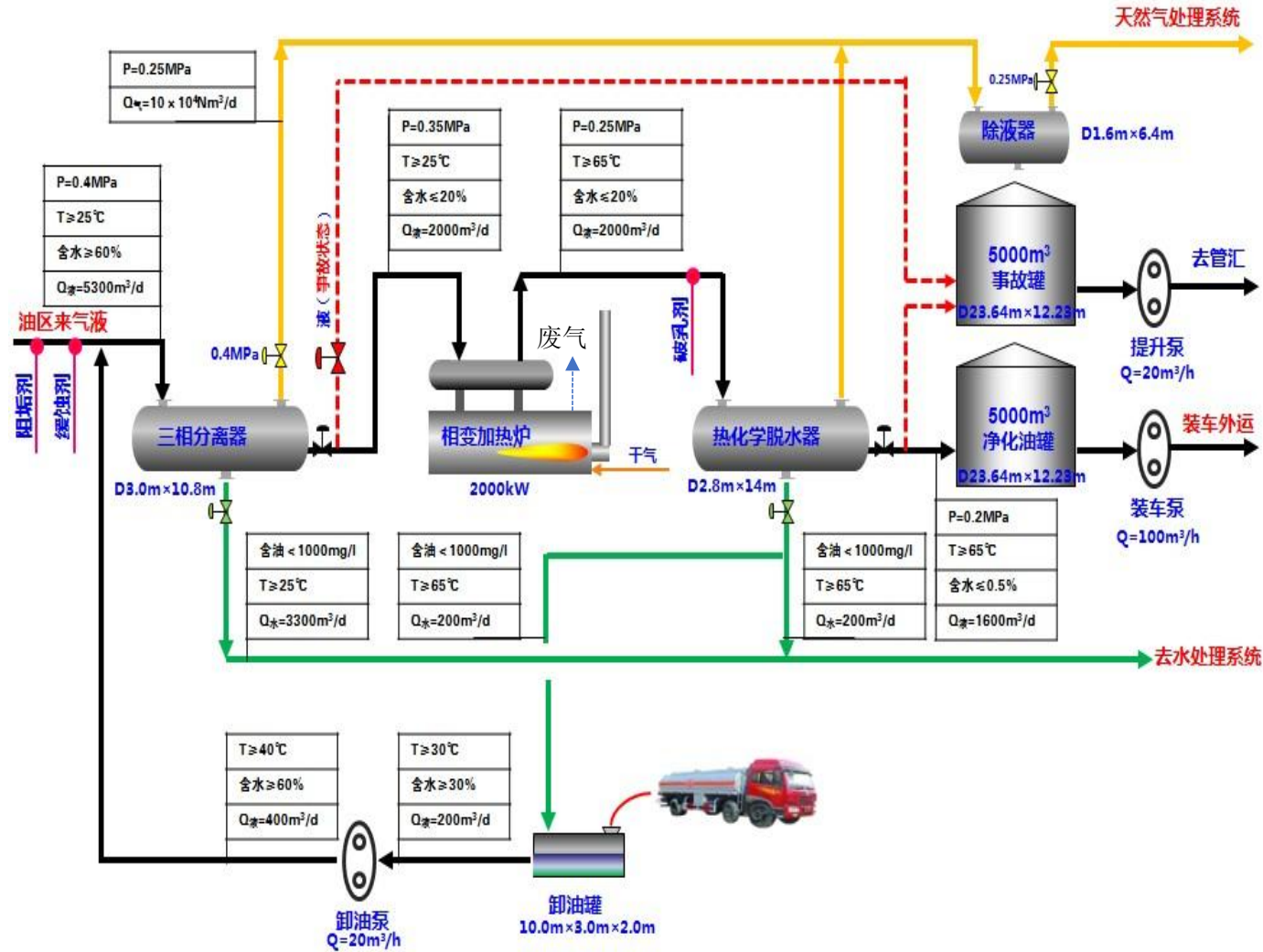


图 3.1-4 联合站原油处理系统工艺流程图

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,联合站新建事故排污系统,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，掺水率按照 60%核算，最大掺水量为 $1600\text{m}^3/\text{d}$ ，掺水系统水源为油田采出水系统调储罐来污水（ $Q_{\text{水}}=1600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=0.1\text{MPa}$ ， $T=20\sim 25^\circ\text{C}$ ，含油 $<1000\text{mg/L}$ ），经回掺水泵增压后进相变加热炉加热（ $Q_{\text{水}}=1600\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=3.0\text{MPa}$ ， $T=40\sim 50^\circ\text{C}$ ），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（约 $2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ， $25\sim 30^\circ\text{C}$ ， $0.15\sim 0.3\text{MPaG}$ ），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（ $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ， $15\sim 20^\circ\text{C}$ ， 6.5MPaG ）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（约 $5.5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ）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 3.2-5。

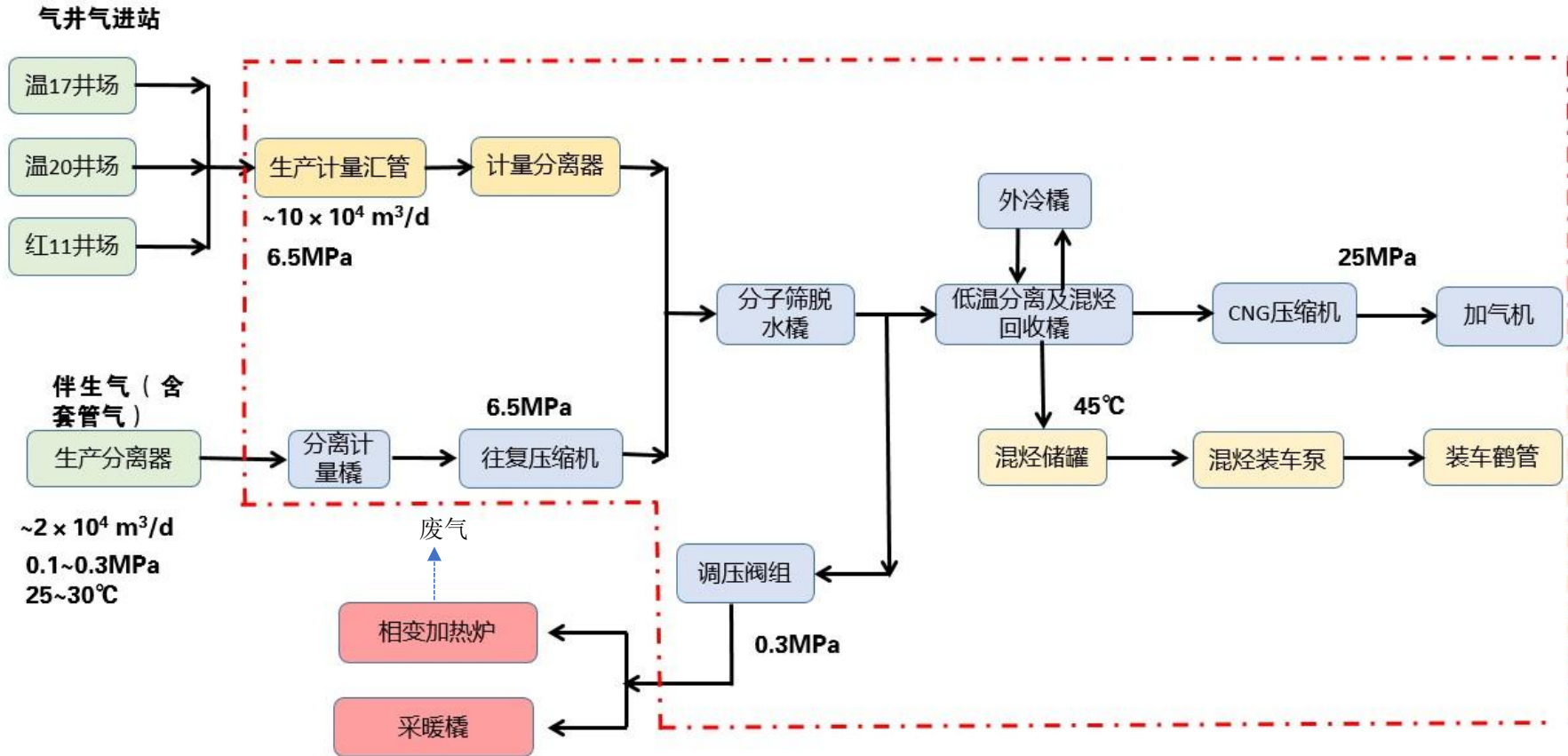


图 3.1-5 天然气处理工艺流程框图

(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 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。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%。制冷剂的选择如下：

目前国内制冷剂常用的有丙烷制冷(R-290)、氟利昂、氨(R717)等。虽然氨(R717)具有优良的热力性能，价格低廉，单位制冷量大、放热系数高、几乎不溶解于油、流动阻力小，泄漏时易发现，但由于氨冷剂有刺激性臭味、毒性大，对铜及铜合金有腐蚀作用，操作管理极为不便，各油气田的氨制冷设备逐渐被丙烷制冷设备所替代。氟利昂制冷技术成熟，广泛用于冷藏业、工业系统、民用，它较适用于制冷负荷较低场合，常用的氟利昂制冷剂有 R12、R22、R502 及 R134a。

R12、R502 属于氯氟烃类产品，由于对臭氧层的破坏作用，被《蒙特利尔议定书》列为一类受控物，目前已禁用。

R134a 属于氢氟烃类产品，臭氧层破坏系数为 0，但是气候变暖潜能值很高。

R22 属于氢氯氟烃类产品，臭氧层破坏系数仅为氯氟烃类的百分之几。R22 在常温下为无色，近似无味的气体，不燃烧、不爆炸、无腐蚀，是安全的制冷剂，安全分类为 A1；加压可液化为无色透明的液体。R22 的化学稳定性和热稳定性均很高，特别是在没有水份存在的情况下，在 200°C 以下与一般金属不起反应。

安全环保：在《蒙特利尔议定书》中 R22 被限定 2020 年淘汰，R123 被限定 2030 年，发展中国家可以推迟 10 年。按照我国履约承诺，2013 年需将氢氯氟烃物质生产和消费分别冻结到 2009 年至 2010 年的平均水平，2015 年含氢氯氟烃物质生产消费将削减冻结水平的 10%，到 2030 年除保留少量维修用途外将实现全面淘汰。针对设备使用情况，R22 冷剂是可以满足环保要求的。

同时丙烷制冷效果及物性与 R22 非常接近，丙烷通常应用于制冷量需求较大场合，多应用于工业领域，但安全分类为 A3。丙烷较 R22 经济性好，推荐采用丙烷制冷。

(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。

本工程新建放空总气量为 $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的常温放空火炬 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。

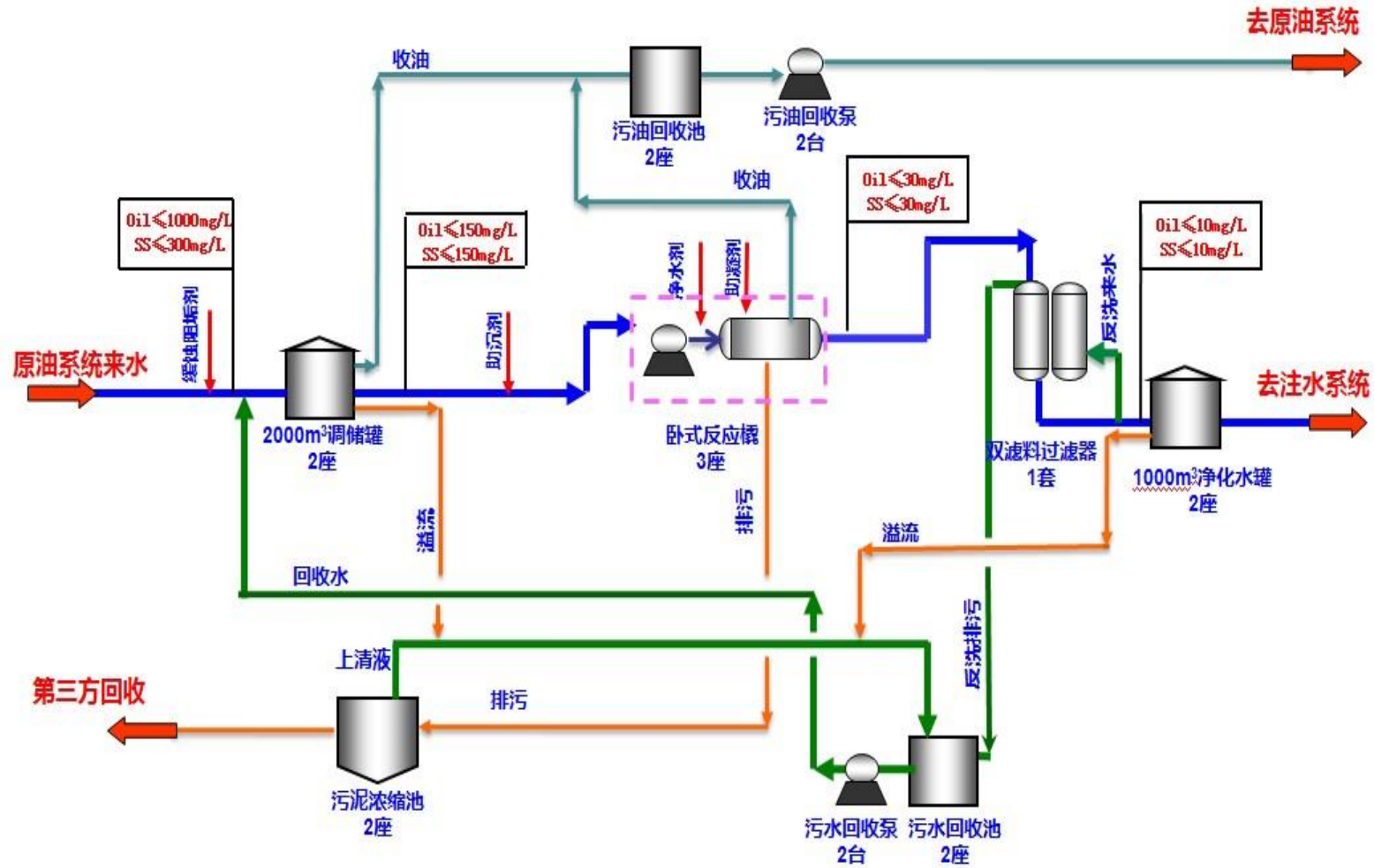


图 3.1-6 现有联合站污水处理系统工艺流程图

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 $\leq 150\text{mg/L}$ ， $\text{SS} \leq 150\text{mg/L}$ ，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。

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 3.1-14 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。

由于未进行室内试验，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：

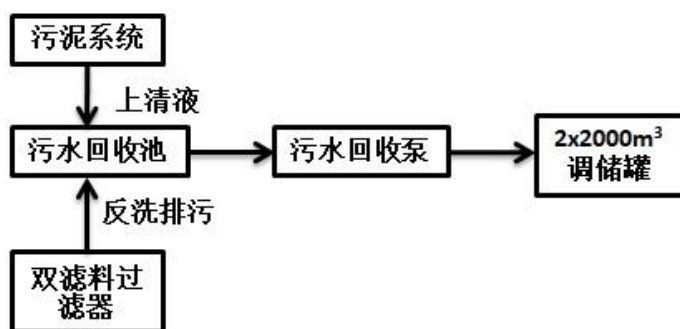


图 3.1-7 污水回收工艺流程

系统污水量统计见表 3.1-15。

表 3.1-15 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		1	
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：

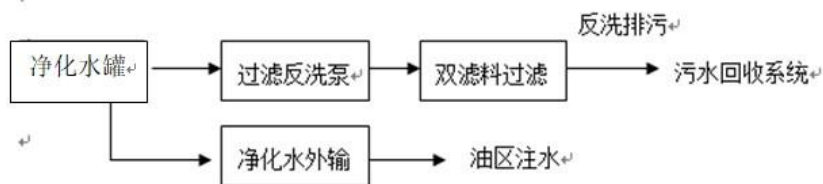


图 3.1-8 过滤器反洗工艺流程图

过滤器反洗次数及反洗水量见表 3.2-15，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。

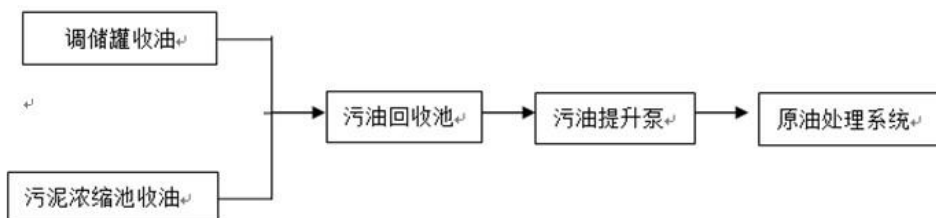


图 3.1-9 污油回收流程图

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。

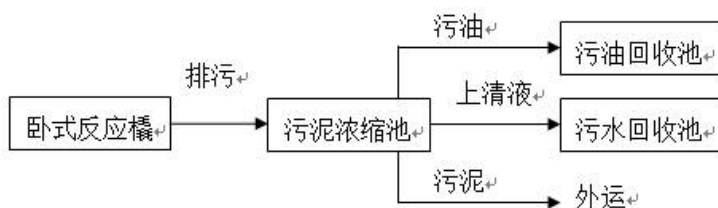


图 3.1-10 污泥浓缩流程图

污泥排放量见表 3.1-16。

表 3.1-16 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)	排放量 (m ³ /a)
卧式反应槽	3 座	150	2~3	3~5	4800
合计	/	/	/	/	4800

3.1.7.2 现有联合站运营期污染物产排情况

3.1.7.2.1 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 3.1-17 和 3.1-18。

表 3.1-17 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)	/	/	/	/	/	/	/
	林格曼黑度	<1级			<1级			<1
氮氧化物	实测浓度 (mg/m ³)	63.6	54.5	39.7	38.9	30.7	36.8	/
	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 3.1-18 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	实测浓度 (mg/m ³)	49.2	48.3	44.8	41.1	44.4	43.9	/

	化物	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 3.1-19 厂界非甲烷总烃监测结果单位：mg/m³

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 3.1-20 厂界硫化氢监测结果单位：mg/m³

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 3.1-21 厂区内非甲烷总烃监测结果单位：mg/m³

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。

3.1.7.2.2 废水

1、生产废水

生产废水监测结果见下表 3.1-22、3.1-23。

表 3.1-22 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 3.1-23 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

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）				
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								≤0.07 6

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

生活污水产生量共计 8.1m³/d（2943.36m³/a），生活污水进入 10m³ 化粪池由吸污车外运污水处理厂。

3.1.7.2.3 噪声

根据验收期间的监测数据，见表 3.1-24。

表 3.1-24 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。

3.1.7.2.4 固体废物

环评报告及其批复文件中针对本工程提出了具体的固体废物环境保护措施，环保验收中确认其固体废物保护措施落实情况，结果见表 3.1-25 和 3.1-26。

表 3.1-25 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3.1-26 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。	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

3.1.8 现有项目总量控制

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3.1-27。

表3.1-27 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

3.1.9 现有联合站存在的环境问题及“以新带老”措施

依据对现有项目的踏勘调查及项目环保验收情况，本次提出以下环境问题：目前已建成的加热炉在采取低氮燃烧措施后，排放浓度范围为 46-94mg/m³，可满足环评批复中《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 标准要求（200mg/m³），但本次新建的加热炉如果只采取低氮燃烧措施，则不满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）标准要求，故本次对新建的一台加热炉要求增加烟气再循环装置，以降低氮氧化物的排放浓度。并建议对现有的两台相变加热炉也增加烟气再循环装置。

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：温北油田温 7 区块地面工程建设项目扩建工程

(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：位于现有联合站温北联合站东侧预留区域上进行扩建，项目中心地理位置坐标：E80°14'44.49"，N41°18'39.11"。西侧为现有联合站，东侧为温 8 井用地，东侧 100 米外有农田；南侧为空地，50 米外有农田；北侧为现有道路，隔路 50 米为山体。

(3) 建设性质：扩建

(4) 工程规模：

本工程在温北油田联合站东侧预留空地进行扩建，增加原油储存功能，主要包括以下内容：新增罐区罐容 4×10⁴m³，有效容量为 3.6×10⁴m³。主要用于储存温北油田温七区块原油。新增工艺设施包括：储油罐、工艺管网、倒罐泵、原油加热设备等。

(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 7553.5 万元。

(7) 劳动定员：人员依托现有人员，无新增定员。

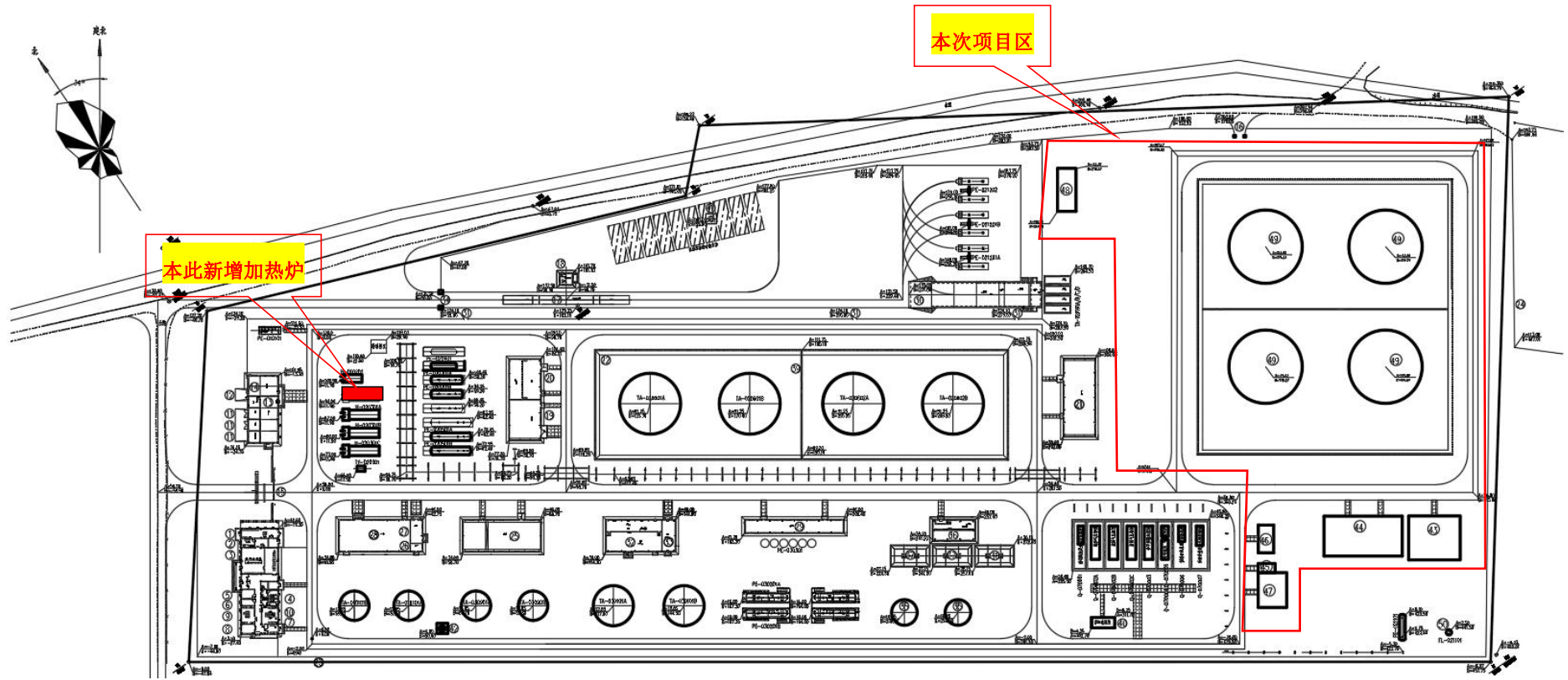


表 3.2-1 本次项目与现有项目位置关系示意图

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		建设内容	本次项目建成后联合站最终规模（新+老）
主体工程	占地规模		不新增用地，本次用地面积 28110.7 平方米（42.17 亩），为联合站预留空地	联合站总占地面积 140 亩
	原油储存规模		新建 4 座 1 万方储罐	4 座 1 万方储罐+2 座 5000 方储罐
	原油处理规模		本次项目不新增原油处理量	$50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，建设三相分离器、掺水系统
	天然气处理规模		本次项目不新增天然气处理量	处理规模： $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，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
依托工程	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，主要用于废劳保用品、废防渗布、废油桶、废机油、废滤料等危险废物暂存。	位于红 6 采油平台，占地面积 60m^2 ，暂存能力 120t，主要用于废劳保用品、废防渗布、废油桶、废机油、废滤料等危险废物暂存。
储运工程	原油储存		新建 4 座 1 万方储罐	4 座 1 万方储罐+2 座 5000 方储罐
公用工程	给水	水源井	依托联合站区域现有 2 口水源井，单口水源井供水量按 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，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。	联合站区域现有 2 口水源井，单口水源井供水量按 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，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
	生活供热	依托站内已建设两台（一用一备）燃气锅炉取暖		两台（一用一备）燃气锅炉取暖
	储罐加热	联合站加热炉区已建 3 台 3000kW 加热炉两用一备，并预留一台加热炉的位置，本次新建加热炉在预留位置上，新建加热炉负荷 3000kW		共计 4 台 3000kW 加热炉，三用一备
环保工程	废水	生产废水	本次不新增石油及天然气的处理量，故不新增生产废水，现有规模： $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，工艺为“重力沉降-压力反应-过滤”	

	生活污水	本项目不新增定员，原有生活污水排入站场化粪池，由吸污车拉运污水处理厂不外排
废气	联合站	加热炉采用超低硫伴生气作燃料，低氮燃烧器+15m排气筒排放
	储油罐	储罐安装高、低液位和泄漏报警系统
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
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、新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司、库车市畅源生态环保科技有限责任公司合法处置。软水制备产生废树脂为一般固废，由厂家回收
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。防护堤内围护的容积约为13400m ³ ，可容纳任一个储罐内的原油量。此外，现有联合站已建有2座5000m ³ 事故油罐作为补充。

3.2.1.3 平面布置

本次新建罐区共设4座10000m³的地上钢制储罐，双排布置。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。罐区之间及罐区周围均设置6m宽消防道路，消防道路转弯半径12m。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，储罐中心与最近消防道路间距小于80m。罐区防火堤与消防道路之间留有足够的通道，作为工艺管线、消防管线、给排水及电气布线的通道。

辅助生产区布置在储油区西北角和南侧，西北角为泡沫站，南侧自西向东分别为仪控室、阴极保护间、变配电间、倒罐泵和外输泵房、计量和发球装置区，新建加热炉在原加热炉区预留位置上。辅助生产区各功能区块前设6m宽检修道路，检修道路转弯半径9m。本次项目平面布置详图3.2-2。

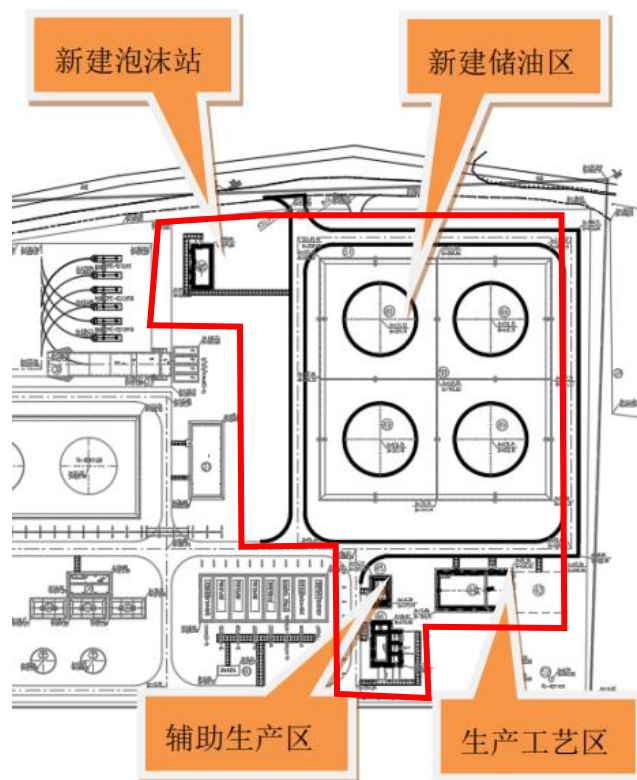


图 3.2-2 本次项目平面布置图

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

依托联合站区域现有 2 口水源井，用于项目生活用水、消防用水，水源井来水经供水管网进入联合站，原联合站建有 2 座 1000m³ 水罐，该罐存水作为联合站消防及生活用水。生产及生活用水取自水罐上部储水，以保证消防用水不被取用。联合站生活饮用水采用桶装水，定期拉运。

1) 锅炉房用水

本项目新增一台相变加热炉。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%，主要为热力网损失。

根据对现有联合站正在运行的相变加热量的调查，锅炉循环水总量约为 2500m³/d，补水量约为 25m³/d (9125m³/a)。

2) 软水制备用水

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，软水制备率为85%，则软水制备新鲜水需求量为 $29.41\text{m}^3/\text{d}$ （ $10734.65\text{m}^3/\text{a}$ ）。

3) 软水设备反冲洗水

锅炉用水采用全自动软水器进行水质软化处理，交换器内离子树脂每10天再生一次，每年度清洗次数以37次计，再生方式采用一定浓度NaCl溶液进行冲洗，用水量为 $2\text{m}^3/\text{次}\cdot\text{套}$ ，即 $74\text{m}^3/\text{a}$ ，折合 $0.2\text{m}^3/\text{d}$ 。

4) 生活用水：原有项目劳动定员126人，2班运转，生活用水量 $10.1\text{m}^3/\text{d}$ （ $3679.2\text{m}^3/\text{a}$ ）。本次项目不新增定员，不新增生活用水量。

3.2.2.1.2 排水系统

1) 软水制备过程产生的废水约为 $4.41\text{m}^3/\text{d}$ （ $1610.2\text{m}^3/\text{a}$ ），较为清洁，可用于联合站站区洒水抑尘；

2) 软水设备反冲洗水，不考虑损耗，则产生量约为 $0.2\text{m}^3/\text{d}$ （ $73\text{m}^3/\text{a}$ ），较为清洁，可用于联合站站区洒水抑尘；

本次项目不新增定员，故无新增生活污水。

3.2.2.2 供暖

依托联合站现有供暖撬供暖。

3.2.2.3 供电

依托联合站电源前期自110kV温柯变引接10kV专线1回，作为工作电源，备用电源引接10kV温托线。后期，随着负荷一步增加，新增自110kV温柯变10kV另1回专线，终形成2回10kV专线供电。

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

联合站扩建后为油气田二级站场，根据规范：“油田三级及以上的油气站场应配2台单车泡沫罐容量不小于3000L的消防车”，消防依托温宿县消防大队，一期在温宿县消防大队配置的2台3t单车泡沫消防车满足联合站扩建需要。

(2) 消防对象

联合站消防对象为新建原油罐区、新建外输及倒罐泵房等建筑物，最不利消防对象为原油罐区。

(3) 消防方式

原油罐区消防新建固定式消防冷却给水系统及固定式低倍数泡沫灭火系统。消防给水采用稳高压给水系统，平时管网由稳压泵稳定压力在 0.8MPa。

(4) 系统设计

1) 消防水量及泡沫混合液核算

原油罐区主要消防对象为 4 座 10000m³ 内浮顶油罐，消防冷却水用水量包括着火的浮顶罐，其相邻油罐可不冷却。按最不利着火点核算：泡沫系统按 1 座 10000m³ 拱顶油罐着火计算，冷却水系统按 1 座 10000m³ 罐着火冷却计算。浮顶罐着火罐冷却水供给强度：2.0L/min·m²，连续供给时间 4h。内浮顶罐泡沫供给强度 $q_{混}$ ：12.5/min·m²，连续供给时间 60min；经计算，固定消防水量 49.74L/s，移动消防水量 30L/s，考虑 1.05 富裕系数，一次消防罐区冷却水用量 83.72L/s，所需压力 70.4m，已建冷却水泵（Q=90L/s，H=90m）。

泡沫混合液用量 50.4L/s，泡沫液用量 4.74m³，所需压力 122.4m，已建泡沫水泵（Q=90L/s，H=125m），平衡式比例混合装置（Q=0~120L/s）、泡沫液罐（8m³）。

经计算，所需冷却水储备总量 1398m³，已建 2 座 1500m³ 消防水罐，消防水罐有效容积为 2546m³，满足本次消防储水量的要求。

根据《泡沫灭火系统技术标准》GB 50151-2021，4.1.11 条规定：“固定式系统的设计应满足自泡沫消防水泵启动至泡沫混合液或泡沫输送到保护对象的时间不大于 5min”，消防泵启动时间按 2min 考虑（含切换备用泵时间），则从泵启动完毕至保护对象时间不大于 3min，按已建泵最大流量 86.4L/s 充管计算，从泵启动完毕至保护对象时间为 4.46min，不满足要求，故需在原油罐区附近新建泡沫站，为已建罐区及新建罐区供应泡沫混合液，从消防泵房至泡沫站管线平时充水稳压，经计算，泡沫混合液充管流量按 Q=72L/s，从泵启动完毕至保护对象时间为 2.1min，满足上罐时间要求，校核已建罐区，上罐时间 2.66min，满足要求。

2) 消防系统设置

消防水罐、消防泡沫水泵、消防冷却水泵、稳压装置及平衡式泡沫比例混合装置规模均满足本次扩建需要。为满足泡沫液上罐时间要求，在新建原油罐区新建 1

座泡沫站，将消防泵房已建平衡式泡沫比例混合装置搬迁至新建泡沫站。泡沫系统稳压装置与冷却水系统共用，利用已建稳压装置。

建（构）筑物参数：泡沫站：1座，尺寸：16.8m×7.2m×4.5m（H）；

3）消防启动控制说明

平时消防泵房内稳压装置运行，使罐区冷却水系统管网压力维持在 0.8MPa 左右（设定稳压泵启泵压力为 0.77MPa，停泵压力为 0.83MPa）。

自动启消防冷却水泵方式为：管网压力降至 0.74MPa 时（启泵压力值现场可调整），由压力开关信号直接启动消防冷却水泵。

手动启泵方式为：当罐区报警按钮发出火灾报警信号，经人工确认后，远程或就地启动消防泵房内消防冷却水泵和泡沫混合液泵（当电动消防冷却水泵或泡沫混合液泵启动失败时，即泵出口压力低于 0.3MPa 时，延时 30 秒，自动切换至柴油拖动备用泵），可就地和在值班室手动启动冷却水泵，操作桩位于消防泵旁。

远程或就地开启泡沫泵同时，连锁自动关闭稳压装置至泡沫泵出口管线阀门，在泡沫站内手动开启平衡式泡沫比例混合装置进、出水管上的控制阀门，向泡沫混合液管网输送泡沫混合液，对着火部位进行灭火。消防泵启动的同时，远程开启 2×1500m³ 消防水罐进水电动闸阀，同时值班室中人工确认是否罐区发生火灾，如若是罐区发生火灾，远程开启冷却水引入管与环网连接点处电动阀，原油罐区设有 2 个消火栓按钮，也可快速开启冷却水引入管线电动阀。

4）站区消防管网

新建两根冷却水引入管接站区一期冷却水管线预留接口，引入管及原油罐区环网管径 D273×7，消防引入管埋地敷设，环网地面敷设，环网设置 8 座地上式消火栓，间距≤60m，上罐冷却水管线管径 D114×4，冷却水供水引入管接站区一期冷却水管线预留接口，每座 10000m³ 内浮顶油罐设固定喷淋冷却水装置 1 套。罐区环网明装敷设，平时为空管，电动阀前端管线为充水状态，消防时远程或通过现场 2 个消火栓按钮打开罐区冷却水管线入口电动阀，罐区环网充水进行冷却，使用完毕后，消火栓立管处存水通过消火栓井内放空阀进行放空，环网内存水通过管网入口内阀池放空阀门进行放空。

新建管线接一期泡沫混合液管线预留接口，接至新建泡沫站，泡沫站分区供给已建罐区及新建罐区，引入管及环网管径 D219×6，管线上罐泡沫液管线采用热镀

锌钢管，管径 D114×4，泡沫站后管线平时管网为干管，消防泵房至泡沫站管线为充水稳压状态。每座 10000m³ 内浮顶油罐设 PCL16 型立式空气泡沫产生器 4 套。新建罐区消防环网低处设放空阀门，事故状态后通过放空阀门放空环网内消防水。

5) 站区灭火器配置

按照规范规定，对联合站内可能发生火灾的各类场所（工艺装置区、主要建筑物、仪表及电器设备间等），根据其火灾危险性、区域大小等实际情况，分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式干粉灭火器，以便及时扑救初期零星火灾。灭火器使用温度-20℃~55℃，当外界温度超过灭火器使用温度时，将放置在室外的灭火器就近迁移至室内。

(5) 主要设备选型

- 1) 10000m³ 固定顶罐喷淋消防冷却装置 4 套。
- 2) 4 座 10000m³ 内浮顶罐每座罐设置 PCL16 型空气泡沫产生器 4 套，共 16 套。

3.2.3 原料及燃料

新建储罐主要考虑储存温北油田温七区块原油。现有温7区块所开采原油，经联合站三相分离后，原油（含水 1%）售卖给炼油厂，分离出的伴生气天然气处理系统处理后，一部分供联合站内耗气设施使用，另一部分经往复式 CNG 压缩机增压后，供槽车充装使用。

表 3.2-2 原油物性参数表（来源于项目可研报告）

测试项目	单位	结果
含水	%	0.1
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	°C	35
相对于 101.325 大气压下开口燃点	°C	58
运动粘度（50℃）	Mm ² /s	771.3
凝固点	°C	-12
初馏点	°C	93
含蜡量	%	1.8

析蜡点	°C	/
不同温度下的粘度(mPa·s)		

表 3.2-3 天然气组份表（来源于项目可研报告）

组 分	组成, V%
CH ₄	91.63
C ₂ H ₆	4.00
C ₃ H ₈	1.18
i-C ₄ H ₁₀	0.30
n-C ₄ H ₁₀	0.33
i-C ₅ H ₁₂	0.08
n-C ₅ H ₁₂	0.08
C ₆ H ₁₄	0.05
C ₇ H ₁₆	0.03
C ₈ H ₁₈	0.01
N ₂	2.07
CO ₂	0.23
H ₂ S(mg/m ³)	0.40
水露点(水露点压力) : -8.3°C(1.45MPa)	

3.2.4 设备表

本项目项目新增主要设备见表 3.2-4。

表 3.2-4 设备一览表

序号	项目	单位	数量	备注
1	内浮顶储罐	/	/	/
/	10000m ³	座	4	/
2	大拉杆横向波纹补偿器	/	/	/
/	DN400 PN16 L=2.5m	台	4	/
/	DN450 PN16 L=2.8m	台	4	/
3	螺杆泵	/	/	/
/	Q=330m ³ /h H= 80m N= 160kW	台	2	/
4	相变加热炉	/	/	/
/	DN300 PN40 3000kW	台	1	/
5	篮式过滤器	/	/	/
/	DN350 PN16 10 目	台	2	/
6	电动平板闸阀	/	/	/
/	DN400 PN16	套	4	法兰连接

/	DN450 PN16	套	4	法兰连接
/	DN300 PN16	套	1	法兰连接
/	DN300 PN40	套	1	法兰连接
/	DN350 PN16	套	3	法兰连接
/	DN300 PN40	套	2	法兰连接
/	DN300 PN40	套	1	全口径、全焊接
/	DN300 PN40	套	1	法兰连接
7	液动轻型平板闸阀	/	/	/
/	DN400 PN16	套	4	法兰连接
/	DN450 PN16	套	4	法兰连接
8	电动调节型平板闸阀	/	/	
/	DN300 PN40	套	2	法兰连接
/	DN300 PN16	套	2	法兰连接
9	无缝钢管	/	/	/
/	D457×8.8 L245N	m	142	/
/	D406.4×8.8 L245N	m	146	/
/	D355.6×8 L245N	m	123	/
/	D323.9×8 L245N	m	1001	/
/	D273×7.1 L245N	m	475	/
/	D219.1×6.3 L245N	m	100	/

3.2.5 工程内容

3.2.5.1.1 热负荷计算

1) 原油循环加热负荷

原油储存温度为 25~37℃，考虑在满负荷最不利气候条件下：满罐情况下，极寒天气储存 32 天后需重新加热，则在 32 天内必须完成 4 座 10000m³储罐的加热升温。1 座 10000m³储罐内原油升温 1℃所需热量约为 1.924×10⁷kJ，原油循环泵流量为 330m³/h，1 座储罐完成循环需要约 30h，4 座储罐完成循环需要约 120h，在 120h 内完成所有储罐原油温升 12℃，4 座 10000m³储罐需加热负荷 2137.8kW。

2) 原油装车外输加热负荷

装车时油品储存温度需提高至 45~48℃。现有联合站原油装车泵房已建 3 台装车泵，2 用 1 备，单台装车泵流量为 140m³/h，由于循环泵出口压力（0.7MPa）和装车泵进口压力（0.05MPa）不匹配，油需通过循环泵加热循环进罐后，再由出

罐管道进入装车泵前管道，进行装车外输。油品装车外输温度 50~60℃，按出罐最低温度 45℃考虑，原油最大加热温度为 15℃，所需的加热负荷为 2690.4kW。

根据以上综合考虑，原油装车外输前需要的热负荷更高。原油加热炉负荷大于 2690.4kW 即可。考虑到联合站加热炉区已建 3 台 3000kW 加热炉两用一备，并预留一台加热炉的位置，本次新建加热炉在预留位置上，新建加热炉负荷 3000kW，可满足新增油罐保温及外输加热负荷要求。

3.2.5.1.2 设备选型

输油泵：

1) 选型原则：

(1) 选择输油泵机组时本着高效、节能、耐用、经济的原则，以保证安全正常生产。

(2) 输油泵应根据管道的任务输量范围来选择和匹配泵机组特性，以便使输油泵机组在任务输量变化范围内运行时，保持较高的效率特性。

(3) 尽量选用同类型的输油泵，以便于维修和运行管理。

(4) 在满足输油工艺和自动控制的要求下，泵机组应成套化、规格化。

2) 输油泵机组的选型

输油泵类型主要有速度泵和容积泵两大类，其中速度泵典型选用离心泵，具有排量大、能串并联工作、运行平稳、构造简单易于维修等优点，已经在输油管道上得到了广泛的应用，单泵的效率会随着油品粘度上升而下降，不适用于高粘油品。容积式泵典型选用螺杆泵，具有结构简单、拆装维修方便、安全可靠，泵的效率随粘度变化不大，适用于输送高粘液体，泵效相对离心泵会较低。鉴于本项目中管线输送的油品粘度较高且随温度变化范围较大，推荐选用螺杆泵。

阀门：

为减轻储罐罐壁承重，储罐根部阀门选用液动轻型平板闸阀。原油工艺管线主要流程操作阀（切断阀）选用平板闸阀。泵出口止回阀选用旋启式止回阀。泵出口切断阀选用调节型平板闸阀。安全阀选用弹簧微启式安全阀。排污阀选用阀套式排污阀。所有电动/液动阀门的执行机构由仪表专业开料。

2022年2月24日国家应急管理部危化监管二司下发的《油气储存企业紧急切断系统基本要求（试行）》第三部分技术要求中“（一）安装位置 1.所有与储罐直

接相连的工艺物料进出管道上均应设置紧急切断阀。2. 紧急切断阀应设置在储罐与柔性连接之间，并采取防止水击危害的措施。（五）关闭功能 紧急切断阀应同时具备以下关闭功能：1. 液位超高联锁关闭进料切断阀。2.通过阀门本体手动关闭切断阀。3.在防火堤外手动按钮关闭切断阀。4 在控制室内手动遥控关闭切断阀”。以及《立式圆筒形钢制焊接储罐安全技术规程》AQ 3053-2015（原国家安全生产监督管理总局 2015 年 3 月 9 日发布，9 月 1 日实施）第 6.13 条：“储罐物料进出口管道靠近罐体处 应设一个总切断阀。对大型储罐应采用带气动型、液压型或电动型执行机构的阀门。当执行机构为电动型时，其电源电缆、信号电缆和电动执行机构应作防火保护。切断阀应具有自动关闭和手动关闭功能，手动关闭包括遥控手动关闭和现场手动关闭”。

按照《立式圆筒形钢制焊接储罐安全技术规程》AQ 3053-2015 和《油气储运企业紧急切断系统基本要求（试行）》的要求，应在本工程 4 座 10000m³储罐靠近罐体的位置设置紧急切断阀，并应具备以下四个功能：

1) 现场手动关闭功能：通过工作人员在现场就地操作和防火堤外操作柱手动按钮关闭紧急切断阀；

2) 遥控手动关闭功能：通过人工判断，可在控制室实现遥控手动关闭紧急切断阀，从源头上阻止可燃液体物料继续通过管道泄流入火灾爆炸区域，阻止事故进一步扩大；

3) 自动关闭功能：紧急切断阀可通过对周围环境的危险判断（如高温），实现自动关闭；

4) 液位超高连锁关闭功能。

原油储罐：

本工程新建储罐主要作用：用于储存外输通道不畅时合格的净化原油。

目前在联合站考虑新建 4 座 10000m³储罐（已建 4 座 5000m³储罐），可满足 100×10⁴t/a 原油外输的储存天数为 18 天，在预留空地上布置储油罐以满足尽量大的储油能力。

根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 6.5.3 章节“稳定原油、甲 B、乙 A 类油品储罐宜采用浮顶油罐，不稳定原油用的作业罐应采用固定顶油罐。”本次新建储罐作为甲 B 类油品的储罐，非作业罐，推荐采用内浮顶罐。

储罐设置清扫孔、人孔、呼吸阀、量油孔、液压安全阀等储罐附件，罐壁采用憎水型复合硅酸盐毡保温。

4座 10000m³ 储油罐规格尺寸参数如下：

容积 V：10000m³

罐底直径 D：30m

罐壁总高度 H：15.84m

加热炉：

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。

本次原油加热选用间接式加热炉。

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	180 万	270 万
年运行费用	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，且在已建加热炉区预留位置上新建，故与已建加热炉型式保持一致，采用1台3000kW相变加热炉。

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。

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。

自动控制：

温北油田联合站中控室：已建1套油田SCADA系统，完成全油田生产运行数据的采集、监视、调度及管理，下达调度控制命令，协调各井、站生产，实现油田生产统一调度、统一管理；已建1套DCS过程控制系统，站内原油处理和水处理部分共用此套DCS过程控制系统，完成各自部分的生产过程监控；已建1独立的气体检测报警系统（GDS），GDS系统采用专用报警控制器完成站内可燃及有毒气体的检测及报警；已建1套独立的PLC消防控制系统，独立完成消防系统的启动控制，显示各个消防设施、消防设备的运行状态，与火灾报警系统实现联动、显示、报警。

在已建联合站中控室内设置油田SCADA调度控制中心，利用SCADA系统完成全油田生产运行的监视、调度、管理、采集各种数据，下达调度控制命令，对油田的运行参数进行统一存储，实现油田生产统一调度、统一管理。

主要检测控制及联锁方案

（1）储油罐液位联锁回路

当储油罐（TA050101~04）液位达到低液位报警值时，联锁停倒罐（循环）泵（P-050201、P-050202）或外输泵（P-050401、P-050402）、加热炉（H-050301），同时关对应储罐出口紧急切断阀。

（2）倒罐（循环）泵进口低压保护

倒罐（循环）泵（P-050201、P-050202）进口设置低压报警（PT50201/50202）和联锁保护开关，与倒罐（循环）泵机组联锁。当倒罐（循环）泵进口压力（PT50201/50202）达到低压报警保护设定值时报警（报警保护设定值为0.005MPa），达到低压连锁保护设定值时报警（联锁保护设定值-0.02MPa），延时5s后联锁停运联锁停倒罐（循环）泵，对泵机组进行保护。

（3）倒罐泵出口高压保护

倒罐（循环）泵（P-050201、P-050202）出口设置高压报警（PT50203/50204）和联锁保护开关，与倒罐（循环）泵机组联锁。当倒罐（循环）泵出口压力（PT50203/50204）达到高压报警保护设定值时报警（报警保护设定值为1.2MPa），达到高压连锁保护设定值时报警（联锁保护设定值1.4MPa），延时10s后联锁停运联锁停倒罐（循环）泵，对泵机组进行保护。

（4）站场单体设备（加热炉）等自保护 ESD 紧急停车。

（5）可燃气体浓度报警、联锁回路：

当倒罐和外输泵房内设置的可燃浓度检测值达到25%LEL时，现场声光报警及中控室声光报警；当可燃浓度检测值达到50%LEL时，报警并联锁倒罐和外输泵房内的轴流风机，人工确认后手动停轴流风机。

PLC 消防控制系统：

联合站已建PLC消防控制系统的I/O模块不能够满足本次新增测控信号的接入要求，本方案需对PLC消防系统进行扩容改造，新增消防远程I/O模块及机柜，以完成新增消防数据的实时采集、显示、报警、控制等功能。新增消防远程I/O模块及机柜放置在本次新建机柜间（抗爆）。

3.2.6 工艺流程及产污节点分析

3.2.6.1 运营期工艺流程

本次项目只增加联合站的石油储存量并进行加热保持一定温度（防止流动性变差），不增加联合站的原油和天然气的处理量，故不新增原油及天然气处理过程中

产生的的污染物。原油经一期装车泵后去装油鹤管管道上分输管道进入新建原油罐区，罐区工艺流程主要为满足油品进罐储存、循环升温、倒罐、外输等生产运行功能，油品进出罐区可通过罐前阀组进行各储罐之间的流程切换。流程控制和阀组的切换可在中心控制室实现，也可就地操作。主要工艺流程包括：收、发油流程，加热循环流程、倒罐流程和加热炉燃料气流程。

1) 原油收、发流程

(1) 收油流程

当罐内收油时，开启原油进罐区阀门和罐前阀组，罐区外来油进入储油罐，原油进罐达到高液位时发出报警信号，到达高高液位时液位开关与罐根阀联锁，罐根阀自动切断。罐区收油流程示意如下：



图 3.2-3 收油流程示意图

(2) 装车发油流程

发油前需通过循环泵、加热炉将原油进行循环加热至 50~60℃后回到储罐，再经过出罐管道进入装车泵前管道。发油时在控制室手动控制开启满罐电动阀发油，储罐到达低液位时发出报警信号，到达低低液位时液位开关与装车泵联锁，装车泵自动停止工作。原油发油流程示意如下：



图 3.2-4 发油流程示意图

2) 倒罐流程

新建倒罐泵完成罐区内储罐间的倒罐作业，工艺流程示意如下：



图 3.2-5 倒罐流程示意图

倒罐作业时，储罐高高（低低）液位开关与倒罐泵进口电动阀连锁，原油进罐达到高液位时发出报警信号，到达高高液位时进口电动阀自动关闭（倒罐泵停止工作）。

3) 加热循环流程

当储罐内原油降至 25°C，利用新建循环泵对罐内的原油进行循环，采用热水蒸汽与原油换热的方式对原油加热升温，使罐内油品始终处于较好的可流动状态。工艺流程示意如下：

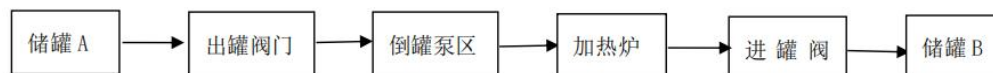


图 3.2-6 加热循环流程示意图

4) 加热炉燃料气流程

加热炉加热系统燃料为天然气。本次罐区新建加热炉在已建加热炉区预留位置上扩建，利用已建的燃料气管线即可。

3.2.6.2 运营期污染物产排情况

3.2.6.2.1 废气

1、有组织废气

本次项目新增一台 3000kw/h 相变加热炉，这里计算理论上的最大产污量及排放量。单台相变加热炉耗气量最大值为 $1.01 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($420.8 \text{Nm}^3/\text{h}$, $368.65 \text{万 Nm}^3/\text{a}$)，项目相变加热炉燃烧器配套低氮燃烧器，燃料为联合站天然气处理系统处理后的伴生气，根据建设方提供资料，伴生气含硫量为 $0.4 \text{毫克}/\text{m}^3$ ，产污系数 0.02S 即是 $0.008 \text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ 。

相变加热炉烟执行锅炉大气污染物排放标准。本次评价相变加热炉参照《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	3.03 (低氮燃烧国际领先)	$\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$	--	
3	二氧化硫	0.008 (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》

备注：S 为天然气的含硫量，本次含硫量取 $0.4 \text{mg}/\text{m}^3$ 进行计算。

项目联合站废气源强统计结果表见表 3.2-7。

表 3.2-7 本此项目废气源强统计结果表

序号	废气类别	污染物名称	产生情况			治理措施	去除率(%)	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)	产生量(t/a)				浓度(mg/Nm ³)	速率(kg/h)	排放量(t/a)	高度m	直径m	温度℃	
G ₁	相变加热炉	颗粒物	4.168	0.0189	0.166	/	/	4534.25	4.168	0.0189	0.166	15	0.5	100	8760
		NO _x	28.23	0.128	1.117	烟气再循环	40		16.938	0.077	0.67				
		SO ₂	0.066	0.0003	0.0026	/	/		0.066	0.0003	0.0026				

经过核算，本项目运营期相变加热炉燃烧废气经采取低氮燃烧措施，外排废气中颗粒物和二氧化硫可满足《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)，氮氧化物满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气函〔2022〕483 号)标准要求(50mg/m³)。

2、无组织挥发

(1) 储存无组织废气

本次扩建项目设置 4 座 10000m³ 内浮顶储罐。在联合站运营过程中原油储罐会有非甲烷总烃的无组织排放，这些烃类气体主要成分为 C1-C5 的烃类物质，这是本工程特征大气污染物。烃类气体主要产生于原油存储、转运过程。原油存储于储油罐内，由于罐内气体空间温度差异，引起可挥发烃类气体经呼吸阀排出，被称为“小呼吸”；储罐内在收发油品时，由于油气空间容积的变化，导致油气呼出或外界空气的吸入，也会造成烃类挥发，被称为“大呼吸”；装车时，油品向汽车槽车装油过程会中会造成烃类挥发。

联合站原油储罐设计参数表，见表 3.2-8。

表 3.2-8 联合站储罐设计参数表

序号	储罐名称	数量	周转周期	周转次数	设计温度	介质	设备类型	储罐直径(m)	罐壁高度(m)	介质密度(kg/m ³)
1	10000m ³ 净化油储罐	4	18d	20.28	≥55℃	净化油	内浮顶	30	15.84	890

烃类气体排放量根据美国石油学会推荐的计算油罐储存损耗的公式对拟建油罐非甲烷总烃气体挥发进行理论计算。

“小呼吸”损耗：是油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种变化引起蒸汽的膨胀和收缩而产生的蒸汽排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。

内浮顶罐小呼吸计算公式如下：

$$L_{FS} = KV^n P_r D M_v K_s K_c E_f$$

$$P_r = \frac{\frac{P_y}{P_a}}{\left[1 + \left(1 - \frac{P_y}{P_a} \right)^{0.5} \right]^2}$$

L_{FS} -浮顶罐小呼吸损耗量 (kg/a)；

K-系数，外浮顶取 3.1，内浮顶取 2.05；

V-罐外评价风速，这里取当地多年平均风速 1.42m/s；

n -与密封有关的风速指标；取 1.5；

D-储罐直径，这里为 30m；

M_v -油品蒸发平均分子量；

K_s -密封系数，取 1.2；

K_c -油品系数，原油取 0.4；

E_f -二次密封系数，单层取 1，二次密封取 0.25；

P_r -蒸气压函数；

P_a -当地大气压，这里取 101325Pa；

P_y -油品本体温度真实蒸气压，这里取 12290.8Pa；

计算结果：单座 10000m³ 净化油储罐“小呼吸”产生量为 0.12t/a，4 座 10000m³ 净化油储罐“小呼吸”产生量为 0.48t/a。

“大呼吸”损耗：油罐进油时，由于油面逐渐升高，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，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油，所呼出的油蒸气造成油品蒸发的损失。油罐向外发油时，由于

油面不断降低，气体空间逐渐增加，罐内压力减小，当压力小于呼吸阀控制真空度时，油罐开始吸入新鲜空气，由于油面上方空间油气没有达到饱和，促使油品蒸发加速，使其重新达到饱和，罐内压力再次上升，造成部分油蒸气从呼吸阀呼出。

可由下式估算固定顶罐的大呼吸排放：

$$L_{FW} = \frac{4V\rho C}{D}$$

L_{FW} —浮顶罐的大呼吸损耗量，kg/a

D—储罐直径 m，这里取 30m；

V—油品年泵入体积， m^3/a ；这里取 20.28 万 m^3/a

ρ —油品密度，这里取 $0.89t/m^3$

C—罐壁黏附系数，这里取 $0.01m^3/1000m^2$

计算结果：单座 $10000m^3$ 储罐“大呼吸”产生量为 $0.24t/a$ ；4 座 $10000m^3$ 净化油储罐“大呼吸”产生量为 $0.96t/a$ 。

储罐呼吸产生量结果表，见表 3.2-9。

表 3.2-9 储罐呼吸产生量结果表

序号	工况	储罐名称	数量	静置损耗	挥发烃产生总量
1	正常工况	$10000m^3$ 净化油储罐	4 座	小呼吸 $0.48t/a$	1.44t/a
2	正常工况	$10000m^3$ 净化油储罐	4 座	大呼吸 $0.96t/a$	

储罐采取油气回收装置，回收率 97%，则储罐无组织废气 $0.043t/a$ 。

(2) 设备动静密封点废气

项目在生产及输送相关原料及产品（挥发物以非甲烷总烃计）时，采用密闭的输送管道运送至生产设备、储罐、装载设施或其他工艺，因此无组织废气主要为设备动静密封点泄漏废气。本次评价依据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》的平均排放系数法估算设备动静密封点的废气无组织排放速率。

设备泄漏 VOCs 排放速率计算公式如下公式：

$$e_{TOC} = FA \times WF_{TOC} \times N$$

式中： e_{TOC} ——某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A ——某类密封点排放系数；

WF_{TOC} ——物料流中含 TOC 的平均质量分数；

N——某类密封点的个数。

$$e_{VOCs} = e_{TOC} \times \frac{WF_{VOCs}}{WF_{TOC}}$$

式中： e_{VOCs} ——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC} ——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs} ——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

WF_{TOC} ——物料流中 TOC 的平均质量分数；

本项目装置的设备动静密封点计算过程见表 3.2-10。

表 3.2-10 装置区设备动静密封点无组织 NMHC 排放估算结果数

设备	N	FA (kg/个.h)	eTOC (kg/h)	WF_{TOC}	WF_{VOCs}	操作时间 T (h)	VOCs 排放量 (kg/a)
油泵	2	0.0199	0.011	26.52%	26.52%	8760	96.36
阀门	29	0.00403	0.031			8760	271.56
法兰或连接件	28	0.00183	0.014			8760	122.64
合计	0.491t/a						

本次扩建项目设备动静密封点共排放挥发性有机物 0.491t/a。

经上述统计，本项目新增储罐及相应设施排放的无组织挥发性有机物约为 0.534t/a。

3.2.6.2.2 废水

1、生产废水

1) 锅炉软水制备过程产生的废水约为 4.41m³/d (1610.2m³/a)，较为清洁，可用于联合站站区洒水抑尘；

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 (73m³/a)，较为清洁，可用于联合站站区洒水抑尘；

2、生活污水

本次扩建项目不新增定员，故不新增生活污水，生活污水进入现有化粪池由吸污车外运，不外排。

3.2.6.2.3 噪声

项目运行期噪声污染源主要为新增油泵及加热炉运转时产生的噪声。噪声源强度约 85~93dB (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)

序号	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
					X	Y		
1	项目区	油泵	90	基础减震建筑隔声	425	150	1.5	90
2		相变加热炉	85		10	80	1.0	85

3.2.6.2.4 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废含油劳保用品

扩建项目废含油劳保用品量为 10kg·月，项目含油劳保用品产生量 0.12t/a。

④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。

⑤生活垃圾

本项目不新增定员，故无新增生活垃圾。

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
	废劳保用品	HW49-900-041-49	0.12	0.12	0
一般固体废物	废树脂	900-999-99	0.5	0.5	0.5t/3a
	生活垃圾	/	0	0	0

3.2.7 总量控制

本次扩建项目申请总量氮氧化物 0.67t/a，非甲烷总烃 0.534t/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。

3.2.8 “三本账”核算

表 3.2-13 新老项目“三本账”核算汇总表

项目分类	污染物名称	现有工程排放量 (固体废物产生量) ①	现有工程许可排放量 ②	在建工程排放量 (固体废物产生量) ③	本项目排放量 (固体废物产生量) ④	以新带老削减量 (新建项目不填) ⑤	本项目建成后全厂排放量 (固体废物产生量) ⑥	变化量 ⑦
废气	氮氧化物	3.819t/a	7.88t/a	/	0.67t/a	/	4.489t/a	+0.67t/a
	二氧化硫	0.0052t/a	/	/	0.0026t/a	/	0.0078t/a	+0.0026t/a
	颗粒物	0.76t/a	/	/	0.166t/a	/	0.926t/a	+0.166t/a
	非甲烷总烃	0.94t/a	0.94t/a	/	0.534t/a	/	1.474t/a	+0.534t/a
废水	废水量	2943.36	/	/	/	/	2943.36	/
	COD	/	/	/	/	/	/	/
	BOD	/	/	/	/	/	/	/
	氨氮	/	/	/	/	/	/	/
	SS	/	/	/	/	/	/	/
危险废物	含油污泥	4800t/a	/	/	0	/	4800t/a	0
	过滤器油渣	0.08t/a	/	/	0.05t/a	/	0.13t/a	+0.05t/a

	废滤料	318t/3a	/	/	0	/	318t/3a	0
	污油	5321.7t/a	/	/	0	/	5321.7t/a	0
	废分子筛	2t/a	/	/	0	/	2t/a	0
	废机油	2.5t/a	/	/	0.5t/a	/	3.0t/a	+0.5
	废油桶	5t/a	/	/	0.2t/a	/	5.2t/a	+0.2t/a
	废劳保用品	0.6t/a	/	/	0.12t/a	/	0.72t/a	+0.12t/a
一般废物	生活垃圾	23	/	/	0	/	23t/a	+0

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‰，坎坡以东为新城区，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。

本次项目位于现有联合站东侧预留空地，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，温北油田温7区块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，温北油田温7区块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。温北油田温7区块油（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、吉迪克组一段，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

根据现场勘探结果，拟建场地勘探深度内出露的主要土层为杂填土、素填土、粉土、砾砂、圆砾，具体描述如下：

①杂填土(Q4ml)：主要由砂土、建筑垃圾（砖、混凝土块）混合而成，松散状态，不宜压实，部分土体堆积时间为 2022 年 6 月-9 月，力学性质不均，属于欠固结土，具有较大不均匀沉降特性，场地不连续分布，厚度 1.3~3.1m。土石类别：二类土；土石等级II级。

②素填土(Q4ml)：黄褐色，干，松散-稍密状态，成分以砾砂、粉砂为主，夹粉土，分布较连续，成分不均匀，部分土体堆积时间为 2022 年 6 月-9 月。属于欠固结土，具有较大不均匀沉降特性，大部分区域出露于地表，揭露厚度：1.2~6.0m。土石类别：二类土；土石等级II级。

③粉土(Q4al+pl): 黄褐色, 干, 密实状态, 有轻微摇振反应, 切面粗糙, 干强度低, 韧性差, 土层不均匀, 多夹粉砂或砾砂, 微具近水平沉积层理。该层在场地分布不连续, 埋深 3.0~3.1m, 厚度 2.3~2.5m。土石类别: 二类土; 土石等级II级。

④淤泥: 灰黑色, 饱和, 流塑-软塑, 成分均匀, 含有机质, 具有腐臭味, 该层在场地分布较连续, 埋深 2.1~6.0m, 厚度 1.2~5.8m, 土石类别: 类土; 土石等级II级。。

⑤砾砂(Q4al+pl): 黄褐色, 松散, 颗粒成分主要以石英、长石质为主, 颗粒形状为浑圆状, 级配不良, 夹有薄层粉土、砂土、粉质黏土。分布较连续, 揭露埋深: 2.5~8.4m, 厚度 0.6~6.5m, 最大揭露厚度: 16.0m。土石类别: 二类土; 土石等级I级。

⑥砾砂(Q4al+pl): 黄褐色, 稍密~中密, 上层以 sh 颗粒成分主要以石英、长石质为主, 颗粒形状为浑圆状, 级配不良, 夹有薄层粉土、粉质黏土、砂土、圆砾。分布连续, 揭露埋深: 5.8~10.0m, 厚度 1.0~8.0m, 最大揭露厚度: 16.0m。土石类别: 二类土; 土石等级II级。

⑦圆砾(Q4al+pl): 青灰色, 中密~密实, 以硬质岩碎屑为骨架, 中粗砂充填, 颗粒呈亚圆形, 颗粒骨架间空隙主要由中、粗砂充填, 夹有薄层粉土、砂土。揭露埋深: 12.1~17.0m, 最大揭露深度: 27.0m, 未揭穿。土石类别: 三类土; 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°C, 历年极端最高气温 38.4°C, 历年极端最低气温-27.4°C, 历年最热月(七月)平均气温 23.7°C, 历年最冷月(一月)平均气温-8.7°C, 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°C
极端最低气温:	-27.4°C
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,其中项目区评价范围内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、卡各墨西哥尔苏河，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，根据现场调研，场地东北侧的农用水渠在灌溉季节会有间歇性流水，来源为水源井灌溉用水。

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猞猁、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%。

(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、蔬林 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。

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 2022 年的监测数据，作为本项目环境空气质量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（试行）》（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 μg/m ³	监测值 μg/m ³	占标率（%）	达标情况
1	SO ₂	年平均	60	6	10	达标
2	NO ₂	年平均	40	24	60	达标
3	PM ₁₀	年平均	70	94	134.29	不达标
4	PM _{2.5}	年平均	35	41	117.14	不达标
5	CO	24小时平均第95百分位数	4mg/m ³	2.0mg/m ³	50	达标
6	O ₃	日最大8小时第90百分位数	160	133	83.13	达标

由上表可知，SO₂、NO₂年平均，CO 的 95 百分位 24 小时平均、O₃ 的 90 百分位 8 小时平均浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准，PM_{2.5}、PM₁₀年平均浓度超标。监测站点所在区域位于南疆地区，气候干燥，浮尘大，导致 PM_{2.5}、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

本次环评补充监测联合站厂址非甲烷总烃，现状监测工作由阿克苏天鸿检测有限公司负责，于 2024 年 2 月 18 日~2 月 24 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

检测项目	频次	检测结果 (○1#)						
		2024.02.18	2024.02.19	2024.02.20	2024.02.21	2024.02.22	2024.02.23	2024.02.24
非甲烷总 烃 (mg/m^3)	1	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	2	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	3	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	4	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07

4.2.2 地下水环境质量现状调查及评价

区域地下水流向总体由西北向东南，项目在区域北部（上游）布置有 1 口地下水井，两侧布置 3 口地下水井，区域下游布置有 3 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）要求。地下水监测布点见图 4.3-2。

引用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，采样日期为 2020 年 11 月 12 日、2021 年 3 月 3 日、2021 年 3 月 31 日。现场监测由阿克苏天鸿检测有限公司进行取样监测，采样日期为 2021 年 11 月 23 日。

4.2.2.1 监测点位布设

地下水现状监测共 7 个点，各监测点名称及相对位置、距离见表 4.2-4。

表 4.2-4 地下水现状监测点的相对位置

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	项目区西侧	0.12	E: 80° 11' 13.050" N: 41° 18' 13.312"	11m	潜水	现场监测	2024.2.18
2	项目区西侧	0.2	E: 80° 11' 05.237" N: 41° 18' 11.990"	12m	潜水	现场监测	2024.2.18
3	项目区西南侧	0.7	E: 80° 10' 50.872" N: 41° 17' 49.072"	14m	潜水	现场监测	2024.2.18
4	项目区东南侧	3.4	E: 80° 13' 20.00" N: 41° 17' 02.00"	35m	潜水	现场监测	2024.3.25
5	联合站北侧	4.6	E: 80° 14' 22.82" N: 41° 19' 12.37"	38m	潜水	现场监测	2024.3.25
6	项目区东侧	7.1	E: 80° 16' 31.59" N: 41° 17' 59.91"	41m	潜水	现场监测	2024.3.25
7	项目区东南侧	8.3km	E80° 14'35.351", N41° 14'14.548"	45m	潜水	引用	2022.12.6

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）中表 1Ⅲ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：

pH_i≤7.0 时： $P_{pH} = (7.0 - pH) / (7.0 - pH_{sd})$

pH_i>7.0 时： $P_{pH} = (pH - 7.0) / (pH_{su} - 7.0)$

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结果见表4.3-5，评价结果见表4.3-6。

根据监测结果，2#井位的氟化物超标，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	/	$6.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$	8.0	0.67	8.1	0.73	8.1	0.73
2	总硬度 (以 CaCO_3 计)	mg/L	≤ 450	192	0.43	90	0.20	337	0.75
3	溶解性总固体	mg/L	≤ 1000	690	0.69	180	0.18	850	0.85
4	硫酸盐	mg/L	≤ 250	236	0.94	16	0.06	212	0.85
5	氯化物	mg/L	≤ 250	138	0.55	34	0.14	187	0.75
6	铁	mg/L	≤ 0.3	0.11	0.37	< 0.03	/	< 0.03	/
7	锰	mg/L	≤ 0.10	< 0.01	/	< 0.01	/	< 0.01	/
8	铜	mg/L	≤ 1.00	< 0.005	/	< 0.005	/	< 0.005	/
9	锌	mg/L	≤ 1.00	< 0.05	/	< 0.05	/	< 0.05	/
10	挥发性酚类 (以苯酚计)	mg/L	≤ 0.002	< 0.0003	/	< 0.0003	/	< 0.0003	/
11	高锰酸盐指数 (以 O_2 计)	mg/L	≤ 3.0	0.63	0.21	0.97	0.32	0.32	0.11
12	氨氮 (以 N 计)	mg/L	≤ 0.50	0.488	0.98	0.139	0.28	0.194	0.39
13	总大肠菌群	MPN/100mL	≤ 3.0	< 2	/	< 2	/	< 2	/
14	菌落总数	CFU/mL	≤ 100	10	0.1	50	0.5	75	0.75
15	石油类	mg/L	/	< 0.01	/	< 0.01	/	< 0.01	/
16	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤ 1.00	< 0.003	/	< 0.003	/	< 0.003	/
17	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤ 20.0	0.45	0.02	0.25	0.013	5.80	0.29
18	氰化物	mg/L	≤ 0.05	< 0.002	/	< 0.002	/	< 0.002	/
19	氟化物	mg/L	≤ 1.0	0.4	0.4	1.2	1.2	0.4	0.4

20	汞	mg/L	≤0.001	<0.00004	/	<0.00004	/	<0.00004	/
21	砷	mg/L	≤0.01	0.0027	0.27	0.0012	0.12	0.0011	0.11
22	镉	mg/L	≤0.005	<0.0005	/	<0.0005	/	<0.0005	/
23	铬（六价）	mg/L	≤0.05	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/
24	铅	mg/L	≤0.01	<0.0025	/	<0.0025	/	<0.0025	/
25	钾	mg/L	/	8.36	/	3.90	/	8.68	/
26	钙	mg/L	/	39.5	/	23.3	/	87.4	/
27	钠	mg/L	≤200	188	0.94	22	0.11	174	0.87
28	镁	mg/L	/	19.3	/	5.66	/	23.6	/
29	碳酸盐（CO ₃ ²⁻ ）	mg/L	/	6	/	<5	/	<5	/
30	重碳酸盐（HCO ₃ ³⁻ ）	mg/L	/	68	/	118	/	137	/
序号	检测项目	单位	标准值	4#		5#		6#	
				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≤pH≤8.5	8.1	0.73	8.0	0.67	7.9	0.6
2	总硬度（以CaCO ₃ 计）	mg/L	≤450	249	0.55	263	0.58	311	0.69
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000	587	0.59	538	0.54	540	0.54
4	硫酸盐	mg/L	≤250	213	0.85	88	0.35	198	0.79
5	氯化物	mg/L	≤250	128	0.51	172	0.69	93	0.37
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	0.48	0.16	0.77	0.26	0.28	0.09
10	氨氮（以N计）	mg/L	≤0.50	0.263	0.53	0.115	0.23	0.168	0.056

11	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	<2	/	<2	/	<2	/
12	菌落总数	CFU/mL	≤100	20	0.2	40	0.4	50	0.5
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	/	<0.003	/	<0.003	/
15	硝酸盐(以N计)	mg/L	≤20.0	0.39	0.019	0.22	0.011	5.43	0.27
16	氰化物	mg/L	≤0.05	<0.002	/	<0.002	/	<0.002	/
17	氟化物	mg/L	≤1.0	0.7	0.7	0.6	0.6	0.9	0.9
18	汞	mg/L	≤0.001	0.00004	0.04	0.00005	0.05	0.00006	0.06
19	砷	mg/L	≤0.01	0.0022	0.22	0.0022	0.22	0.0023	0.23
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	/	22.0	/	22.8	/	23.6	/
24	钙	mg/L	/	51.1	/	54.0	/	64.2	/
25	钠	mg/L	≤200	55.5	0.278	79.2	0.396	42.2	0.211
26	镁	mg/L	/	28.4	/	30.2	/	36.3	/
27	碳酸盐(CO ₃ ²⁻)	mg/L	/	9	/	<5	/	<5	/
28	重碳酸盐(HCO ₃ ⁻)	mg/L	/	87	/	81	/	62	/
序号	检测项目	单位	标准值	7#		/		/	
				检测结果	标准指数	/	/	/	/
1	pH值	/	6.5~8.5	8.1	0.73	/	/	/	/
2	总硬度(以CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450	82	0.18	/	/	/	/

3	溶解性总固体	mg/L	≤1000	578	0.578	/	/	/	/
4	硫酸盐	mg/L	≤250	114	0.456	/	/	/	/
5	氯化物	mg/L	≤250	139	0.556	/	/	/	/
6	铁	mg/L	≤0.3	0.08	0.267	/	/	/	/
7	锰	mg/L	≤0.10	<0.01	/	/	/	/	/
8	铜	mg/L	≤1.00	<0.005	/	/	/	/	/
9	锌	mg/L	≤1.00	<0.05	/	/	/	/	/
10	铝	mg/L	≤0.20	0.026	0.13	/	/	/	/
11	挥发性酚类(以苯酚计)	MPN/100mL	≤0.002	<0.0003	/	/	/	/	/
12	阴离子表面活性剂	CFU/mL	≤0.3	<0.05	/	/	/	/	/
13	耗氧量(COD法,以O ₂ 计)	mg/L	≤3.0	0.90	0.3	/	/	/	/
14	氨氮(以N计)	mg/L	≤0.50	0.097	0.194	/	/	/	/
15	硫化物	mg/L	≤0.02	<0.003	/	/	/	/	/
16	钠	mg/L	≤200	103	0.515	/	/	/	/
17	电导率	mg/L	/	341	/	/	/	/	/
18	氧化还原电位	mg/L	/	535	/	/	/	/	/
19	亚硝酸盐(以N计)	mg/L	≤1.00	0.006	0.006	/	/	/	/
20	硝酸盐(以N计)	mg/L	≤20.0	0.23	0.012	/	/	/	/
21	氰化物	mg/L	≤0.05	<0.002	/	/	/	/	/
22	氟化物	mg/L	≤1.0	0.94	0.94	/	/	/	/
23	碘化物	mg/L	≤0.08	<0.001	/	/	/	/	/
24	汞	mg/L	≤0.001	<0.00004	/	/	/	/	/

25	砷	mg/L	≤0.01	0.0056	0.56	/	/	/	/
26	硒	mg/L	≤0.01	<0.0004	/	/	/	/	/
27	镉	mg/L	≤0.005	<0.0005	/	/	/	/	/
28	铬(六价)	mg/L	≤0.05	<0.004	/	/	/	/	/
29	铅	mg/l	≤0.01	<0.0025	/	/	/	/	/
30	三氯甲烷	μ g/t	≤60	<0.02	/	/	/	/	/
31	四氯化碳	μ g/L	≤2.0	<0.03	/	/	/	/	/
32	苯	μ g/L	≤10.0	<2	/	/	/	/	/
33	甲苯	μ g/L	≤700	<2	/	/	/	/	/

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2024年2月18日对厂区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联合站四周。

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4.3-7。

表4.3-7 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	联合站东侧	49	60	达标	42	50	达标
N2	联合站南侧	46		达标	41		达标
N3	联合站西侧	48		达标	43		达标
N4	联合站北侧	46		达标	41		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

根据土壤评价等级判定结果，本项目联合站土壤评价等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）三级评价布点原则，即在项目区占地内布设3个表层样点；为了解现有联合站项目对周边农田土壤的影响，本次对周边农田选取了两个点位取表层样；本次环评土壤现状调查监测单位为阿克苏天鸿检测有限公司。监测布点见图4.3-1。

表4.3-8 监测点布设及监测因子

序号	监测点位	取样深度	监测因子
T1	项目区内西北侧	0.2m	pH、镉、汞、铅、砷、铜、镍、六价铬、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-

			四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、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
T2	项目区内东南侧	0.2m	pH 值、镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍
T3	项目区内北侧	0.2m	
T4	项目区东侧农田	0.2m	pH 值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃
T5	项目区南侧农田	0.2m	

4.2.4.1 分析和采样方法

项目区周边农田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（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，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（试行）》（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。

4.2.4.2 监测时间及频率

监测时间 2024 年 2 月 22 日，监测 1 天，每天 1 次。

4.2.4.3 评价标准与方法

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（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，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（试行）》（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）。评价方法采用监测值与标准值直接比较的方法。

4.2.4.4 监测及评价结果

表 4.3-9 项目区内土壤检测值及评价结果

样品编号	T1	标准限值	是否达标
采样地点	E: 80°11'19.480" N: 41°18'06.131"		
采样深度 (cm)	表层 (20)	/	/
检测项目	检测结果 $\mu\text{g}/\text{kg}$	mg/kg	/
pH	7.80		
氯乙烯	<1.5	0.43	是
1,1-二氯乙烯	<0.8	66	是

二氯甲烷	<2.6	616	是
反-1,2-二氯乙烯	<0.9	54	是
1,1-二氯乙烷	<1.6	9	是
顺-1,2-二氯乙烯	<0.9	596	是
氯仿	<1.5	0.9	是
1,1,1-三氯乙烷	<1.1	840	是
四氯化碳	<2.1	2.8	是
1,2-二氯乙烷	<1.3	5	是
苯	<1.6	4	是
三氯乙烯	<0.9	2.8	是
1,2-二氯丙烷	<1.9	5	是
甲苯	<2.0	1200	是
1,1,2-三氯乙烷	<1.4	2.8	是
四氯乙烯	<0.8	53	是
氯苯	<1.1	270	是
1,1,1,2-四氯乙烷	<1.0	10	是
乙苯	<1.2	28	是
间,对-二甲苯	<3.6	570	是
邻-二甲苯	<1.3	640	是
苯乙烯	<1.6	1290	是
1,1,2,2-四氯乙烷	<1.0	6.8	是
1,2,3-三氯丙烷	<1.0	0.5	是
1,4-二氯苯	<1.2	20	是
1,2-二氯苯	<1.0	560	是
氯甲烷	<3.0	37	是
硝基苯	<0.09mg/kg	76	是
苯胺	<3.78mg/kg	260	是
2-氯苯酚	<0.06mg/kg	2256	是
苯并[a]蒽	<0.1mg/kg	15	是
苯并[a]芘	<0.1mg/kg	1.5	是
苯并[b]荧蒽	<0.2mg/kg	15	是
苯并[k]荧蒽	<0.1mg/kg	151	是
蒽	<0.1mg/kg	1293	是
二苯并[a,h]蒽	<0.1mg/kg	1.5	是
茚并[1,2,3-cd]芘	<0.1mg/kg	15	是
萘	<0.09mg/kg	70	是
砷	14.2mg/kg	60	是
铅	26mg/kg	800	是
汞	0.154mg/kg	38	是

镉	0.30mg/kg	65	是
铜	28mg/kg	18000	是
镍	40mg/kg	900	是
六价铬	0.8mg/kg	5.7	是

表 4.3-10 项目区内土壤检测值及评价结果

样品编号	T2	T3	标准限值	是否达标
采样地点	E: 80°11'21.577" N: 41°18'06.213"	E: 80°11'19.759" N: 41°18'09.950"		
采样深度 (cm)	表层(20)	表层(20)	/	/
检测项目	检测结果 $\mu\text{g}/\text{kg}$	检测结果 $\mu\text{g}/\text{kg}$	标准值 mg/kg	/
pH 无量纲	8.06	8.17	/	/
砷	7.36	6.99	60	是
铅	36	48	800	是
汞	0.032	0.033	38	是
镉	0.03	0.02	65	是
铜	17	16	18000	是
镍	20	19	900	是
六价铬	1.5	1.9	5.7	是

表 4.3-11 周边农田土壤检测值(T4/T5)

检测项目			pH	铬	锌	镉	汞	铅	砷	铜	镍	石油 烃
单位			无	mg/kg								
编号	采样地点	深度	检测值									
1# 东侧 农田	E: 80° 11' 23.105" N: 41° 18' 05.286"	20c m	7.8 9	55	69	0.0 6	0.0 33	43	6.9 7	18	19	11 0
2# 南侧 农田	E: 80° 11' 16.606" N: 41° 18' 03.880"	20c m	8.0 5	59	81	0.0 4	0.0 21	50	11.9	22	24	93
标准限值			/	/	17 0	300	0.6	3.4	170	25	100	19 0
是否达标			/	/	是	是	是	是	是	是	是	是

由土壤环境现状监测结果可知,项目区内3个监测点土壤因子现状均满足及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控质量标准(试行)》(GB36600-2018)表1中建设用地(第二类用地)土壤污染风险筛选值;周边农用地2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（试行）》（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。

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4.3-11。

表 4.3-11 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，农田主要种植水稻，果园主要种植红枣、苹果、核桃等；主要植被为膜果麻黄、芦苇、骆驼刺、猪毛菜等。

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 4.3-12。

表 4.3-12 项目区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	+	+	+	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+	
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	++			
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	

树麻雀	<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

油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

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、园地、村庄，项目施工扬尘，将会对居民及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，不会对项目区内居民造成影响。

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

生活污水依托现有联合站生活设施，由吸污车定期清运至阿克苏生活污水处理厂处理。

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，保护项目施工区域居民良好的居住声环境。

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 5.1-2 可知，主要施工机械在 10m 范围内均能够达到建筑施工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。

施工距敏感点最近诺尔贝希买里距离 600m，昼间施工噪声对声环境敏感点影响较小。

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

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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（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，必要时禁止夜间施工。

(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

施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，项目施工期环境影响是可以接受的。

本项目永占地为现有联合站内预留扩建空地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。站场平整、覆土、进行地面硬化处理；因此本项目永久占地对区域的现有土地利用状况影响较小。

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

“十三五”期间，阿克苏地区共完成沙化土地治理面积 99.6 万亩，超额完成自治区下达沙化土地治理任务的 120.73%。根据第五次全国荒漠化监测数据显示，短短 5 年时间，阿克苏地区沙化土地面积由原来的 10.12 万平方公里到现在的 6.17 万平方公里，减少了 3.95 万平方公里。

从 1986 年起，阿克苏市就在城区北郊和东郊的万古荒垣上开始进行了大规模的植树造林工程——柯柯牙荒漠绿化防护林工程，植树造林 115.3 万亩，80%是经济林，15%是防护林，5%是基础设施建设和配套项目。

阿克苏地区又相继规划实施了阿克苏河、渭干河、空台力克区域“两河一区”三个百万亩生态治理工程。

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）

本项目位于现有联合站预留空地，占地主要为裸地，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。池体开挖、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。管沟开挖过程中，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) 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；施工过程中，对于管线工程，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；

(4) 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，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	°C	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	°C	37.5	多年静风频率（风速<0.2m/s）	%	12.1
累年极端最低气温	°C	-17.2	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）。

阿克苏气象站月平均风速统计（单位 m/s），见表 5.2-2。

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	1.2	1.4	1.8	2.1	2.1	2.2	2.2	1.9	1.6	1.3	1.1	1.1

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	NNENE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNWC	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

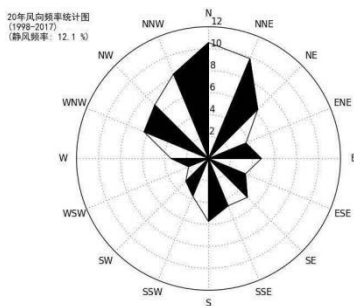
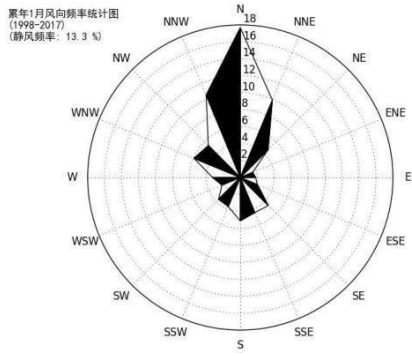


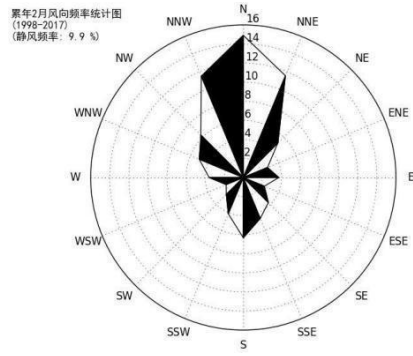
图 5.2-1 阿克苏风向玫瑰图 (C=12.1%)

表 5.2-4 阿克苏气象站月风向频率统计 (单位%)

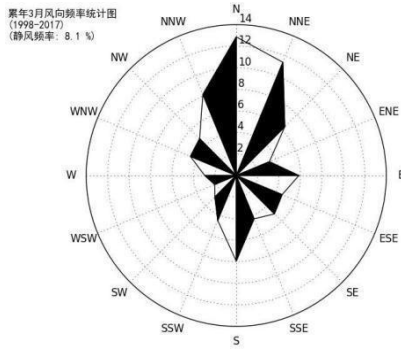
月份 \ 风向 频 率	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	17.7	9.9	4.6	1.6	1.8	2.2	4.7	4.5	5.1	3.7	3.6	2.3	4.2	5.9	5.3	10.5	14.2
02	14.9	11.5	5.1	2.7	3.7	2.4	3.7	4.6	6.3	4.1	2.5	1.9	3.6	5.0	6.3	11.5	9.9
03	12.9	11.4	6.4	4.2	5.8	4.6	5.0	4.4	7.9	4.5	2.8	2.2	2.9	4.6	4.8	8.1	8.1
04	8.3	9.0	7.9	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



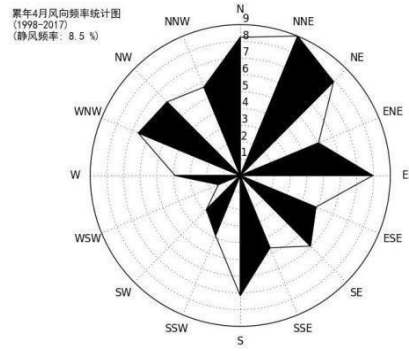
1月静风 14.2%



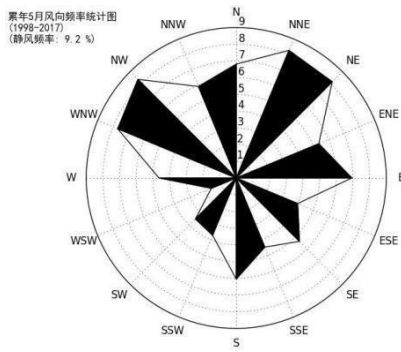
2月静风 9.9%



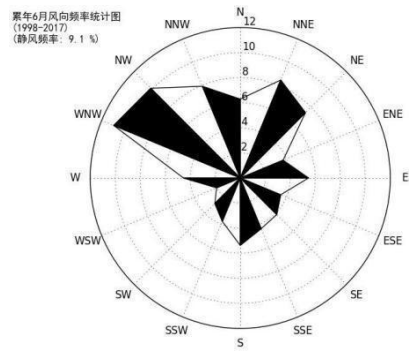
3月静风 8.1%



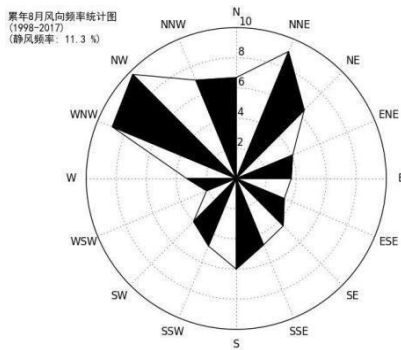
4月静风 8.5%



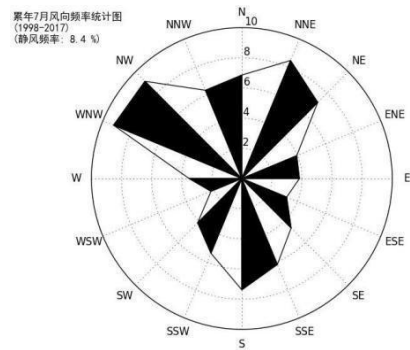
5月静风 9.2%



6月静风 9.1%



7月静风 8.4%



8月静风 11.3%

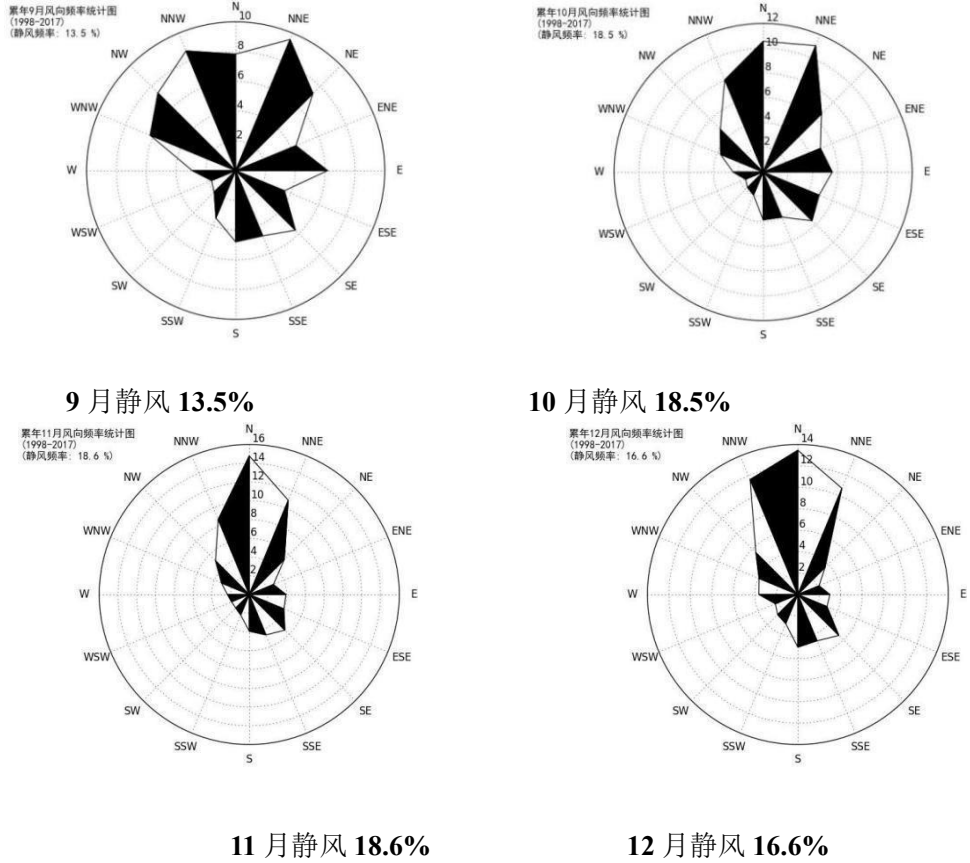


图 5.2-2 阿克苏月风向玫瑰图

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。

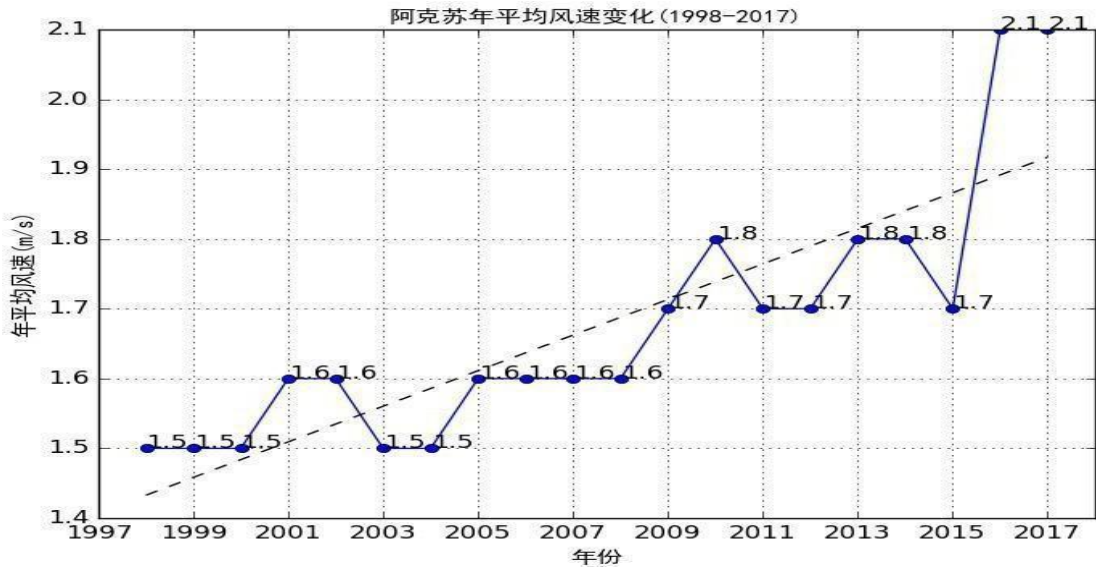


图 5.2-3 阿克苏 (1998) 年平均风速 (单位: m/s, 虚线为趋势线)

(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）。

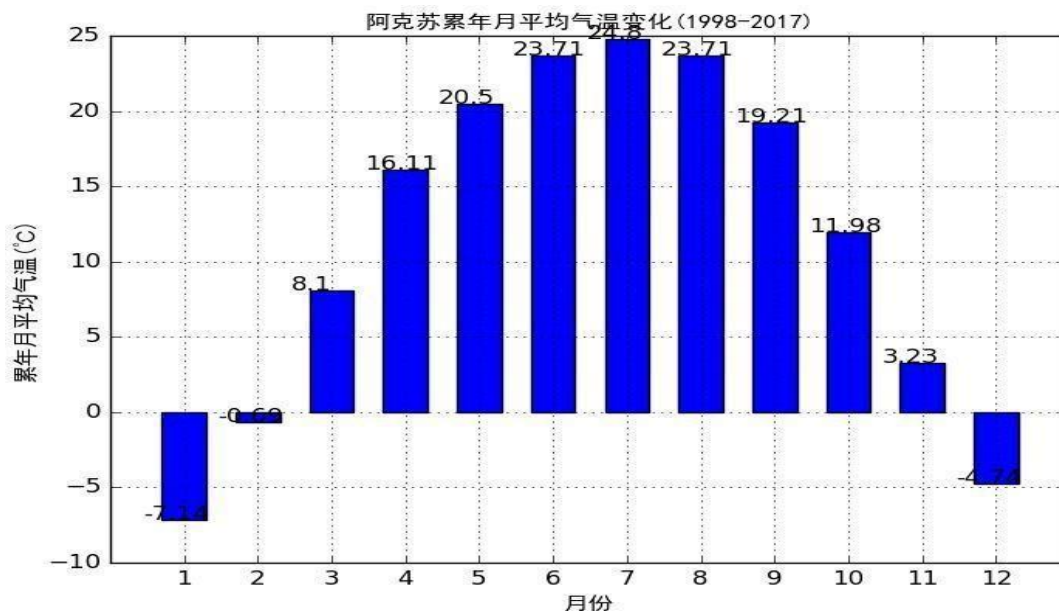


图 5.2-4 阿克苏月平均气温（单位：℃）

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℃，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

扩建工程的有组织废气主要为相变加热炉废气。区域内没有其他在建、拟建污染源。

本项目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

编号	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/(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	排放强度(kg/h)		
		X	Y							NO _x	PM ₁₀	SO ₂
1	相变加热炉	65	67	1150	15	0.3	100	8760	正常	0.077	0.0189	0.0003

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	罐区	30	7	1150	15	8760	正常	0.061

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,进行三级预测评价,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

各污染物根据占标率 10% 的最大距离,均小于 5km,设定为以相变加热炉为中心,各向 2.5km,边长 5km,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	相变加热炉（有组织）	PM ₁₀	1.53E-04	0.03	/	0.75
		NO _x	6.25E-04	0.25		
		SO ₂	2.44E-06	0.00		
2	新建罐区及设备区（无组织）	非甲烷总烃	1.49E-02	0.75		

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非甲烷总烃最大地面浓度为 0.0149mg/m³，占标率为 0.75%；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	4.168	0.0189	0.166
		NO _x	16.938	0.077	0.67
		SO ₂	0.066	0.0003	0.0026
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.166

	NO _x	0.67
	SO ₂	0.0026

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/m ³)	
1	/	罐区	非甲烷总烃	油气集输密闭；储油罐设置油气回收装置	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	2	0.043
2	/	动静密封点		加强检修，及时更换阀门等			0.491
无组织排放总计 t/a							
无组织排放总计				非甲烷总烃	0.534		

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	0.166
2	NO _x	0.67
3	SO ₂	0.0026
4	非甲烷总烃	0.534

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 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价范围	边长=5km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (NO _x 、PM ₁₀) 其他污染物 (非甲烷总烃)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>

评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>				
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>					
	评价基准年	(2022) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>					
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>		不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>					
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/> 区域污染源 <input type="checkbox"/>					
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长=50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (NO _x 、PM ₁₀ 、非甲烷总烃)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>				
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h			C _{非正常} 占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>		
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>			C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>					
区域环境质量的整体变化情况	K≤-20% <input type="checkbox"/>			K>-20% <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(、NO _x 、PM ₁₀ 、非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子：(1次/年)			监测点位数(与现状因子相同)		无监测 <input type="checkbox"/>		

评价 结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	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：（0.534）t/a	NO _x ：（0.67）t/a	颗粒物：（0.166）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所储存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10m/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1.45‰；

T—质点迁移天数，取值不小于5000d，本次取7665d（服务年限21年）；

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1482m。

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）。

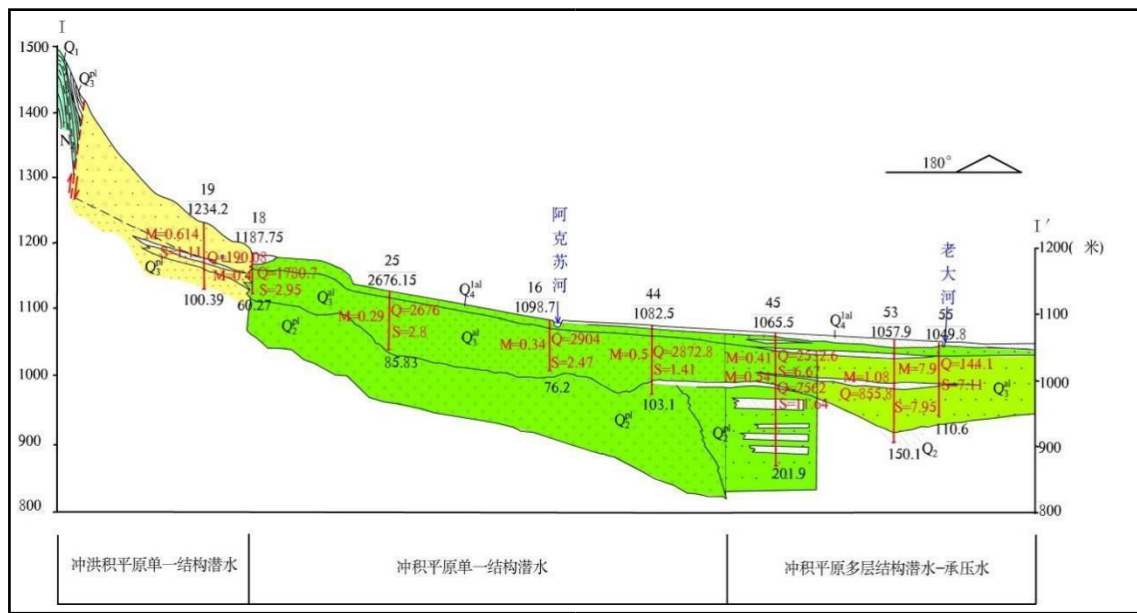


图 5.2-5 南北向水文地质剖面图

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 60~100m/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（图 5.2-6，表 5.2-13）。

表 5.2-13 前人钻孔抽水试验参数特征统计一览表

新编号	原井号	井深 (m)	类型	井半径 (mm)	含水层厚度 (m)	降深 (m)	涌水量 (m ³ /d)	渗透系数 (m/d)	换算涌水量 (m ³ /d)
25	A-27	85.83	潜水非完整井	0.068	21.16	1.06	1431.38	83.19	7740.78
					25.35	2.80	2676.15	51.16	5541.96
16	A-204	76.2	潜水非完整井	0.068	24.51	1.32	2301.7	94.18	13784.62
					26.17	2.47	2904.77	61.34	9248.67
44	A-207	103.06	潜水非完整井	0.095	24.07	0.89	2163.456	121.85	12425.33
					26.09	1.41	2872.8	96.4	14323.82
46	A-208	167.12	承压非完整井	0.068	14.47	0.90	527.04	51.48	4725.02
					19.16	2.02	1071.36	36.64	4214.36
					22.19	3.56	1658.88	28.35	2673.59
23	A-202	187.64	潜水非完整井	0.077	18.36	1.42	952.128	44.76	5207.20
					20.47	2.57	1295.136	30.21	3845.80
69 上	A-166 上	207.09	上层承压	0.163	22.08	8.02	1624	9.07	1269.40
					23.69	10.30	2051	8.33	1235.58
69 下	A-166 下	207.09	下层承压	0.109	10.98	1.16	296	22.97	1879.81
					19.05	6.07	1054.08	9.89	1235.03
67	A-150	151.32	潜水完整井	0.110	15.34	3.04	603.33	19.12	1108.00
					19.83	7.44	1181.088	14.2	1146.04
			承压非完整井	0.068	14.79	9.41	554.342	4.54	484.20
					15.47	12.9	616.118	3.44	505.51

②水量丰富区（单井涌水量 3000~5000m³/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 30~40m/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 1000~3000m³/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 15~25m/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 15~20m/d，潜水水位埋深 10~30m，由北向南水位埋深变浅。

④水量贫乏区（单井涌水量<1000m³/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南东变浅，渐变为 5~10m。

（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 3000~5000m³/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 10~100m³/d，承压水 1263~6935m³/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 10~30m，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 1000~5000m³/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 44~108m，顶板埋深 15~26m，单井涌水量为 1091~2800m³/d；库木巴什一带单井涌水量也超过 1000m³/d，含水层为砂砾石，下部为中细砂、厚 13~30m，顶板埋深 63~66m。

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 20~23m、北部厚 67m。单井涌水量 230~622m³/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 200m³/d，水质差、矿化度 4~6g/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 HCO₃ 型渐变为 HCO₃·SO₄ 型、SO₄·HCO₃ 型、SO₄·Cl 型、Cl·SO₄ 型至 Cl 型。在库玛拉克河地段，河水水质较好，水化学类型为 HCO₃-Ca·Mg 型，矿化度<1g/L，受其补给，地下水水化学类型以 HCO₃-Ca·Mg 型和 HCO₃·SO₄-Ca·Mg 型为主，地下水矿化度<1g/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 HCO₃-Ca·Mg 型，矿化度<1g/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 HCO₃·SO₄ 型过渡为 SO₄·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 SO₄·Cl·HCO₃ 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 1~2.5g/L 之间，水化学类型为 Cl-Na。氟含量在整个承压水区均较高，在 1~2mg/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<1m，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25.25%),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 地层岩性

根据现场勘探结果，拟建场地勘探深度内出露的主要土层为杂填土、素填土、粉土、砾砂、圆砾，具体描述如下：

①杂填土(Q_{4ml})：主要由砂土、建筑垃圾（砖、混凝土块）混合而成，松散状态，不宜压实，部分土体堆积时间为 2022 年 6 月-9 月，力学性质不均，属于欠固结土，具有较大不均匀沉降特性，场地不连续分布，厚度 1.3~3.1m。土石类别：二类土；土石等级Ⅱ级。

②素填土(Q_{4ml})：黄褐色，干，松散-稍密状态，成分以砾砂、粉砂为主，夹粉土，分布较连续，成分不均匀，部分土体堆积时间为 2022 年 6 月-9 月。属于欠固结土，具有较大不均匀沉降特性，大部分区域出露于地表，揭露厚度：1.2~6.0m。土石类别：二类土；土石等级Ⅱ级。

③粉土(Q_{4al+pl})：黄褐色，干，密实状态，有轻微摇振反应，切面粗糙，干强度低，韧性差，土层不均匀，多夹粉砂或砾砂，微具近水平沉积层理。该层在场地分布不连续，埋深 3.0~3.1m，厚度 2.3~2.5m。土石类别：二类土；土石等级Ⅱ级。

④淤泥：灰黑色，饱和，流塑-软塑，成分均匀，含有机质，具有腐臭味，该层在场地分布较连续，埋深 2.1~6.0m，厚度 1.2~5.8m，土石类别：类土；土石等级Ⅱ级。

⑤砾砂(Q_{4al+pl})：黄褐色，松散，颗粒成分主要以石英、长石质为主，颗粒形状为浑圆状，级配不良，夹有薄层粉土、砂土、粉质黏土。分布较连续，揭露埋深：2.5~8.4m，厚度 0.6~6.5m，最大揭露厚度：16.0m。土石类别：二类土；土石等级Ⅰ级。

⑥砾砂(Q_{4al+pl})：黄褐色，稍密~中密，上层以 sh 颗粒成分主要以石英、长石质为主，颗粒形状为浑圆状，级配不良，夹有薄层粉土、粉质黏土、砂土、圆

砾。分布连续，揭露埋深：5.8~10.0m，厚度 1.0~8.0m，最大揭露厚度：16.0m。土石类别：二类土；土石等级II级。

⑦圆砾(Q_{4al+pl})：青灰色，中密~密实，以硬质岩碎屑为骨架，中粗砂充填，颗粒呈亚圆形，颗粒骨架间空隙主要由中、粗砂充填，夹有薄层粉土、砂土。揭露埋深：12.1~17.0m，最大揭露深度：27.0m，未揭穿。土石类别：三类土；土石等级III级。

5.2.2.3.3 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 $5.18 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ 。包气带渗透系数相对较大，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”。

(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 (>3000m³/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 3000m³/d，水化学类型为 HCO₃-Mg 型或 CL·SO₄-Mg·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 (1000-3000m³/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 1000-3000m³/d。经本次水质分析可知，地下水化学类型一般为 CL·HCO₃-Mg·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 (500-1000m³/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 500-1000m³/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) 地下水水位现状

本次共收集评价区水文地质钻孔 11 眼，井深为 75~160m，水位统测结果见下表 5.2-15。

表 5.2-15 评价区地下水水位监测点信息一览表

编号	钻孔深度 (m)	水位埋深	揭露含水层厚度 (m)	井半径 (m)	地下水类型 (m ³ /d)
J25	150	74.55	62.4	0.1625	潜水
J24	132	59.45	71.3	0.1625	潜水
J23	160	81.42	65.5	0.1625	潜水
J22	120	58.20	72.2	0.1625	潜水
J21	105	46.10	72.1	0.1625	潜水
J20	110	40.20	65.2	0.1625	潜水
J19	155	79.36	72.6	0.1625	潜水
J18	110	42.40	66.3	0.1625	潜水
J17	102	33.10	64.1	0.1625	潜水
J15	75	4.85	63.2	0.1885	潜水
J13	98	2.70	61.5	0.1885	潜水

(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，地下水位埋深 2~82m 左右，渗透系数在 2~15m/d 左右。

5.2.2.4 地下水环境影响预测

5.2.2.4.1 概述

地下水污染模拟预测评价工作在地下水环境调查评价工作基础上，开展地下水污染概念模型构建和污染趋势预测工作。按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016），本次地下水环境影响评价中，拟建项目评价等级为一级，一级评价采用数值法对地下水水质进行预测和评价。

根据建设项目自身性质及其对地下水环境影响的特点，为预测和评价项目建设后对地下水环境可能造成影响危害，并针对这种影响和危害提出防治策略，从而达到预防与控制环境恶化、保护地下水资源的目的，按照导则要求，本次工作采用数值模拟法进行地下水预测与评价。

总体思路是：在对评价区水文地质条件综合分析的基础上确定模拟范围，通过边界条件、地下水流动特征及含水层系统结构的概化，建立评价区的水文地质概念模型，进一步采用有限差分原理进行空间离散、高程插值、非均质分区、边界条件设置等，从而构建评价区地下水渗流数值模型。利用已有的水位观测资料及区域地下水运动规律，完成模型的识别校正。针对建设工程项目的特点，识别评价区内可能造成地下水污染的主要污染指标及其污染范围，设计污染情景，概化评价区内污染状况，在地下水渗流数值模型的基础上耦合污染物迁移方程，得到地下水溶质运移模型，利用此模型对污染情景进行预测评价。

5.2.2.4.2 水文地质概念模型及其数学描述

建立水文地质概念模型是分析和研究一定范围内地下水系统的内部结构与动态特征的过程，将含水层实际的边界性质、介质结构、水力特征和补径排等条件概化为便于进行数学与物理模拟的基本模式。建立评价区水文地质概念模型是进行预测评价的第一步，也是最关键的一步。通过适当简化和合理假设，对地下水系统内外地下水的补径排关系、含水层组类型及空间结构、边界条件及源汇项、地下水运动状态及参数分布特征等进行定量表达。

（1）模拟区范围

本次模拟区范围的圈定，在项目整体评价范围的基础上，考虑边界条件，尽

量选择自然边界和零流量边界。最终确定评价区的模型计算区东西长约 22.8km，南北宽约 18.9km，面积为 360km² 的区域，模型计算区拐点坐标详见表 5.2-16。

表 5.2-16 模型计算区拐点坐标统计一览表

拐点编号	X 坐标	Y 坐标	备注
G01	419135.66	4565889.81	西南角
G02	441717.44	4565889.81	东南角
G03	441717.44	4583824.04	东北角
G04	419135.66	4583824.04	西北角
说明	采用西安 80 坐标系，高斯克吕格 6 度带投影。		

(2) 含水层概化

模拟区内地下水类型为单一结构潜水，岩性为卵砾及砂砾石，具有明显的孔隙连通性，因此模型计算区地下水含水层类型均概化为单层结构的第四系松散岩类孔隙含水层。

系统内含水介质其透水性与空间坐标有关，为非均质。但其任一点各方向之渗透性能相同，为各向同性。二者综合可将其含水层归为非均质各向同性含水层介质。本次地下水现状调查中，通过收集前人工作成果，得到模拟区所在评价范围开展的抽水试验数据，能够较好反映模拟区的水文地质参数分布特征。

(3) 边界条件

1) 水平边界

模拟区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，地貌部位属柯克亚河、库玛克河等山前冲洪积平原中下部。主要含水层为第四系松散岩类孔隙含水层，接受西北方向地下水侧向径流补给，存在田间入渗和渠系入渗补给的交换水量，其排泄去向主要为向下游东南、南方向径流。考虑到本次主要为模拟污染物在地下水中的迁移，对地下水天然流动形态扰动小，根据已有地下水流场资料，模拟区东西两侧垂直于地下水流场，概化为零流量边界，地下水径流方向为自西北向东南，因此北边界概化为定流量流入边界，南边界概化为定流量流出边界。

2) 垂直边界

模拟评价区地下水类型为单一结构潜水，顶面为开放边界，存在田间入渗补

给的交换水量，根据前述的厂区水文地质资料，模拟区控制钻孔的最深深度为150m，本次模型底板根据地面高程减去150m的方法确定，底部边界标高约为-150m，顶部边界取在地表。模型区底部边界为富水性差、向上越流微弱的隔水边界。

根据拟建项目所在评价区地下水含水层结构和赋存条件，将模拟区内地层概化为非均质各向同性的非稳定的地下水流系统。区内渗透介质可概化为多孔介质，地下水系统结构、参数、补排项均随空间变化，体现了系统的非均质性，但没有明显的方向性，故为非均质各项同性介质。对于计算区顶部边界，在该处主要接受大气降水入渗补给和潜水蒸发排泄，可概化为潜水面边界。模拟区水文地质概念模型示意图见图5.2-6。

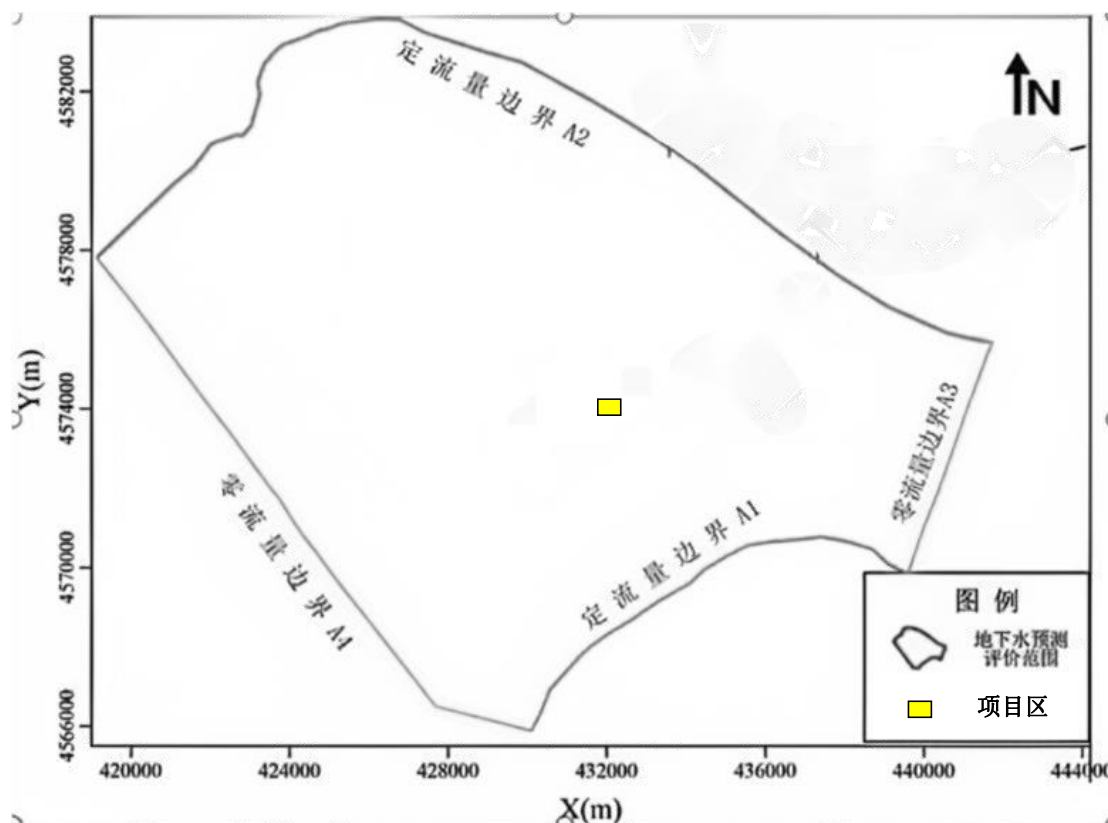


图 5.2-6 模拟区水文地质概念模型图

(4) 模拟区三维渗流数学模型

模拟区内的含水层具有厚度有限、水平半无限延伸的特点，地下水运移符合达西定律，水位随时间变化，故将模拟区内地下水水流运移可概化为一层二维非均质各向同性的潜水非稳定水流。地下水的非稳定流运动问题可用地下水流连续

性方程及其定解条件式来描述。

建立模拟区二维渗流数学模型如下：

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left(K \frac{\partial H}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K \frac{\partial H}{\partial y} \right) + W = \mu_s \frac{\partial H}{\partial t} & (x, y) \in D, t > 0 \\ H(x, y, 0) = H_0(x, y) & (x, y) \in D, t = 0 \\ \left. \frac{\partial H}{\partial n_3} \right|_{A_3} = \left. \frac{\partial H}{\partial n_4} \right|_{A_4} = 0 & t > 0 \\ K(h - B) \left. \frac{\partial h}{\partial n} \right|_{A_1 A_2} = -q(x, y, t) & t > 0 \end{cases}$$

式中：

H 水头 (m)；

K 渗透系数 (m/d)；

W 降水入渗补给强度 (m²/d)； μ_s 给水度；

D 渗流区；

A_1 渗流区北部定流量边界面；

A_2 渗流区东南部定流量边界面；

A_3 渗流区东部零流量边界面；

A_4 渗流区西南部零流量边界面；

A_5 隔水底板边界；

n 各边界面的外法线方向； h 水头高程 (m)

B 模型含水层底板高程

H_0 渗流区初始流场 (m)；

上述的渗流数学模型，可用有限差分法进行求解。即在对渗流区进行适当剖分的基础上，把微分方程及边界条件中的微商用差商来代替，从而将微分方程的求解问题转化为一组代数方程组的求解问题。

对于污染物在地下水中的迁移，在不考虑污染物在含水层中的交换、吸附、生物化学反应等作用时，地下水中污染物质运移数学模型可表示为：

$$n_e \frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(nD_{ij} \frac{\partial C}{\partial x_j} \right) - \frac{\partial}{\partial x_i} (nCv_i) \pm C'W$$

其中：

$$D_{ij} = \alpha_{ijmn} \frac{V_m V_n}{|v|}$$

α_{ijmn} -- 含水层的弥散度;

V_m , V_n — 分别为 m 和 n 方向上的速度分量;

$|v|$ — 速度模;

C — 模拟污染质的浓度;

n_e — 有效孔隙度;

C' — 模拟污染质的源汇浓度;

W — 源汇单位面积上的通量;

V_i — 渗流速度;

C'' — 源汇的污染质浓度;

以上模型的选择基于以下理由:

(1) 污染物在地下水中的运移非常复杂, 影响因素除对流、弥散作用以外, 还存在物理、化学、微生物等作用, 这些作用常常会使污染物总量减少, 运移扩散速度减慢。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在困难;

(2) 假设污染物质在运移中不与含水层介质发生反应, 可以被认为是保守型污染物质。保守型污染物质的运移只考虑对流、弥散作用。在国际上有很多用保守型污染物质作为模拟因子进行环境质量评价的成功实例;

(3) 保守型考虑符合环境影响评价风险最大的原则。

联合求解水流方程和溶质运移方程就可得到污染物质的空间分布。

5.2.2.4.3 数值模拟软件简介

针对模拟区地形起伏较大、水文地质条件复杂的特征, 本次计算中地下水流模拟采用 MODFLOW 进行数值模拟。自问世以来, MODFLOW 已经在学术研究、环境保护、水资源利用等相关领域内得到了广泛的应用。本次计算中溶质运移模拟采用 MT3DMS 进行数值模拟。MT3DMS 不但可以同时模拟地下水中多种污染物组份的物理迁移过程(包括对流、弥散、吸附等), 而且可以模拟组份在运移过程中发生的简单生物和化学反应。与 MODFLOW 的结构类似, MT3DMS 的程序设计也是采用模块化结构, 有基本运移(BTN)、对流(ADV)、弥散(DSP)、源汇混合(SSM)、化学反应(RCT)、广义共轭梯度求解(GCG)、运移过程观测(TOB)、水流模型接口(FMI)、公共实用(UTL)等多个子

程序包。正因为 MT3DMS 具有以上诸多功能和特点，决定了该软件广泛适用于各种不同条件下地下水中污染物的运移问题，有关污染物的运移研究大都可采用 MT3D/MT3DMS 进行数值模拟。

5.2.2.5 数值模拟

5.2.2.5.1 三维几何模型

模拟区范围地理坐标系统为 1980 西安坐标，由于以前在区内进行的有关地质及水文地质工作主要是建立在高斯投影坐标的基础上，所以本次模拟仍选用高斯投影坐标系（6°带）。

（1）模型层的划分

在建立数值模型前应根据实际的地层结构对研究区进行模型层的划分。勘察范围内，根据已有的水文地质剖面图及钻孔柱状图资料，模拟区地下水主要含水层为第四系松散岩类孔隙含水层。

依据区内地层结构及其分布特征，模型层对应实际地层中的第四系松散岩类孔隙含水层。由于调查并未揭穿第四系松散岩类孔隙含水层，结合前人研究成果，模拟评价区地下水类型为单一结构潜水，本次模型底板根据地面高程减去 150m 的方法确定，底部边界标高约为-150m。

（2）计算域剖分

为了尽可能真实地反映断层及岩层中地下水的渗流状况，根据实际情况，采用规则长方体单元对研究区进行了较细致的剖分。在水平面上采用间距为 50m 等间距正交网格将模拟区剖分为 378 行、456 列（见图 5.2-7）。通过上述的剖分，共剖分出了 140448 个单元，其中活动单元 86081 个，代表平面实际面积 360km²。

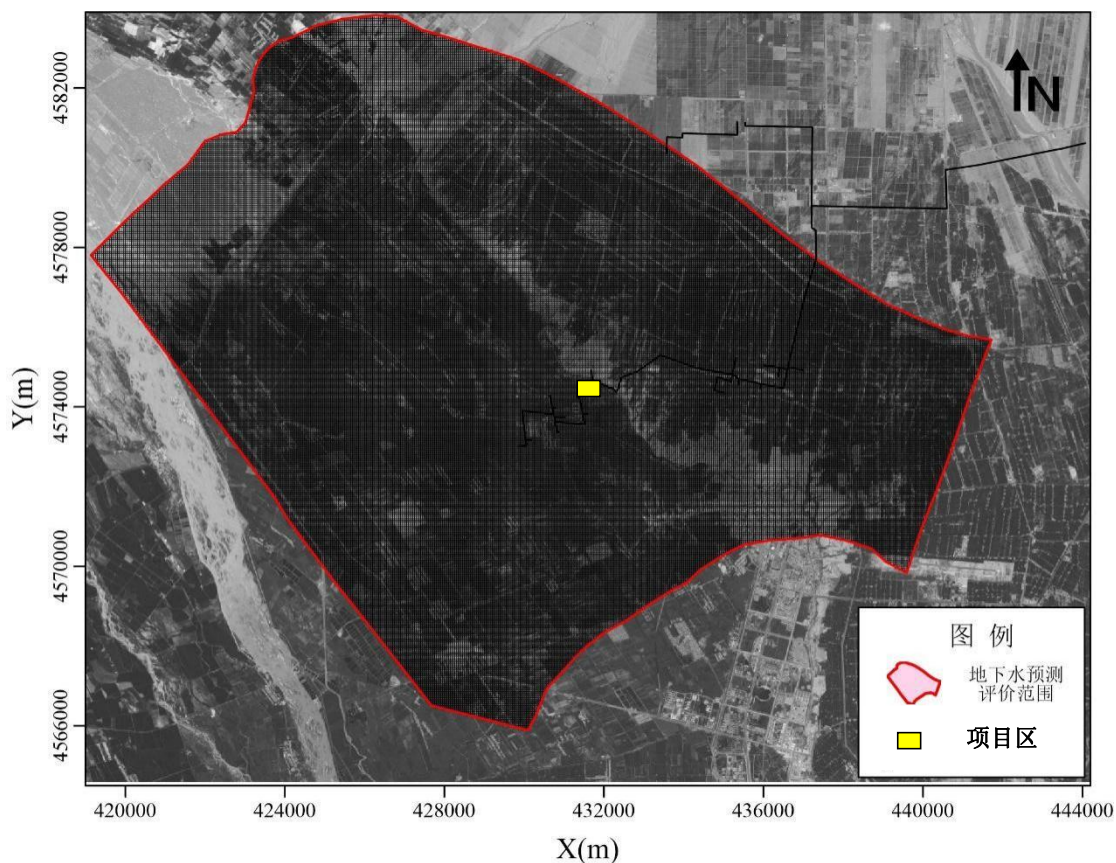


图 5.2-7 模拟区平面剖分网格图

(3) 数字高程模型

模拟中的地面标高采用数字高程模型来表示，运用 mapGIS 对模拟范围内地形图进行处理，经过高程点提取、异常点剔除后获得计算区原始高程数据。在此基础上，进一步采用克里格（Kriging）空间插值方法生成数字高程模型（见图 5.2-11），生成后的数字高程模型的网格间距为 30m（小于 50m），符合区内建立地下水流数值模型的精度要求。

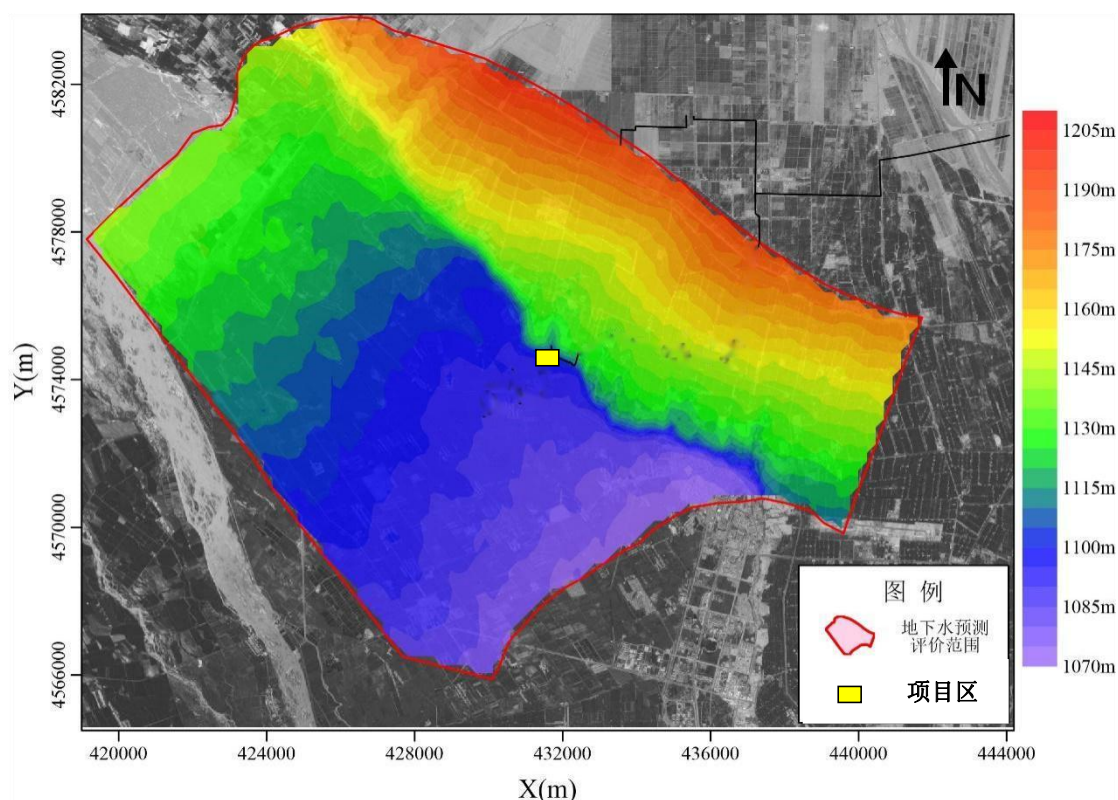


图 5.2-8 模拟区数字高程模型影像图

(4) 三维几何模型

根据模拟区内相关井孔资料，并结合出露情况来获取各分层标高，考虑到井孔密度的不均一性，为较客观地刻画模拟区各模型层的底面标高，本次模拟在对有关井孔资料的综合整理分析基础上，结合对区域地层分布规律的认识，对资料缺乏地区进行控制性插值，进而得到模拟区内各模型层的底面标高离散点数据，在此基础上采用克里格空间插值方法生成各模型层底板标高网格化模型。将前面获得的数字高程模型与各模型层底板标高网格化模型整合在一起，根据前述模型分层中的处理方法，并按照模拟区几何边界将区外的数据白化掉，便可获得模拟区的三维几何模型。

5.2.2.5.2 三维水文地质模型

在前述的三维几何模型基础上，加上模拟区内的水文地质内容便可建立起模拟区三维水文地质模型。水文地质模型内容包括周边及底部边界条件的设置、大气降水入渗补给的设置、地下水排泄量的设置、水文地质参数的设置等。

(1) 周边及底部边界条件

根据模拟区水文地质概念模型，模拟区北部边界、东南方向边界属于第二类定流量边界，西南部、东部为第二类零流量边界，模拟区底部边界为隔水边界。模拟区地下水补给量主要来自于上游的侧向径流补给（即第二类定流量边界 A₂）；模拟区地下水排泄量为下游的侧向流出（即第二类定流量边界 A₁）。

（2）大气降水入渗补给

根据研究区内地下水动态观测资料及降雨资料分析，温宿县属典型的大陆性温带干旱气候。其特点为：气候干燥，降雨量小，蒸发量大。选用温宿县平原区多年平均降水量 70mm。降雨入渗系数 α_i 的大小与降雨量、包气带岩性、地下水位埋深等因素密切相关，根据调查区包气带岩性和地下水位埋深等特征，包气带岩性为中砂，故入渗系数为 $5.18 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ 。

在模型中计算大气降水入渗补给量时，将该补给量作用于最上一层活动单元，即当某地段第一层为透水不含水时（呈疏干状态，为非活动单元），大气降水补给量将作用于其下部含水的单元上（活动单元）。

（3）蒸发量

潜水的蒸发排泄是区内地下水的排泄方式之一。本次潜水蒸发排泄量计算中所用的蒸发度，是在温宿县气象局蒸发皿蒸发量观测资料基础上（多年平均蒸发量 1853.9mm），乘以 0.7 的折算系数，换算为水面蒸发度。包气带岩性决定了毛细上升高度与速度，从而控制和影响潜水蒸发，计算中所用的潜水极限蒸发深度，根据本区包气带岩性选用 6 米。采用以下公式计算各单元的潜水蒸发量：

在模型中，采用 EVT 模块计算蒸发量。

（4）水文地质参数

地下水流动模型参数包括含水层水平渗透系数 K_x 、垂直渗透系数 K_y 、给水度 μ 等。地下水水流模型中水文地质参数渗透系数 K 和给水度 μ 值主要根据前人环境水文地质调查过程中试验给出的结果，并结合岩性特征和经验值给定初始值，通过模型模拟调试，最终获得模拟所需的水文地质参数。

表 5.2-17 水文地质参数分区表

参数分区	初始 K_x (m/d)	初始 K_y (m/d)	纵向弥散系数度 (m)	给水度 μ	最终 K_x (m/d)	最终 K_y (m/d)
1	5-15	5-15	28.3	0.15	12	12
2	2-10	2-10	28.3	0.15	10	10

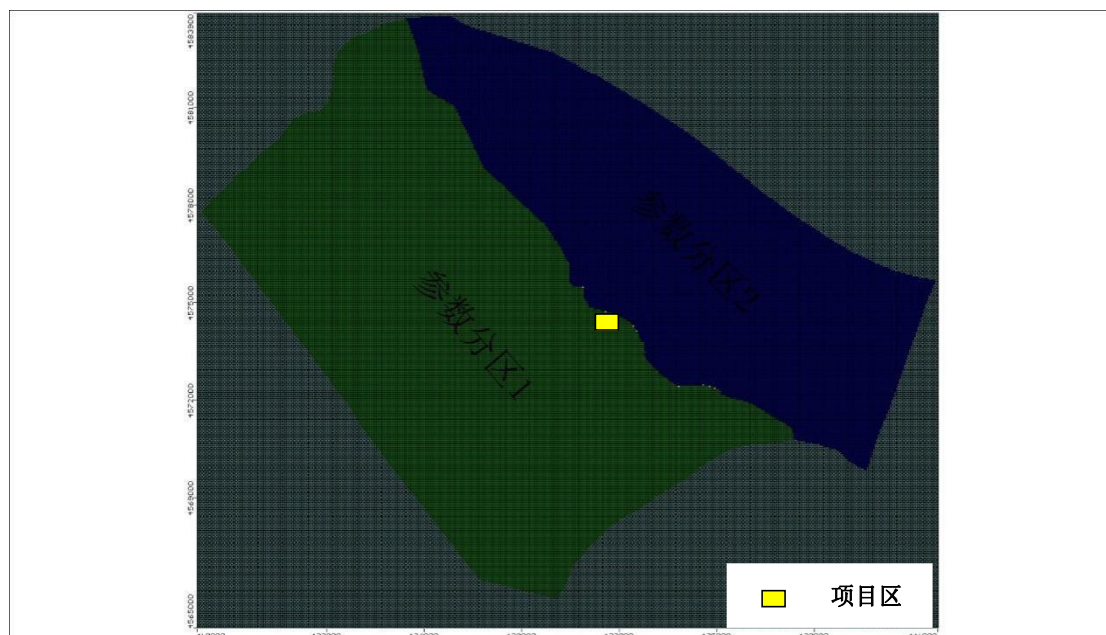


图 5.2-9 模拟区参数分区图

(5) 初始流场

根据前人环境水文地质勘察成果中的“新疆温宿县地下水资源评价潜水水位等值线及等埋深图”，对无钻孔控制区进行外推概化，然后运用 Kriging 插值技术得到潜水含水层的初始流场（见图 5.2-10）。

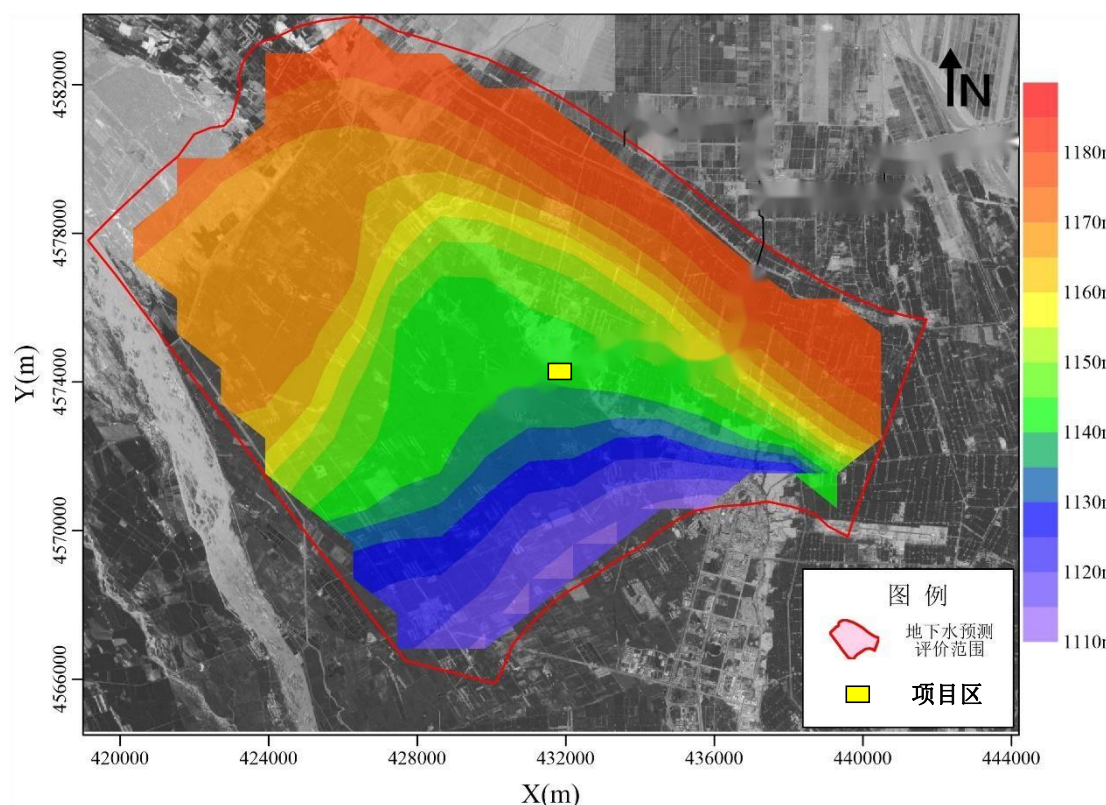


图 5.2-10 模拟区初始流场图

(6) 开采量及水位观测点

数值模型识别期要对水位观测井及开采井（或群孔抽水试验井）采用 WELL 模块按单点加载到计算模型中，同时输入不同时段的水量及水位观测值。

(7) 模型的校正

模型的识别与验证过程是整个的模拟过程中极为重要的一步工作，通常要在反复修改参数和调整某些源汇项基础上才能达到较为理想的拟合结果。本次模拟采用的方法称为试估—校正法，属于反求参数的间接方法之一。运行计算程序，可得到水文地质概念模型在给定水文地质参数和各均衡条件下的地下水位时空分布，通过拟合同时期的流场和观测孔的历时曲线，识别水文地质参数、边界值和其它均衡项，使建立的模型更加符合模拟区的水文地质条件。

模型的识别和验证主要遵循以下原则：

①模拟的地下水流场要与实际地下水流场基本一致，即要求地下水模拟等值线与实测地下水水位等值线形状相似；

②从均衡的角度出发，模拟的地下水均衡变化与实际要基本相符；③识别的水文地质参数要符合实际水文地质条件。

根据以上原则，对工作区地下水系统进行了识别和验证。通过反复调整参数和均衡量，识别水文地质条件，确定了模型结构、参数和均衡要素。

（1）模型识别阶段，先识别水文地质参数，得到拟合较好的水文地质参数结果，用此参数带入模型重新进行模拟计算，经过多次反复的参数调整，最终得到一个在相应时间段和相应观测资料拟合较好的水文地质参数作为最终的识别结果，用于更精确地定量研究模拟区的补给与排泄；（2）模型验证阶段，在进行模型识别、基本确定参数的基础上，利用地下水位观测数据来检验所选水文地质参数是否合适。

根据图 5.2-11 可知，实测的地下水位等值线与模拟水位流场基本一致。所建立的模拟模型基本达到模型精度要求，符合工作区水文地质条件，最终得出模拟区水文地质参数分区，且所建模型可以用于预报。

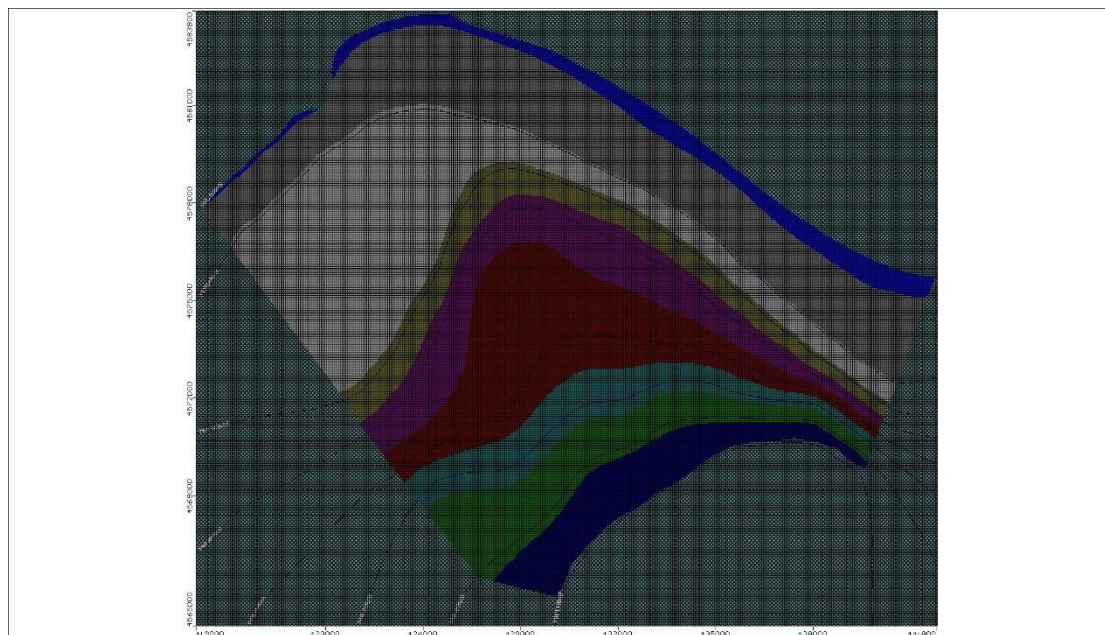


图 5.2-11 模拟水位与实测水位对比图

(8) 地下水水均衡

根据模型计算结果,可得出模型区内多年平均条件下地下水均衡状况,总补给量为 6014.912 万 m^3 ,总排泄量为 6014.926 万 m^3 ,总补给与总排泄的差值为 140 m^3 ,模型计算结果储存量的变化量为 286.72 m^3 ,满足地下水水均衡的条件。

5.2.2.6 预测模型的建立

本次计算的目的是预测不同工况条件下污染物非稳定运移的趋势,为此,在前述所建立的稳定流数值模型基础上,引入时间变量,并对各参数分区进行给水度、有效孔隙率、纵向弥散度等参数赋值,以建立各工况条件下污染物迁移非稳定运动趋势预报模型。

地层介质中溶质运移主要受渗透系数在空间上变化的制约,即地层介质的结构影响。这一空间上变化影响到地下水流速,从而影响到溶质的对流与弥散。通常空隙介质中的弥散度随着溶质运移距离的增加而加大,这种现象称之为水动力弥散尺度效应。其具体表现为:野外弥散试验所求出的弥散度远远大于在实验室所测出的值,相差可达 4-5 个数量级;即使是同一含水层,溶质运移距离越大,所计算出的弥散度也越大。越来越多的室内外弥散试验不断地证实了空隙介质中水动力弥散尺度效应的存在。

由于弥散试验的结果受试验场地的尺度效应影响明显,其结果应用受到很大

的局限性。因此，本次预测过程中根据前人有关弥散度尺度效应的研究成果确定预测用弥散度。

许多研究者都曾用类似的图说明水动力弥散的尺度效应。Geihar 等（1992）将 59 个不同现场获得的弥散度按含水层类型、水力学特征、地下水流动状态、观测网类别、示踪剂类型、数据的获取方法、水质模型的尺度等整理后，对弥散度增大的规律进行了讨论。Neuman（1991）根据前人文献中所记载的 130 余个纵向弥散度进行了线性回归分析，并综合前人发展的准线性扩散理论，对尺度效应进行了解释与讨论。李国敏等（1995）综合了前人文献中记录的弥散度数值按介质类型（孔隙与非孔隙的裂隙等介质）、模型类别（解析模型与数值模型）等分别作出弥散度与基准尺度的双对数分布，并分别给出了不同介质中使用不同模型所求出参数的分维数。成建梅（2002 年）收集了大量国内外在不同试验尺度下和实验条件下分别运用解析方法和数值方法所得的纵向弥散度资料，纵向弥散度 α_L 绘在双对数坐标纸上，从图上可以看出纵向弥散度 α_L 从整体上随着尺度的增加而增大。根据数值模型所计算出的孔隙介质的纵向弥散度 α_L 及有关资料与参数作出的 $\lg \alpha_L - \lg L_s$ 图示于图 5.2-12。基准尺度 L_s 是指研究区大小的度量，一般用溶质运移到观测孔的最大距离表示，或用研究区的近似最大内径长度代替。

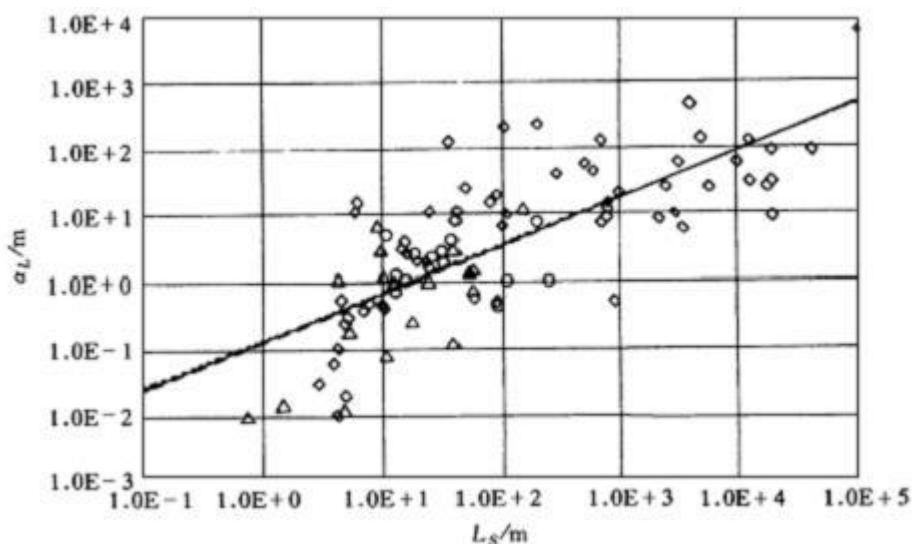


图 5.2-12 孔隙介质 2 维数值模型的 $\lg \alpha_L - \lg L_s$ 图

纵向弥散度根据经验一般取 $\alpha_L : \alpha_T = 10 : 1$ 。利用所选取的污染物迁移模型，能否达到对污染物迁移过程的合理预测，关键就在于模型参数的选取和确定是否正

确合理。在此次调查工作的基础上，并结合该地区以往的资料，确定水文地质参数如表 5.2-17。

5.2.2.7 地下水污染情景分析

5.2.2.7.1 地下水污染途径分析

(1) 地下水污染源分析

本项目为联合站扩建项目，对地下水污染情景进行分析。

1) 正常情况

正常情况下，运营期废水主要为锅炉房废水。

①生产废水

本项目生产性废水主要为燃气锅炉房软水制备废水和树脂反冲洗废水，较为清洁，用于场地洒水降尘。

②生活污水

项目生活污水进入 10m³化粪池由吸污车外运，不外排。

④储罐和管线

正常情况下，项目联合站的储罐及管道材质选用符合国家、行业标准规范，管道强度、稳定性、抗震等经过计算，满足要求；采用 3PE 外防腐层加强制电流阴极保护，能有效保护储罐及管道腐蚀，能有效地防止自然和人为破坏，同时要求运行管理、定时巡护储罐、管线等设备。

2) 非正常状况

项目区钢制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渗流污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

非正常工况情景设定：站内管线由于连接处开裂或腐蚀磨损等原因，会发生物料泄漏。则将导致泄漏污染物污染地下水。石油类属于疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层土壤吸附截留，进入到潜水后，油污将随着地下水运移和衰减。由于管线泄漏为非正常工况，符合自然衰减规律。同时根据研究表明，表层土壤对截留石油类物质作用显著，因此，此次预测按照

土壤截留 95%石油类物质计算，最终进入含水层的污染物的量为 $890\text{kg/m}^3 \times 5\%$ ，石油类浓度取 45000mg/L 。

5.2.2.7.2 地下水污染源及源强分析

根据本项目采油的成井工艺及评价区内地下水的水质现状、污染源的分布及类型，对地下水污染情景进行分析。由于石油开采中石油类浓度远大于苯、挥发酚的浓度，如果石油类一种指标含量不超标，则其余污染物更不会超标，因此本次评价以石油类作为污染因子。

非正常工况，采取防渗措施，发生点源渗漏叠加正常工况泄漏的影响。情景设定：联合站内石油管线由于连接处开裂或腐蚀磨损等原因，会发生物料泄漏，发生小面积泄漏时，可能会有少量油气通过漏点，逐步渗入土壤并可能进入地下水中。

模型预测工作的核心是涉及合理的模拟情景，因此需要明确预测评估目标，确认评估所关注的关键问题。常见的模拟情景有精确预测情景和保守预测情景。精确预测情景即将模型参数做可能范围内的最精确评估，参数取值最大限度反映评估区的真实情况。保守预测情景即模型参数取最保守的值，反映最不利状态下的污染趋势。精确预测情景和保守预测情景之间的差别反映了模型结果的不确定性程度。

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 14d，在持续泄漏 14d 后，采取有效措施防止渗漏。“发生泄漏部位”破损面积为 $10\text{cm} \times 10\text{cm}$ ，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 $0.045\text{m}^3/\text{d}$ 。

达西定理计算的源强公式为：

$$Q=KAJ$$

式中：

Q —入渗量， m^3/d ；

A —破损面积， m^2 ；

K —土壤渗透系数， 4.48m/d ($5.18 \times 10^{-3}\text{cm/s}$)；

J —水力梯度，取 1.0。

因此，为了分析非正常工况下联合站管线发生泄漏时可能对下游敏感目标（温宿县城镇供排水公司二水厂饮用水水源地）造成的影响，设定联合站管线破损部位发生小面积泄漏时，可能进入地下水污染物的预测源强见表 5.2-18。

表 5.2-18 非正常工况地下水预测源强表

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)	含水层
非正常工况	联合站石油管线破损部位发生小面积泄漏	石油类	连续源强 (0.045m ³ /d)	45000	14 天	0.05	0.01	潜水含水层

注：特征污染物石油类评价标准参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

5.2.2.7.3 预测结果

联合站石油管线破损部位发生小面积泄漏情况下地下水中石油类的污染预测结果如下：

石油管线破损部位发生小面积泄漏情况下地下水中石油类的污染预测结果见图 5.2-13，石油类的影响范围、超标范围和最大运移距离如表 5.2-19。

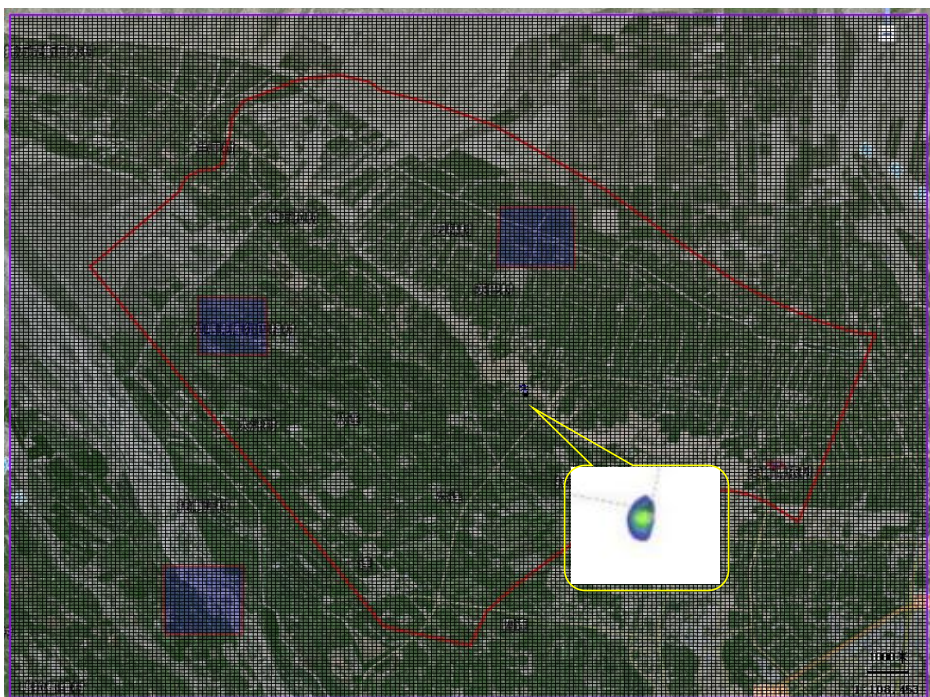
预测结果表明，在联合站石油管线破损部位发生小面积泄漏情况下，地下水中石油类在 100d 后超出地下水质量III类水标准的范围为 3500.2m²，影响范围为 5530.6m²，最大运移距离 150m；地下水中石油类在 365d 后不再超出地下水质量III类水标准，影响范围为 3620.8m²，最大运移距离 325m；地下水中石油类在 1000d 后影响范围为 422.5m²，影响范围随着时间推移在明显减小，最大运移距离 680m。

由地下水中石油类的预测结果可得，365d 后石油类不再超出地下水质量III类水标准，影响范围仍在增大；1000d 后石油类影响范围随着时间推移在明显减小。

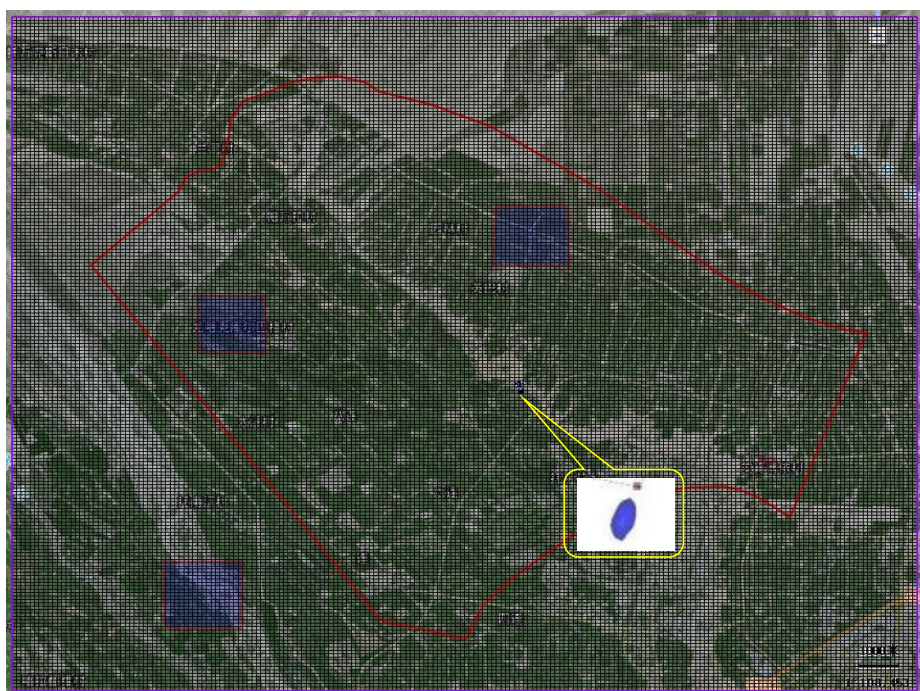
**表 5.2-19 石油集输管线破损部位发生小面积泄漏情况下
地下水中石油类预测结果**

预测因子	预测时间 (d)	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	最大运移距离 (m)
石油类	100	753.6	350.2	177.25

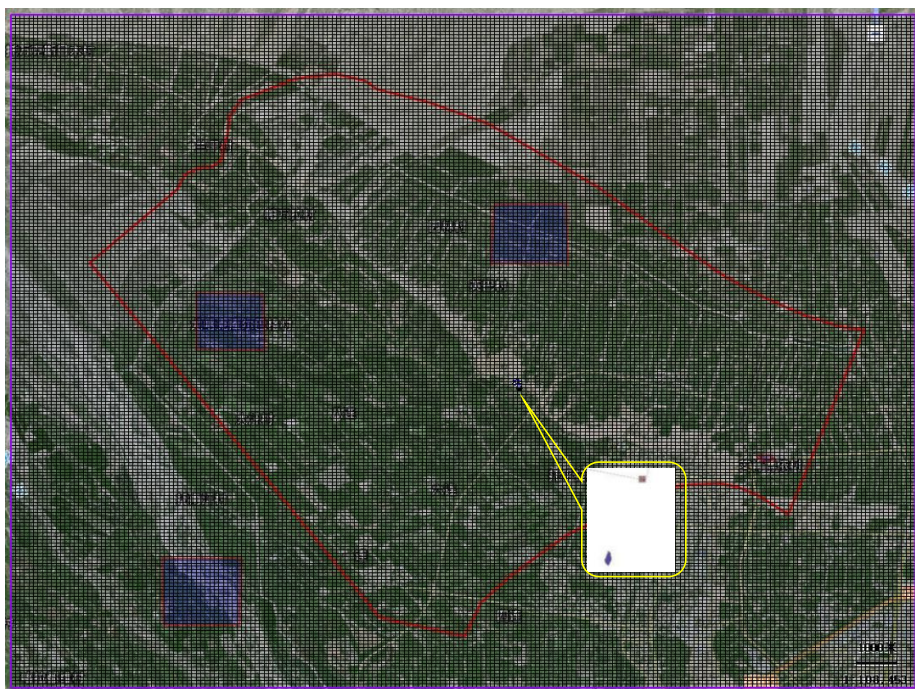
365	30853.09	—	370.71
1000	236.5	—	687.57



100d 污染晕运移分布图



365d 污染晕运移分布图



1000d 污染晕运移分布图

**图 5.2-13 石油管线破损部位发生小面积泄漏情况下
地下水中石油类污染预测图**

5.2.2.8 地下水污染预测评价结果

从预测结果可以看出：在石油管线破损部位发生小面积泄漏情况下，在预测时间段内：

石油管线破损情况下，地下水中石油类在 365d 后不再超出地下水质量Ⅲ类水标准，影响范围为 5530.6m²；地下水中石油类在 1000d 后影响范围为 422.5m²，影响范围随着时间推移在明显减小，最大运移距离为 680m。

由地下水中石油类的预测结果可得：站内石油管线破损情况下，365d 后石油类不再超出地下水质量Ⅲ类水标准，影响范围仍在增大；1000d 后石油类影响范围随着时间推移在明显减小；3650 天后非正常工况下泄漏的石油类污染物不再对地下水环境产生影响。地下水中石油类向下游迁移的最大距离为 680m。该非正常工况预测情景下，污染物石油类在整个预测时间段内，未对下游敏感目标“温宿县城镇供排水公司二水厂饮用水水源地”产生不利影响。

正常情况下，项目管线、储罐内外壁及罐外附件均进行涂层防腐，可有效预防储罐出现裂口引发的环境风险。

综合上述分析，考虑到以上非正常工况发生的概率较小，因此，在实施严格的监测计划、应急措施后，可有效降低影响范围，尽量避免非正常工况的发

生，一旦发生可尽快采取措施，项目建设运营对地下水环境的影响程度在环境可接受范围。

5.2.2.9 地下水环境保护措施与对策

本项目在正常运行的状况下，石油储罐、石油管线对地下水环境的影响很小；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储油罐区设置防火围堰，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	联合站原油储罐、油泵房	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	消防泵房	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。

目前尚没有针对建设项目地下水环境监测的法律法规或规程规范,本项目地下水环境监测主要参考《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004),结合评价区含水层系统和地下水径流系统特征,考虑潜在污染源、环境保护目标等因素,并结合地下水环境污染预测的结果来布置地下水监测点及监测计划。

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。一级评价的建设项目,应在建设项目总图布置基础之上,结合预测评价结果和应急响应时间要求,在重点污染风险源处增设监测点。

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,拟在项目区联合站利用现有2个跟踪监测井;和南侧下游1个监测井,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	坐标	监测因子	方位/距离
1#	E: 80° 11' 13.050" N: 41° 18' 13.312"	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、	联合站内
2#	E: 80° 11' 05.237" N: 41° 18' 11.990"	氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、	联合站内
3#	E: 80° 10' 50.872" N: 41° 17' 49.072"	硫酸盐、氟化物、石油类	联合站南侧 0.7km

(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。

5.2.2.10 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、事故罐二级防控体系设置,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各类泵类。

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					声压级 dB(A)	建筑物外距离
1	项目区	油泵	90	基础减震建筑隔声	425	150	1.5	90	昼夜	20	70	1m
2		相变加热炉	85		10	80	1.0	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 r m 处的 A 声级；LA_{ref}(r₀)——参考位置 r₀ m 处的 A 声级；A_{div}——声波几何发散引起的 A 声级衰减量；

A_{bar}——声屏障引起的 A 声级衰减量；A_{atm}——空气吸收引起的 A 声级衰减量；A_{exc}——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，只考虑各声源所在厂房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：

$$L_{oct,1} = L_{w\ oct} + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R} \right)$$

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：

$$L_{oct,1}(T) = 10 \lg \left[\sum_{i=1}^N 10^{0.1L_{oct,1(i)}} \right]$$

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，厂房内的噪声与围护结构距离较近，整个厂房实际起着一个大隔声罩的作用。在本次预测中，利用实测结果，确定以

25dB(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_{woct} ;

$$L_{woct} = L_{oct,2}(T) + 10 \lg S$$

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_{woct} ，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：

$$L_r = L_{\text{室外}} \quad (r \leq a/\pi)$$

$$L_r = L_{\text{室外}} - 10 \lg \frac{\pi r}{a} \quad (b/\pi > r \geq a/\pi)$$

$$L_r = L_{\text{室外}} - 10 \lg \frac{b}{a} - 20 \lg \frac{\pi r}{b} \quad (r \geq b/\pi)$$

(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 ：

$$L_1 = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^k 10^{0.1L_i} \right)$$

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。

$$L_{\text{预测}} = 10 \lg \left[10^{0.1L_{eq}(A)} + 10^{0.1L_{eq}(A)_{\text{背}}} \right]$$

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

以项目厂址实测噪声值作为本底值，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，通过噪声系统软件计算，预测对厂界噪声的预测值。

表 5.2-23 联合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		
联合站	东厂界	55	44	昼间 60 夜间 50	达标
	北厂界	54	44		达标
	西厂界	55	43		达标
	南厂界	54	43		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)。

5.2.4 固体废物环境影响分析

(1) 贮存

危险废物暂存于撬装式危废暂存间，及时清运至红6井危废暂存库，红6井危废暂存库面积 72m²，贮存能力 120t 危废。红6井危废暂存库制定了完善的危废管理计划。在撬装式危废暂存期间应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 及修改单、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012) 的规定暂存，按照危险废物贮存污染控制要求，设置危险废物暂存间，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）

项目区内危险废物转运应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《危险废物转移联单管理办法》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

本项目运营期产生的机修过程中产生的含油废劳保用品、废机油、废油桶等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，采取以上措施后，项目固体废对外环境影响较小。

5.2.5 土壤环境影响分析

根据石油开采项目特点，本项目土壤影响主要为污染影响型，不涉及生态影响型。外排废气中主要为颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃；采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。处理后的石油在储罐内储存，定期外运至炼油厂，储罐设有防渗措施及围堰，正常情况下不会造成石油地面漫流影响，但泄漏事故工况下储罐、管线破裂会造成石油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

石油开发项目建设和运行过程中可能导致土壤污染的事故为联合站油品泄漏对土壤的影响分析：

上述污染事故，无论是人为因素还是自然因素造成的事故，主要是石油泄漏后垂直入渗对土壤的污染。土壤环境影响类型及影响途径识别见表 5.2-24。

表 5.2-24 本项目土壤影响类型与途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

综合考虑项目物料及污染物的特性、装置设施的装备情况，可能发生泄漏造成土壤污染；可能发生管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等造成的管线破裂使原油泄漏。因此，土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.2-25。

表 5.2-25 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
联合站	污水处理站	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

综上，通过对各装置的防渗措施，各污染源有相应有效的措施进行处理，本次地面站项目对周边土壤环境的影响较小。

项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-26。

表 5.2-26 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				/
	占地规模	不新增用地				/
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（南）、距离（50m）				/
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ； 地下水位 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>					
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>				
现状调查内	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
表层样点数		3	2	0.2m		

容	柱状样点数	1	--	--	
	现状监测因子	pH+ (GB36600-2018) 基本项45项 (GB15618-2018) 8项			
现状评价	评价因子	pH+ (GB36600-2018) 基本项45项 (GB15618-2018) 8项			
	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	pH			
	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	
		3	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。					

5.3 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，提出环境风险预防、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。

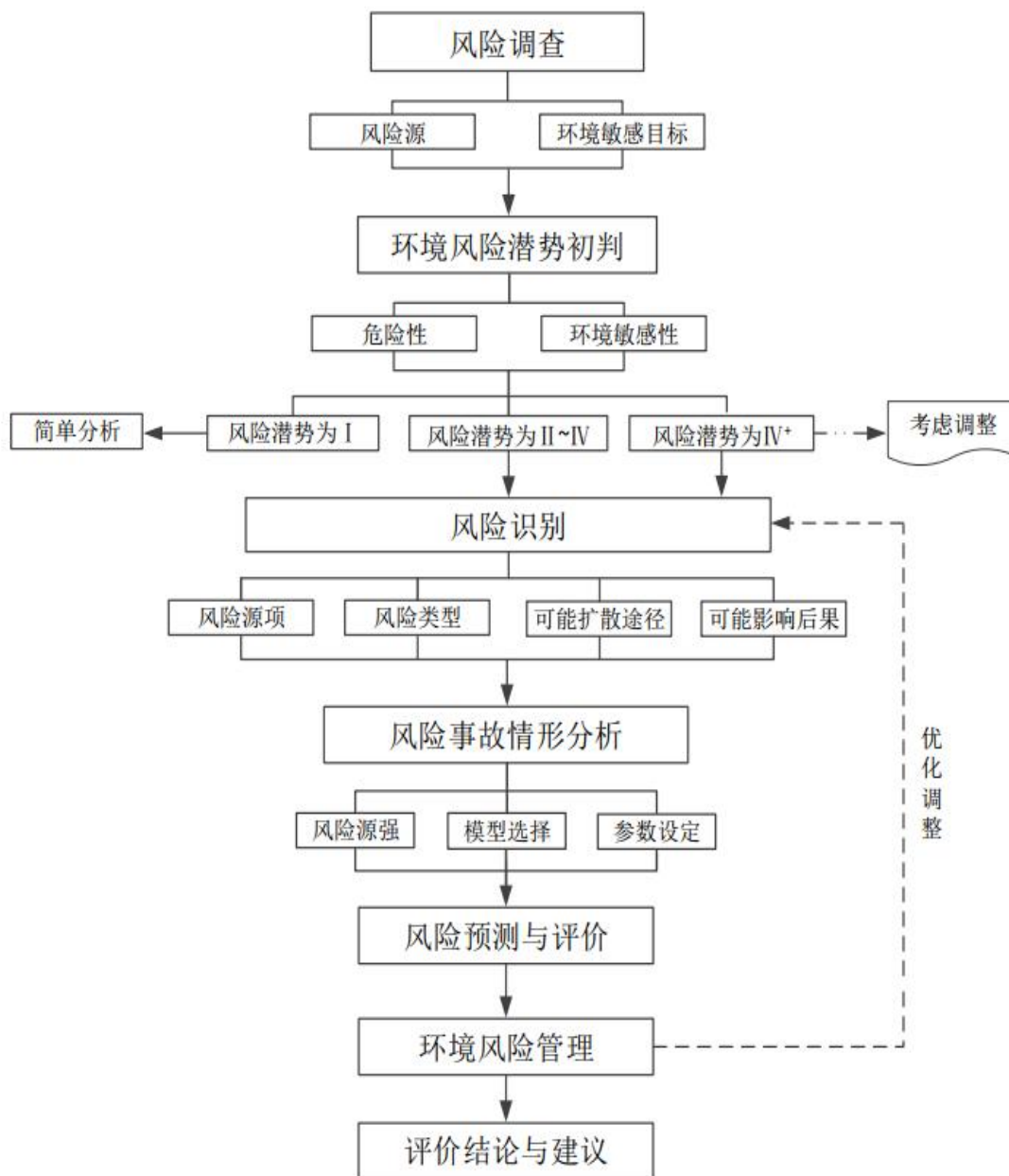


图 5.3-1 风险评价工作程序

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) $Q \geq 100$ 。

本次项目风险源主要为储油罐。站内设置 4 座 10000m³ 内浮顶石油储罐，储存系数按 85% 计。原油密度按 890kg/m³ 计，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
油罐区	石油	储油罐	4 座	10000m ³	30260	2500	12.1
	合计	/	/	/	/	/	12.1

经计算，本项目 Q 值 $10 \leq Q < 100$ 。依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)，对项目环境风险潜势进行进一步判定。

5.3.2.1.2 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

(1) 行业及生产工艺 M

依据联合站所属行业及生产工艺特点，按照表 5.3-2 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。

表 5.3-2 行业及生产工艺 (M) 表

行业	工艺	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺 (氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解 (裂化) 工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套 (罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采 (含净化)，气库 (不含加气站的气库)，油库 (不含加气站的油库)、油气管线 b (不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

由表 5.3-2 可知，本项目为石油开采地面工程，涉及石油天然气“石油、天然气、页岩气开采（含净化）”， $M=10$ ，以 M3 表示。

(2) 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），按照表 5.3-3 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 5.3-3 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（Q）	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

根据表 5.3-3，本项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P3。

5.3.2.1.3 环境敏感程度（E）的分级

(1) 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，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，依据环境敏感程度分级原则，根据“表 2.7-1 环境保护目标一览表”，本项目周边 5km 范围内人口约 8500 人，大气环境敏感程度为 E2。项目大气环境敏感程度分级原则，见表 5.3-4。

表 5.3-4 大气环境敏感程度分级原则

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 m 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 m 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 m 管段人口数小于 100 人
----	---

(2) 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，项目地下水功能敏感性分区为 G2，依据项目岩土工程分析，本项目渗透系数 $5.18 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，包气带防污性能分级为 D1，依据环境敏感程度分级原则，项目地下水环境敏感程度等级为 E1。地下水环境敏感程度分级见表 5.3-5。地下水功能敏感性分区表见表 5.3-6，包气带防污性能分级见表 5.3-7。

表 5.3-5 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 5.3-6 地下水功能敏感性分区

分级	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
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区

项目地下水功能敏感性分区为较敏感 G2。

表 5.3-7 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定

D2	0.5m≤Mb<1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定 Mb≥1.0m, 1.0×10 ⁻⁶ cm/s<K≤1.0×10 ⁻⁴ cm/s, 且分布连续、稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb: 岩土层单层厚度 K: 渗透系数	

(3) 地表水环境

本次项目运营期废水均综合利用,不外排,且项目罐区设有防渗围堰可容纳事故废水,因此,本项目联合站不考虑风险事故泄露对地表水的预测影响。

5.3.3 风险等级判定及评价要点

5.3.3.1 风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018),建设项目环境风险潜势划分依据表,见表 5.3-8。

表 5.3-8 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质极其工艺系统危险性 (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。

根据以上分析,该项目 P 值为 P3, 大气环境为低度敏感区 E3, 地下水为高度敏感区 E1, 由表 5.3-8 可以判定: 该项目大气环境风险潜势为II, 地下水风险潜势为III。

5.3.3.2 评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作等级划分依据见表 5.3-9。

表 5.3-9 环境风险评价工作等级划分表

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言,在描述危险物质、环境影响途径、环境危险后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

根据风险潜势初判,该项目大气环境风险潜势为II,项目联合站大气环境风险评价等级为三级评价;地下水风险潜势为III,地下水环境风险评价等级为二级。

5.3.4 风险识别

5.3.4.1 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储油罐区，涉及的危险物质为石油、石油气。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5.3-10至5.3-15。

表 5.3-10 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	
危险特性	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°C。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

当罐内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 5.3-11 石油气的理化性质及危险特性表

标识	中文名：石油气	英文名：Natursl gsa	
	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	<p>侵入途径吸入</p> <p>健康危害急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可能出现精神症状，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。</p>	
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 30C。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 5.3-12 乙烷的理化性质及危险特性表

标识	中文名：乙烷	英文名：ethane	
	分子式：C ₂ H ₆	分子量	UN 编号：1035
	危险性类别第 2.1 类易燃气体	CAS 号：74-84-0	危规号：21009
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	
	危险特性易燃气体。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 5.3-13 丙烷的理化性质及危险特性表

标识	中文名：乙烷	英文名：propane	
	分子式：C ₃ H ₈	分子量	UN 编号：1978
	危险性类别第 2.1 类易燃气体	CAS 号：74-98-6	危规号：21011
理化性质	性状：无色、无臭气体		
	溶解性：不溶于水，溶于乙醇、乙醚		
	沸点/°C-42.1	相对空气：(水=1) 约 1.56	

	熔点/°C-187.6	燃烧热值 (kj/mol) :2217.8
燃烧爆炸 危险性	燃烧性:易燃	燃烧分解产物:CO、CO ₂
	闪点/°C-104	火灾危险性: 甲
	爆炸极限 2.1~9.5%	聚合危害不聚合
	临界温度/°C95.8	
	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,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氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。	
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。灭火剂:雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		
储运条件	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与氧化剂、卤素分开存放,切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。	

石油气(伴生气)具有以下特性:易燃爆性:极易燃,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;易扩散性:其蒸气比空气轻,能到相当远的地方遇明火会回燃。

表 5.3-14 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。	

	<p>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。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>
毒性	LD50：1807ppm（大鼠吸入，4h）。
危害	侵入途径：吸入
	<p>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。</p> <p>慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。</p>

5.3.4.2 生产系统风险识别

本项目建有危险性较大的原油储存设施，原油储罐、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。

造成联合站火灾、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。

5.3.4.3 环境风险类型及危害分析

依据项目建设特点，项目区主要风险物质是石油、石油气，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。确定储油罐区、站内集输管线、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
联合站	原油储罐破裂、泵体连接管破裂、油气管线破裂	危险物质泄漏	石油、石油气
	火灾、爆炸	引发的伴生/次生污染物	CO

5.3.4.4 风险识别结果

根据调查，项目涉及的主要危险物质为石油和石油气，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联合站石油罐区。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
联合站	储油罐 油气管线	罐体破裂	危险物质泄漏	石油、石油气	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

5.3.5 环境风险影响分析

5.3.5.1 油罐区

(1) 原油泄漏事故环境影响分析

本次新建罐区共设4座10000m³的地上钢制储罐，双排布置。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，防护堤内围护的容积约为13400m³。可容纳一个储罐内的原油量。可有效防止原油事故状态下造成的污染。站场发生原油泄漏时，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，项目联合站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，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，设立独立的气体检测报警系统，完成联合站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。

(2) 伴生气泄漏的影响分析

发生管道伴生气泄漏事故后，伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，主要污染因子为CH₄，对其范围内的人群健康造成危害，因此，事故状态下有一定影响，但总体影响较轻。

5.3.5.2 地下水环境风险分析

项目对地下水环境风险分析见“5.2.2 地下水环境影响评价”章节。

5.4 生态环境影响分析

本项目的建设，必然要占地、开挖动土，产生采坑，扰动破坏植被、土壤等，人为打破现有生态系统的现有平衡状态，影响区域的生态环境。由于

本项目位于现有联合站的预留空地上，所以对周边区域生态环境的影响较小。

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《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，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，项目在钻井及地面工程施工过程中，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

施工废水经沉淀后回用。

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。温北油田温7区块施工期施工人员高峰期生活污水产生量约3.7m³/d，远小于阿克苏市第二污水处理厂的处理能力，依托可行。

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(特别是农业生产)，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) 拟建项目充分利用现有农村道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏；

(3) 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。

(4) 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。

(5) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生。

(6) 对占用的农田的表土进行单独收集，施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实。

(7) 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、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；氮氧化物执行《关于开展自治区2022年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483号）标准要求（ SO_2 50 mg/m^3 ， NO_x 50 mg/m^3 ，颗粒物20 mg/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）储油罐加装油气回收装置，有效降低烃类气体挥发；通过可编程控制器，接收由微差压变送器输出的信号，控制变频器，由变频器控制活塞气液泵的运行，活塞气液泵转速对排量进行线性改变，油罐挥发的气能够得到及时稳定有效抽出，同时使密闭生产油罐保持在微正压下安全运行。为防止空气进入油罐中，使油罐内始终保持微正压，在储罐压力低时自动开启补气阀门对储罐进行补气。

（2）加强原油装车过程管理，在储油罐上安装简易装车流程。装车过程中，储油罐中的油水混合物通过储油罐上端的拉油鹤管输送到拉油罐车里，且确保拉油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；油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）对装车系统加装油气回收装置。该油气回收装置为真空辅助式系统，是利用外加的辅助动力（真空泵）在原油装车时产生1200~1400Pa的真空压力，再通过回收管将油罐车逃逸出来的油气回收至油罐中。该项措施即可以减少装车过程中油气的散失，又可以减小卸车过程中罐体大呼吸造成的油气散失。

（5）为减轻集输过程中烃类的损失，联合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。

（6）联合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

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

本次项目不新增生活污水，原有生活污水进入 10m³ 化粪池由吸污车外运，不外排。

6.2.3 声环境保护措施

项目生产过程噪声源主要为联合站运行过程中的设备噪声。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）在运营期时应给机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以及职工生活垃圾。

含油污泥经压滤、离心减量化处理后排至污泥罐，定期更换的含油滤料，暂存于红 6 危废暂存库，定期委托库车红狮环保科技有限公司处置；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，及时至红 6 危废暂存库。

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《危险废物转移联单管理办法》要求，相关资料存档备查。危废在暂存间储存时间不得超

过一年，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

项目运营期生活垃圾由各平台及站场垃圾桶分类收集，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。项目运营期生活垃圾产生量57.67t/a，依托可行。

阿克苏地区静脉产业园（西区）生活垃圾焚烧项目位于阿克苏地区静脉产业园（西区）纬九路，总处理规模为日处理城市生活垃圾1050t；其中一期设计日处理城市生活垃圾700t，配置2台350t/d的垃圾焚烧线和1台12MW汽轮发电机组，预留二期一条日处理生活垃圾350t垃圾焚烧线和1台12MW汽轮发电机组的设备安装位置。承担阿克苏市、温宿县及周边70公里以内阿瓦提县生活垃圾的处置，实现阿克苏市生活垃圾处理“无害化、减量化、资源化”目标。生活垃圾焚烧项目已于2020年11月运营。

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

本项目产生的危险废物由平台和站场撬装式危废暂存间分类收集后，及时交红6暂存库，定期委托库车红狮环保科技有限公司接收处置，危险废物运输过程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，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

撬装式危废暂存间面积10m²，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。

（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

项目联合站储罐设置防火堤，有效防止原油溢流、事故状态下造成的污染。站场发生原油泄漏时，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、SO₂ 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，项目联合站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，项目联合站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。主要完成联合站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。

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。防护堤内围护的总容积约为 $13400m^3$, 可容纳任何一个储罐内的原油量。

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。

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	40000

环境敏感性	大气	500 m 范围内人口数 <u>0</u> 人		5 km 范围内人口数 <u>8500</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 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
		环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
	地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input checked="" type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
包气带防污性能		D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>		
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input checked="" type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input checked="" type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>		
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>		
	地下水	E1 <input checked="" type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input checked="" type="checkbox"/>	I <input type="checkbox"/>	
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类别	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>	火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>		
环境风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果	最近环境敏感目标 <u> </u> / <u> </u> h			
	地下水	下游厂区边界到达时间 <u> </u> / <u> </u> d				
		最近环境敏感目标 <u>6700m</u> / <u> </u> / <u> </u> 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, 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草地、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 18.59%，财务净现值（FNPV）为 865 万元，投资回收期为 9.57 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。

本项目施工期短，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 7553.5 万元，环保投资约 630 万元，占总投资的 8.34%。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	相变加热炉	SO ₂ NO _x 颗粒物	低氮燃烧器+15m 排气筒	1 套	20
		厂区内	非甲烷总烃	油气集输密闭；储油罐设置油气回收装置	-	200
		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	-	50
3	废水	生活污水	COD、氨氮	依托现有设施	1 套	/
4	固体废物	过滤网油泥、废劳保手套、废防渗布		平台撬装式危废暂存间暂存，“日产日清”至红 6 危废库，定期交有资质的单位处置。	-	10
		废机油				
		废油桶				
		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	-	10
		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			防渗防火提（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 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	-	300
		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	-	
8	环境管理			环境管理制度健全	-	10
				排污口标识齐全准确	-	10
合计					-	630

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》，在施工期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施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。为最大限度地降低油田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，以确保油田安全运行，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，负责联合站现场“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、井控管理、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；相应基层单位井场作业区管理人员为HSE体系的第一负责人，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贯彻国家及油田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监督检查开发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，减少运营期事故的发生，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	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用，合理处置弃土等等	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	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏		
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		
	污染防治	扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等		
		废水	生活污水依托现有项目；泥浆废水处理回用		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
		固体废物	生活垃圾由环卫部门清运。		
运营期	正常工况	废水	生活废水依托现有设施，锅炉软水制备废水和反冲洗废水用于场地洒水抑尘	建设单位	建设单位环保部门及生态环境主管部门
		废气	加热装置安装低氮燃烧器和烟气再循环装置		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		固体废物	危废存于红6危废暂存库，定期由资质单位清运处置；生活垃圾集中堆放，委运处理，软水制备的废树脂由厂家回收		
	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案			

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

本项目大气、声环境的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）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 主要监测计划一览表

项目		监测因子	监测位置	监测频率
废气	联合站相变加热炉 烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	排气筒采样孔	1次/年
	联合站无组织排放 烃类气体	非甲烷总烃	下风向场界外 10m 范围内	1次/年
废水	生活废水	/	排入化粪池不再 监测	/
噪声	联合站厂界噪声	等效 A 声级	场界外 1m	1次/季
地下水	现有水井，详见地 下水监测计划	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、 氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、 硫酸盐、氟化物、石油类	监测层位为区域 潜水/承压水	1次/年
土壤环境	详见土壤监测计划	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	下风向 10m 处	为 5 年 1 次

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（试行）》（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 NO _x 颗粒物	1套低氮燃烧器+1根15m排气筒	SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤50mg/m ³ 颗粒物≤20mg/m ³	颗粒物和二氧化硫可满足《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”,氮氧化物满足《关于开展自治区2022年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气函〔2022〕483号)标准要求
		厂区内	非甲烷总烃	油气集输密闭;储油罐设置油气回收装置	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
		厂界	非甲烷总烃		厂内监控点处任意一次浓度值:≤30mg/m ³	
2	噪声	相变加热炉、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,不外排。	/	
		锅炉废水	COD	较为清洁,洒水降尘	用于场地洒水降尘	
4	固体废物	过滤网油泥		罐装储存,由资质单位清运处置	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)
		废劳保手套		撬装式危废暂存间收集,“日产日清”至红6危废库,交有资		
		废机油				
		废油桶				

			质的单位处置		
		生活垃圾	不新增		/
5	环境风险	完善的应急预案、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	/	—	8760	4534.25	4.168	15	0.5	0.166	颗粒物≤20; SO ₂ ≤50; NO _x ≤50;	颗粒物和二氧化硫可满足《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”,氮氧化物满足《关于开展自治区2022年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气函〔2022〕483号)标准要求
		NO _x	低氮燃烧器+烟气再循环				16.938			0.67		
		SO ₂	/				0.066			0.0026		
	联合站无组织废气	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) 0.534t/a	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
废水	锅炉废水	COD	联合站站区洒水降尘	8760	--	--	--	--	--	/	/	
固废	原油储存及加热处理	过滤网油泥	收集于危废暂存间后,定期由有危废处置资质单位接收处置	--	--	--	--	--	--	--	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	
		废劳保手	撬装式危废暂存间收集,	--	--	--	--	--	--	--		

	套	“日产日清”至红6危废库， 交有资质的单位处置							
	废机油		--	--	--	--	--	--	
	废油桶		--	--	--	--	--	--	

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。”

一期工程目前正在办理排污许可证，本项目在报批环评报告书后、项目实际运行前，应尽快申请二期工程排污许可证，作为本项目合法运行的前提。

本项目涉及的通用工序为锅炉，本次地面工程相变加热炉折算4.3t/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。原有项目已于2021年12月14日取得了固定污染源排污登记回执（登记编号：91652922MA77UTEN6R002P），本次新项目建成后建设方应及时变更排污许可证。

第9章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

- 1、项目名称：温北油田温7区块地面工程建设项目扩建工程
- 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：位于现有联合站温北联合站东侧预留区域，项目中心地理位置坐标：E80°14'44.49"，N41°18'39.11"。西侧为现有联合站，东侧为温8井用地，东侧100米外有农田；南侧为空地，50米外有农田；北侧为现有道路，隔路50米为山体。
- 4、工程规模：本工程在温北油田联合站东侧预留空地进行扩建，增加原油储存功能，主要包括以下内容：新增罐区罐容 $4 \times 10^4 \text{m}^3$ ，有效容量为 $3.6 \times 10^4 \text{m}^3$ 。主要用于储存温北油田温七区块原油。新增工艺设施包括：储油罐、工艺管网、倒罐泵、原油加热设备等；

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》（2016-2020年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》、《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 SO_2 、 NO_2 、 CO 和 O_3 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， PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 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，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 $2.0 \text{mg}/\text{m}^3$ 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7个地下水现状监测点，本项目区域监测点各监测因子中除2#井氟化物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，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求，氟化物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，位于拟建联合站由监测结果可知，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3个表层样，占地范围外周边农田设取2个表层样，根据监测数据可知：场站内3个点位土壤监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用土壤污染风险筛选值；场站外2个农田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（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值。

9.1.3 环境影响分析结论

（1）环境空气

项目联合站加热炉设有低氮燃烧器+烟气再循环+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，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，储油罐加装油气回收装置；对各设备、管线、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。井中涉及的工具、设备的橡胶件满足温度、压力，及防腐的要求。

通过采取以上措施，可以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，但影响范围很小。

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控措施。

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。

(4) 噪声

本项目运行中噪声影响主要来自加热炉和油泵，主要噪声设备为加热炉以及各类泵类。在采取了合理布局、基础减振、选择低噪声设备并设置全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。

(5) 固体废物

本次运营期固体废物主要为过滤网油泥、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。

过滤网油泥排至污泥罐，定期交有资质单位处置；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。锅炉软水制备产生的废树脂交厂家回收。

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》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求，相关资料存档备查。危废在暂存间储存时间不得超过一年，环境保护措施可行，环境影响可接受。

(6) 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。油气开采按照源头控制、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。

9.1.4 环境风险结论

本项目对位于温宿县境内，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。

联合站事故防范措施：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；站场内的装置区、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；在可能天然气泄漏的地方，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，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(现有联合站已编制突发环境事件应急预案,该应急预案2023年10月23日已在阿克苏地区生态环境局温宿县分局备案。(备案编号:652922-2023-50-L))中,严格按照《企业突发环境事件风险评估指南(试行)》《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则》(试行)《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。

9.1.5 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城乡饮用水水源地造成污染影响与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《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》、《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) 本项目施工和运营期严禁擅自进入或将污染物转移至温宿县城乡水源保护区、农田范围以内。运营期应加强对地下水、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。

(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) 建设单位应严格按国家和自治区关于陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范要求对项目区进行生态恢复治理。建设单位应严格按照国家相关要求要求，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。