

1 概述

1.1 项目由来

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司(以下简称“塔里木油田公司”)是中国石油天然气股份公司的地区公司,主要在塔里木盆地从事油气勘探开发、炼油化工、科技研发、工程技术攻关等业务,是上下游一体化的大型油气生产供应企业。公司总部位于新疆库尔勒市,作业区域涉及塔里木盆地及周围 5 地州 20 多个县市,目前已发现和探明轮南、塔中、哈得、东河、哈拉哈塘、克拉 2、迪那 2、英买力等 30 个大型油气田。

塔里木油田分公司博大油气开发部气田包括神木区块、阿瓦区块、博孜区块、大北区块和克深 5 个区块。目前,博孜区块内尚未建设天然气处理厂,区块内各单井采出液经采气支线、集气支干线输送至邻近的大北区块天然气处理厂进行处理。根据勘探开发进度,预计 2021 年博孜大北两区块天然气年总产量将超过大北处理厂最大设计处理能力;另外,博孜区块所产天然气气质较富(C_2^+ 含量相对较高),大北处理厂工艺装置对该类气质适应性较差。

为解决以上问题,塔里木油田分公司油气工程研究院决定投资 193675.27 万元,实施“博孜天然气处理厂工程”,主要建设内容分为三部分:(1)在博孜区块新建 1 座天然气处理厂,天然气设计处理能力为 $2000 \times 10^4 m^3/d$,主要包括建设 1 套集气装置,设计集气规模为 $2000 \times 10^4 m^3/d$;建设 2 套脱水脱烃装置,单套设计处理规模为 $1000 \times 10^4 m^3/d$;新建 2 套 430t/d 烃液提馏装置,新建 2 套 1450t/d 的凝析油闪蒸装置;新建 2 套乙二醇再生装置,设计处理规模为 80t/d;新建 4 座 $4000 m^3$ 混烃储罐;新建 1 套污水处理系统,设计处理规模 $500 m^3/d$ 。(2)为天然气处理厂配套建设 1 座博孜生活区,满足 250 人生活需求,主要建设内容包括综合楼、生活污水处理站、生活污水蒸发池、固废填埋场等;(3)区块内天然气集输管线及集气站改造。新建 1 条博孜 101 分液点至博孜天然气处理厂的集输管道,长 7.9km;对博孜 3 集气干线及博孜 3 试采干线进行切改,切改至博孜天然气处理厂,新增管道各 0.85km;博孜 3-博孜 101 干线切改 0.85km;建设燃料气管道 0.85km;另外,对集输系统中部

分已建集气站（包括博孜 101 分液点、博孜 1 集气站）进行改造，改造内容均为站内分输工艺调整及更换收发球装置。

遵照《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号）和《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）等有关环保法律法规、政策的要求，该工程应进行环境影响评价；本次在博孜区块内新建天然气处理厂，属于“新区块开发”，应编制环境影响报告书。为此，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于 2019 年 12 月委托河北省众联能源环保科技有限公司承担“博孜天然气处理厂建设工程”的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关技术人员对区块及周边环境现状进行了详细踏勘，搜集了与项目有关的技术资料，按照《环境影响评价技术导则》的有关规定和环保主管部门的要求，编制完成了本项目环境影响报告书。

报告书编制过程中，得到了新疆维吾尔自治区生态环境厅、新疆维吾尔自治区环境工程评估中心、阿克苏地区生态环境局、温宿县环境保护局以及中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程研究院等诸多单位和人员的大力支持和帮助，在此一并致谢！

1.2 环境影响评价工作过程

本次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，环境影响报告书编制阶段。

(1) 调查分析和工作方案阶段

我单位接受环评委托后，即组织技术人员进行了现场踏勘和资料收集，结合有关规划和当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该工程的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，开展初步环境现状调查，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。

(2) 分析论证和评价阶段

在第一阶段的基础上，做进一步的工程分析，进行充分的环境现状调查、

历史监测资料收集、制定环境质量现状监测方案并进行环境质量现状评价。

(3) 环境影响评价文件编制阶段

汇总、分析论证和预测评价阶段工作所得的各种资料、数据，根据工程的环境影响、法律法规和标准等的要求，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，给出污染物排放清单。从环境保护的角度确定工程实施的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的建议，并最终完成环境影响报告书编制。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

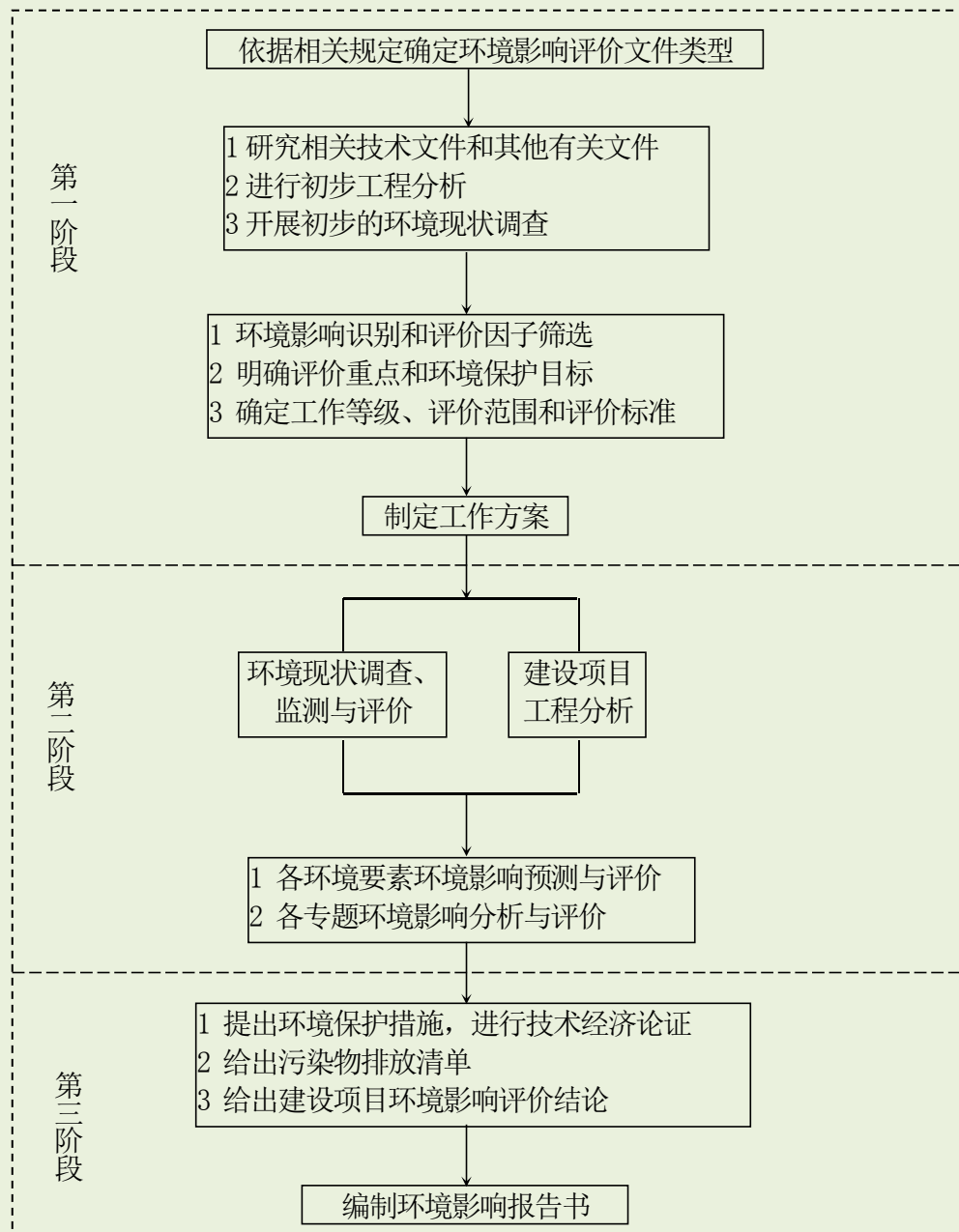


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

在编制过程中研究了企业相关文件及资料，进行了详细的工程分析，开展了环境现状调查，识别了评价因子并确定了评价工作等级、范围和评价标准，确定各专题评价等级为：本次评价大气环境影响评价等级为二级，地下水环境影响评价等级为二级、地表水环境影响评价等级为三级 B，声环境影响评价工作等级为三级，生态环境评价等级为三级，环境风险评价等级为简单分析。确定评价重点为工程分析、施工期环境影响分析、生态环境影响评价、环境风险评价、环保措施可行性论证。在此基础上对环境质量现状进行了调查监测与分析，对各环境要素进行了影响预测与评价，提出了环境保护措施并进行了技术经济论证，得到本项目评价结论。

1.4 关注的主要环境问题

在本次评价中关注的主要环境问题有：施工期站场、道路占地对植被破坏和生态影响，油气集输管线的开挖与铺设对土地利用和植被的影响；营运期导热油炉烟气排放、天然气处理厂非甲烷总烃无组织排放，气田采出水、固体废物、地面场站和油气田道路永久占地等对区域环境的影响，并论证采取的污染防治措施的可行性、生态影响的减缓措施与恢复措施的可行性。

1.5 环境影响报告书主要结论

本项目的建设符合国家相关产业政策。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日修订, 2015 年 1 月 1 日实施);

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修订并实施);

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日修订, 2018 年 10 月 26 日实施);

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》(修订)(2017 年 6 月 27 日修订, 2018 年 1 月 1 日实施);

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日修订并实施);

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2016 年修订)(2016 年 11 月 7 日修订并实施);

(7) 《中华人民共和国水法》(2016 年修订)(2016 年 7 月 2 日修订并实施);

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年 8 月 31 日发布, 2019 年 1 月 1 日实施);

(9) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 6 月 25 日发布, 2010 年 10 月 1 日实施)。

2.1.2 环境保护法规、规章

(1) 《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 682 号, 2017 年 7 月 16 日公布, 2017 年 10 月 1 日实施);

(2) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》(国发[2005]39 号)(2005 年 12 月 3 日发布并实施);

(3) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发[2011]35 号, 2011 年 10 月 17 日发布并实施);

(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 日发布并实施)；

(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 日发布并实施)；

(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 日发布并实施)；

(7)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号, 2019 年 10 月 30 日发布, 2020 年 1 月 1 日实施)；

(8)《西部地区鼓励类产业目录(2014 年本)》(国家发改委第 15 号令, 2014 年 8 月 20 日发布, 2014 年 10 月 1 日实施)；

(9)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(环境保护部令第 44 号及其修改单, 2018 年 4 月 28 日发布并实施)；

(10)《国家危险废物名录》(环境保护部令第 39 号, 2016 年 6 月 14 日发布, 2016 年 8 月 1 日实施)；

(11)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号, 2012 年 7 月 3 日发布并实施)；

(12)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30 号, 2014 年 3 月 25 日发布并实施)；

(13)《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197 号, 2014 年 12 月 30 日发布并实施)；

(14)《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》(环环评[2018]11 号, 2018 年 1 月 26 日发布并实施)；

(15)《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, 2016 年 10 月 26 日发布并实施)；

(16)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)；

(17)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2012 年修正)》(2012 年 3 月 28 日修订并实施)；

(18)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2016 年修订)》(2018 年 9 月 21

日修订并实施)；

(19)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月1日实施,2018年9月21日修订)；

(20)《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,2014年4月17日发布并实施)；

(21)《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21号,2016年1月29日发布并实施)；

(22)《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25号,2017年3月1日发布并实施)；

(23)《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号,2016年8月24日发布并实施)；

(24)《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20号)；

(25)《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133号)；

(26)《中国石油天然气集团公司关于落实科学发展观加强环境保护的意见》(中油质安字[2006]53号,2006年1月26日发布并实施)；

(27)《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》(中油安[2011]7号,2011年1月7日发布并实施)。

2.1.3 环境保护技术规范

(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·地面水环境》(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 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

(6)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)；

(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/T

349-2007)；

(10)《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)；

(11)《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)；

(12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》(发改委 工信部 2009 年联合发布)；

(13)《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)；

(14)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《博孜天然气处理厂建设工程可行性研究报告》(中国石油管道局工程有限公司新疆分公司, 2021 年 2 月)；

(2)塔里木油田分公司油气研究院提供的其他技术资料；

(3)《环境质量现状监测报告》；

(4)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

针对本项目建设内容及区域自然环境特点, 本次评价的主要目的为:

(1)通过环境现状调查和监测, 掌握工程建设地区——温宿县的自然环境、环境质量现状, 为环境影响评价提供依据。

(2)针对本项目特点和污染特征, 确定主要污染因子和环境影响要素。

(3)预测本项目建成后对当地环境可能造成影响的范围和程度, 提出避免和减少污染的对策和措施, 并提出总量控制指标。

(4)分析本项目可能存在的潜在危险、有害因素, 预测突发环境事故发生后可能影响的程度和范围, 对本项目环境风险进行评价, 并提出相应的风险防范和应急措施。

(5) 从技术、经济角度分析本项目采取污染治理措施的可行性,从环境保护的角度对本项目的建设是否可行给出明确的结论。

(6) 为主管部门提供决策参考,为设计工作制定防治措施,为环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

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。

(a) 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。

(b) 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。

(c) 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。

2.2 环境影响要素和评价因子

2.2.1 环境影响识别与评价因子筛选

(1) 环境影响因素识别

根据本项目主要污染源、污染因子,结合项目所在区域环境功能区划、生态功能区划及环境现状,从自然环境和生态环境两方面分别进行施工期和营运期的因素识别。将本项目对环境的影响因素列于表 2.1-1。

表 2.2-1 环境影响因素识别一览表

阶段	开发活动	主要环境影响因素	自然环境				生态环境		
			环境空气	地表水	地下水	声	土壤	植被	动物
施工期	天然气处理厂等场站施工	施工废水、施工人员生活污水	—	√	√	—	√	√	—
		施工设备、车辆产生的噪声	—	—	—	√	—	—	√
		施工设备、施工车辆排放的尾气	√	—	—	—	—	—	—
		天然气处理厂等场站占地	—	—	—	—	√	√	√

阶段	开发活动	主要环境影响因素	自然环境				生态环境		
			环境空气	地表水	地下水	声	土壤	植被	动物
	管线、道路施工	临时占地和永久占地	—	—	—	—	√	√	√
		河流穿越	—	√	—	—	√		√
		工程产生的弃土弃石	—	—	—	—	√	√	—
		施工人员和车辆活动	—	—	—	√	√	√	√
营运期	天然气处理、油气集输	生产废水、生活污水	—	√	√	—	√	√	—
		站场导热油炉烟气、无组织废气	√	—	—	—	—	—	—
		油品泄露、含油污水泄露	√	√	√	—	√	√	—
		设备噪声	—	—	—	√	—	—	√
		含油污泥	—	√	√	—	√	√	—

由表 2.2-1 可知，本项目不同阶段和工艺过程其环境影响因素不同，包括环境污染影响和生态影响。环境污染因素主要包括水、气、固体废弃物和噪声污染等。施工期的主要污染来自施工废水、废气对环境可能造成污染外，噪声以及临时占地对地表植被破坏也应引起关注。营运期的污染源主要是天然气处理过程中无组织挥发的烃类气体、导热油炉烟气、含油废水、噪声污染、含油污泥及生活垃圾等。生态影响主要来自各种占地、人为活动导致的土地利用类型改变、破坏地表植被。

(2) 评价因子筛选

根据本项目的特点及环境影响的主要特征，结合区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，通过对工程实施后主要环境影响因素的识别分析，对相关影响因素中各类污染因子的识别筛选，确定本次环境现状及影响评价因子见表 2.2-2。

表 2.2-2 评价因子一览表

类别	项目	评价因子
大气环境	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、H ₂ S、NH ₃ 、非甲烷总烃、汞
	污染源评价	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、H ₂ S、NH ₃ 、非甲烷总烃、汞
	影响评价	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、NH ₃ 、非甲烷总烃、汞

地下水	现状评价	色(铂钴色度单位)、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度(以CaCO ₃ 计)、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量(COD _{Mn} 法,以O ₂ 计)、氨氮(以N计)、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐(以N计)、硝酸盐(以N计)、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共35项
	污染源评价	COD、SS、石油类、汞
	影响评价	耗氧量、石油类、汞
土壤	现状评价	占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃; 占地范围内: 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, 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、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)共计47项因子
	影响评价	点源入渗: 石油烃
声环境	现状评价	L _{eq}
	污染源评价	L _A
	影响评价	L _{eq}
固体废物	污染源	一般工业固体废物: 生活污水处理站污泥、生活垃圾
	影响分析	危险废物: 含油污泥、清管废物
生态	影响评价	土地利用、植被影响、动物影响
环境风险	源项分析	天然气、凝析油、H ₂ S
	风险评价	

2.3 评价级别和评价范围

2.3.1 评价等级

2.3.1.1 大气环境影响评价工作等级的确定

本评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”,选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数,采用估算模式分别计算项目污染源的最大环境影响,然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面浓度占标率计算公式:

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中: P_i ——第 i 个污染物最大地面空气质量浓度占标率, %;

ρ_i ——采用估算模式计算出第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

ρ_{0i} ——第 i 个污染物环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

本评价选择主要污染源及污染物, 利用导则推荐的估算模式 AREScreen, 分别计算每一种污染物最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$, 同时根据计算结果选择最大地面浓度占标率 $P_{\max}$ 。相关参数取值见表 1-4-1、表 1-4-2 和表 1-4-3, 相关污染物最大预测及计算结果见表 1-4-4。

表 1-4-1 AREScreen 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	—
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		40.9
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-27.4
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		中等湿度气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/ $^{\circ}$	—

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)模型计算设置说明：当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目天然出处理厂周围无城市建成区或者规划区，因此本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面浓度占标率的计算公式：

$$P_i = \rho_i / \rho_{oi} \times 100\%$$

式中： 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_{oi} ——第*i*个污染物的环境空气质量标准， mg/m^3 。

根据工程分析结果，本评价选择导热油炉烟气、天然气处理厂无组织挥发的废气作为废气污染源，采用导则推荐的估算模式ARESCREEN，计算污染物最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准限值10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ ，同时依据计算结果选择最大地面浓度占标率 $P_{\max}$ 。废气污染源相关参数取值情况见表2.3-1和表2.3-2，计算结果见表2.3-3。

表2.3-1 废气污染源排放参数一览表(点源)

编号	名称	排气筒底部中心坐标		海拔高度/m	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气量(Nm ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(kg/h)						
		X	Y									TSP	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO _x	其他污染因子	
1	导热油炉烟气	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	

表 1-4-3 主要面源废气污染源参数一览表

面源名称	面源中心坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放高度	年排放小时数h	排放工况	评价因子	排放速率(kg/h)
	x	y									
—	m	m	m	m	m	$^{\circ}$	m				
天然气处理厂无组织废气	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	非甲烷总烃	4.467

生活区污水处理站无组织废气									正常		

表 1-4-4 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	名称	评价因子	$C_i (\mu g/m^3)$	$P_i (\%)$	$P_{\max} (\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%} (m)$
1	导热油炉烟气	TSP	*	*	8.56	*	0
		PM_{10}	*	*			0
		$PM_{2.5}$	*	*			0
2	天然气处理厂无组织废气	非甲烷总烃	*	*		*	0
3	生活区污水处理站无组织废气	NH_3	*	*		*	0
		H_2S	*	*			0

(2) 评价工作级别划分的依据

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)，将大气环境影响评价工作等级划分情况列于表 2.3-4。

表 2.3-4 评价工作级别一览表

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	$P_{\max} < 1\%$

(3) 评价工作级别确定

根据表 2.3-4 中计算结果可知，各污染源中污染物最大地面浓度占标率为 8.56%，小于 10%。因此，根据评价等级判别标准，本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

2.3.1.2 地表水环境

本项目产生的废水主要包括天然气处理过程中分离出的采出水及人员生活污水，采出水经生产废水处理站处理后回注，生活污水经一体化生活污水处理设施处理后用于绿化或输送至站外蒸发池蒸发。油气集输过程中不产生废水。

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表1水污染影响型建设项目评价等级判定,结合本工程废水属于间接排放的特点,判定本工程地表水环境影响评价等级为三级B。

2.3.1.3 地下水环境

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录A地下水环境影响评价行业分类表,本项目天然气处理厂属于“F 石油、天然气 38 天然气页岩气开采(含净化)”,地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类。

(2) 建设项目的地下水环境敏感程度

本项目天然气处理厂所在区域属于补给径流区,地下水环境敏感程度分级为“较敏感”。

(3) 评价工作等级确定

综合以上分析,按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中建设项目评价工作等级划分原则,确定本项目地下水环境评价工作等级为二级。

2.3.1.4 噪声

本项目所在区域声环境功能属《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类区,周边200范围内无声环境敏感点。根据《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)中规定的评价工作等级划分依据,本项目声环境评价工作等级为三级。

2.3.1.5 土壤

(1) 土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表A.1,本项目天然气处理厂属于“采矿业”中的“天然气开采”,项目类别为Ⅱ类。新建集气管线属于“交通运输仓储邮政业”中“其他”,项目类别为Ⅳ类项目。

(2) 项目占地规模

本项目天然气处理厂永久占地面积为 272300m^2 ($5\text{hm}^2 < 27.23\text{hm}^2 < 50\text{hm}^2$),占地规模属于中型。

(3) 建设项目的土壤环境敏感程度

本项目天然气处理厂周边无土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(4) 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》中的污染影响型评价工作等级划分表，通过上述项目类别、占地规模和环境敏感程度判定，拟建项目土壤环境影响评价工作等级为“三级”。

表 2.3-5 污染影响型评价工作级别划分表

评价工作等级 敏感程度	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	三级	三级	三级	—	—

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

2.3.1.6 生态

(1) 项目占地范围

根据本项目的特点，其生态影响主要集中在天然气处理厂及集气管线两侧，除天然气处理厂为永久占地外，其余受影响区域在施工结束采取恢复措施后，均可恢复。本项目地面场站临时占地 39.10hm^2 ，永久占地为 27.23hm^2 ，区块内部油气输送管线总长 11.3km 。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中的规定，本项目占地 $<2\text{km}^2$ ，管道长度 $\leq 50\text{km}$ 。

(2) 影响区域生态敏感性

根据现场踏勘和，本项目天然气处理厂占地范围内无自然保护区、世界文化和自然遗产地，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，不属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中定义的特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于一般区域。

(3) 评价工作级别划分判据

《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)评价工作级别划分的判据见表2.3-6。

表 2.3-6 生态评价工作级别划分的判据一览表

影响区域生态敏感性	工程占地(水域)范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

综合以上分析,根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中划分依据,确定本项目生态环境评价工作等级为三级。

2.3.1.7 环境风险

(1) 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为甲烷和凝析油,甲烷主要存在于集输管线内,甲烷存储量为 5t;凝析油主要存储于天然气处理厂混烃储罐中,每个储罐的容积为 4000m^3 。区域村庄、地下水和农田土壤作为本项目环境风险保护目标。

(2) 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求,结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度,事故情形下环境影响途径,对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析,按照表 2.3-7 确定环境风险潜势。本项目 Q 值具体见表 2.3-8。

表 2.3-7 建设项目环境风险潜势划分一览表

环境敏感程度(E)	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
环境高度敏感区(E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区(E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区(E3)	III	III	II	I

表 2.3-8 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质Q值
----	--------	------	----------------	-------------	----------

1	甲烷	74-82-8	5	10	0.50
2	凝析油	—	160	2500	0.06
项目Q值Σ					0.56

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录C要求,当 $Q < 1$ 时,该项目环境风险潜势为I,不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

(3) 评价工作等级判定

《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级别划分的判据见表2.3-9。

表 2.3-9 环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

本项目环境风险潜势为I级,根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据,确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

2.3.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级,结合区域环境特征,按“导则”中评价范围确定的相关规定,并综合本项目污染源排放特征,确定本评价各环境要素评价范围见表2.3-10和图2.3-1。

表 2.3-10 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以天然气处理厂、博孜生活区为中心周边5km的矩形区域
2	地表水环境	三级B	—
3	地下水	二级	站场:天然气处理厂上游和两侧各2km,下游3km,共20km ²
4	土壤	三级	站场:天然气处理厂场界外50m; 输送管线:管道中心线两侧200m范围
5	声环境	三级	站场:天然气处理厂、中间热站及各阀室场界外200m; 输送管线:管道中心线两侧200m范围
6	生态	三级	站场:天然气处理厂、中间热站及各阀室周边500m范围; 输送管线:管道中心线两侧500m范围

7	环境风险	简单分析	地面工程周边及管线两侧
---	------	------	-------------

图 2.3-1 本项目评价范围图

2.4 评价内容和评价重点

2.4.1 评价内容

根据项目特点及周围环境特征，确定评价内容见表 2.4-1。

表 2.4-1 评价内容一览表

序号	项 目	内 容
1	建设项目工程分析	博大区块开发现状；拟建项目概况、产品方案及指标、主要工程组成、主要技术经济指标、原料及产品、工程内容、公辅工程、依托工程、给排水、土石方平衡、拟采取的环境保护措施、清洁生产分析、污染物排放量
2	环境现状调查与评价	自然环境概况，环境质量现状监测与评价(环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境质量、土壤环境)，区域污染源调查
3	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析，营运期环境影响评价，环境风险评价
4	环保措施可行性论证	从技术经济方面针对本项目废气、废水、噪声及固体废物治理措施、生态保护措施的可行性进行分析
5	环境影响经济效益分析	从环境效益、经济效益和社会效益方面进行分析
6	环境管理与监测计划	结合工程特点，完善现有环境管理与监测计划，列出本项目环境信息公示、污染源排放清单和保护“三同时”验收一览表
7	环境影响评价结论	从环保角度给出项目建设可行性结论，进一步提出环境保护的建议

2.4.2 评价重点

结合本项目区块油气开发的排污特点及周围环境特征，确定本次评价工作重点为：工程分析、施工期环境影响分析、生态环境影响评价、环境风险评价、环保措施可行性论证。

2.5 环境功能区划

2.5.1 环境功能区划

项目所在区域为油气勘探开发区域，大气环境属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区。根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准。区域声环境为《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类区。

2.5.2 生态功能区划

本项目位于阿克苏地区温宿县境内。根据《新疆生态功能区划》，结合本项目所处地理位置，确定其生态环境功能区划见表 2.5-1 和图 2.5-1。

表 2.5-1 区域生态功能区划一览表

生态功能 分区单元	生态区	Ⅲ天山山地干旱草原—针叶林生态区
	生态亚区	Ⅲ ₃ 天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区
	生态功能区	42. 托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区
主要生态服务功能		水源补给、生物多样性维护、土壤保持
主要生态环境问题		水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境极度敏感，土壤侵蚀轻度敏感、不敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感
主要保护目标		保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原
主要保护措施		草地减牧、森林禁伐、禁猎、加强保护区管理
适宜发展方向		合理利用天然草地，维护自然景观和生物多样性

由表 2.5-1 可知，本项目博孜天然气处理厂位于“42. 托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区”，主要服务功能为“水源补给、生物多样性维护、土壤保持”，适宜发展方向为“合理利用天然草地，维护自然景观和生物多样性”。本项目属于油气资源开发，项目实施后采取完善的环保措施及生态恢复措施，不会影响区域主要生态服务功能，与适宜发展方向不冲突。

图 2.5.1 项目与新疆生态功能区划关系图

2.2.2 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准及修改单；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；硫化氢、氨执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

地下水：执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准；石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准。

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 3 类区标准。

土壤：占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

(2) 污染物排放标准

废气：燃气导热油炉烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值；站场非甲烷总烃无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中表 2 新建污染源无组织排放监控浓度限值；硫化氢、氨无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中新建项目二级标准。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中相应限值；运营期各站场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 3 类区标准。

(3) 控制标准

固体废物：含油污泥参照执行《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)；生活垃圾填埋执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

上述各标准的标准值见表 2.2-3 至表 2.2-6。

表 2.2-3 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源						
大气环境	TSP	年平均	200	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2019 年第 29 号)二级标准						
		24 小时平均	300								
	PM ₁₀	年平均	70			$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2019 年第 29 号)二级标准				
		24 小时平均	150								
	SO ₂	年平均	60					$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2019 年第 29 号)二级标准		
		24 小时平均	150								
		1 小时平均	500								
	NO ₂	年平均	40							$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2019 年第 29 号)二级标准
		24 小时平均	80								
		1 小时平均	200								
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准						
		1 小时平均	10								
	O ₃	日最大 8 小时	160	$\mu\text{g}/\text{m}^3$		《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准					
		1 小时平均	200								
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准							
硫化氢	1 小时平均	10	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2. 2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值							
氨	1 小时平均	200	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2. 2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值							

续表 2.2-3 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)标 1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
地下水	硫酸盐	≤250		mg/L	《地下水质量标准》

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
	氯化物	≤250			(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	总大肠菌群	≤3		CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类微生物指标
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	苯	≤10.0		μg/L	
	甲苯	≤700			

续表 2.2-3

环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准		单位	标准来源
地下水	石油类	≤ 0.3		mg/L	《地表水质量标准》 (GB3838-2002) III类
声环境	L_{eq}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2类标准
		夜间	50		

表 2.2-5

建设用地土壤污染风险管控标准一览表

序号	项目	筛选值(mg/kg)	序号	项目	筛选值(mg/kg)
1	砷	60	25	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	26	氯乙烯	0.43
3	铬(六价)	5.7	27	苯	4
4	铜	18000	28	氯苯	270
5	铅	800	29	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	30	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	31	乙苯	28
8	锌	—	32	苯乙烯	1290

续表 2.2-5

建设用地土壤污染风险管控标准一览表

序号	项目	筛选值(mg/kg)	序号	项目	筛选值(mg/kg)
9	四氯化碳	2.8	33	甲苯	1200
10	氯仿	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	570
11	氯甲烷	37	35	邻二甲苯	640
12	1,1-二氯乙烷	9	36	硝基苯	76
13	1,2-二氯乙烷	5	37	苯胺	260
14	1,1-二氯乙烯	66	38	2-氯酚	2256
15	顺-1,2-二氯乙烯	596	39	苯并[a]蒽	15
16	反-1,2-二氯乙烯	54	40	苯并[a]芘	1.5
17	二氯甲烷	616	41	苯并[b]荧蒽	15
18	1,2-二氯丙烷	5	42	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10	43	蒽	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	44	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	四氯乙烯	53	45	茚并(1,2,3-c,d)芘	15

序号	项目	筛选值(mg/kg)	序号	项目	筛选值(mg/kg)
22	1, 1, 1-三氯乙烷	840	46	萘	70
23	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500
24	三氯乙烯	2.8			

表 2.2-6 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉 烟气、导 热油炉 烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值
		SO ₂	50		
		NO _x	200		
		烟气黑度	≤1	林格曼黑度, 级	
	场站厂 界无组 织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求
施工 噪声	L _{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界 噪声	L _{eq}	昼间	65	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区标准
		夜间	55		

2.6 环境保护目标

本工程大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点,因此不再设置环境空气保护目标,鉴于天然气开采项目的特点,本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量;将天然气处理厂周边、集输管线沿线地下水设为地下水环境保护目标;天然气处理厂周围无地表水体,不再设置地表水体保护目标;工程200m范围内不涉及学校、医院、居住区等,不再设置声环境保护目标;将天然气处理厂周边50m范围内及技术管线周边200m范围内的土壤作为土壤环境保护目标;确定生态环境影响评价范围内植被和动物作为生态环境保护目标;确定区域环境空气、地下水作为环境风险保护目标。根据工程性质及周围环境特征,确定工程的环境保护目标见表20。

表 2.6-1

主要环境保护目标一览表

环境要素		保护目标	相对厂界方位/距离	功能要求	备 注
地下水		区域地下水	—	GB/T14848-2017 III类	不对评价区域地下水产生污染影响
土壤		周边土壤	天然气处理厂周边 50m 及技术管线周边 200m 范围内	GB15618-2018	满足农用地土壤污染风险管控标准
生态环境		植被和动物	占地范围及两侧 500m 范围内	—	不改变生态功能
环境 风险	环境空气	区域环境空气	—	GB3095-2012 二 级标准	环境风险可防控
	地下水	区域地下水	—	GB/T14848-2017 III类	

2.7 相关符合性分析

2.7.1 产业政策及相关规划符合性分析

本项目与《产业结构调整指导目录(2019年本)》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》相关要求符合性分析结果见表2.7-1。

表 2.7-1 与产业政策及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(2019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	本项目属于天然气开采、净化项目	符合
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本项目属于天然气开采、净化项目，位于塔里木盆地	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》	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	本项目位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区	符合

2.7.2 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》相关要求符合性分析结果见表2.7-2。

表 2.7-2 与自治区条例相关要求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
------	------	-----	------

文件名称	相关要求	本项目	分析结果
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》	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。	本项目天然气处理厂、集气管线不涉及水源涵养区、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	符合
	第九条 新建、改建、扩建煤炭、石油、天然气开发项目，开发单位应当进行环境影响评价，编制环境影响评价文件，报环境保护主管部门审批。环境影响评价文件未经批准，发展和改革、国土资源等有关部门不予办理相关手续，开发单位不得开工建设。	项目按环评相关法律法规，开展环境影响报告书的编制	符合
	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，列出了竣工环保验收“三同时”一览表	符合
	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；油田公司在开发过程中将另行编制生态保护和恢复治理方案	符合
	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。	塔里木油田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

2.7.3 与新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》相关要求符合性分

析结果见表 2.7-3。

表 2.7-3 与自治区重点行业环境准入条件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
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	(二)选址与空间布局 铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内,重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域,军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域,居民聚集区 1 千米以内禁止建设非金属矿采选项目。	根据《国民经济行业分类》(GB/T 4754-2017),本项目属于“石油和天然气开采业”不属于“非金属矿采选业”	符合
	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内,其它 III 类水体岸边 200 米以内,禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程,存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的,可根据实际情况,在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求。	根据《国民经济行业分类》(GB/T 4754-2017),本项目属于“石油和天然气开采业”,不属于“非金属矿采选业”。根据实际建设情况,本次项目集输管线不穿越大型河流,穿越小型水体均已采取措施防止对水体产生污染	

续表 2.7-3 与自治区重点行业环境准入条件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
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	供热设施须满足《大气污染防治行动计划实施方案》要求,各污染物排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)	本项目导热油炉烟气污染物排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)	本项目场界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)	符合

2.7.4 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 2.7-4。

表 2.7-4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	分析结果
《石油天然气	在环境敏感区进行石油天然气勘探、	委托编制了环评报告,提出了缓解	符合

文件名称	文件要求	本工程	分析结果
《开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年第 18 号)	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	生态、环境破坏的措施	
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年第 18 号)	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。	本项目采用清洁生产工艺和技术，工业废水(采出水)经采出水处理设施处理后回注；工业固体废物无害化处理处置率达到 100%。	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，项目实施后可满足博孜区块及周边区块油气集中处置需求	符合
	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	本项目为天然气净化项目	符合

续表 2.7-4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	分析结果
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在钻井过程中,鼓励采用环境友好的钻井液体系;配备完善的固控设备,钻井液循环率达到 95%以上;钻井过程产生的废水应回用。	本项目为天然气净化项目,不涉及钻井工程	符合
	在井下作业过程中,酸化液和压裂液宜集中配制,酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处理,压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目为天然气净化项目,不涉及钻井工程	符合
	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%	本项目为天然气净化项目,从各集气站至天然气处理厂的集气管线均采用管道密闭输送;天然气处理厂内混烃储罐规格为 4000m ³	符合
	油气田建设宜布置丛式井组,采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术,以减少废物产生和占地	本项目为天然气净化项目,不涉及钻井工程	符合
	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	本项目为天然气净化项目,采出气管道输送至集气站后输送至博孜天然气处理厂净化处理,厂区内设置有火炬对放空天然气进行充分燃烧	符合
	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井,加强对油气田地下水水质的监控,防止回注过程对地下水造成污染。	本评价提出了生态环境影响减缓措施及地下水污染防治措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道,集输管线采用地埋式铺设	符合

续表 2.7-4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	分析结果
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目为天然气净化项目,不涉及钻井工程	符合
	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目为天然气净化项目,固体废物收集、贮存、处理处置设施按照标准要求采取防渗措施	符合
	应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到 90%以上,残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别,根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目营运期油罐清理及污水处理站产生的含油污泥收集后送有资质单位处置	符合

2.7.5 与加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知符合性分析

本项目与《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)相关要求符合性分析结果见表 2.7-5。

表 2.7-5 与 910 号文相关要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	分析结果
《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)	(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。	本项目在博孜区块内新建天然气处理厂及配套油气输送管线,按新建区块开展环境影响评价工作	符合
	(六)各级生态环境主管部门在审批区块环评时,不得违规设置或保留水土保持、规划选址用地(用海)预审、行业或下级生态环境主管部门预审等前置条件。涉及自然保护区、饮用水水源保护区、生态保护红线等法定保护区域的,在符合法律法规的前提下,主管部门意见不作为环评审批的前置条件。	本项目所在区域不涉及饮用水水源保护区	符合

2.7.6 “三线一单”符合性分析

与“三线一单”符合性分析结果见表 2.7-6。

表 2.7-6 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	分析结果
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	生态保护红线	自治区目前未公布生态保护红线划定方案；结合区域环境敏感目标分布情况，气田中部的地下水饮用水水源保护区内，项目开发方案新井布置已避让水源保护区	符合
	环境质量底线	本工程施工期产生的废气、废水、固体废物、噪声对区域环境影响较小，且随施工结束而消失；营运期废气贡献浓度较低，不会对大气环境产生明显影响，废水及固废均得到妥善处理。环境质量可以保持现有水平	符合
	资源利用上线	本工程主要利用资源为导热油炉用气，本工程用水量及用气量较小，加热炉用气为自产天然气；综合分析，区域资源可保障工程实施	符合
	环境准入负面清单 《新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区(市)产业准入负面清单(试行)》及《新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区(市)产业准入负面清单》	本项目所在的温宿县不在新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区及17个新增纳入国家重点生态功能区(市)之列	不在清单内

2.7.7 分析结论

综上所述，本项目属于陆地天然气净化项目，在产业政策上符合《产业结构调整指导目录(2019年本)》(国家发展和改革委员会令 第29号)、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划“十三五”规划纲要》相关要求。

本项目施工期和营运期有完善的污染防治措施和生态恢复措施，严格落实本评价及批复的要求下，不会对区域环境构成明显污染影响，不会改变相应环境功能。对分析之后，项目建设符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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)相关要求。本项目区块开发符合《全国生态功能区划(修编版)》

(环保部 中科院 公告 2015 年第 61 号)相关要求，不在其确定的 63 个全国重要生态功能区范围内；本项目位于阿克苏地区温宿县与拜城县交界处，不在划定的新疆重点生态功能区范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3 建设项目工程分析

为便于工程分析，本次评价将博孜大北区块开发现状进行简要介绍，将博孜大北区块现状天然气处理相关的大北天然气处理厂作为相关工程进行介绍，将本次拟建内容作为拟建工程进行介绍，并对本项目实施后博孜大北区块的油气处理及集输设施情况进行说明。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

本次评价工程分析章节结构见表 2-1。

表 2-1 工程分析内容结构一览表

工程组成	主要内容
博大区块开发现状	介绍博大区块现状开发情况
相关工程	介绍大北天然气处理厂相关情况、并对油气集输设施情况进行说明。
拟建工程	介绍本次拟建项目基本概况、产品方案及指标、主要工程组成、主要技术经济指标、原料及产品、工程内容、公辅工程、依托工程、给排水、土石方平衡、拟采取的环境保护措施、清洁生产分析、污染物排放量
拟建工程实施后博大区块天然气处理及集输设施情况	介绍拟建项目实施后博大区块天然气处理设施及油气集输设施情况

3.1 博孜大北区块开发现状

塔里木油田分公司博大油气开发部成立于 2019 年 2 月 1 日，博大油气开发部气田包括神木区块、阿瓦区块和克拉苏气田的博孜区块、大北区块、克深 5 区块，地处温宿县和拜城县境内，区域面积为 2200km²。其中，博孜区块、大北区块位置见图 2.1-1。博孜区块、大北区块开发现状概况见表 2.1-1。

图 2.1-1 塔里木油田博大油气开发部气田项目博孜、大北区块位置分布图

表 2.1-1 博大油气开发部气田博孜、大北区块开发现状概况一览表

分区		开发情况
克拉苏气田	博孜区块	博孜区块具有“特低孔特低渗、非均质性强、裂缝较发育、地层压力高、气中含蜡”等特点，根据气藏特点，博孜区块动用干气地质储量 $751.99 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量 $442.03 \times 10^4 \text{t}$ ，建成天然气产能规模 $17.66 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，平均单井日产气 $26.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。
	大北区块	截至 2017 年 8 月底大北区块已投入开发，克深 5 区块已开展试采。大北区块共投产 21 口井，开井 15 口，日产气 $447.09 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 $99 \text{t}/\text{d}$ ，累计生产天然气 $69.17 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油 $9.73 \times 10^4 \text{t}$ 。克深 5 区块共开井 5 口，日产气 $204.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计生产天然气 $7.53 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

目前，博孜大北区块各单井天然气经各采气支线、集气支干线输往大北天然气处理厂处理后，经外输管线外输。

博孜大北区块单井统计结果见表 2.1-3，已建内部集输站场现状见表 2.1-4，已建采气支线、集气支干线建设现状见表 2.1-4，已建天然气处理厂(站)情况见表 2.1-6，已建天然气管线明细见表 2.1-7、原油(凝析油)管线明细见表 2.1-8。

表 2.1-3 博大油气开发部气田单井统计表

行政区域	油气田	包含单井				
		生产采气井	长停井	报废井	排水(采气)/回注井	合计
温宿	博孜区块	1	0	2	0	3
拜城	博孜区块	2	1	0	0	3
	大北区块	13	6	9	9	37
总计		16	7	11	9	43

表 2.1-4 博孜大北区块已建内部集输站场现状表

序号	站场名称	内部集输站场名称	天然气集输规模/实际生产规模($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	凝析油规模/实际生产规模(t/d)
1	大北处理站	大北 3 集气站	600/0	气液混输
2		大北 11 集气站	200/342	300/19
3		大北 101 集气站	439/230	气液混输
4		大北 201 集气站	841/406	气液混输
5		博孜 1 集气站	145/167	200/90
6		博孜 3 集气站	60/90	300/180

表 2.1-5 博孜大北区块主要采气支线、集气支干线建设现状表

序号	站场	采气支线(km)	集气支干线(km)
1	大北处理站	134.3	345.8

表 2.1-6 博孜大北区块已建天然气处理厂统计表

序号	名称	装置规模($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	天然气设计/实际处理规模($10^8\text{m}^3/\text{a}$)	凝析油设计/实际处理能力($10^4\text{t}/\text{a}$)	投产时间
1	大北处理站	4050	30/34	11.2/9.1	2014.7

表 2.1-7 博孜大北区块已建外输天然气管线统计表

序号	项目	输送介质	设计压力(MPa)	管径(mm)	长度(km)	设计输量($10^8\text{m}^3/\text{a}$)
1	大北处理站外输管线	天然气	10	813	88.6	50

3.2 相关工程

3.2.1 大北天然气处理厂

3.2.1.1 基本概况

大北天然气处理厂所属大北区块地面建设工程于2012年5月由新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》，并于2014年8月由环保部以环审[2014]199号文批复。2016年12月，通过自治区环境保护厅竣工环境保护验收(新环函[2016]2030号)。

大北天然气处理厂对博孜大北区块的原料天然气和凝析油进行处理，处理后的产品天然气输送到轮南末站，稳定后的凝析油通过装车设施装车外运。

大北天然气处理厂主要工程组成情况见表3.2-5。

表 3.2-5 大北天然气处理厂工程组成表

序号	项目	工程内容	单位	数量	规模	备注
1	主体主体工艺装置工程	集气装置	套	4	$500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 每套	
		脱水脱烃装置	套	1	$450 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 每套	JT 阀低温分离
		乙二醇再生及注醇装置	套	1	1450kg/h	加热闪蒸+精馏
		凝析油处理装置	套	1	6.78t/h	
2	辅助设施及公用工程	凝析油灌区及装车设施	套	1	2个1000 m^3 内浮顶罐	
		空气氮气站	个	2	20 m^3/min 空压机 400 m^3/h 制氮装置	共2台(1用1备)
		火炬及防空系统	座	2	高压放空火炬1座，低压放空火炬1座	
		燃料气系统	套	1	燃料气量：1540 m^3/h	

3.2.1.2平面布置

主厂区：脱水脱烃装置、凝析油稳定装置、乙二醇再生装置等主体装置布置在厂区中部；集气装置布置在主体装置的北面，方便原料气进厂；凝析油罐区布置在主体装置的西面；输气首站布置在厂区东南侧，便于产品气外输；污水处理场结合地势布置在南侧，并位于全厂地势低处；导热油炉供热站布置在厂区北侧；其它辅助生产设施如循环水场、给水站、消防给水站、空气氮气站靠近生产装置布置；厂区西南角地势较低处设事故污水收集池，距离邻近装置约50m。火炬及放空布置在工厂西北侧，距离厂区围墙 $\geq 150\text{m}$ 。

控制值班区布置在主厂区东面，与主厂区相距约80m。主要包括中央控制室、分析化验室、溶剂油品备件库、维修车间等。

厂内道路形成环形，分别设置有主大门(控制值班区)、次大门(主厂区南大门)、物流大门(控制值班区东大门)、消防大门(主厂区东大门)、应急门等，方便生产管理、运输及消防。

3.2.1.3 生产工艺

从油气处理厂集气装置气液分离器出来的天然气经空冷器后，进入脱水脱烃装置，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置，分离后进入输气首站，计量后输至轮南。

从油气处理厂集气装置气液分离器出来的凝液，从脱水脱烃装置分水器分离出来的凝液和乙二醇再生及注醇装置三相分离器出来的未稳定凝析油，进入凝析油稳定装置，稳定后的凝析油输送至罐区储存装车外运。

从低温分离器底部出来的醇烃混合液经固体杂质低温分离器分离后换热进入三相分离器进行分离。分离出的闪蒸气作为燃料气，分离出未稳定凝析油进入凝析油稳定装置处理，分离出的乙二醇富液则进入乙二醇再生及注醇装置处理。

3.2.1.4 主体工艺装置

(1) 脱水脱烃装置

全厂设1套脱水脱烃装置，单套处理量为 $450 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。采用JT阀节流制冷脱水脱烃工艺。

工艺流程简述：

原料天然气(约 40°C ， 12MPa)从集气装置来，进入脱水脱烃装置，经原料气分离器分离后进入原料气预冷器，与通过雾化喷头雾化后的乙二醇贫液充分接触后，与自低温分离器顶部来的冷产品气进行逆流换热，冷却至 -10°C 后，经J-T阀节流至 7.7MPa ，温度降至 -27.5°C 后进入装配有高效分离原件的低温分离器分离，分离出的冷干气进入原料气预冷器与原料气换热，换热后的产品气进入天然气脱固体杂质装置进一步处理。

从低温分离器底部出来的醇烃混合液经固体杂质低温分离器沉降出部分固体杂质，然后进入乙二醇再生及注醇装置处理。脱水脱烃装置工艺流程图见附图3.2-7。

(2) 乙二醇再生及注醇装置

天然气处理厂设置 1 套处理规模为 1450kg/h 的乙二醇再生及注醇装置。

工艺流程简述：

从脱水脱烃装置分离出来的醇烃液，经系统汇集后进入本装置的醇烃液换热器，与乙二醇贫液换热后的醇烃液降压后进入三相分离器，从三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的未稳定凝析油进入凝析油稳定装置，分离出的乙二醇富液经固体杂质分离器沉降后进入乙二醇贫液换热器加热后，进入乙二醇再生塔再生。由于在脱水脱烃装置的低温分离器及乙二醇再生及注醇装置三相分离器后均设置了固体杂质分离器，因此塔顶出来的蒸气主要为水蒸汽，经冷凝冷却后，不凝气送至灼烧炉。再生热量由塔底重沸器提供，从重沸器出来的贫液依次经乙二醇贫富液换热器、醇烃液换热器换冷后进入乙二醇贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经乙二醇贫液注入泵分别注入脱水脱烃装置。乙二醇再生及注醇装置工艺流程图见附图 3.2-8。

(3) 凝析油稳定装置

天然气处理厂设单套设计规模为 $5.435 \times 10^4 \text{t/a}$ (6.78t/h)，稳定凝析油产量约为 $4.95 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据本工程的具体操作工况要求，凝析油稳定装置采用成熟、常用的工艺方法：即降压闪蒸和只设提馏段的精馏法相结合的工艺方法。

工艺流程简述：

自集气装置、脱水脱烃装置及乙二醇再生及注醇装置来的 1.0 MPa 未稳定凝析油首先经凝析油进料换热器与稳定凝析油换热至 65℃ 后进入进料闪蒸罐进行闪蒸分离，分离出的未稳定凝析油进入凝析油稳定塔稳定。塔顶及闪蒸罐分离出的闪蒸气混合后进入燃料气系统。自凝析油稳定塔塔底部来的稳定凝析油与进料未稳定凝析油换热后，再经空冷器冷却至 40℃ 后进入凝析油缓冲罐，最后输送至罐区储存。

当凝析油稳定塔需要检修时，未处理的凝液经三相分离器分离后液体先输送至不合格凝析油罐，待稳定塔修复后经泵输送至凝析油进料换热器入口。

考虑到凝析油日后需进行脱盐处理，在进料闪蒸罐前增加脱盐设备，因此预留新鲜水注入装置，新鲜水经系统进入新鲜水罐后，再经泵输送至脱盐设备

前管线，脱盐设备前设置混合器使未稳定凝析油和新鲜水充分混合，提高脱盐效率。凝析油稳定装置工艺流程图见附图 3.2-9。

3.2.1.5 辅助生产设施

(1) 凝析油罐区及装车设施

凝析油罐区用于储存凝析油稳定装置的产品稳定凝析油，并装车外运。

工艺流程简述：

从凝析油稳定装置正常生产时来的稳定凝析油，进入稳定凝析油罐储存，设置 2 座稳定凝析油储罐。稳定凝析油通过稳定凝析油装车泵、鹤管装车外运。利用装车泵可以实现倒罐作业。稳定凝析油罐利用采暖水进行维温，保证油品的流动性。

天然气处理厂内设有凝析油罐区，包括 2 座稳定凝析油内浮顶储罐（单座容积为 1000m^3 ），罐区总容量为 2000m^3 。油罐用围堰包围，稳定凝析油内浮顶储罐围堰尺寸为 $47\times 48\text{m}$ 。

储存天数 7.65 天，汽车运输储存天数：5-7 天。

稳定凝析油设置 2 台装车泵、装车鹤管进行装车作业，装车泵、鹤管采用一一对应的方式。

(2) 空气氮气站

空气氮气站为全厂各装置提供正常生产用的净化空气、非净化空气及事故保护用氮气和开停工吹扫置换用氮气。

空气氮气站设置 2 套空气压缩机撬块，包括 2 台螺杆式空气压缩机，每台压缩机排气量为 $20\text{m}^3/\text{min}$ ，排气压力为 1.0MPa ，可同时供净化空气、非净化空气及制氮用压缩空气。

变压吸附制氮系统生产规模为 $200\text{m}^3/\text{h}$ 。共设置 2 台 40m^3 的净化空气储罐和 1 台 40m^3 的非净化空气储罐，1 台 40m^3 氮气缓冲罐和 1 台 40m^3 氮气储罐，紧急停电时非净化空气储罐可改为仪表用净化空气储罐。空气氮气站设置的净化空气、非净化空气储罐容量可满足工厂停电后 30min 的仪表供风量。

制氮工艺采用变压吸附法 (PSA)。变压吸附法 (PSA) 制氮，选用碳分子筛作为变压吸附剂。

空气经压缩净化后进入 2 台装填有碳分子筛的吸附塔组成的变压吸附装置，氧分子在碳分子筛表面被吸附，氮气由吸附塔顶进入氮气缓冲罐。经一段时间后，碳分子筛被所吸附的氧饱和，这时第 1 台塔自动停止吸附，压缩空气自动被切换到第 2 台吸附塔，同时对第 1 台塔进行再生。吸附塔的再生是通过将吸附塔逆向泄至常压来实现的。2 台吸附塔交替进行吸附和再生，从而确保氮气的连续输出。全套系统由 PLC 控制。

(3) 火炬及放空系统

本工厂火炬及放空系统设置 2 套火炬，其中 1 套为高压火炬，1 套为低压火炬。来自集气装置、脱水脱烃装置、外输装置、凝析油稳定装置、乙二醇再生及注醇装置、燃料气系统等需要紧急放空的高压放空气体经分离器后进入高压火炬，来自各工艺装置停工泄压的低压放空气体进入低压分离器后进入低压火炬。根据《天然气净化厂设计规范》(SY/T 0011-2007)第 6.1.19 条规定，当进入天然气净化厂的天然气管道上的截断阀前应设置安全阀和泄压放空阀，泄放量均应为原料气全量。火炬系统排放能力见表 3.2-6。

表3.2-6 高低压火炬排放能力

项目	排放压力(MPa)	排放量(m ³ /d)	规格(mm)
高压火炬	0.5	500×10 ⁴	DN900×76000
低压火炬	0.03	35×10 ⁴	DN300×27000

两套装置互为备用，两套点火均采用电点火，其中现场地面内传焰电点火器为防爆型。

(4) 燃料气系统

燃料气来源包括产品天然气和处理厂内各装置产生的闪蒸气(作为低压燃料气使用)两个部分。闪蒸气自 2 套乙二醇再生及注醇装置和 2 套凝析油稳定装置来。由于低压燃料气气量不能满足全厂需要，故需要补充部分产品气作为燃料气。开工时，从内输管线引高压原料气作为燃料气，两气源可进行切换。

(5) 分析化验室

本工程分析化验室配备有色谱分析、化学分析、电化学分析、光电分析等各种分析化验所需的分析仪器和设备，承担工厂生产过程中原料气、产品气、

凝析油、乙二醇溶液等的常规分析工作和新鲜水、锅炉水和污水等水质分析工作，同时还承担本厂部分环境监测项目的分析化验工作。

分析使用的载气由钢瓶使用间内的钢瓶提供。分析化验室配备的所有仪器、设备由生产厂家提供技术支持及人员培训。

(6) 污水处理装置

大北天然气处理厂含油污水处理站设计处理能力 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理水量为 $600\text{m}^3/\text{d}$ 。设计采用“沉降-除油-过滤”的污水处理工艺，生产污水、检修污水经收集，进入污水调节罐，提升后进入沉降罐，沉降罐出水经泵加压提升后进入高效聚结斜管除油器，出水利用余压直接进入含油污水过滤器进行粗滤和精滤两级过滤，滤后水进入滤后水罐，再由污水外排蒸发池进行蒸发。在处理工艺过程中对处理水投加适当的药剂，以提高净化效果。控制污水中悬浮物、油类含量，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)规定的回注标准后回注。

3.2.2 博大区块油气集输管网

博孜区块中博孜 1 区块和博孜 3 区块已完成试采工程建设任务，已建成博孜 1 集气站、博孜 3 集气站和博孜 301 集气站（正在方案设计阶段）。大北区块目前建有天然气处理厂 1 座，集气站 4 座，分别为大北天然气处理厂、大北 101 集气站、大北 201、大北 3 集气站和大北 11 集气站；两区块内建有集气管道 8 条，分别为已建的克深 5 集气干线、大北 3 集气干线、大北 101 集气干线、大北 201 集气干线、大北 11 集气干线、博孜试采管道、博孜 1 集气管道和正在规划建设的博孜 3 集气干线。天然气目前总体流向为博孜 3 集气站→博孜 1 集气站→大北 11 集气站→大北 101 集气站→大北 201 集气站→大北天然气处理厂，目前博孜、大北区块所产天然气均由大北处理厂处理。已建集输管网示意图如下：

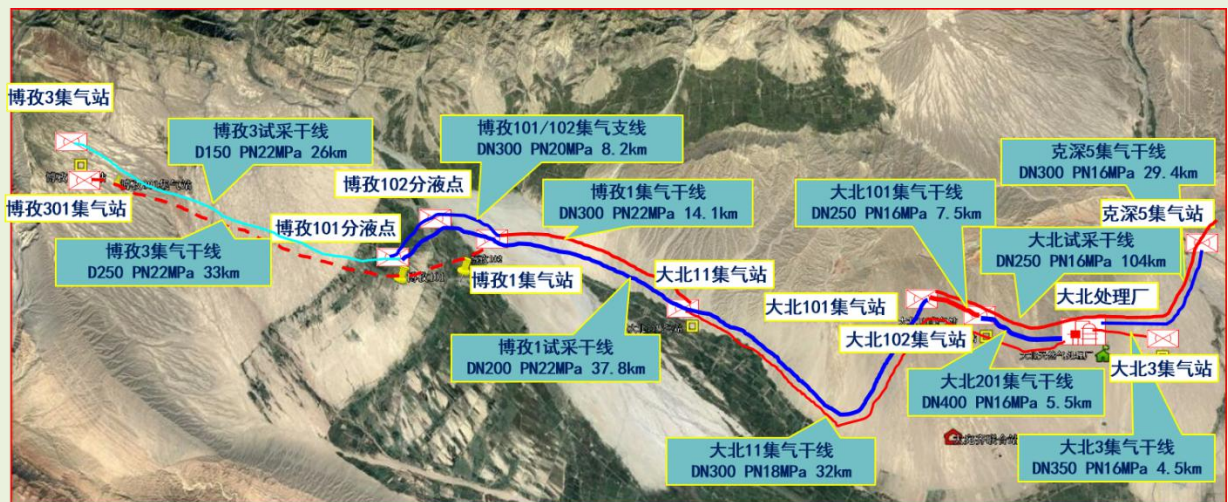


图 4.1-1 博孜、大北区块已建集输管线现状图

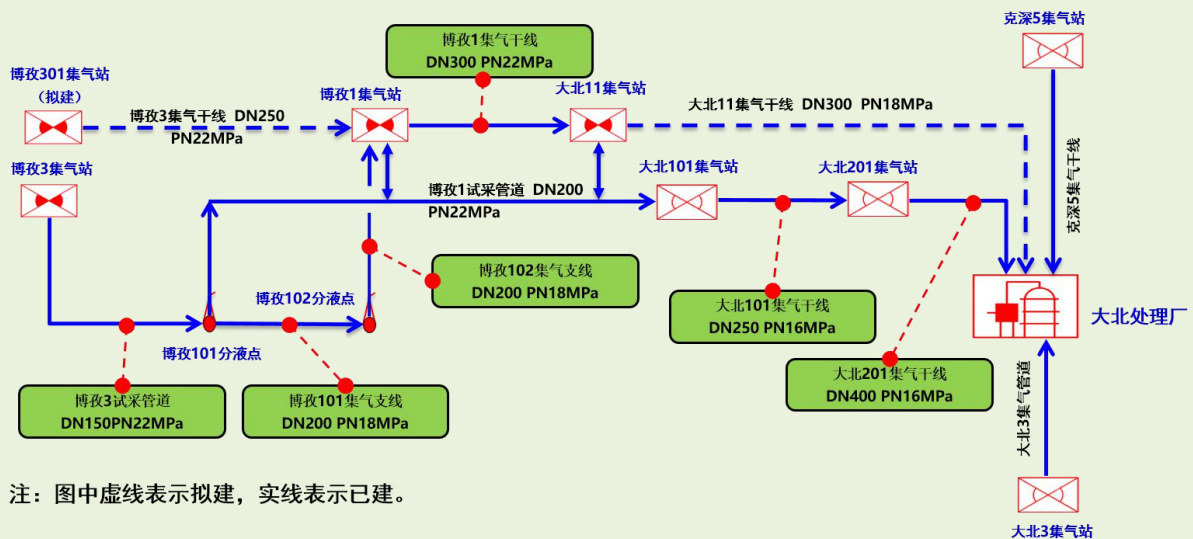


图 4.1-2 博孜、大北区块已建集输管线流向图

博孜大北区块已建集输支干线管网情况见表 4-1。

表 4.1-1 已建及拟建集输干线管网参数一览表

序号	管线名称	管线规格 (mm)	设计输量 (10 ⁴ m ³ /d)	实际输量 (10 ⁴ m ³ /d)	备注
1	博孜 1 试采管道 (博孜 101 至大北 101 集气站)	D219.1×12.5/L360N PN22MPa L=37.8km	200	65	已建, 油气分输
2	博孜 3 试采管道 (博孜 3 集气站至博孜 101)	D168×14.2/L245N PN22MPa/L=26km	100	61	已建, 油气分输
3	博孜 101 集输支干线 (博孜 101 井至博孜 102 井)	D219×12.5/L360N PN18MPa/L=4.1km	188	/	在建, 油气分输

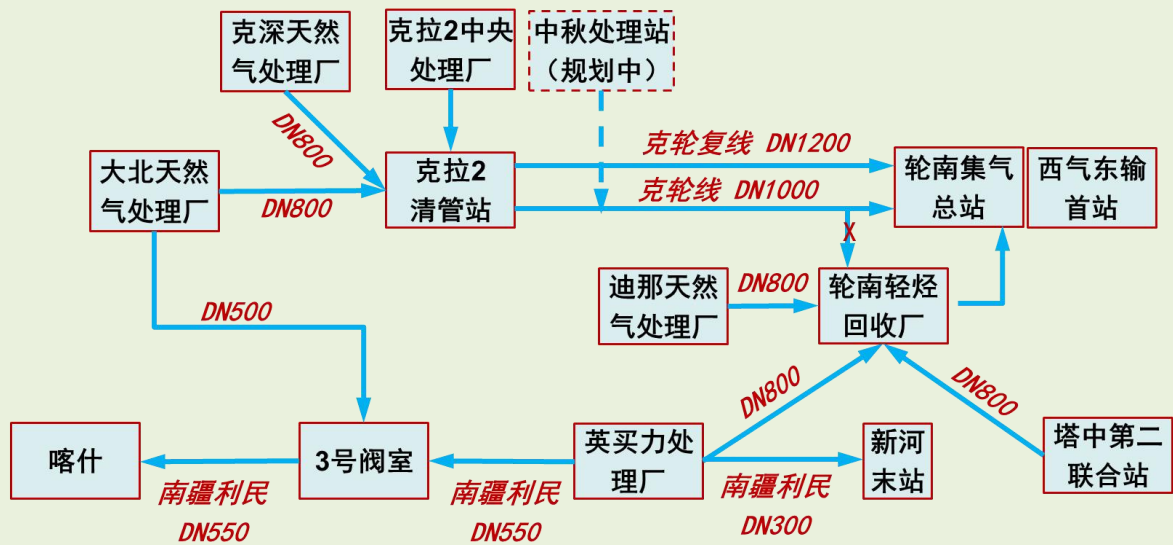
博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书

序号	管线名称	管线规格 (mm)	设计输量 (10 ⁴ m ³ /d)	实际输量 (10 ⁴ m ³ /d)	备注
4	博孜 102 集输支干线 (博孜 102 井至博孜 1 集气站)	D219×12.5/L360N PN18MPa/L=4.1km	248	/	在建, 油气分输
5	博孜 1 集气干线 (博孜 1 集气站至大北 11 集气站)	D323.9×16/L360N PN18MPa/L=14.1km	383	/	在建, 油气分输
6	博孜 3 集气干线 (博孜 301 集气站至博孜 1 集气站)	D273×14/L415N PN22MPa/L=33km	330		拟建, 油气混输
7	大北 11 集气干线 (大北 11 集气站至大北处理厂)	D323.9×10/22Cr PN18MPa/L=32km	600	/	在建, 油气分输
8	大北 3 集气干线 (大北 3 集气站至大北处理厂)	D355×(16+2)/L360N PN16MPa/L=4.5km	600		已建, 油气混输, 已停用
9	克深 5 集气干线 (克深 5 集气站至大北处理厂)	D323×10/22Cr PN16MPa/L=29.4km	435	365	已建, 油气混输
10	大北 101 集气干线 (大北 101 集气站至大北 201 集气站)	D273×(8.8+2)/复合管 PN16MPa L=7.5km	439	195	已建, 油气混输
11	大北 201 集气干线 (201 集气站至处理厂)	D406×(11+2.5)/复合管 PN16MPa L=5.5km	841	425	已建, 油气混输
12	大北试采干线 (大北 101 集气站至克拉 2 中央处理厂)	D273×12.5/L360 PN16MPa/L=104km			

3.2.3 博大区块产品外输管网

3.2.3.1 天然气外输

博孜、大北区块及其周边气田已建天然气外输系统见图 4.1-4:



注：图中虚线表示拟建，实线表示已建。

图 4.1-4 气田周边区块天然气外输系统示意图

已建管道参数见表 4.1-4:

表 4.1-4 已建天然气外输系统一览表

序号	集输管线名称	长度 km	管径 mm	设计压力 MPa	输量 $10^8 \text{ m}^3/\text{a}$	起点	终点	投运时间
1	大北外输管线	90.4	813	10	50	大北处理厂	克拉 2 清管站	2014.7
2	大北-南疆利民管道	105	508	8	17	大北处理厂	南疆利民管道 3#阀室	2017.8
3	克深外输管线	24.9	1016	10	120	克深处理厂	克拉 2 清管站	2015.7
4	克拉 2-轮南管线	159.7	1016	10	120	克拉处理厂	轮南末站	2004.12
5	克拉 2-轮南复线	158	1219	10	150	克拉处理厂	轮南末站	2013.11
6	英买力-轮南管线	217	813	10	25	英买力处理厂	轮南末站	/

3.2.3.2 液体产品外输

博孜、大北区块及其周边气田已建液体产品外输系统见图 4.1-5:



图 4.1-5 气田周边区块液体产品外输系统示意图

已建管道参数见表 4.1-5:

表 4.1-5 已建液体产品外输系统一览表

序号	集输管线名称	长度 km	管径 mm	设计压力 MPa	输量 t/d	起点	终点	介质
1	英买力-牙哈装车站凝析油管道	170	219	6.3	1550	英买力处理厂	牙哈装车站	稳定凝析油
2	英买力-牙哈装车站 LPG 管道	170	114	10	120	英买力处理厂	牙哈装车站	LPG

目前，博孜、大北区块无液态产品外输管道，各集气站所产未稳定凝析油均拉运至就近的处理厂处理，大北处理厂所产稳定凝析油最终拉运至牙哈装车站装车外运。

3.2 拟建工程概况

3.2.1 拟建工程概况

拟建工程基本情况见表 3.2-3。

表 3.2-1 拟建工程基本情况一览表

项目	基 本 情 况
项目名称	博孜天然气处理厂建设工程
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点	*****
建设性质	新建
投资	项目总投资 193675.27 万元，其中环保投资 6684.22 万元，占总投资的 3.45%
建设规模	博孜天然气处理厂设计处理规模为 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$

项目		基本情况	
建设内容	天然气处理厂	在博孜区块新建1座天然气处理厂，设计处理能力为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。主要包括建设1套集气装置，设计集气规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；建设2套脱水脱烃装置，单套设计处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建2套430t/d 烃液提馏装置，新建2套1450t/d 的凝析油闪蒸装置；新建2套乙二醇再生装置，设计处理规模为80t/d；新建4座4000 m^3 混烃储罐；新建1套污水处理系统，设计处理规模500 m^3/d 。	
	集输系统	集气干线	新建1条博孜101分液点至博孜天然气处理厂的集输管道，长7.9km；对博孜3集气干线及博孜3试采干线进行切改，切改至博孜天然气处理厂，新增管道各0.85km；博孜3-博孜101干线切改0.85km；建设燃料气管道0.85km
		集气站改造	对博孜101分液点、博孜1集气站进行改造。
	公辅设施	配套建设1座250人的生活区，建设给排水、供配电、清水蒸发池、固废填埋场、火炬等公辅设施。	
占地面积		博孜天然气处理厂占地27.23 hm^2 ；集气干线为地下管线，不新增永久占地。	
劳动定员		劳动定员279人	
工作制度		年工作330d	

3.2.2 产品方案及指标

拟建项目产品主要为天然气和混烃，主要产品方案见表3-2，天然气产品指标见表3-3，混烃产品指标见表3-5。

表 3-2 产品方案概况一览表 单位：万 t/a

序号	产品名称	规模	单位	备注
1	天然气	58.59	$10^8 \text{m}^3/\text{a}$	《天然气》GB17820-2018 一类气标准
2	混烃	115.01	10^4t/a	—

表 4.3-1 天然气产品指标

序号	项目	指标	本项目设计指标
1	高位发热值， MJ/m^3	≥ 34	40.6
2	总硫（以硫计）， mg/m^3	≤ 20	0
3	硫化氢， mg/m^3	≤ 6	0
4	二氧化碳，%（V/V）	≤ 3	0.47
5	水、烃露点， $^{\circ}\text{C}$	天然气交接点的压力和温度条件下，天然气中不存在水和液态烃	6.0MPa 下水露点： -25°C

		本项目交接点要求：轮南集气站 6.0MPa 下水露点 $\leq -5^{\circ}\text{C}$ ，无液态烃析出	烃露点： 0°C
--	--	--	--------------------------

表 4.3-1 天然气产品指标

序号	组分	组成
1	CH_4	0.86732
2	C_2H_6	0.07364
3	C_3H_8	0.01762
4	i- C_4	0.00318
5	n- C_4	0.00340
6	i- C_5	0.00102
7	n- C_5	0.00065
8	n- C_6	0.00067
9	n- C_7	0.00036
10	n- C_8	0.00011
11	n- C_9	0.00002
12	n- C_{10}	0.00000
13	n- C_{11}^{+}	0.00000
14	CO_2	0.00570
15	N_2	0.02628
16	H_2O	0.00002
17	合计	1.00

表 4.3-3 混烃产品物性参数

序号	测试项目	单位	数值
1	密度	g/cm^3	0.63~0.73
2	凝点	$^{\circ}\text{C}$	12
3	析蜡点	$^{\circ}\text{C}$	20
4	饱和蒸气压 (50°C)	kPa	1300
5	饱和蒸气压 (53°C)	kPa	1380
6	饱和蒸气压 (65°C)	kPa	1430

表 4.3-1 混烃组分表

序号	组分	组成
1	CH_4	0.00258
2	C_2H_6	0.01749

博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书

3	C_3H_8	0.03073
4	i-C ₄	0.01791
5	n-C ₄	0.02697
6	i-C ₅	0.02183
7	n-C ₅	0.01860
8	n-C ₆	0.06524
9	n-C ₇	0.11993
10	n-C ₈	0.13279
11	n-C ₉	0.09102
12	n-C ₁₀	0.06887
13	n-C ₁₁	0.05134
14	n-C ₁₂	0.04677
15	n-C ₁₃	0.04329
16	n-C ₁₄	0.03833
17	n-C ₁₅	0.03346
18	n-C ₁₆	0.02627
19	n-C ₁₇	0.02348
20	n-C ₁₈	0.01924
21	n-C ₁₉	0.01695
22	n-C ₂₀	0.01442
23	n-C ₂₁	0.01258
24	n-C ₂₂	0.01110
25	n-C ₂₃	0.00956
26	n-C ₂₄	0.00807
27	n-C ₂₅	0.00680
28	n-C ₂₆	0.00550

29	n-C ₂₇	0.00495
30	n-C ₂₈	0.00356
31	n-C ₂₉	0.00285
32	n-C ₃₀ ⁺	0.00665
33	CO ₂	0.00060
34	Nitrogen	0.00001
35	H ₂ O	0.00026
36	合计	1.00

3.2.3 主要工程组成

拟建工程主要工程组成见表 3-2。

表 3.2-3 拟建工程主要工程组成一览表

分类	类别		序号	工程内容	规模	单位	数量	备注	
博孜天然气处理厂	主体设施	生产设施	1	集气装置		2000×10 ⁴ m ³ /d	套	1	—
				包含	段塞流捕集器	V=100m ³	具	2	—
					原料气收球筒	DN400/DN300	具	2	—
						DN350/DN250	具	1	—
						DN250/DN150	具	1	—
					一级闪蒸分离器	DN2000×10000	具	2	—
			2	脱水脱烃装置		1000×10 ⁴ m ³ /d	套	2	J-T 节流制冷
				包含	气液分离器	DN2400×9600	具	2	—
					原料气分离器	DN2000 H=8000	具	2	—
					低温分离器	DN1800/DN1000 ×13000	具	2	—
					吸附塔	DN3000 H13600	具	2	—
			3	烃液提馏装置		430t/d	套	2	—
				包含	醇烃液三相分离器	DN3000×12000	套	1	—
					闪蒸塔	DN1000 H=17300	套	1	—
			3	凝析油闪蒸装置		1450t/d	套	2	—

分类	类别		序号	工程内容		规模	单位	数量	备注
				包含	凝析油二级闪蒸分离器	DN3000×12000	套	2	—
					凝析油三级闪蒸分离器	DN3000×12000	套	2	—
			4	包含	乙二醇再生装置	80t/d	套	2	—
					乙二醇再生塔	DN800 H17500	具	2	—
					乙二醇富液三相分离器	DN1800×5400	具	2	—
					乙二醇再生塔顶回流罐	DN1400×4800	具	2	—
					贫乙二醇缓冲罐	D2000×6000	具	2	—
					吸附罐	DN1000×3345	具	2	—
					MEG 补充罐	DN1600×6000	具	1	—
					闭式排放罐	DN3000×9000	具	1	—
			5	闪蒸气增压装置	压缩机入口缓冲罐	DN2000×6000	具	1	—
					高压闪蒸气压缩机	2666kW	台	3	—
					低压闪蒸气压缩机	370.2kW	台	3	—
		储运设施	1	混烃储罐		V=4000m ³	座	4	球罐
	输气首站及燃料气		1	低压燃料气储罐		DN1200×3600	座	1	—
			2	高压燃料气储罐		DN1200×3600	座	1	—
			3	天然气发球筒		DN1100/DN1000	具	1	—
	混烃外输首站		1	混烃发球筒		DN250/DN200	具	1	—
	公辅设施	仪表自控系统	1	中央控制室		—	座	1	—
			2	包含	SCADA 系统	—	套	1	—
			3		过程控制系统 (BPCS)	—	套	1	—
			4		安全仪表系统 (SIS)	—	套	1	—
			5		火灾自动报警系统 (AFAS)	—	套	1	—
		供热	1	燃气导热油炉		9000kW	台	3	2用1备

博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书

分类	类别		序号	工程内容		规模	单位	数量	备注
		火炬	1	火炬放空系统	高压放空火炬	1200×10 ⁴ m ³ /d	座	1	—
			2		低压放空火炬	30×10 ⁴ m ³ /d	座	1	—
		给排水	1	生活供水系统		—	套	1	5 口水源井
			2	污水处理系统		500m ³ /d	套	1	—
			3	消防冷却水、泡沫灭火系统		—	套	1	—
		供配电	1	电力外线		—	km	110	—
			2	110kV 变电站		—	座	1	—
			3	10kV/0. 4kV 变配电室		—	座	2	—
			4	配电系统		—	套	1	—
		空氮站	1	氮气储罐		DN3000×9000	具	1	—
			2	工厂风储罐		DN3000×9000	具	1	—
			3	净化空气储罐		DN3000×9000	具	2	—
		通信	1	卫星通信系统		—	套	1	—
			2	防爆广播对讲系统		—	套	1	—
			3	工艺电视监控系统		—	套	1	—
			4	有线电视传输系统		—	套	1	—
			5	综合布线系统		—	套	1	—
		采暖	1	采暖		—	项	1	—
		建构筑物	1	建筑结构		—	项	1	—
			2	道路总图		—	项	1	—
			3	占地面积		—	10 ⁴ m ²	27. 23	—
			4	防腐		—	项	1	—
		生活办公	1	博孜生活区		250 人标准公寓	项	1	—
集输系统	内部集输系统	1	新建集气干线		DN300 P22MPa	km	7. 9	博孜 101 分液点至博孜处理厂	
		2	博孜 3 集气干线切改		DN250 P22MPa	km	0. 85	—	
		3	博孜 3—博孜 101 干线切改		DN300 P20MPa	km	0. 85	—	
		4	博孜 3 试采干线切改		DN150 P22MPa	km	0. 85	—	
		5	燃料气管道		DN100 P1. 6MPa	km	0. 85	—	

分类	类别		序号	工程内容	规模	单位	数量	备注
集气站改造	集气站改造		1	集气站改造	博孜101分液点、博孜1集气站	项	1	—

3.2.4 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3-2。

表 3.2-4 本项目主要技术经济指标一览表

序号	指标内容		单位	数值	备注
1	原料指标	天然气处理部分规模	$10^8\text{m}^3/\text{a}$	66	—
2	产品指标	外输干气	$10^8\text{m}^3/\text{a}$	58.59	GB17820-2018 一类气
3		混烃	$10^4\text{t}/\text{a}$	115.01	饱和蒸气压为 1300kPa
4	原辅料消耗指标	水	$10^4\text{m}^3/\text{a}$	1.825	处理厂用水量
5		电力	$10^4\text{KW}\cdot\text{h}/\text{a}$	3898.68	处理厂部分
6		燃料气	$10^4\text{m}^3/\text{a}$	1271.9	处理厂部分
7		润滑油	m^3	10	首次装填
8		乙二醇	t	80	首次装填
9		导热油 T55	m^3	300	首次装填
10		固体吸附剂	t	120	首次装填
11	综合指标	劳动定员	人	279	—
12		工程总投资	万元	193675.27	—

3.2.5 原料物性

根据总体布局规划，博孜区块的气、液将混输至集气站（博孜 301 集气站、博孜 1 集气站、博孜 101 分液点）后，再输至新建的博孜天然气处理厂。

根据博孜区块各生产井的油、气分析报告和 2025 年不同区块的产量预测比例进行拟合，确定进站天然气和凝析油组份如表 6.1-1。

表 6.1-1 进站原料气组份表

组份	天然气	凝析油
Methane	0.8582	0.3783
Ethane	0.0727	0.0834
Propane	0.0187	0.0432

博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书

组份	天然气	凝析油
i-Butane	0.0038	0.0146
n-Butane	0.0044	0.0207
i-Pentane	0.0017	0.0131
n-Pentane	0.0012	0.0112
n-Hexane	0.0021	0.0369
n-Heptane	0.0021	0.0685
n-Octane	0.0013	0.0768
n-Nonane	0.0005	0.0519
n-Decane	0.0002	0.0378
n-C ₁₁	0.0001	0.0267
n-C ₁₂	0.0000	0.0228
n-C ₁₃	0.0000	0.0198
n-C ₁₄	0.0000	0.0165
n-C ₁₅	0.0000	0.0135
n-C ₁₆	0.0000	0.0100
n-C ₁₇	0.0000	0.0084
n-C ₁₈	0.0000	0.0065
n-C ₁₉	0.0000	0.0054
n-C ₂₀	0.0000	0.0044
n-C ₂₁	0.0000	0.0037
n-C ₂₂	0.0000	0.0031
n-C ₂₃	0.0000	0.0025
n-C ₂₄	0.0000	0.0021
n-C ₂₅	0.0000	0.0017
n-C ₂₆	0.0000	0.0013
n-C ₂₇	0.0000	0.0011

组份	天然气	凝析油
n-C ₂₈	0.0000	0.0008
n-C ₂₉	0.0000	0.0006
n-C ₃₀	0.0000	0.0014
CO ₂	0.0056	0.0047
Nitrogen	0.0263	0.0060
H ₂ O	0.0010	0.0009
合计	1.00	1.00

3.2.6 工程内容

3.2.6.1 博孜天然气处理厂

3.2.6.1.1 平面布置

博孜天然气处理厂主要分为厂前区、工艺装置区、公用系统区、储罐装车区、火炬区等几部分。

(1) 厂前区

厂前区布置在厂区东侧，靠近进站道路，从北向南依次包括 110kV 变电站、油剂、油品及备件库、综合库房、维修车间、化验室、中控室。

(2) 工艺装置区

工艺装置区布置在厂区北部，工艺装置区布置在最北侧，集气装置区和消防系统区位于装置区西侧。采出水处理区、空氮站、混烃外输和天然气外输区自西向东的布置在厂区最南侧。厂区中部自西向东依次布置闪蒸汽压缩机房、乙二醇再生系统、导热油炉。

(3) 公用系统区

公用系统主要布置在厂区北侧，自西向东依次布置消防水罐、给水装置区、空压制氮装置和导热油炉区。公用工程靠近厂区边缘布置。

(4) 储罐区

产品储罐区布置在厂区西南侧，区域内设置 4 具 4000m³ 混烃球罐。

(5) 火炬区

火炬区布置在厂区西侧围墙外 400m 处，位于全年最小风频的上风侧。

博孜天然气处理厂具体平面布置情况见附图 3。

3.2.6.1.2 工艺流程及排污节点分析

拟建项目天然气处理分为集气、脱水脱烃、乙二醇再生、烃液提馏、凝析油闪蒸、闪蒸气增压等工序。天然气处理总体工艺路线见图 3.5-1。

图3.5-1 天然气处理总体工艺线路图

3.2.6.1.2.1 集气

集气装置是博孜天然气处理厂的入口装置，其主要功能是接收来自博孜 101 分液点集气干线、博孜 301 集气管线、博孜 3 集气站管线来的原料气和液。原料气和液混输进站后在集气装置进行气、液分离和计量，天然气直接输至脱水脱烃装置，液经过节流降压闪蒸后，去凝析油闪蒸装置。

(1) 分离

在博孜气田集输中采用气、液混输工艺输送，为了保障下游脱水脱烃装置的正常运行，在集气装置设置段塞流捕集器，分离出天然气中的水和凝析油；段塞流捕集器液相经节流闪蒸后去一级闪蒸分离器，一级闪蒸分离器分离出的气相去脱水脱烃装置，液相去凝析油闪蒸装置。

通过进站管线的持液量计算，本工程在集气装置设置 2 具 100m^3 的段塞流捕集器以满足清管工况下的气、液分离要求；在集气装置设置 2 具一级闪蒸分离器，液相停留时间均在 15min 以上，以满足气、液分离要求。集气装置主要

工艺设备设有收球筒、段塞流捕集器和一级闪蒸分离器。

(2) 计量

集气装置的气、液分离器分离出的气相管线和液相管线上分别设置流量计，计量天然气和凝液的产量。气相可用超声波流量计进行总计量，凝液可用孔板流量计进行油、水总计量。

(3) 多气源进站工艺

博孜处理厂共有 4 个气源管道进站，分别为博孜 3 集气干线、博孜 3 试采干线、博孜 3 集气干线复线和博孜 101 集气干线，分别设置收球筒。各集气干线来气进入集气汇管，然后进入段塞流捕集器。对各进站气源进行压力控制（采用脱水脱烃各装置 J-T 阀），保证各条集气干线进站压力和进站流量。同时在集气汇管预留后期进入区块接入口。

3.2.6.1.2.2 脱水脱烃

由于进博孜天然气处理厂的原料天然气的烃、水露点较高，不能满足外输天然气的要求，即在管道输送过程中，会有较重的烃类和水合物析出，既影响气体正常输送，又降低管道的输气能力也存在运行上的安全隐患，工艺上需要对原料天然气进行脱水脱烃处理。

本装置采用 J-T 阀节流+注乙二醇防冻制冷工艺。该工艺是利用焦耳-汤姆逊效应，当原料天然气经过 J-T 阀作等焓膨胀时温度降低，在新的平衡条件下，天然气中的部分饱和水和烃就会冷凝析出。通过节流膨胀控制适当的温度，就可获得水露点和烃露点均满足外输要求的天然气。

自集气装置来的原料气（约 25~40℃，12.0MPa），进入气液分离器、原料气前预冷器、原料气分离器、原料气预冷器，自乙二醇再生及注醇装置来的乙二醇贫液（80%wt）通过雾化喷头成雾状喷注入原料气预冷器封头处，原料气与自低温分离器来的冷干气进行换热，被冷却至约-7℃，而后经过 J-T 阀作等焓膨胀，气压降至约 8.1MPa，温度降至约-20℃，从中部进入低温分离器进行分离，以分出液态醇烃液。低温醇烃液经过节流、加热后进入醇烃液三相分离器，分离出天然气、烃液和富乙二醇。低温分离器分出的产品气进入原料气预冷器和原料气前预冷器与进站天然气逆流换热，换热后的干气（约 18~35℃，8.0MPa）

a) 经脱除杂质、计量后外输。

3.2.6.1.2.3 乙二醇再生装置

为再生和循环利用乙二醇，需建设乙二醇再生装置将脱水脱烃装置分离出来的乙二醇富液进行提浓再生。为保证外输商品天然气的烃露点、水露点合格，乙二醇需连续不断注入，且浓度必须保持在约 80% (wt)。为适应气田原料气量的零活性，本设计考虑建设 2 套乙二醇再生及注醇装置。2 套乙二醇再生及注醇装置的处理能力相同，单套装置处理量为 80t/d。

从烃液提馏装置分离出来的醇烃液 (10℃, 0.5MPa) 进入乙二醇再生装置。先经醇烃液加热器与乙二醇贫液 (80℃, 0.28MPa) 换热至温度 45℃ 后进入乙二醇富液三相分离器，从乙二醇富液三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的少量未稳定凝析油相进入闭式排放罐。从乙二醇富液三相分离器分离出的乙二醇富液经依次进入乙二醇富液机械预过滤器、乙二醇富液活性炭过滤器和乙二醇富液机械后过滤器，以除去富液中可能存在的杂质及降解产物。过滤后的乙二醇富液进入贫富液换热器换热至 101℃ 后从顶部进入乙二醇再生塔。塔顶出来的蒸气 (105℃, 0.02MPa) 经再生塔顶空冷器冷却到 40℃ 后进入再生塔顶回流罐，从再生塔顶回流罐出来的蒸汽冷凝水经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分至采出水处理装置处理。再生塔半贫液 (约 129℃) 进入再生塔底重沸器换热后成气液两相 (约 137℃) 返回到塔的下部。从再生塔底出来的贫液 (约 137℃) 经乙二醇 贫液泵增压后进入乙二醇贫富液换热器换热到 80℃，经贫液换热器冷却至 46℃ 后，进入乙二醇贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经乙二醇 贫液注入泵分别注入脱水脱烃装置各注入点。

再生塔顶回流罐排出的不凝气体主要为水蒸汽、CO₂ 以及微量乙二醇和烃类，直接排放对环境有污染。因此，不凝气体经吸附罐进行净化处理后进低压火炬系统。

3.2.6.1.2.4 烃液提馏

来自 J-T 阀脱水脱烃装置的低温醇烃液 (-20℃、8.1MPa) 经过节流至 -36℃、2.7MPa，进入加热后进入醇烃液一级换热器，与闪蒸气增压装置来的闪蒸

气换热至 -24°C ，然后进入醇烃液二级换热器，与闪蒸塔塔底来混烃换热至 10°C 后进入醇烃液三相分离器。

醇烃液三相分离器分离出的闪蒸气进入闪蒸气增压装置，分离出的乙二醇富液进入乙二醇再生装置，分离出的烃液进入闪蒸塔顶部，闪蒸塔是仅有提馏段的半塔，通过塔底温度以实现对塔底混烃产品饱和蒸气压的控制。闪蒸塔顶部气进入闪蒸气增压装置，闪蒸塔底部的混烃进入醇烃液二级换热器换热至 40°C 后进入混烃储罐（操作压力 1.0MPa ，操作温度 40°C ）。

3.2.6.1.2.5 凝析油闪蒸

自集气装置来的未稳定凝析油（ 20°C ， 2.5MPa ）进入凝析油换热器，与三级闪蒸分离器分离出的热流换热后进入二级闪蒸分离器，分离后的未稳定凝析油（ 37°C ， 1.1MPa ）经过凝析油加热器加热至 80°C 后进入三级闪蒸分离器。三级闪蒸分离器分离出来的气进入闪蒸气增压装置，分离出来的混烃产品与一级闪蒸分离器出口冷液换热至 40°C 后进入混烃储罐。

3.2.6.1.2.6 闪蒸气增压装置

闪蒸气增压装置包括低压闪蒸气增压装置和高压闪蒸气增压装置，主要对脱水脱烃装置和凝析油闪蒸装置来的闪蒸气进行增压，闪蒸气主要来源有二级闪蒸分离罐闪蒸气、三级闪蒸分离罐闪蒸气、闪蒸塔顶闪蒸气和醇烃液三相分离器闪蒸气。

三级闪蒸分离器闪蒸气（ 1.0MPa ）经低压闪蒸气压缩机增压至 2.5MPa ，与一级闪蒸分离器闪蒸气、混烃塔顶闪蒸气、醇烃液三相分离器闪蒸气汇合后进入高压闪蒸气分离缓冲罐，分离出的闪蒸气进高压闪蒸气压缩机增压至 8.2MPa 。增压后的闪蒸气进入醇烃液一级换热器换热后，与一级闪蒸分离器分离出的天然气一起返回至脱水脱烃装置低温分离器入口。

天然气处理工序主要产污环节如下：废气主要为天然气处理过程中挥发的无组织有机废气 G1，通过加强检修和维护从源头减少无组织废气产生和排放；燃气导热油炉烟气 G2，燃用净化后的天然气，烟气通过 18m 高烟囱排放。废水主要为采出水 W1、油气处理过程中产生的生产废水 W2，送采出水处理系统处理达标后回注。噪声污染源主要为泵类 N1、风机 N2 运行过程中产生的设备噪

声，采取厂房隔声的降噪措施。固体废物主要为混烃储罐产生的油泥 S1、采出水处理系统产生的污泥 S2，委托有资质单位接收处理。

3.2.6.2 油气集输管道

3.2.6.2.1 施工方案

本项目油气集输部分建设内容主要为区块内部集输系统管线的建设，分别为新建博孜101分液点至博孜处理厂的集气干线（7.9km），同时对博孜3 集气干线及博孜3试采干线进行切改，切改至博孜天然气处理厂，新增管道各0.85km；博孜3-博孜101 干线切改0.85km；建设燃料气管道0.85km。

博孜101分液点至博孜处理厂集输主干线，与博孜3试采干线切改管道、博孜3集气干线切改管道、博孜3集气干线复线切改管道及已建博孜3燃料气T接管道为5管同沟敷设，管间净间距0.5m。

(1) 施工工艺特征分析

管线施工过程如下：首先清理施工现场，并修建必要的施工便道（以便人员、施工车辆、管材等进入施工场地）。在完成管沟开挖、公路穿越、河流穿越等基础工作后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内。之后对管道进行试压、清扫，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复地表植被。

管道工程主要施工过程见图3.5-3。

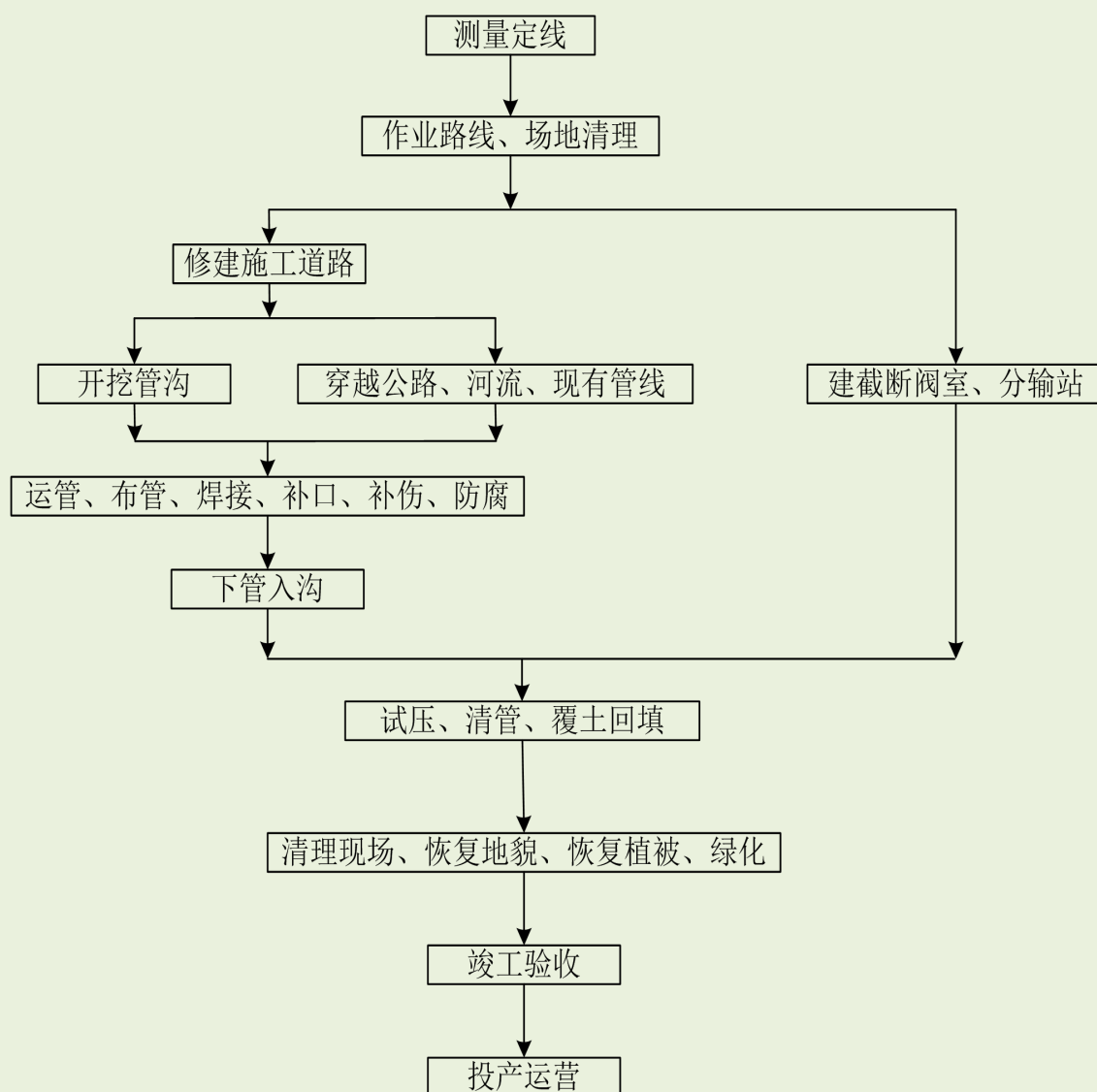


图3.5-3 管道工程主要施工过程图

(2) 大开挖穿越施工

本项目内部集输管道长度相对较短，沿线不涉及大型河流、等级公路等的穿越，管道开挖敷设均采用大开挖方式进行，不涉及顶管、定向钻等施工方式。

管道开挖施工方式见图3.5-4。

图3.5-4 管道开挖施工方式示意图

①一般地段

管线穿越农田、荒地等地段或一般地方道路时采取大开挖方式施工，管道安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面。

内部集输管道建设内容共5条管道，施工作业带宽度按14m，同沟部分施工作业带按20m，此范围内影响施工机械通行及施工作业的石块、杂草、树木、农作物等将予以清理干净。根据管道稳定性要求，结合沿线土被、地形地质条件、地下水位状况确定，管道基本埋深1.2m，旱地段不小于1.5m。在经过一些河流、沟渠、陡坡、陡坎时，为满足管道弹性敷设的要求，局部地段应适当挖深，管沟宽度适当放大。河流及沟渠小型穿越段管沟挖深在满足上述要求的同时，在有冲刷深度数据时还应保证管道在最大冲刷深度线以下1.0m；在无冲刷深度数据时，应保证管顶最小埋深不小于2.5m。

管沟碎石、卵石段管沟，管沟应超挖300mm，回填时应垫300mm细砂层。细砂应回填至管顶上方300mm。细砂的最大粒径不应超过20mm。然后回填原土石方，但石块的最大粒径不得超过250mm。内在管顶上方0.5m处设置安全警示带。

②河流穿越

本工程管道沿线主要的河流、沟渠小型穿越共4次，一般性的河流沟渠采用大开挖方式，对于灌溉干渠采用顶管。

开挖方式穿越时，水域小型穿越的管顶埋深应不小于最大冲刷线下1.0m，若冲刷深度不详，河床底管道埋深应不小于2.5m，并应酌情设置混凝土压重块或平衡压袋等稳管措施。

管道在穿越河流、沟渠及水塘地段，应根据实际情况采取必要的水工保护措施，对于原有的砌石岸坡应用砌石恢复原貌，对于原来没有护坡的可采用浆砌石、草袋护坡或其他更加适应当地情况、更加环保的护坡类型。

③公路、铁路穿越

内部集输管道不涉及等级公路穿越，均为乡道及乡村小路穿越，共3次。

本工程二级及以上公路全部采用顶管方式穿越；三、四级公路根据车流量及主管部门意见分别采用顶管或开挖加套管方式。对于乡村道路，根据路基宽度及用途分别采用开挖加套管或开挖加盖板方式。套管采用钢承口钢筋混凝土套管，规格为DRCPIII1200×2000（GB/T11836-2009）。

有套管穿越公路时，为减少套管穿越对路基的影响，要求套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ （如果公路部门要求，可按照公路部门要求执行），套管应伸出公路边沟外2m。无套管穿越乡村道路时，管顶的埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 。

对于非等级公路，视路面等级以及交通量情况可采用顶进混凝土套管穿越、开挖后加设套管或混凝土预制盖板等方式。对于4m以上的机耕路、小型水泥路等，采用距管顶以上500mm处埋设钢筋混凝土板，混凝土板上方应埋设警示带。

(4)影响识别

管道施工受管线走向和途径区域地形地貌影响较大，根据不同地形采取适宜的施工方式，施工过程中将产生的废气包括施工扬尘、焊接烟气等；废水包括生活污水、试压废水；噪声包括机械设备噪声、运输设备噪声；固体废物包括清管废渣、施工废料、弃土弃渣等。这些将随着施工的结束及妥善处置而消失，但是管道工程施工过程中将占用土地、破坏一定量的地表植被，且建成后对管线上方地表土地利用有一定要求和限制。管道施工过程主要影响识别如下：

①废气

管道施工过程产生的废气污染物主要为扬尘、施工机械及运输车辆尾气、焊接烟气等，其中扬尘主要来源于建筑材料的运输和堆放、土石方的开挖和回填等作业过程，尾气要来源于机械使用、运输车辆行驶，焊接烟气来自管道焊接。

②废水

施工期废水主要来源于施工人员产生的生活污水，管道试验也可能采取水试压，待试压结束后将产生试压废水。上述废水主要污染因子有pH、SS、COD、

氨氮等。

③噪声

管道施工噪声源主要来源于挖掘机、推土机、摊铺机等施工机械，产噪声级可达 81~90dB(A) (距声源 5m 处)；施工过程中产生的噪声会对沿线声环境将产生一定的不利影响。

④固体废物

施工期固体废物主要来源于管道清管废渣、管道包装材料、弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾。

⑤生态

管线沿途以荒地和田为主，施工过程中将占用土地，且建成后对管线上方地表土地利用有一定要求和限制。

3.2.6.2.2 油气集输工艺流程

本项目油气集输系统管线为5条，分别为新建博孜101分液点至博孜处理厂的集气干线（7.9km），同时对博孜3 集气干线及博孜3试采干线进行切改，切改至博孜天然气处理厂，新增管道各0.85km；博孜3-博孜101干线切改0.85km；建设燃料气管道0.85km。

(1)集输和计量工艺

①集输工艺

根据《克拉苏气田博孜3 区块初步开发地面工程 初步设计》工程改造后情况，博孜3、博孜301 集气站已调整为气液混输流程，天然气气液混合物通过采气管道混输至集气站经计量后混输至博孜101 分液点。

根据《克拉苏气田博孜1 区块开发地面工程》设计情况，博孜1 集气站，博孜101 分液点目前为气液分输流程，气田产物经采气管道混输至集气站，计量分离后气相进入集气管道，凝析油通过装车拉运至潜山处理站。

结合《克拉苏气田博孜3 区块初步开发地面工程》已将博孜3 和博孜301 集气站改造为气液混输情况，本工程集输工艺采用气液混输方案。

②计量工艺

目前各集气站及分液点均对每口气井采出气液进行轮换计量，其计量周期

为4~6天，连续计量大于24小时的产气、产液量，本工程各集气站及分液点计量工艺均保持不变。

③防冻工艺

本工程采用气液混输的工艺，结合博孜天然气处理厂进厂压力12.0MPa及集输管网最大设计压力22.0MPa条件分析，全线温度保持在25℃以上可减少水合物生成及凝析油凝固风险。

根据博孜区块已投产单井的开发指标预测，博孜1区块各单井井口温度约为20~30℃之间，投产初期井口压力约为80MPa左右，节流后温度低于凝析油的凝固点和析蜡点，各单井应在井口设置加热炉加热输送。博孜3区块各单井井口温度约为30~56℃之间，投产初期井口压力约为80MPa左右，部分单井节流后温度高于凝析油的凝固点和析蜡点，可不加热输送。后期，各单井开发阶段，应根据井口温度及压力，在保证外输温度的条件下，核实是否需要设置井口加热流程。

油气集输过程中产生的废气污染源主要为阀门和机泵处的轻微泄露形成挥发性有机废气G1，通过加强检修维护，减少挥发性有机废气的产生和排放。固体废物主要为清管废渣S1，由汽车拉运塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

3.2.6.3 站场改造

3.2.6.3.1 博孜101分液点改造

博孜天然气处理厂投产后，博孜区块各集气站通过气液混输至博孜101分液点进行集气干线输至处理厂，为满足工程需求，博孜101分液点将气液分输改为气液混输，并新增P22MPa DN300清管球发送装置1套，用于新建集气干线清管操作，将博孜101分液点原有的博孜301集气干线和博孜3集气干线的收球装置迁建至博孜天然气处理厂集气装置区内。博孜1区块来气和博孜101井来气汇合后，通过新建集气干线输至博孜天然气处理厂。

3.2.6.3.2 博孜1集气站改造

博孜天然气处理厂投产后，博孜101、102集气支线流向发生改变，博孜1集气站所辖单井在集气站汇集、计量后经博孜101、102集气支线和博孜试采干

线两条管线气液混输至博孜101分液点，为满足工程需要，站内气液分输工艺改为气液混输工艺，原供博孜101、102集气支线的清管收球装置橇与博孜101分液点内的清管发球装置橇进行对调，用于进行集气管线清管操作。博孜1区块所辖单井产物经站内计量后气液混输至博孜101分液点。

3.2.6.4 博孜生活区

3.2.6.4.1 规模及平面布置

博孜生活区位于天然气处理厂东侧 2km，场地南北长 110m，东西长 148m，总占地面积 16280m²，总建筑面积 9385m²，按 250 人规模进行建设。主要设置有公寓综合楼（办公区、宿舍、食堂）、室内运动场、设备用房、车库、配电室、车库、门卫等。生活区院外西北方向设置生活污水处理区、生活污水蒸发池、固废填埋场。

公寓综合楼采用三层钢筋混凝土框架结构，局部四层，建筑面积 8200m²。其中包括能入住 250 人的宿舍区域、食堂及多功能办公区域。

站内道路呈环状布置，满足消防的要求。主路之间有支路相连。站内道路采用环形布置，主干路采用城市型道路。主干路路面宽度为 6.0m，道路横坡采用 1.5%，转弯半径为 12m。

3.2.6.4.2 生活污水处理

本项目博孜生活区拟设置 1 套一体化生活污水处理装置，设计处理规模为 120m³/d（5m³/h）。博孜天然气处理厂的生活污水经化粪池预处理后，由泵外输至博孜生活区调节池，生活污水经一体化生活污水处理装置处理，达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》GB/T18920-2020 中绿化水水质指标后，用于绿化或输送至站外蒸发池蒸发。

本工序废水污染源主要为人员生活污水，经处理达标后用于绿化或外输至站外蒸发池蒸发；噪声污染源主要为泵类的设备噪声，采取厂房隔声的降噪措施；固体废物主要为污水处理站产生的污泥，送站外配套建设的固废填埋场填埋。

3.2.6.4.3 固废填埋

本项目博孜生活区拟配套建设一座固废填埋场，主要对博孜生活区内人员生活垃圾及生活污水处理站污泥进行填埋处理。填埋法是将垃圾等固体废物运

到指定地点，通过底层防渗处理，分层填埋，压实后顶层用土覆盖，以达到无害处理的目的。

固体废物填埋采用“收集-拉运-填埋场堆存-覆土-碾压-覆土碾压封闭”的工艺，具体流程如下：

（1）垃圾运输系统

固体废物由运输车经公路运至填埋场，进入填埋场后，在现场人员的指挥下进行填埋作业。

（2）填埋作业

运输车进入指定填埋作业区内卸车，卸下的生活垃圾、污泥等固体废物用推土机将其摊匀、压实，为防止扬尘，在作业过程中根据垃圾的干燥程度，对作业面进行喷水并定期喷洒药物消毒。

固体废物由推土机摊铺，厚度为 0.8~1.0m，压实后厚度不大于 0.5m，然后在其上面覆盖 0.2m 厚的覆盖土，之后进行第二层的垃圾摊铺和压实作业，逐层推进，层层压实。当累计厚度达到设计指标时，进行覆土封闭，形成一个填埋单元，然后进行下一填埋单元的作业。

当一个固废填埋池的垃圾填埋高度达到设计高度（2.5m）时进行封场，然后进入下一个填埋池的填埋作业，直至填埋场全部封场。

由于区域位于塔克拉玛干沙漠地带，垃圾填埋场所在地风速高、温差大、降雨少、日照强、气候极其干燥。同时，由于垃圾填埋量及填埋厚度较小，有利于气体的挥发及固废中液体水分的蒸发，因此，项目无需设气体导排设施以及渗滤液收集处置系统。

（3）封场

根据国家规范《生活垃圾卫生填埋场封场技术规程》（CJJ112-2007）的要求，封场工程必须报请有关部门审核批准后方可实施，实施前应对堆体进行整形与处理。整形时应分层压实垃圾，压实密度应大于 800kg/m^3 。整形与处理后，垃圾堆体顶面坡度不应小于 5%；当边坡坡度大于 10% 时宜采用台阶式收坡，台阶间边坡坡度不宜大于 1:3。本项目采用原开挖素土进行封场覆盖，封场后不改变原地形地貌。填埋场封场工程竣工验收后，做好后续维护管理工作，包括建立检查维护制度，定期检查维护设施，对文件资料进行整理和归档等。

本工序废气污染源主要为固体废物在填埋池内装卸、堆存过程中产生的无组织恶臭气体；噪声污染源主要为推土机、压实机在垃圾摊平、压实过程中的机械噪声，采取选用低噪声设备、加强保养维护的降噪措施。

填埋作业流程示意图见图 3-5 和图 3-6。作业流程及排污节点情况见图 3-7，污染源及治理措施见表 3-13。

图 3-5 固体废物填埋顺序图

图 3-6 固体废物填埋操作图

图 3-7 固废填埋作业流程及污染物排放节点图

表 3-13 固废填埋作业污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	固废填埋池无组织废气	颗粒物 H ₂ S NH ₃ 臭气浓度	连续	—
噪声	N ₁	推土机	L _{Air}	连续	选用低产噪设备、加强设备保养
	N ₂	压实机		间歇	选用低产噪设备、加强设备保养

3.2.8 公辅工程

3.2.8.1 道路系统

从博孜 101 井至博孜处理厂段集输管道部分，需新建日常巡检伴行路

7.8km。伴行道路推荐采用单车道加错车道形式，车道宽度为 3.5m，设计时速 10km/h，路基宽度 4.0m，砂石路面结构。

3.2.8.2 供电方案

(1) 供电方案

本工程新增用电负荷主要为博孜天然气处理厂、处理厂周边井场及集气站以及博孜综合公寓，年用电量为 7921.29 万 kWh，由新建的博孜处理厂 110kV 变电站供电。

(2) 配电方案

① 博孜处理厂

博孜处理厂内新建一座 110kV 变电站，设两台 12.5MVA 油浸式有载调压主变压器，电压等级比为 110/35/10kV，110kV、35kV 和 10kV 母线均采用单母线分段接线方式。博孜 110kV 变电站 35kV 出线由 35kV 配电室出线柜放射式配出，采用架空线路为大宛齐油田 35kV 变电站，大北 11、12 区块以及博孜 1 区块，以及博孜区块边远地区的集气站和井口等用电负荷供电。博孜 110kV 变电站 10kV 出线由 10kV 配电室出线柜放射式配出，采用架空线路为水源站、生活区及处理厂附近的集气站和井口等用电负荷供电，处理厂内变配电室和高压电动机等用电负荷采用电力电缆配电。

② 产品外输系统中间热站及阀室

稳定凝析油外输管道中间加热站供电电源就近引自公网，线路阀室采用太阳能+蓄电池的供电方式。

③ 博孜综合公寓

博孜综合公寓设置一座 10/0.4kV 变配电室，两台带封闭外壳的干式变压器容量为 630kVA。10kV 侧采用线路-变压器组接线，0.4kV 侧采用单母线分段接线。综合公寓低压用电负荷由变配电室低压出线柜放射式配出供电。

3.2.8.4 供热及暖通

博孜天然气处理厂设置 3 台 9000kW 燃气导热油炉，分季节考虑全场用热负荷，工艺负荷为全年使用，采暖和伴热负荷为冬季使用，检修蒸汽负荷为临时负荷。因此，夏季净负荷为 12036kW，冬季净负荷为 15436kW（未包含热损失），

导热油炉运行方式为 2 用 1 备。导热油炉一方面提供工艺装置（闪蒸塔底重沸器、乙二醇塔底再沸器、凝析油加热器）生产所需的高温导热油（ $240^{\circ}\text{C}/180^{\circ}\text{C}$ ）；另一方面导热油经换热器换热后提供 $90^{\circ}\text{C}/65^{\circ}\text{C}$ 的热水供给工艺设备（排污罐、外输混烃加热器）供热、处理厂和生活区的冬季采暖和冬季污水处理设备和消防设备的伴热，导热油经换热为处理厂提供检修蒸汽。

导热油系统包括：燃气导热油炉（附带空气预热器、燃烧器、烟囱、控制柜等）、膨胀罐、储油罐、导热油循环泵、注油泵等。导热油系统为机械闭式循环，利用导热油循环泵，强制液相循环，将热能输送至各用热设备，导热油经换热后温度降低返回导热油炉重新加热。

导热油炉为全自动控制，每台导热油炉设置一台 PLC 控制柜，实现供热系统的控制、监测、报警等功能，上传各项运行参数，并能接收控制室的远程紧急停炉信号。导热油炉能实现点火程序控制、火焰监测和炉膛熄火保护功能，能根据工艺装置负荷变化，自动连续比例调节热负荷，排放的烟气（如氮氧化物等）满足大气污染物排放标准。为保证导热油炉安全性，导热油炉设置氮气灭火系统，可保证事故时，氮气在 15min 内充满 3 倍炉膛容积。

膨胀罐用于吸收导热油因温度变化引起的体积膨胀量。储油罐用于储存导热油。为防止导热油氧化，膨胀罐、储油罐设置氮气密封。通过切换注油泵进出口的阀门，可实现导热油的加注与卸放。

本工程另需要 90°C 热水作为厂区建筑和生活区采暖及水处理、消防设备伴热热源，由于生活区距处理厂距离较近，为方便运行、简化管理，热源由处理厂统一考虑，可利用高温导热油与水换热产生 90°C 热水，因此在博孜天然气处理厂内设置换热站 1 座，设置 3 套导热油-热水换热机组，换热机组均采用撬装设备，包括导热油-热水换热器、热水循环泵、补水泵、仪器仪表控制柜等组件。根据用热负荷，拟定处理厂工艺用导热油-热水换热机组额定负荷为 2700kW，为处理厂工艺装置提供热水，处理厂用导热油-热水换热机组的额定负荷为 3000kW，为处理厂建筑物采暖和污水系统、消防系统设备伴热提供热水，综合公寓用导热油-热水换热机组额定负荷为 2300kW，为生活区提供采暖和生活热水。在综合公寓设置换热间， 90°C 热水换热生产 60°C 的热水，生活热水换

热机组额定负荷为 200kW，供公寓洗浴和其他热水用户使用。

由于博孜天然气处理厂工艺装置正常运行时不需要蒸汽，仅检修时需要蒸汽，其使用频率低，且检修用蒸汽对蒸汽品质要求不高，凝结水不考虑回收，可利用高温导热油换热产生蒸汽，额定蒸汽 3t/h，额定压力 0.6MPa，导热油-蒸汽发生器橇布置在博孜天然气处理厂换热站内，同时配套建设软化水处理装置 1 套，为采暖和蒸汽系统提供补水。

3.2.8.5 防腐工程

(1) 埋地管道外防腐层

站场内管线、设备等可供选择的外防腐层种类有三层结构聚乙烯防腐层(简称三层 PE)、无溶剂型液体环氧和聚丙烯粘胶带三种。其中，三层 PE 的性价比最高，缺点是预制生产及调运麻烦；无溶剂液体环氧具有粘结性能优异，能满足涂装在站内各种形状的异型管件和设备表面上的特点，目前在抗冲击性能和一次性喷涂厚度方面也有了较大改善，缺点是施工质量受环境温度、湿度和施工人员责任心的影响较大；聚丙烯粘胶带的特点是现场施工方便、防腐层完整性较好、吸水率低，但防腐层粘结性能逊于前两者。

对站场内与干线管径一致的进站、出站管道，采用与干线管径一致外防腐层，其补口防腐应采用与干线管径一致补口结构。

站场埋地不保温管道推荐采用无溶剂型液体环氧防腐（厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ ），实干后再外缠聚丙烯增强编织纤维防腐胶带（胶带厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ，搭接宽度为带宽的 55%）加强防腐，以提高抗水气渗透和保证防腐层的完整性。

立管出入土管段地面上各 200mm $\pm$ 20mm 范围内，采用无溶剂型液体环氧防腐（厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ ），实干后再外缠聚丙烯增强编织纤维防腐胶带（胶带厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ，搭接宽度为带宽的 55%）加强防腐，地上部分在此基础上再缠绕一层铝箔胶带（胶带厚度为 1.0mm，搭接宽度不小于 25mm），作耐紫外线处理。无溶剂环氧树脂涂料应符合《埋地钢制管道液体环氧外防腐层技术标准》SY/T 6854-2012 的有关规定。聚丙烯增强编织纤维防腐胶带的性能指标应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T 7036-2016）中表 5.1.4-2 的要求。铝箔胶带应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T

7036-2016) 中表 5.1.4-10 的要求。

3.2.8.6 自动控制

博孜天然气处理厂新建 SCADA 系统 1 套, 用于博孜区块生产、调度、监视与管理, 预留 A11 管控平台通信接口, 区块内各井场、集气站、水源站、博孜办公生活区等设置 RTU 控制系统, 并通过专用通信网络传至博孜处理厂 SCADA 系统进行监控。

博孜处理厂控制系统由三套基本功能不同、相互独立的系统组成, 即过程控制系统 (BPCS)、紧急切断系统 (ESD) 和气体检测报警系统 (GDS)。过程控制系统用于处理厂设备的数据采集及过程控制, 该系统设备采用集散控制系统 (DCS)。紧急切断系统用于人员及生产设施的保护, 在出现异常工况时执行对生产装置的紧急关断。紧急关断系统采用具有消防认证的安全仪表系统 (SIS), 控制器安全等级不低于 SIL2。气体检测报警系统用于对生产设施的可燃气体泄漏和火灾进行探测、报警和消防控制。气体检测报警系统采用安全仪表系统或专用的报警控制系统, 气体检测报警系统控制器的安全等级不低于 SIL2。过程控制系统、安全仪表系统和气体检测报警系统相互独立, 三套系统共用人机接口及数据通讯系统。

3.2.6 依托工程

本项目产生的固体废物主要清管废渣及污水处理过程中产生的油泥/污泥, 全部依托邻近的塔里木油田绿色环保站处理。

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东, 2011 年投入运营, 占地面积 18560m², 设计处理能力 10500m³/a, 站内设间歇式三级混合洗涤装置一套, 6000m³ 含油污泥储存池一座。由下属公司 (新疆沙运环保工程有限公司-危险废弃物经营许可证的编号 6528220033) 总组织承包和运营。绿化环保站没有单独立项, 包含在英买力潜山油藏地面工程中, 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告, 自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复, 新疆环境监测总站编制验收报告, 自治区环保厅以新环函[2014]376 通过验收。

塔里木油田绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的还原土中重金属等毒性成分低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 毒性物质鉴别》（GB5085.5-2007）中各项毒性鉴别指标，并达到《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内道路铺设及井场填坑。

工艺流程如下：

含油污泥由各产生单元送储存池，经抓斗送振动筛进行分选，5cm 以上的石块及其它杂物通过导流槽进入清洗池，清洗后送污泥干化场；筛下物进入粗料池。粗料池中的油泥分别在回旋式混合机与药剂混合粉碎，在一级粗料洗涤机、二级粗料洗涤机中洗涤，在细料分选筛中分选，选出 5mm-0.5mm 的细砂，经检验合格后送污泥干化棚。

冲洗分选过程中产生的浮油进油水分离罐，含水油泥加药剂后进行三相分离和泥浆压滤，泥土经检验合格后送污泥干化棚。上清液回用到工艺中。工艺中回收的浮油全部进油水分离罐，得到的油送联合站外输，产生的废水全部回用于工艺。处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）无害化标准要求后，送处理厂周围无植被平铺堆存。

工艺流程简图见图 3.3-2。

图 3.3-2 绿色环保站处理流程简图

绿色环保站现状满负荷运行，根据生产状况，2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥 3 万 m³ (4.5 万 t)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 4.05 万 m³ (6.075 万 t)。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于《塔里木油田绿色环保站 3 万

含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019号）。

本项目含油污泥及清管废渣共产生 80t/a，塔里木油田绿色环保站扩建完成后，固废处理能力可以满足本项目需求。

3.2.7 给排水

本工程运营期用水主要为生活用水，废水主要为采出水及生活污水，其中采出水经处理后回注地层，无废水外排，生活污水经博孜生活区污水处理站处理后冬储夏灌，不外排。

3.2.8 土石方平衡

根据工程设计，本项目施工期间将动用一定量的土石方。按照经济优化的原则，管道填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到管道开挖土料利用量和填筑工程量的平衡，减少弃土工程量。根据本项目项目可研报告，本项目管道管顶覆土厚度为 1.2-1.3m，本项目土石方挖方与填方量平衡，不再单独设置取、弃土场。

施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。本项目通过在项目各建设区内调配，其中河流、沟渠大开挖施工产生的多余土石方用于穿越处沟渠两侧堤坡的维护和护堤，采用顶管方式穿越国道、省道、县道、灌溉干渠及采用顶箱涵方式穿越铁路时产生的多余土石方用于穿越处道路护坡，故本项目产生的多余土方均在工程内部调用，土石方挖填总量平衡，没有产生永久的弃渣弃土。土方平衡表见表 3-10。

图 3-5 土方流向平衡图 单位：万 m³

3.2.6 拟采取的环境保护措施

3.2.6.1 施工期拟采取的环境保护措施

本项目建设内容主要为1座天然气处理厂及配套的油气集输管道。本评价对其施工期工艺流程及排污节点情况分别进行介绍。

3.2.6.1.2 地面工程

(1) 占地情况

本工程建设内容包括天然气处理厂、博孜生活区的建设，内部集输管线及油气外输管线的敷设，伴行道路的建设，这些过程将对地表植被造成破坏。博孜天然气处理厂及生活区位于阿克苏地区库车山前冲洪积平原地区，油气集输管道沿线属冲洪积地貌，地表以荒地为主，地表植被覆盖度一般。

(2) 影响识别及减缓措施

本项目建设内容主要分为三类，第一是天然气处理厂、博孜生活区、集气站（分液点）等场站类的新建及改造，第二是油气集输管线的建设，第三是管线伴行道路的建设。

本工程施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表 3.6-3。

表 3.6-3 场站、管线及道路工程施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程分类	污染类型	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向或效果要求
场站工程	废气	车辆行驶、土方施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	生活污水收集在防渗的污水池，定期用罐车拉运至区域城镇污水处理厂或油田作业区生活污水处理装置妥善处置	不外排
		管道清管试压废水	间断	SS		
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至邻近城镇或油田生活垃圾填埋场	妥善处置
		建筑垃圾	间断	包装物、废建材等	有回收价值的回收利用，无价值的集中收集运至临近油田现有工业固废填埋场	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备，设置施工围挡、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间以避免扰民	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	永久	土地利用植被	永久占地改变土地利用类型，破坏占地区域地表植被；临时占地首先进行场地清理与恢复，农田区域采取人工干预方式进行恢复，荒地采取自然恢复措施	生态影响最小化
管道工程	废气	施工扬尘	间断	粉尘	场地大风天气适当洒水抑尘、管沟开挖出的土方进行必要的苫盖	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气

续表 3.6-3 场站、管线及道路工程施工期污染源及减缓措施情况汇总表

工程分类	污染类型	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向或效果要求
管道工程	废气	管道焊接烟气	间断	粉尘	购买成品管材，现场严格按操作规程焊接；焊接量小且沿管线离散点状分布，烟气自然扩散	环境空气
管道工程	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	施工营地利用油田临近县城公寓或者集中布置，有管网的排入管网，无管网的定期用罐车拉运至区域城镇污水处理厂或油田作业区	不外排
		试压废水	间断	SS	试压结束后该股水质较简单，可用于区域绿化用水、抑尘用水	不外排
	固体废物	管道清管、试压	一次	少量铁锈、泥沙	集中收集后运至区域固体废物填埋场	妥善处理
		生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后就近送至临近油田现有生活垃圾填埋场或沙雅县生活垃圾填埋场填埋	妥善处理
		施工废料	间断	碎铁屑、废弃混凝土、废焊条等	部分回收利用，剩余收集后委送至油田物资中心	妥善处理
		弃渣	间断	废土石	优先用于道路工程垫方和井场场地垫方、区域土地平整	妥善处理
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备、基础减震、设置施工围挡、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间以避免扰民	声环境

续表 3.6-3 场站、管线及道路工程施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程分类	污染类型	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向或效果要求
管道工程	生态	占用土地、破坏植被	临时	土地利用植被	严格控制施工作业宽度；选线尽可能避开植被密集区；保护表层土；结合穿越地形地貌优化施工组织与穿越方式；施工结束后对管线两侧区域进行生态恢复	生态影响最小化
道路工程	废气	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	施工营地利用油田临近县城公寓或者集中布置，有管网的排入管网，无管网的定期用罐车拉运至区域城镇污水处理厂或油田作业区生活污水处理装置妥善处置	不外排
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后就近送至临近油田现有生活垃圾填埋场或城镇生活垃圾填埋场填埋	妥善处置
		弃土弃渣	间断	废土石	作为区域土地平整土方加以利用	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备、基础减震、设置施工围挡、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间以避免扰民	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	永久	土地利用植被	选线尽可能避开植被密集区，充分利用区域道路和机耕道；严格控制施工作业宽度；保护占地区域表层土，集中剥离单独堆放用于区域土地生态恢复用土；做好防洪护坡	生态影响最小化

3.2.6.2 营运期拟采取的环境保护措施

3.2.6.2.1 废气

本项目营运期生产过程废气污染源主要为导热油炉产生的燃烧烟气和天然气处理过程无组织泄露烃类气体。

(1) 燃烧烟气

燃烧烟气来源为凝析油导热油炉烟气，其燃料气为采出气，年用量为 1271.9 万 m^3/a ，主要成分见表 3.6-4。

表 3.6-4 燃料气组分一览表

组分	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	CO_2	N_2	总硫
含量, mol%	90.299	3.994	0.916	0.397	0.138	0.307	3.045	0

根据《锅炉大气污染物排放限值》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉大气污染物标准要求和《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(环发[2014]197 号)、《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126 号)文件中总量计算方法，本项目天然气处理厂的 2 座导热油炉同时运行情况下，按全年 330 天运行，每天运行 24h 计算，导热油炉烟气量共计 1653.47 万 m^3/a ，烟气中 SO_2 、 NO_x 、颗粒物排放分别为：0.331t/a、0t/a、3.307t/a。

(2) 天然气处理无组织

天然气处理采用密闭流程，可有效减少烃类气体的无组织挥发。由国内外有关计算和油气田实测数据分析，结合天然气处理量，天然气处理过程中无组织废气产生量为 0.451t/a。

(3) 事故状态火炬放空

天然气处理厂放空火炬是本项目非正常工况下的大气污染源。高压放空系统接收集气装置、脱水脱烃装置的放空气。高压放空气和高压低温放空气分别经过放空分液罐分液后进入高压火炬放空，背压 0.6MPa。低压放空系统接收混烃装置、燃料气系统、储罐区和供热系统等的放空气，低压放空气经过放空分液罐分液后进入低压火炬放空，背压 10kPa。

3.6.2.2 废水

本项目生产过程中产生的废水主要包括气田采出水、天然气处理厂内产生的生产（含油）废水及生活污水等。

(1) 气田采出水

气田采出水来自于原料气经集气装置分离器分离出的废水，废水产生量为 $348\text{m}^3/\text{d}$ ，一年按 330 天计算，废水年产生量为 $114840\text{m}^3/\text{a}$ 。气田采出水送配套建设的气田采出水处理系统，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）后回注。

(2) 生产废水

天然气处理过程中产生的生产废水主要为油水分离器分离出的含油污水、设备冲洗废水等，废水产生量合计 6765m^3 。送配套建设的气田采出水处理系统，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）后回注。

(3) 生活污水

本项目劳动定员 279 人，生活用水按 $80\text{L}/\text{d} \cdot \text{人}$ 考虑，生活污水产生量为用水量的 80% 计，则生活污水产生量为 $17.856\text{m}^3/\text{d}$ （ $5892.48\text{m}^3/\text{a}$ ）。类比可知，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 $350\text{mg}/\text{L}$ 、 BOD_5 为 $200\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 $25\text{mg}/\text{L}$ 、SS 为 $30\text{mg}/\text{L}$ 。生活污水主要污染物最终产生量为 COD $0.681\text{t}/\text{a}$ 、 BOD_5 $0.389\text{t}/\text{a}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ $0.049\text{t}/\text{a}$ 、SS $0.058\text{t}/\text{a}$ 。生活污水处理达标后用于绿化用水或生活污水蒸发池，不排至外环境。

3.6.2.3 噪声

本项目生产阶段，噪声源主要集中在天然气处理厂、博孜生活区。噪声源为各类机泵、导热油炉、火炬等。由于天然气处理厂周边及管线沿线基本无居民点分布，本项目各类产噪设备在采取基础减震、隔声降噪等措施后，基本不会对周围声环境造成明显影响。

3.6.2.4 固体废物

本项目生产过程中产生的固体废物主要为各类污泥（油泥、污水处理污泥）、清管废渣、废脱汞剂及生活垃圾等。

(1) 各类污泥

本项目凝析油储罐需定期清理，罐底沉降的泥沙和悬浮物形成含油污泥。另外，污水处理过程中将产生一定量的污泥。预估本项目运行期间，各类污泥总产生量约80t/a。其中含油污泥严格按危险废物相关技术要求和管理规定，收集后委托区域有危废资质的单位处理。

(2) 清管废渣

油气集输管线清管作业时产生清管废渣，每年清管1~2次。根据类别调查，一般清产废渣产生量为1.15kg/km，本项目区块内部集输管线长11.3km，经核算，每次废渣产生量约13kg，产生量约为26kg/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后委托有危废资质的单位处理。

(3) 废脱汞剂

天然气处理过程中需进行脱汞，废脱汞剂产生量约120t/3年，委托有危废处置资质单位接收处理。

(4) 生活垃圾

本项目劳动定员279人，生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按1kg/d·人计算，年工作330天，则生活垃圾产生量为92.1t/a。产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，然后定期清运至配套建设的固废填埋场填埋处理。

综上所述，营运期污染物产生及治理措施情况见表3.6-6。

表 3.6-6

运营期主要污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量	排放去向
废气	天然气处理	天然气处理无组织挥发	烃类	0.451t/a	采取管道密闭输送,加强阀门、机泵的检修与维护,从源头减少泄露产生的无组织废气	0.451t/a	环境空气
	天然气处理(2台导热油炉)	导热油炉烟气	烟尘	0.331t/a	加热炉燃烧净化后的天然气	0.331t/a	环境空气
			SO ₂	0		0	环境空气
			NO _x	3.307t/a		3.307t/a	环境空气
废水	天然气处理	采出水	石油类、悬浮物	11.484万m ³ /a	送本项目配套建设的采出水处理站处理,达标后回注	0	不外排
	天然气处理	生产工艺废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	6765m ³ /a	送本项目配套建设的采出水处理站处理,达标后回注	0	不外排
	博孜生活区	生活污水	SS、COD、NH ₃ -N、BOD ₅	5892.48m ³ /a	送本项目配套建设的一体化生活污水处理设施处理,达标后用于绿化或蒸发池	0	不外排
固体废物	油气集输	清管废渣	机械杂质、石油类	0.026t/a	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集和贮存,收集后委托区域有危废资质的单位处理	0	不外排
	天然气处理(混烃储罐、采出水处理系统)	各类污泥	含油废物	80t/a		0	不外排
	天然气处理	废脱汞剂	废脱汞剂	120t/3a		0	不外排
	博孜生活区	生活垃圾	生活垃圾	92.1t/a	设置垃圾桶收集,定期送固废填埋场填埋处理	0	不外排

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量	排放去向
噪声	天然气处理	导热油炉	L _{eq}	90dB (A)	基础减震	75dB (A)	声环境
		机泵		90dB (A)	基础减震	75dB (A)	声环境
	博孜生活区（生活污水处理系统）	泵类		85dB (A)	基础减震	70dB (A)	声环境
	油气集输	各类机泵		90dB (A)	基础减震	75dB (A)	声环境
		火炬		105dB (A)	事故状况下偶发噪声	105dB (A)	声环境

3.2.8 污染物排放总量

3.2.8.1 总量控制因子

根据国家“十三五”总量控制水平，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.2.8.2 总量控制建议指标

本项目气田采出水经污水处理站处理达标后，用于注水采油；生活污水经配套建设的污水处理站处理，出水水质满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准要求后冬储夏灌。因此不对废水染物进行总量控制。

大气污染物氮氧化物来自于本项目共设置的3台燃气导热油炉（两用一备），导热油炉烟气中二氧化硫、氮氧化物参照执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。本项目实施后废气主要污染物排放总量见表2.2-17。

表 2.2-17 导热油炉烟气主要污染物排放总量核算表

污染源	项目	标准限值(mg/m^3)	烟气量(Nm^3/h)	运行时间(h/a)	污染物总量(t/a)
导热油炉烟气	NO_x	200	*	7920	*
核算公式		污染物排放总量(t/a)=标准限值(mg/m^3) $\times$ 废气量(m^3/a)/ 10^9			
核算结果		污染物排放总量为： NO_x ：* t/a			

注：本项目地区天然气不含硫，无 SO_2 排放。

根据计算结果，确定本工程总量控制指标为： NO_x * t/a 。

根据《阿克苏地区环境质量年报(2019年度)》，项目所在区域为颗粒物不达标区，季节性春季沙尘天气是造成空气质量不达标的主要因素。根据《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》（环办环评函[2019]590号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后塔里木油田公司应不断强化大气污染源防治措施。

综上，项目营运期污染物排放量情况见表 3.8-1。

表 3.8-1 项目污染物排放量情况一览表

类别	污染物名称	项目排放量(t/a)
废气	SO ₂	*
	NO _x	*
废水	COD	0
	NH ₃ -N	0

4 区域环境概况

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

温宿县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区西北部，处于天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地西北边缘。地处北纬 $40^{\circ} 52' \sim 42^{\circ} 15'$ ，东经 $79^{\circ} 28' \sim 81^{\circ} 30'$ 之间，东西长 171km，南北宽 158km，总面积 14202.45km^2 。东与拜城、新和两县交界，南与阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤，行政区划总面积 1.46 万平方公里，边境线长 126.6 公里，辖 13 个乡镇。

本项目天然气处理厂位于*****，其具体地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

温宿县北有雄伟的天山山脉，南隔阿克苏市和沙雅县与浩瀚的塔克拉玛干沙漠连成一片，地势北高南低，由西北向东南倾斜，北部山高坡陡，南部地势平坦。北部山区面积 7442.08km^2 ，占全县的 52.4%。山区又分为两个部分，峰峦叠嶂的高山区称为后山区；以南的亚高山和中低山区称为前山区。后山区约为 3000km^2 ，以天山山脉最高峰-托木尔峰（海拔 7435m）和天山山脉第二高峰-汗腾格里峰（海拔 6995m）为主体。天山山脉呈东西走向，山势高峻，大面积山区突出在雪线以上，是座巨大的天然固体水库。前山区以南是天山隆升时的断裂沉陷区，在流水的冲刷、搬运作用下形成规模巨大的洪积、冲积平原，呈扇形向东南倾斜。南部平原面积 6760.37km^2 ，占全县面积的 47.6%。县境内最高海拔为托木尔峰（海拔 7435m），最低海拔为乌鲁克也尔自然保护区（海拔 1036m），中心城区海拔 1132m。由于洪水长期冲刷、切割、冲积作用，在县境西南部形成了自西北向东南约 50km 的土陡崖（当地称为卡坡）为界的不同气候、土壤、生物资源特征的两片平原，即县境东部坎坡上面的洪积冲积平原区和坎坡下面西部冲积平原区。

拜城县四周群山环绕，呈一狭长带状盆地。地势北高南低，由西北向东南

倾斜。拜城县县境北部由西向东为天山山系之喀尔勒克山、科克铁克山；南部由西向东为喀拉玉尔滚山、却勒山。北部天山山势西高东低，西部山峰海拔高 5100m，东部山峰海拔高 4500m，海拔 4300~4500m 的高山带永久积雪，雪线高约 4000m，面积为 9200km²；海拔在 4000m 以上的占 60%，形成冰川地貌；海拔 2500~3200m 为林带、草场，山前带为岩漠山地。南部却勒塔格山山峰海拔高 2000 米左右。却勒塔格山北为拜城县盆地，呈东西方向展布，长达 150km，其轴向与天山山脉平行。

本项目天然气处理厂位于****，属于低山丘陵区，地势呈西北高、东南低，地形相对比较平坦；油气输送管线途径****，管线沿线地貌主要为山前平原。

4.1.3 地质

4.1.3.1 地质构造

本项目地处天山地槽褶皱中部，包括天山地槽褶皱带和塔里木地台两个大地构造单元。北部属南天山地槽褶皱带的哈雷克套复背斜，中部为地槽与地台过渡带的库车山前拗陷，两者之间以区域沉积不整合为界，南部边缘属塔里木地台，它与库车山前拗陷与却勒塔格断裂带相隔，西北角为古老的木扎提台拱，其北以大断裂与南天山地槽褶皱带相隔，南与库车山前拗陷相邻。

(1) 中生代平缓褶皱与单斜构造带

包括接近古生代基底上的中生代平缓褶皱带与山前拗陷陡倾斜构造带-单斜带，前者分布于北部的台勒维丘克河一带，由晚二叠世、三叠纪及侏罗纪岩层组成，后者，位于哈雷客套复背斜之南，成近东西方向窄带状延伸，该带岩层走向为东西或近东西向，总的构造形态为一褶皱复杂化的单斜层。在台勒维丘克河以东岩层倾角几乎直立，有时向北倒转(80°~90°)，卡拉苏河以东岩层倾角变缓(50°~60°)，该构造带的南界，在西部逐渐变为向斜褶皱；东部的克勒河以东，白垩纪地层包括以下褶皱构造：

①巧何布拉克背斜：位于喀普斯朗河与台勒维丘克河之间，由三叠系构成，为一不对称背斜，南翼陡，并向北倒转，北翼平缓(5°~15°)，背斜脊线明显的向东倾伏。

②艾东背斜：位于卡拉苏河与梅斯布拉克河之间，由三叠系构成，背斜长

8.5km, 宽达 800m, 背斜走向东西, 为一不对称背斜, 南翼陡 ($45^{\circ}\sim 65^{\circ}$), 北翼缓 (20°)。

(2) 线褶皱带

位于山前拗陷陡倾角构造带与拜城拗陷、却勒塔格复背斜之间, 其特点是: 由中、新界组成一系列线状紧闭的背斜, 断裂发育, 主要为通过背斜核部的走向断裂切割。顶部多被破坏, 向斜开阔, 核部宽而平坦, 两翼较陡。包括以下褶皱构造:

①卡赞奇向斜: 位于喀普斯郎河到克孜勒河上游, 大致呈北东东-南西西, 褶皱轴线沿水平方向变化很大, 核部平坦开阔, 在梅斯布拉克河一带宽达 11km~12km, 几乎对称, 但北翼常常较陡, 其核部由上新统组成。

②空母该来背斜: 位于阿德尔山北麓卡拉苏河以东, 背斜走向北东东-南西西 ($75^{\circ}\sim 255^{\circ}$) 或近东西向 ($80^{\circ}\sim 260^{\circ}$), 背斜轴线于空母该来村附近上升最高, 核部出露上白垩统, 其顶部平坦而狭窄, 两翼不对称, 一般南翼陡 ($65^{\circ}\sim 75^{\circ}$), 北翼较缓 ($50^{\circ}\sim 66^{\circ}$), 整个背斜被一走向旋转断层所切割。

③依其克里克背斜: 位于卡拉苏河东至依其克里克一带, 为空母该来背斜东部分的另一背斜, 轴向北东东-南西西或近东西向, 核部出露上白垩统, 背斜平缓, 并向西倾伏, 两翼由白垩纪、第三纪地层组成, 北翼倾角变缓 ($30^{\circ}\sim 40^{\circ}$), 南翼很陡 ($75^{\circ}\sim 85^{\circ}$), 该背斜为一走向断层切割, 并使北翼上升。

④吐孜贝希(土孜麻扎)背斜: 位于阿德儿~吐孜贝希村。该背斜长 55km, 分上、下两构造层, 上构造层由西域组构成, 下构造层由中新统和第三系构成, 前者不整合产于后者之上, 背斜西域组沿横剖面产状平缓 $8^{\circ}\sim 15^{\circ}$, 背斜北翼陡, 倾向北西西, 倾角 ($65^{\circ}\sim 70^{\circ}$), 倾向南, 稍向南移动, 倾角即很快变缓 ($10^{\circ}\sim 15^{\circ}$), 背斜翼部上新统被一走向断裂切割。

本项目所在区域, 地层内的褶皱及单斜构造带不仅发育, 断裂也很发育, 一般断裂走向以东西向或近东西向为主, 断裂性质以逆断层或逆掩断层为主, 断层形成分别受各构造运动的影响, 并多具有继承性, 大部分断层位于背斜轴部, 断层面北倾, 倾角为高角度。

4.1.3.2 地层特性

本项目所在区域地层主要为第四系和第三系地层。第四系广泛分布于温宿县、拜城县，第三系广泛分布于库车县北部却勒塔格山丘陵地带和南部亚肯背斜。

(1) 第四系(Q)

第四系全新统耕植土(Q_4^{pd})：褐黄色，由粉土、粉沙质土含植物根构成，层厚 0.3m~1.0m，主要分布在米吉克牧场、拜城绿洲盆地的卡拉苏村一带。

第四系全新统人工填土(Q_4^{ml})杂色，由粉土、粉砂、粉质粘土，强风化砂、泥岩块，以及卵、砾石组成。厚度 0m~2.7m。

第四系全新统残坡积(Q_4^{el+dl})、残积层(Q_4^{el})：褐黄色、杂色，主要为粉质粘土、粉质粘土夹块、卵石，局部地段残积层为砾砂、粗砂(风化砂)等。主要分布在阿德儿低中山表面与坡脚地带，可塑~硬塑，稍有光泽，摇振反应无，韧性和干强度中等，厚度 0.5m~1.5m 不等，下伏基岩。

第四系全新统冲积层(Q_4^{al})：杂色，主要为卵石与漂石，成分主要为灰岩、砂岩、石英岩等，卵石粒径一般 6cm~15cm，最大 18cm~20cm，约占 40%~50%，漂石粒径一般 30cm~70cm，最大可达 100cm 以上，约占 30~40%，磨圆度较差，分选性较好，多呈次棱角状~次圆状，骨架间一般充填砾砂及中砂。主要分布在喀普斯郎河、台勒维丘克河、卡拉苏河河床表层。厚度 2.1m~3.8m 不等。

第四系上更新统冲洪积层(Q_3^{al+pl})：杂色，由卵石与漂石组成，成分以灰岩、砂岩、石英岩等为主，卵石粒径一般 4cm~12cm，约占 40%~50%，漂石粒径一般 30cm~50cm，最大可达 60cm 以上，约占 20%~30%，磨圆度较好，多呈次棱角状~次圆状，分选性较好，骨架间一般充填粗砂及中砂，含少量泥质成分，主要分布在喀普斯郎河、台勒维丘克河、卡拉苏河河床表层(Q_4al)冲积层以下。厚度大于 15m。

第四系上更新统洪积层(Q_3^{pl})：杂色，主要为松散的灰黄色、浅黄色砂砾层、砂卵石层，卵石粒径 2cm~10cm 不等，多为浑圆状，含砾砂夹层或透镜体，该层具交错层理和斜层理。主要分布于山前倾斜戈壁洪积平原及各大型艾肯沟床内和河流高阶地。

第四系中更新统冲积层(Q_2^{al})：杂色，多为灰色、浅灰色的漂石和卵石组成，岩

性以花岗岩、石英岩、砂岩为最多，漂石约占 30%~40%，卵石约占 20%~30%，骨架间多充填砾石和粗砂，其中砾石约占 20%~30%，并见少量卵、砾石被砂、泥质包裹成半胶结或微胶结状，磨圆度较好。主要分布于山前洪积扇(塔合塔伊戈壁)和喀普斯郎河右岸(米吉克牧场)与台勒维丘克河右岸阶地一带。厚度大于 6.0m。

第四系下更新统冲洪积层(Q_1^{al+pl})：杂色，岩性主要为褐灰、深灰色漂、卵石，卵、砾石组成，分选不佳，排列零乱，骨架间充填砾、粗砂。卵砾石成分复杂，有花岗岩、石灰岩及砂、砾岩等，少量卵、砾石为泥砂质包裹，呈半胶结状。主要分布在阿德儿低中山区，常组成垅岗状丘陵或覆盖于丘陵顶部形成峭壁或分布于垅岗间宽阔的戈壁滩。在垅岗上层厚 0.5m~3.3m，在丘陵顶部及垅岗间戈壁滩厚度大于 6.0m。

(2) 第三系(N)

上第三系(N1)：红色、褐红色夹少许天兰色的细粒与中粒砂岩和灰红及棕红色砂质泥岩互层，岩体节理、裂隙发育。砂岩为褐红间灰黄色，层理明显，颗粒成分主要为石英、长石及岩屑，砂质和硅质胶结，强度较高，一般呈中厚一厚层状。泥岩为棕红间灰黄色，泥质胶结，抗风化能力和抗风蚀能力较低，一般呈厚一巨厚层状。

下第三系(E)：红褐色、棕红色、暗棕色砂质泥岩与砂岩互层。细粒结构，中厚层~厚层状构造，主要分布于阿德儿低中山区。

本项目所在区域第四系沙土层厚约 50 多米较为疏松，下部有巨厚的第三系泥岩、粉砂岩和细砂岩。

4.1.4 地表水

本项目区域内的地表河流主要有 6 条，为木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河，都由山区降水、融雪水补给。勘察区内季节性冲沟发育，在冲洪积平原区多形成短程宽浅型冲沟；在山前丘陵和低山区冲刷作用较强，沟谷较深。勘察区径流主要为大气降水补给，其流量随降水强度而异，暴雨形成的洪水对勘察区内冲沟有一定的冲刷侵蚀作用。该地区降水量的特点是山区多于平原区，且山区降雨量是平原区的 5~6 倍，是洪水

形成的根源，由于山坡植被贫乏，沟道坡降大，保水蓄水能力极差，夏季一旦有较大降雨，在短时间内就形成极强的洪水径流。其特点是：历时短，流速急，夹杂石块泥沙，危害大。

木札尔特河：发源于县境西北天山山脉，上源为南木札尔特冰川和卡拉格玉勒冰。木札尔特河上源冰川规模大，冰舌伸延海拔高度低，融水补充丰沛。木札尔特河沿温宿县、拜城县屈汇集两岸大小支流、山泉，由南向北，经阿克布隆水文站出山口后，朝东往南北逶迤而下，流经拜城盆地汇入喀普斯浪、克孜尔等河，出却勒山后始称渭干河，汇入塔里木河。水量主要由冰川、融雪和降水形成，为县境内最大的常年性河流。流出山口后多分支散流，两岸多为河滩草地或沼泽。木札尔特河流经国营羊场、老虎台乡、大宛其农场、察尔齐农场、大桥乡、温巴什乡、米吉克乡、康其乡、托克逊乡、塞里木乡及克孜尔乡。河流全长 210km，河宽 70~300m，流域面积 2870km²，年径流量 1450 亿 m³，多年平均流量为 45.94m³/s，灌溉面积为 27280.3hm²。

喀普斯浪河：喀普斯浪河发源于县境西北哈萨克他乌山中段的阿克亚依拉亚克和阿克毛拉山。河水由北而南在卡木鲁克水文站流出山口，继而折由县城西面 2km 处绕向东南，汇上台勒维丘克河，在康其乡库台依鲁克处注入木扎提河。其山区段河床稳固，多处流经基岩，断面狭窄，坡陡流急，携带大量石灰质。河水为冰雪融水和降水形成。洪枯季节，水量相差悬殊。喀普斯浪河全长 96km，流域面积 2045km²，年径流量 5.97 亿 m³/，多年平均流量为 18.76m³/S，最小流量 16.6m³/s，最大流量 606m³/s，2002 年最大洪峰量达 1400m³/s；相当于百年一遇洪峰流量(P=1%)，洪水多发生在 7~8 月，7~8 月占的比例约 80%，其特点是峰高量大，来势凶猛，历时很短。喀普斯浪河 7 月最大含沙量为 3.17 千克/m³，12 月最小含沙量为 0.008 千克/m³，多年平均输沙率为 34.9kg/S，年输沙量 111 万吨。集气干线在 DBGX25-DBGX27 段大开挖方式穿越喀普斯浪河，穿越长度 2300m。拟定断面宽约 1800m，卵漂石河床，河床面起伏不平，受上游弯道、江心洲及水利工程的影响，枯水期河中心主河道水深 0.5~1.5m，水面宽约 40~50m，左河道水深 0.5~1.0m，水面宽 30~40m，河床坡降大，多急流险滩。

台勒维丘克河：台勒维丘克河发源于县境西北哈尔克他乌山中段的欧拉吐尔木孜格和阿克塔什山西部。在山区索罕村段受山岩阻挡向东北一西南流出山

后，皆为北—东南流向。河水在索罕村段出山处，切割东北—西南走向的山岩，穿山而过，山隘处宽仅 20 米，两岸山体陡峭，状如石门，十分险峻。河床山口段和城区段沉积大量的卵石和沙砾石。河水旱季清澈见底；雨季暴雨形成洪流，携带大量泥沙涌入河道，骤使河水暴涨似发狂野马，奔腾呼啸，冲出山口，威胁城乡，故称台勒维丘克，意为狂人小河。河水由江水和冰雪融水形成，为季节性河流。全程流经铁热克镇、布隆乡、拜城镇，在康其乡汇入木扎提河。全长 90.5km，流域面积为 800km²，年径流量 1.9 亿 m³。多年平均流量为 2.52m³/s，灌溉面积 2001 公顷。2002 年最大洪峰量达 1140m³/s，相当于百年一遇洪峰流量(P=1%)。集气干线在 DBGX31-DBGX32 段大开挖方式穿越勒维丘克河，长度 1100m。拟定断面宽约 1000m，卵漂石河床，河床面起伏不平，枯水期水流靠河床左侧运行，水深 0.5~1.0m，水面宽约 50~60m，河床坡降大，拟定断面右岸岸坡不明显，中洪水时右岸河滩将被淹没，左岸为广阔的冲积戈壁平原。

喀拉苏河：发源于拜城县境北 68km 的哈尔克他乌山，河水由降水和冰雪融水补给，为季节性河流。其汇水面积 1170km²，全程总长 63km，年径流量 2.03 亿 m³，多年平均流量 6.23m³/s，最大流量 233m³/s，最小流量 55.8m³/s。

克孜勒河：发源于拜城县境东北科克铁克山系的阿克布拉克达坂和大孜塔格山，由源头 3 条支流（琼果勒河、博孜克尔格河、阿尔腾柯斯河）在黑英山盆地的阿克塔什汇集而成。河水由降水和冰雪融水、地下水补给，为常年性河流。其汇水面积 2660km²，全程总长 45km，年径流量 9.86 亿 m³，多年平均流量 9.86 m³/s。

库车河：发源于天山山脉的哈尔克他乌山东段，自北向南径流，兰干水文站以上集流面积 2956km²，流程 127km，平均年径流量 3.31 亿 m³。库车河的上游自库如力以上分为两支支流，总集流面积 1671km²，产生的径流量占总径流量的 88.3%。兰干水文站修建库车河引水枢纽，河水经龙口几乎全部引进输水总干渠用于农田灌溉，龙口以下是卵砾石锥形洪积扇，库车河通过洪积扇呈漫流状态，已无明显河道，穿过牙哈乡向东南消失于荒漠戈壁。

本项目油气输送管线不涉及大型河流穿越，距最近的河流 km。

4.1.5 水文地质

本项目位于天山南麓，塔里木盆地西北边缘，根据地下水赋存条件，水理性质及水力特征，将项目区划分为第四系松散岩类孔隙水和中生界与第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间水两大类。

(1) 第四系松散岩类孔隙水

该类含水层为第四系冲、洪积物，分布于河谷的一级阶地，河漫滩及现代河床相的漂砾、卵砾石层构成河谷潜水的良好含水层。其厚度一般大于 10m，沿河谷分布的潜水埋藏深度在 10m 左右，但宽度仅 300m~400m，单井涌水量可达 1500 t/d~2300t/d，在个别基地抬高地段潜水溢出回归成泉，流量达 3.59 L/s~198.4L/s。

(2) 中生界与第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间水

第三系裂隙孔隙层间水受构造条件的严格控制，近东西向雁行排列的紧闭褶皱与背斜轴部的高角度逆断层，将第三系层间承压水沿直线褶皱带分割开来，既是裂隙孔隙承压(自流)水构造，同时又是基岩山区与山间盆地地下水的隔水屏障。该类地下水主要分布在阿德儿低中山区和克拉 2 低山-丘陵区，由上新统细中砂岩夹砂砾岩、细砂岩、粗中砂岩构成层间含水层，含水岩组厚度 25.5m，承压水位埋深 19.87m，单位涌水量 0.009~0.011L/s·m，钻孔最大涌水量 17.28t/d，水质极差，为矿化度 14.62g/L 的 Cl-SO₄-Na 型水。

(3) 地下水的补给、径流、排泄条件

本项目所在区域地质构造、地貌、岩性结构及气候，水文条件决定着地下水的补给、径流、排泄条件，从山区、山间盆地到山前平原存在着明显的水分和热量分布的垂直分带性，即山区寒冷而润滑，山前干燥而热量充沛，其水热特点又决定了补、径、排的地带性规律。

本项目所在区域的低中山区、低山-丘陵区是基岩裂隙水和溶蚀裂隙水的补给、短途径流区，各山体两侧的沟谷则为其排泄区，即地下水补给河水。

4.1.6 气候与气象

温宿-拜城-库车地区地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长，与工程相关的灾害性气象因素有冰

雹、沙尘暴、大风和暴雨等，主要气象要素如表 4.1-1。

区域全年多西北风和北风，历年平均风速 1.7m/s，最大风力可达 11 级，年均大风日数 17.5 天，最大冻土深度 0.93m。

表 4.1-1 温宿-拜城地区主要气象要素表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	11	极端最高	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	12	极端最低	-27.4℃
3	年平均风速	1.7m/s	13	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	14	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	15	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	16	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	17	年均大风日数	30d
8	夏季最多风向	北风、西风	18	年均沙暴日数	20d
9	月平均最高气温	21.3℃	19	年平均地温	10.3℃
10	月平均最低气温	-12.4℃			

4.1.7 自然资源

(1) 土壤

项目区土壤从南向北随着海拔的升高呈条带状分布，自南向北分别为灌淤土、棕漠土、石质土、棕钙土和栗钙土，土壤类型以母质为洪积-冲积细土，沙砾洪积物、石质残积物和坡积-残积物，粗骨性强的棕漠土为主，土壤腐殖质含量很少，pH 值一般高于 8.5。

(2) 植被类型及资源

本项目位于新疆阿克苏地区温宿县、拜城县和库车县。按中国植被区划，项目区属新疆荒漠区南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏-库尔勒州。

本项目区植被稀疏，植被群落组成简单，多为肉汁、深根、耐旱的小半灌木和灌木，以麻黄、琵琶柴、假木贼、合头草、猪毛菜等为主，覆盖度常常不到 5%，大部分为全裸露的戈壁。植物资源利用率低，尽可用作冬季牧场。

(3) 动物资源

本项目位于天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地西北边缘，地貌为低山丘陵和山前倾斜戈壁洪积平原。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。

项目区北部的中山带（海拔 1800-2600m）野生动物资源丰富，每年冬季，有大批野生动物如盘羊、野山羊、鹅喉羚、野猪、狼、狐狸等野生动物从高海拔区域迁徙至此区域。而项目区由于植被稀疏和人为活动等因素，很难见到有大型兽类活动。

本项目区域范围内，常年受人为扰动，区域内已无国家及自治区级的保护动物或需要特殊保护的自然景观，项目的建设不会对当地的自然环境产生影响。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，站场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点预防区和重点治理区等。

3.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目东偏北距离拟定生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为**km，不在红线内。

3.2.2 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。

项目所在区域温宿县和拜城县位于塔里木河流域重点治理区范围内。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 数据来源

4.3.1.1.1 基本污染物环境空气质量现状数据

按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关规定,本次评价收集了2019年1月1日至2019年12月31日阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据。

4.2.1.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用1个大气环境质量现状补充监测点。补充监测点位基本信息见表3.3-1,具体补充监测点位置见图3-1。

表 3.3-1 其他污染物补充监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点位于本项目相对方位	监测点距本项目最近距离(m)	监测点坐标	监测因子	环境功能区
				(X, Y)/m	1小时平均	
1	博大油气开发部	*	*	*	非甲烷总烃	二类区

注:以厂址中心位置为坐标原点。

(2) 补充监测时间及频率

补充监测7天,监测时间为2019年12月1日~2019年12月7日。其中,非甲烷总烃1小时浓度每天采样4次,每次采样45分钟。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表3.3-2。

表 3.3-2 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m ³	0.07

3.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比,计算公式为:

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

式中： P_i —— i 评价因子最大占标百分比；

C_i —— i 评价因子最大监测浓度 (mg/m^3)；

C_{io} —— i 评价因子评价标准 (mg/m^3)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《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。

(4) 空气达标区判定

本次评价收集阿克苏地区 2019 年的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 3.3-3 所示。

表 3.3-3 区域环境空气质量现状评价一览表

点位名称	污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
阿克苏地区例行监测点	$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	35	55.5	158	超标
		24 小时平均第 95 百分位数值	75	117.4	156	
	PM_{10}	年平均值	70	182.7	261	超标
		24 小时平均第 95 百分位数值	150	451	300	
	SO_2	年平均值	60	7	11.6	达标
		24 小时平均第 98 百分位数值	150	13	8.6	
	NO_2	年平均值	40	31.4	78.5	达标
		24 小时平均第 98 百分位数值	80	63	78.7	
	CO	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	1.89	0.04	达标
	O_3	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	94	58.7	达标

由表 3.3-3 可知，项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095—2012) 及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区，季节性春季沙尘天气是造成空气质量不达标的主要因素。根据《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》（环办环评函[2019]590号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后塔里木油田公司应不断强化大气污染源防治措施。

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据补充监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
	(X, Y)/m							
博大油气开发部	*	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	360~780	39	0	达标

注：以厂址中心点为坐标原点

根据补充监测结果，引用监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《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。

4.3.2 地下水环境质量现状监测与评价

本次评价期间，引用《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》中 5 个潜水质量现状监测数据。

4.3.2.1 地下水质量现状监测

4.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 3.3-5，监测点具体位置见图 3.3-1。

表 3.3-5 地下水监测点及监测因子一览表

监测点名称	监测对象	所处功能区	监测与调查项目
			监测因子
博孜墩乡水井	潜水	III类	pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、氰化物、氟化物、碘化物、砷、汞、硒、镉、铬(六价)、铅、石油类、硫化物、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 共计 37 项
吾斯塘布依村水井			
X343 线水井			
大宛齐作业区水源井			
铁提尔村水井			

4.3.2.1.2 监测时间及频率

监测时间分别为 2019 年 11 月 15 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.2.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位: mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	pH	《水质 pH 值的测定玻璃电极法》 (GB 6920-1986)	/
2	总硬度	《水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法》 (GB 7477-87)	5mg/L
3	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006)	/
4	硫酸盐(SO_4^{2-})	《水质 无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的测定离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018mg/L
5	氯化物(Cl^-)	《水质 无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的测定离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007mg/L
6	铁	《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》(HJ 776-2015)	0.01 mg/L
7	锰	《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》(HJ 776-2015)	0.01 mg/L
8	铜	《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》(HJ 776-2015)	0.04 mg/L
9	锌	《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》(HJ 776-2015)	0.009 mg/L
10	铝	《水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》(HJ 776-2015)	0.009 mg/L
11	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 流动注射-4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 825-2017)	0.002mg/L
12	阴离子表面活性剂	《水质 阴离子表面活性剂的测定亚甲蓝分光光度法》(GB 7494-87)	0.05 mg/L
13	耗氧量	《水质 高锰酸盐指数的测定》(GB 11892-89)	0.5mg/L
14	氨氮	《水质 氨氮量的测定 连续流动-水杨酸分光光度法》(HJ 665-2013)	0.04mg/L

续表 3.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位: mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
15	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法微生物指标》(GB/T 5750.12-2006)	/
16	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法微生物指标》(GB/T 5750.12-2006)	/
17	硝酸盐(以 N 计)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.004mg/L
18	亚硝酸盐(以 N 计)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.004mg/L
19	氰化物	《水质 氰化物的测定流动注射-分光光度法》(CHJ 823-2017)	0.001 mg/L
20	氟化物	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.006 mg/L
21	碘化物	《食品安全国家标准饮用天然矿泉水检验方法》(GB 8538-2016)	0.05mg/L
22	砷	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》(HJ 700-2014)	0.12 μg/L
23	汞	《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法》(HJ 694-2014)	0.04 μg/L
24	硒	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》(HJ 700-2014)	0.41 μg/L
25	镉	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》(HJ 700-2014)	0.05 μg/L
26	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	0.004mg/L
27	铅	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》(HJ 700-2014)	0.09 μg/L
28	石油类	《水质 石油类测定紫外分光光度法(实行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 流动注射-分光光度法》(HJ 824-2017)	0.004mg/L

4.3.2.2 地下水质量现状评价

4.3.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法,其计算公式为:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中: P_i ——第 i 个水质因子的标准指数,无量纲;

C_i ——第*i*个水质因子的监测浓度值, mg/L;

C_{oi} ——第*i*个水质因子的标准浓度值, mg/L。

②对于 pH 值, 评价公式为:

$$P_{pH} = (7.0 - pH_i) / (7.0 - pH_{sd}) \quad (pH_i \leq 7.0)$$

$$P_{pH} = (pH_i - 7.0) / (pH_{su} - 7.0) \quad (pH_i > 7.0)$$

式中: P_{pH} —pH 的标准指数, 无量纲;

pH_i —*i* 监测点的水样 pH 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。

评价标准: 执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

4.3.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 3.3-7。

表 3.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 单位: mg/L, pH(无量纲)

表 4.4-13 地下水监测及评价结果一览表 单位: mg/L, pH(无量纲)

监测因子 \ 监测点			潜水含水层				
			博孜墩乡水井	吾斯塘布依村水井	X343 线水井	大宛齐作业区水源井	铁提尔村水井
pH 值	标准值 6.5~8.5	监测值	7.74	7.81	7.48	7.70	7.30
		标准指数	0.49	0.54	0.32	0.47	0.20
总硬度	标准值 ≤450	监测值	298.5	167.0	261.9	288.3	318.8
		标准指数	0.663	0.371	0.582	0.641	0.708
溶解性总固体	标准值 ≤1000	监测值	651	256	376	632	530
		标准指数	0.651	0.256	0.376	0.632	0.530
硫酸盐	标准值 ≤250	监测值	188	49.8	103	160	148
		标准指数	0.752	0.199	0.412	0.640	0.592
氯化物	标准值 ≤250	监测值	164	38.9	37.8	50.3	55.1
		标准指数	0.656	0.156	0.151	0.201	0.220
铁	标准值 ≤0.3	监测值	0.13	0.09	未检出	0.06	未检出
		标准指数	0.433	0.30	—	0.20	—
锰	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

	≤0.10	标准指数	--	--	--	--	--
铜	标准值 ≤1.00	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
锌	标准值 ≤1.00	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铝	标准值 ≤0.20	监测值	未检出	0.05	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	0.25	--	--	--
挥发酚	标准值 ≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
阴离子表面活性剂	标准值 ≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
耗氧量	标准值 ≤3.0	监测值	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5
		标准指数	0.20	0.20	0.17	0.17	0.17
氨氮	标准值 ≤0.50	监测值	未检出	未检出	0.04	未检出	未检出
		标准指数	--	--	0.08	--	--

续表 4.4-13 地下水监测及评价结果一览表 单位: mg/L, pH(无量纲)

监测因子 \ 监测点			潜水含水层				
			博孜墩乡水井	吾斯塘布依村水井	X343 线水井	大宛齐作业区水源井	铁提尔村水井
总大肠菌群	标准值≤ 3CFU/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
菌落总数	标准值≤ 100CFU/mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
硝酸盐(以 N 计)	标准值 ≤20.0	监测值	0.897	1.85	1.67	1.47	1.71
		标准指数	0.045	0.093	0.084	0.074	0.086
亚硝酸盐(以 N 计)	标准值 ≤1.00	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
氰化物	标准值 ≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
氟化物	标准值 ≤1.0	监测值	0.777	0.330	0.258	0.274	0.150
		标准指数	0.777	0.330	0.258	0.274	0.150
碘化物	标准值 ≤0.008	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

砷	标准值 ≤0.01	监测值	0.00077	0.00044	0.00054	0.00062	0.00051
		标准指数	0.077	0.044	0.054	0.062	0.051
汞	标准值 ≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
硒	标准值 ≤0.01	监测值	0.00134	未检出	0.00081	0.0011	0.00056
		标准指数	0.134	—	0.081	0.11	0.056
镉	标准值 ≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
六价铬	标准值 ≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铅	标准值 ≤0.01	监测值	0.00014	0.00041	0.00025	0.00074	0.00022
		标准指数	0.014	0.041	0.025	0.074	0.022

续表 4.4-13 地下水监测及评价结果一览表 单位: mg/L, pH(无量纲)

监测点 监测因子			潜水含水层				
			博孜墩乡水井	吾斯塘布依村水井	X343 线水井	大宛齐作业区水源井	铁提尔村水井
石油类	标准值 ≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
硫化物	标准值 ≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

由表 4.4-13 可以看出, 区域地下水监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求, 其中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点位

在博孜天然气处理厂拟建厂址四周分别布设 1 个噪声监测点, 共设 4 个声环境监测点。

(2) 监测因子

等效连续 A 声级 (L_{eq})。

(3) 监测时间及频率

2020 年 3 月，监测 1 天，分昼间、夜间监测，每次噪声监测时间 1 分钟。同步给出监测时的气象条件(风向、风速和天气情况)。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中规定的方法进行。

4.2.4.2 声环境质量评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类区对应标准。

(2) 监测与评价结果

厂界声环境监测及评价结果见表 4.2-17。

表 4.2-17 声环境现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

监测点位置	昼间			夜间		
	监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
北厂界	*	65	达标	*	55	达标
南厂界	*	65	达标	*	55	达标
西厂界	*	65	达标	*	55	达标
东厂界	*	65	达标	*	55	达标

由表 4.2-17 分析可知，监测期间监测点位噪声监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类区标准要求。

4.2.5 土壤质量现状监测与评价

4.2.5.1 土壤环境质量现状监测

(1) 监测布点及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)要求，在天然气处理厂占地范围内设置“31 个表层样点”。各采样点具体位置及监测因子见附图和表 3。

表 3 土壤采样区点位及监测因子

采样点名称	点位坐标	编号	采样深度		监测因子
凝析油闪蒸装置区	N 41° 43' 50.51" E 80° 59' 01.40"	1#	表层样	20cm	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、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-c,d)芘、萘、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)，共47项监测因子
博孜生活区固废填埋场	N 41° 43' 42.04" E 81° 00' 33.48"	2#	表层样	20cm	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞
博孜101分液点	N 41° 42' 46.24" E 81° 03' 39.64"	3#	表层样	20cm	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞
博孜1集气站	N 41° 44' 15.45" E 81° 08' 43.50"	4#	表层样	20cm	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞
	N13手动阀室	9#	表层样	20cm	

(2) 监测时间与频率

监测时间为2020年3月，采样一次。

(3) 采样方法

表层样采样深度为0.2m；柱状样采样深度分别为0.5m、1.5m、3m，各采样点各层位均单独采样分析，不混合。

(4) 监测分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)、《场地环境监测技术导则》(HJ25.2-2014)要求进行。分析方法按照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》

(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》

(GB15618-2018)及 HJ649、GB/T17138、GB/T17141、GB/T17139、HJ491、GB/T 22105.2、HJ780、HJ680、《土壤理化分析》等最新版本标准执行，各监测因子的分析方法及其检出限见表 4.2-18。

表 4.2-18 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

表 3.3-13 土壤环境质量现状监测项目及分析方法

序号	类别	检测项目	检测方法	检出限
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	0.01mg/kg
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.01mg/kg
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)	0.5mg/kg

续表 3.3-13

土壤环境质量现状监测项目及分析方法

序号	类别	检测项目	检测方法	检出限
4	土壤	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (HJ 491-2019)	1mg/kg
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》 (GB/T 17141-1997)	0.1mg/kg
6	土壤	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》 (HJ 680-2013)	0.002mg/kg
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (HJ 491-2019)	3mg/kg
8		四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 605-2011)	1.3μg/kg
9		氯仿		1.1μg/kg
10		氯甲烷		1.0μg/kg
11		1,1-二氯乙烷		1.2μg/kg
12		1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg
13		1,1-二氯乙烯		1.0μg/kg
14		顺-1,2-二氯乙烯		1.3μg/kg
15		反-1,2-二氯乙烯		1.4μg/kg
16		二氯甲烷		1.5μg/kg
17		1,2-二氯丙烷		1.1μg/kg
18		1,1,1,2-四氯乙烷		1.2μg/kg
19		1,1,2,2-四氯乙烷		1.2μg/kg
20		四氯乙烯		1.4μg/kg
21		1,1,1-三氯乙烷		1.3μg/kg
22		1,1,2-三氯乙烷		1.2μg/kg
23		三氯乙烯		1.2μg/kg
24		1,2,3-三氯丙烷		1.2μg/kg
25		氯乙烯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 605-2011)	1.0μg/kg
26		苯		1.9μg/kg
27		氯苯		1.2μg/kg
28		1,2-二氯苯		1.5μg/kg

续表 3.3-13 土壤环境质量现状监测项目及分析方法

序号	类别	检测项目	检测方法	检出限
29	土壤	挥发性有机物*	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 605-2011)	1.5μg/kg
30		1,4-二氯苯		1.2μg/kg
31		乙苯		1.1μg/kg
32		苯乙烯		1.3μg/kg
33		甲苯		1.2μg/kg
34		间-二甲苯+对-二甲苯		1.2μg/kg
35		邻-二甲苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》 (HJ 834-2017)	1.2μg/kg
36		硝基苯		0.09mg/kg
37		苯胺		0.09mg/kg
38		2-氯酚		0.06mg/kg
39		苯并[a]蒽		0.1mg/kg
40		苯并[a]芘		0.1mg/kg
41		苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg
42		苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg
43		蒽		0.1mg/kg
44		二苯并[a,h]蒽		0.1mg/kg
45		茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg
46		萘		0.09mg/kg
		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定气相色谱法》(HJ 1021-2019)	6mg/kg

4.2.5.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

建设用地的监测点执行土壤监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值。

评价标准：场内执行《土壤环境质量标准 建设地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 3-3-29 和表 3-3-30。

4.2.5.3 土壤调查

由于自然条件(水、热条件)的变化,人为活动的影响以及事物自身变化的规律,油气田区域各种主要土壤的变化可归结为向两个主要方向的演替,即向盐化和荒漠化演替,演替的最终结果往往是沙漠化。

在水份条件变化不大的情况下,随着土壤盐分的不断增加,土壤向盐渍化过程发展。随着盐生植物的侵入,怪柳的衰老与死亡,土壤盐渍化加强。虽然这时土壤有机质含量较高,但土壤表层积盐严重,形成盐壳、盐结晶和土盐混合层,并与枯枝落叶层、粗腐殖质层、腐殖质层组合在一起,形成“有机—盐渍”复合层。棕漠土,灌耕土,灌淤土发展成为典型的盐土,如果在盐渍过程中,水份条件发生了亏缺,上述土壤就进一步演替成残余盐土,最终在风蚀的作用下,形成风沙土。

4.4 区域污染源调查

4.4.1 污染源调查

本次环境影响评价区域污染源主要调查废气污染源和废水污染源,经现场踏勘与现有环评、验收资料对比,并参考《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》核算统计结果,区域外排污染物具体情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 现有及在建、拟建企业主要污染物调查结果一览表 单位: t/a

序号	企业名称	废气污染物			废水污染物		三同时执行况
		颗粒物	SO ₂	NO _x	COD	氨氮	
1	大北作业区	1.73	—	16.5014	0	0	按要求执行

4.4.2 污染源评价

4.4.2.1 评价方法

采用等标污染负荷法对区域内现有企业污染源进行评价,等标污染负荷计算公式如下:

①某污染物等标污染负荷(P_i)

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中： P_i ——废气中某污染物的等标污染负荷；

C_i —— i 污染物绝对排放量 (t/a)；

C_{oi} ——某种污染物的评价标准，(mg/m³ 大气，mg/L 废水)。

②某污染源(企业)的各污染物等标污染负荷(P_n)

$$P_n = \sum_{i=1}^k P_i$$

③调查企业的各污染物总等标污染负荷(P)

$$P = \sum_{n=1}^k P_n$$

④各调查企业中某污染物的总等标污染负荷($P_{i总}$)

$$P_{i总} = \sum_{n=1}^k P_i \quad (n \text{——企业数量})$$

⑤某污染物在污染源中的等标污染负荷比(K_i)

$$K_{i总} = \frac{P_{i总}}{P} \times 100\%$$

⑥某污染源在区域中的污染负荷比(K_n)

$$K_n = \frac{P_n}{P} \times 100\%$$

4.4.2.2 废气污染源评价

(1) 评价标准

采用《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中的二级 1 小时平均标准(颗粒物取 PM₁₀ 24 小时平均浓度的 3 倍)，标准值见表 3.4-2。

表 3.4-2 废气污染源调查评价标准

项目	废气(mg/m ³)		
评价因子	颗粒物	SO ₂	NO _x
标准值	0.45	0.5	0.2

注：采用《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)中

二级标准的 1 小时平均浓度值。

(2) 评价结果

废气污染源评价结果见表 3.4-3。

表 3.4-3 污染源评价结果一览表

序号	企业名称	污染物等标污染负荷 P_i			污染负荷比 K_i (%)			等标污染负荷 P_n	污染负荷比 K_n (%)
		颗粒物	SO ₂	NO _x	颗粒物	SO ₂	NO _x		
1	大北作业区	3.84	0	53	6.75	0	93.24	56.84	100

由表 3.4-3 分析可知，区域主要进行油气开采活动，博大油气开发部颗粒物污染负荷比为 6.75%，二氧化硫的污染负荷比为 0%，氮氧化物的污染负荷比为 93.24%，即氮氧化物为该区域主要污染物。

土地利用现状图

图 4.2-1

植 被 类 型 分 布 图

图 4.2-2

5 环境影响评价

针对本项目开发方案，油气田开发特点，本评价的环境影响评价章节分为施工期环境影响分析、运营期环境影响评价、闭井期环境影响分析和环境风险评价四个方面。

5.1 施工期环境影响分析

本项目的施工内容主要为天然气站、生活区、内部道路、巡检伴行路建设，集输管路铺设等，不同施工阶段除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；本项目天然气站、生活区、内部道路、巡检伴行路建设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，集输管线地下敷设，在生态影响方面变为占用土地，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

5.1.1.1 施工期废气影响分析

(1) 施工废气

在本项目地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、道路修建、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自工程施工和物料运输过程产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘。施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。此外，沥青混凝土道路修建过程中路面铺设沥青时会产生一定量沥青烟，管道工程管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结

束后，所有施工影响即可消除。

(2) 机械设备和车辆废气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 、 NO_x 和烃类等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3) 环境影响分析

天然气处理厂地面工程施工期污染产生点多集中在天然气处理厂选址位置，而管线铺设工程施工期污染点位则分散在整个管线线路上伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目部分地面工程施工活动范围周边虽然有环境敏感点，但区域开阔、废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、柴油发电机废气、测试废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工期废气污染防治措施

(1) 施工废气防治措施

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施工物料按规范要求实施覆盖，场内装卸、搬倒物料应遮盖、封闭或洒水，不得凌空抛掷、抛撒。

②建筑垃圾集中、分类堆放，及时清运；生活垃圾日产日清；施工现场不得熔融沥青、焚烧垃圾等有毒有害物质。

③建筑垃圾在运输时应用苫布覆盖，避免沿途遗洒。

④为了便于运输，减少占地和扬尘产生，尽量将厂区车辆出入口道路采用混凝土硬化，施工现场的道路、作业场地内，及时硬化并加强清扫。

⑤施工现场裸露的场地和集中堆放的土方应采取覆盖或固化等措施，对粉尘源进行覆盖遮挡。

⑥购买成品管材，现场严格按操作规程焊接，减少焊接烟气量产生；管道试压采用氮气。

⑦新建油气田道路路面材料充分利用拜城县、温宿县区域及周边现有沥青混凝土拌和站，通过保温翻斗车运输至现场；施工现场只进行沥青混凝土的摊铺，不进行沥青熬炼及搅拌。通过采取以上抑尘措施后，在施工过程中可明显降低施工扬尘污染，不会对周围环境空气质量产生明显影响。

(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 施工期噪声影响分析

5.1.2.1 施工期噪声影响分析

(1) 噪声源强

本项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及河道开挖过程中泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，本项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-1。

表 5.1-1 本项目主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	6	压路机	81/5
2	推土机	86/5	7	吊装机	95/5
3	挖掘机	84/5	8	冲击式钻机	100/1

4	运输车辆	86/5	9	泥浆泵	90/1
5	摊铺机	82/5	10	柴油发电机组	105/1

(2) 预测计算

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0	土石方 道路 管线
2	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0	
3	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	
4	摊铺机	63.9	60.4	56.0	50.0	46.4	43.9	42.0	
5	压路机	62.9	59.4	55.0	49.0	45.4	42.9	41.0	
6	运输卡车	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	物料运输
7	吊装机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	设备安装
8	冲击式钻机	68.0	64.4	60.0	54.0	50.5	48.0	46.0	道路 管线
9	泥浆泵	58.0	54.4	50.0	44.0	40.5	38.0	36.0	
10	柴油发电机	73.0	69.4	65.0	59.0	55.5	53.0	51.0	

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-2 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 100m，夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

场界噪声限值要求。距离运输车辆昼间 100m、夜间 400m 才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。

天然气场站位置距离最近村庄约 2.5km, 远大于满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求的距离。但运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的商业区和居住区声环境质量产生影响。

5.1.2.2 施工期噪声控制措施

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

在距离村庄或住户等声环境敏感点附近的地面工程建设施工, 一般可采取控制施工时间, 缓解、避免强噪声设备集中施工。

施工单位合理安排施工时间, 在敏感点附近施工, 一般可采取变动施工方法措施和控制施工时间; 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。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。加强施工机械的保养维护, 使其处于良好的运行状态。做好宣传工作, 倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后, 施工噪声不会对沿线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，且具有局部路段特性，噪声影响将随着各施工路段的结束而消除。

综上所述，天然气场站地面工程施工噪声主要集中在选址产区范围，距最近村庄距离达到 2.5km，除村庄外无其他环境敏感点，因此天然气场站施工噪声不会对周围环境产生明显影响；道路及管线铺设施工噪声随施工位置转移而转移，在外输管线周边 200m 范围内分布着少许村庄，在施工阶段采取针对性降噪措施后，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 施工期废水影响分析

施工期废水主要为生活污水、设备冷却水、场地冲洗废水、管道试压水。

5.1.3.1 施工期地表水环境影响分析

(1) 天然气场站建设工程地表水环境影响分析

天然气场站建设过程中主要的施工期废水包括生活污水、设备冷却水以及场地冲洗废水，而本项目天然气场站所在位置无地表水系分布，距离最近的地表水体木扎尔特河 7.0km，因此施工期不会对其产生污染影响。

(2) 管线、道路建设工程地表水环境影响分析

在穿越小型河流（20~30m 宽）时采取围堰隔挡方式后施工。穿越水体以及水体附近的施工可能使泥沙及其它污染物进入水体，短期影响水质，增加水体的泥沙量。为解决以上可能带来的影响，需要落实以下措施：

- ① 尽可能选择枯水期进行施工；
- ② 施工过程中尽量避免改变地表水体的河道走向及河水流向；
- ④ 在建设过程中不随意倾倒各种废料和污染物，对于各种污染物及时进行彻底的清理；
- ④ 加强水土保持设施的建设，管道穿越河流、冲沟等地段，根据其自身特点设置必要的水工保护措施，如恢复堤坝、护岸、设置截水坝等。
- ⑤ 管道通过地表水易汇集、冲刷地段，构筑截水、引水、排水沟、防止地表水对土壤的侵蚀切割。

管线、道路等建设活动对土壤造成扰动后，会在一定的时期内增大土壤的

风蚀和水蚀量，使进入地表水体中的泥沙有所增加，但这一现象在施工后的一段时期内可逐渐得以恢复。

5.1.3.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 场站施工对地下水环境的影响

(2) 管线施工对地下水环境的影响

穿越河流及沟渠段的管线施工方式，采用大开挖形式，且地下水埋深较深。严格施工过程，不会对地下水产生污染影响。

由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

5.1.4 施工期固废影响分析

5.1.4.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期间产生的固体废物主要为施工过程中产生的土石方、施工人员的生活垃圾、废弃泥浆、工程废料等。

根据类比调查，管线施工人员生活垃圾由施工方收集后运往附近场镇的垃圾处理站进行统一处理。

综上所述，施工期固体废物全部妥善处置，不会对周边环境产生明显影响。

以上施工影响均为短期影响，将会随施工期的结束而消除，落实上述防治措施后不会对周围环境产生明显影响。

5.1.4.2 施工期固体废物污染防治措施

①妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在站场；废油必须使用废油罐（桶）储存，并回收。

②所有固体废物必须进行规范处理。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 施工期生态影响分析

(1) 占地影响分析

根据开发方案和工程分析，地面工程占地面积 27.23hm^2 。地面工程中场站、道路和管线占地以荒地为主，对当地的土地利用影响是较小。

(2) 对土壤环境影响

类比项目油气田区已建和在建的工程对土壤的影响，可知工程对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

①人为扰动对土壤的影响

天然气开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。本区域主要为荒漠区域，施工期采用在实行分层堆放，分层覆土的措施。

②车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠草场上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。本项目依托现有施工场地周边道路可最大程度减少对施工场地周围土壤的影响。

③各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括河道开挖泥浆、管道防腐材料，以及生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

(4) 对野生动物的影响分析

管线工程与道路工程为线性工程，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物的影响不很大。施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。施工活动可能影响到野生动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移，但随着施工活动的结束噪声消失，对区域野生动物影响不大。

(6) 站厂建设对生态环境的影响

从天然气场站的选址位置看，四周都属于平原区，植被主要以荒漠灌丛为主。

站场基地建设对生态环境最直接的影响主要发生在未建设站场施工期间，平整土地将彻底破坏占地范围内的植被，土体扰动后土壤侵蚀量可能在短期内有所增加，但随着构筑物建设的开始，建筑材料的堆放、场地的压实等活动，土壤侵蚀强度很快下降，对占地类型而言，还会起到一定的固土作用。在施工结束后植被不仅可以得到恢复，而且会有一定程度的增加。因此，基地建设对生态环境的影响比较小。

(7) 道路建设对生态环境的影响

根据现场条件，从博孜 101 井至博孜处理厂段集输管道需要新建日常巡检伴行路 7.8km。博孜处理厂拟建 2 条共 100m 进站路，1 条 1000m 进站路；生活区拟建两条共 100m 进站路。道路途径区域两侧各 500m 评价范围的现状调查结果来看，沿线土地利用类型主要是沙地，植被类型主要为沙棘植物；沿线土壤侵蚀以中度侵蚀为主。在道路施工过程中，沿线两侧 2m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。道路永久占地 $xx\text{hm}^2$ ，临时占地 $xx\text{hm}^2$ 。

5.1.5.2 施工期生态影响减缓措施

本项目建设期要严格遵守国家和地方有关野生动植物保护、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏、减缓水土流失能起到一定的积极作用。

(1) 现场施工作业机具在施工中严格管理，划定活动范围，不得在道路、井场以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。

(2) 施工作业结束后，恢复地貌原状。

(3) 井场废泥浆池做到掩埋、填平、覆土、压实，以利于土壤、农田的恢复。

(4) 利用有限的水资源对站、场进行绿化。

(5) 禁止往河道中排放生活污水和施工废水，禁止往河道堆放岩屑、生活垃圾等固体废物。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 废气污染源分析

本工程废气污染源主要为导热油炉产生的烟气、天然气处理无组织废气及博孜生活污水处理站无组织废气。

(1) 导热油炉烟气

加热炉烟气主要污染物为颗粒物、 SO_2 、 NO_x ，经 18m 高排气筒排放。加热炉烟气量 $280\text{m}^3/\text{h}$ ，烟气中颗粒物排放浓度 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 排放浓度 $10.3\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x 排放浓度 $150\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。据年有效工作时间核算，单台燃气加热炉颗粒物排放量 $0.044\text{t}/\text{a}$ 、 SO_2 排放量 $0.023\text{t}/\text{a}$ 、 NO_x 排放量 $0.333\text{t}/\text{a}$ ；25 台加热炉颗粒物排放总量 $1.11\text{t}/\text{a}$ 、 SO_2 排放总量 $0.57\text{t}/\text{a}$ 、 NO_x 排放总量 $8.32\text{t}/\text{a}$ 。

(2) 场站无组织废气

油气集输及天然气处理采用密闭流程，可有效减少烃类气体的挥发。由国内外有关计算和油气田实测数据分析，采用密闭集输工艺，其烃类气体的损耗可控制在 0.2% 以下。区块新建天然气采气井总体产能 $1.147 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，因此烃类气体的损失为 $2.3 \times 10^5 \text{m}^3$ 。天然气密度按 $0.59\text{kg}/\text{m}^3$ 计算，成分中 95% 以上为挥发性有机物，则新建采气井挥发性有机物最大产生量为 $13.57\text{t}/\text{a}$ 。

5.2.1.2 大气环境影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》

(HJ2.2-2018)“5.3 评价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(2) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面空气质量浓度占标率的计算公式：

$$P_i = \rho_i / \rho_{oi} \times 100\%$$

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i ——采用估算模型计算出的第*i*个污染物的最大1h地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{oi} ——第*i*个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

根据项目污染源初步调查结果，本评价选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用导则推荐的估算模型 AERSCREEN，计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i 及其地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ ，同时依据计算结果选择最大地面空气质量浓度占标率 $P_{\max}$ 。估算模型所用参数见表 5.2-1，废气污染源相关参数取值情况见表 5.2-2 和表 5.2-3，计算结果见表 5.2-4。

表 5.2-1 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.6
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-28.7
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☐ 是 ☒ 否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

注：项目位于沙漠腹地，项目周边 3km 半径范围内一半以上面积不属于城市建成区或者规划区，故选择农村。

表 5.2-2 废气污染源排放参数一览表(点源)

参数名称	单位	加热油炉烟气		
污染因子	—	颗粒物	SO ₂	NO _x
烟气流量(标况)	Nm ³ /h	280		
污染物排放速率	kg/h	0.0056	0.029	0.042
烟囱几何高度	m	8		
烟囱出口内径	m	0.2		
烟囱出口处的烟气温度	℃	120		
烟囱出口处的环境温度	℃	10.1		
城市/乡村选项	—	乡村		

表 5.2-3 废气污染源排放参数一览表(面源)

参数	单位	天然气处理厂区无组织废气	博孜生活区污水处理站无组织废气	
污染因子	—	非甲烷总烃	NH ₃	H ₂ S
面源有效高度	m	3	4	4
污染物排放速率	kg/h	0.050	0.075	0.00022
宽度	m	400	8	
长度	m	300	8	
环境温度	℃	10.1	10.1	
城市/乡村选项	—	乡村	乡村	

表 5.2-4 估算模式预测污染物浓度扩散结果一览表

名称	评价因子	C _i	小时浓度 限值	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离	D _{10%}
单位	—	mg/m ³	mg/m ³	%	%	m	m
天然气处理厂区无组织废气	H ₂ S	0.00077	0.01	7.70	9.56	100	—
	NMHC	0.1912	2.0	9.56			—
导热油炉烟气	颗粒物	0.0019	0.45	0.42		102	—
	SO ₂	0.0097	0.5	1.95			—
	NO ₂	0.0140	0.2	6.98			—

由表 5.2-4 分析可知，各污染源中污染物最大地面浓度占标率为 9.56%，小于 10%。本项目新建导热油炉烟气中颗粒物最大落地浓度为 0.0019mg/m³，占

标率为 0.42%，SO₂ 最大落地浓度为 0.0097mg/m³，占标率为 1.95%，NO₂ 最大落地浓度 0.0140mg/m³，占标率 6.98%，出现在下风向 102m 处，D_{10%} 未出现；新建井场无组织排放污染源非甲烷总烃最大落地浓度为 0.1912mg/m³，占标率 9.56%，H₂S 最大落地浓度为 0.00077mg/m³，占标率 7.70%，出现在下风向 100m 处，D_{10%} 未出现。

(3) 评价工作等级分级依据

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)，本工程大气环境影响评价工作等级为二级评价。

5.2.1.3 无组织废气源对四周厂界贡献浓度

项目实施后无组织废气污染源对四周场界贡献浓度结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 无组织废气污染源对四周场界贡献浓度一览表 单位：mg/m³

评价因子		东场界	南场界	西场界	北场界
评价点					
厂界无组织废气	非甲烷总烃	0.00182	0.00158	0.00182	0.00158
	H ₂ S	0.00714	0.00062	0.00714	0.00062

由表 5.2-10 预测结果可知，本项目实施后厂界无组织排放废气对周围厂界非甲烷总烃贡献浓度为 0.00158~0.00182mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值；无组织排放 H₂S 贡献浓度为 0.00073~0.00826mg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准。

5.2.1.4 防护距离的确定

本评价采用估算模式 AREScreen 计算无组织排放源大气环境防护距离，计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 大气环境防护距离

污染源	污染物	防护距离(m)
厂界无组织废气	非甲烷总烃	无超标点
	H ₂ S	无超标点

以上计算结果表明，本项目无组织废气排放可不设置大气环境防护距离。

5.2.1.5 结论

(1) 大气影响评价结论

本项目外排废气各污染源污染因子最大占标率为 9.56%，占标率较小，项目的实施不会对大气环境产生明显影响。

根据《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》(环办环评函[2019]590号)“对于二级或三级评价项目，不需进一步预测与叠加分析，符合相应规范及要求前提下，可认为大气环境影响可接受”。本项目位于阿克苏地区温宿县，属于复函中的南疆四地州。因此，本项目对大气环境影响可接受。

(2) 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)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本次大气环境影响评价等级为二级，不需要进一步预测，因此不再计算大气环境保护距离。

(3) 大气环境影响评价自查表

本次大气环境影响评价完成后，对大气环境影响评价主要内容与结论进行自查，详见表 5.2-7。

表 5.2-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目				
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(非甲烷总烃、氨)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☐
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒ 其他标准 ☒
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☐		一类区和二类区 ☐
	评价基准年	(2018)年				
	环境空气质量 现状调查数据 来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒

	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排源 ☒ 本项目非正常排放 ☐ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐		边长 = 5 km ☒		
	预测因子	预测因子 (PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃、氨、硫化氢)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒				$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ ☐		

续表 5.2-7

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 10\%$ ☐
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 30\%$ ☐
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h	$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐		$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃)		有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (*) t/a	NO _x : (*) t/a	颗粒物: (*) t/a	VOC _s : (*) 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 调查区域水文地质条件概况

(1) 地下水赋存条件

① 北部山区

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系-新近系，其富水性在南北近山前要小于平原的中部，单位涌水量在南部的十六连是 $2.54\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，向中部至九连一带为 $3.45\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深均大于 20m 。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好，单位涌水量为 $12.64\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深较上游的九连变小，在 $5\sim 7\text{m}$ 左右。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，地下水埋深大于 10m ，单位涌水量为 $0.53\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，单位涌水量在 $5.11\sim 14.82\text{L/s}\cdot\text{m}$ 之间，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 $5.93\sim 14.5\text{m}$ 。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，单位涌水量在 $5.31\sim 7.61\text{L/s}\cdot\text{m}$ 之间，地下水埋深南部为 13m ，向北至河谷区则变为小于 1m 。

② 中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布斯拉河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即座落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯拉河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部，地下水富水性优良，据钻孔资料，含水层为砾卵石地层，单位涌水量为 $43.81\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ 。地下水埋深 47.82m ，渗透系数值 81.69m/d 。至喀布斯拉河冲洪积扇下部，含水层富水性好，在九大队一带单位涌水量为 $32.85\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水位埋深小于 10m 。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的

炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层，单位涌水量为 $45.0\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ ，地下水埋深 39.51m 。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主，单位涌水量为 $33.28\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ ，地下水埋深 $3 \sim 5\text{m}$ ；亚吐尔乡单位涌水量为 $11.01 \sim 24.29\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ ，地下水埋深在 $18.93 \sim 27.91\text{m}$ 之间。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，单位涌水量为 $7.61 \sim 16.2\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ ，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石，地下水埋深 $18.3 \sim 36.3\text{m}$ 。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差，上层潜水的单位涌水量小于为 $0.5\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ ，地下水埋深 $1 \sim 3\text{m}$ 。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，单位涌水量在 $16.13 \sim 32.52\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ ，地下水埋深在 $10 \sim 30\text{m}$ ，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，单位涌水量在 $6.32 \sim 9.92\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ 之间，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m 。

③东部克孜尔河下游冲洪积平原区

属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜尔河的东部古近系-新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。克孜尔河谷内，铁提尔以上的卵砾石层蕴藏潜水，铁提尔以下一、二级阶地上部有厚 $2 \sim 5\text{m}$ 的亚砂土与亚粘土覆盖层，构成了独立河谷型浅层承压水区。

(2) 项目区水文地质条件

①地层

根据区域水文地质钻孔揭露的地层信息，场地内 180m 深度地层岩性为第四

系松散堆积物，地层岩性特征自上而下分述如下：

砂砾石：埋深 0~92m，冲洪积物，灰色~黄褐色，稍密~中密，稍湿。颗粒呈棱角状，一般粒径 2~30mm，可见最大粒径 120mm。成分以石英岩为主，级配较好，分选性差，砂土充填。局部夹粘土薄层，易进尺。层厚 60~92m，层底高程 1277.65~1347.88m。

圆砾：埋深 60~156m，冲洪积物，青灰色，中密~密实，稍湿~湿。颗粒物以亚圆形为主，少量圆形，一般粒径 5~50mm，可见最大粒径 200mm。成分以石英岩、砂岩为主。级配较差，分选性一般。充填物为中砂，局部夹少量角砾或漂石。骨架颗粒连续，局部轻微钙质胶结。进尺较易，局部进尺较难。层厚 59~96m，层底高程 1221.65~1251.88m。

卵砾石：埋深 148~180m，深灰色，密实，饱和。颗粒磨圆度较好，呈圆状~亚圆状，一般粒径 20~150mm，含漂石，可见最大粒径 300mm。成分以砂岩为主。级配差，分选性好。充填物为粗砂及砾砂，含少量泥质，进尺难。钻孔未揭穿该层，揭露层厚 24~32m，层底高程 1189.65~1227.88m。

②含水层的分布特征及补给、径流、排泄条件

本项目位于山前倾斜平原区的中上部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，山前倾斜平原区第四系孔隙潜水的埋藏条件和水量水质变化，具有一定的水平分带性。该区分布面积甚广，赋存有丰富的地下水，含水层主要由上更新统一—中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成。在水平方向上，岩性由粗变细，含水层的赋水性由北向南成有规律的变化。含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于 1.5L/s·m，渗透系数 4~80m/d，单井涌水量 400~5000m³/d，水量丰富。地下水矿化度一般在 0.60~1.71g/L 之间，水化学类型为 HCO₃-SO₄-Ca-Mg 或 SO₄-Cl-K-Na-Ca 型水。

冲洪积平原区地势南北高，中部低，西部高，东部低，地下水的流向为西向东。山区为地下水的补给区，山前倾斜平原为地下水的径流区，冲积细土平

原为地下水消耗排泄区。地下水以山前倾斜平原较为丰富，山区较为贫乏。第四系松散堆积层孔隙潜水，主要分布于山前倾斜平原及河谷区。

③地下水动态

参考前人资料，区域地下水埋深普遍超过 100m，枯水期和丰水期地下水埋深变化范围 2~3m。

④水文地质参数

根据区域收集地质资料及现状调查，含水层主要由上更新统一—中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成。在水平方向上，岩性由粗变细，含水层的赋水性由北向南成有规律的变化。含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于 $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 $4\sim 80\text{m/d}$ ，单井涌水量 $400\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富。地下水矿化度一般在 $0.60\sim 1.71\text{g/L}$ 之间，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$ 或 $\text{SO}_4\text{-Cl-K-Na-Ca}$ 型水。

包气带岩性为充填砂土的砂砾石层，所以垂向渗透系数较大，变化范围 $1.2\times 10^{-3}\sim 1.4\times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，平均为 $1.2\times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，小于 10^{-4}cm/s 。因此，试验点所在区域包气带防污性能属于“弱”类。

5.2.2.2 区域地下水污染源调查

本项目包气带厚度超过 100m，评价区域 3 个钻孔未揭穿含水层，且项目北侧属于透水不含水层，地下水水质监测点数无法满足导则布设要求，根据实际情况，本项目引用区域后评价地下水监测点位。现状监测结果表明，区域地下水潜水含水层监测因子均未超标。

5.2.2.3 地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为二级且评价区域地下水埋深大于 100m，因此，本次评价预测污染物垂直入渗对包气带的影响。

a. 垂直入渗包气带污染影响情景分析

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入包气带。因此，垂直入渗造成包气带污染主要为非正常泄漏工况。

考虑本项目物料特性及包气带土壤特征，本次评价为事故状况下，设备

工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏的石油烃对包气带土壤垂直下渗的污染。

b. 垂直入渗包气带预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本项目垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测, 预测公式如下:

(1) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中: c —污染物介质中的浓度, mg/L ;

D —弥散系数, m^2/d ;

q —渗流速度, m/d ;

z —沿 z 轴的距离, m ;

t —时间变量, d ;

θ —土壤含水率, %。

(2) 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

(3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

①连续点源:

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

②非连续点源:

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

c. 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 预测模型参数取值见表 5.3-1。

表 5.3-1 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
杂填土(以人工回填为主)	1.6	0.14	0.48	0.36	1	1.45×10^3

根据工程分析,结合项目特点,本评价选取设备工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏过程中,三相分离装置分离出凝析油对包气带的影响。

表 5.3-2 包气带预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
凝析油	石油烃	848400	瞬时

d. 土壤污染预测结果

(1) 石油烃预测结果

设备工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏,泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 848400mg/L,预测时段按项目运行期 10950 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为, T1: 1 年, T2: 5 年, T3: 10 年, T4: 20 年, T5: 30 年。

在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.3-1 所示。

图 5.3-1 石油烃在不同水平年沿土壤迁移情况

由图 5.3-1 土壤模拟结果可知,石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,同

一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.2.2.4 预测结论

根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表。因此，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.2.2.5 地下水环境保护措施与对策

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站场输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送污水管道尽量采用地上敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、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对站场管道、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。

(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《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，将生产装置区划分为一般污染防治区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区。

一般污染防治区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} cm/s 的粘土层的防渗性能。

(3) 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游地下水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.3-3。

表 5.3-3 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子
J1	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	$\leq 100\text{m}$	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

5.2.2.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

评价区域地下水埋深较深，地下水富水性优良，地下水矿化度一般在 $0.60 \sim 1.71\text{g/L}$ 之间，工程区域包气带岩性为充填砂土的砂砾石层，包气带岩性为充填砂土的砂砾石层，所以垂向渗透系数较大，变化范围 $1.2 \times 10^{-3} \sim 1.4 \times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，平均为 $1.2 \times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，大于 10^{-4}cm/s 。因此，试验点所在区域包气带防污性能属于“弱”类。

(2) 地下水环境影响

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，气田水管线与法兰连接处油品渗漏，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，本工程对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防治措施

本评价建议本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原

则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

a. 依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，并结合《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

b. 制定地下水环境监测制度和环境管理体系。

c. 在全厂环保管理体制的基础上，完善本项目地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(3) 地下水环境污染防治措施

本评价建议本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②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”相关要求，进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对站内油品输送管道、阀门定期进行严格检测，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在制定全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，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，本工程对地下水环境影响可以接受。

5.2.3 地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表1水污染影

响型建设项目评价等级判定，结合本工程废水属于间接排放的特点，判定本工程地表水环境评价等级为三级B。

5.2.3.1 水污染控制和水环境影响减缓措施

本工程营运期产生的废水主要为采出水、生活污水。其中采出水经采出水处理设施处理满足《生产回注水质指标》(Q/SY TZ0466-2016)后回注于地层；生活污水经博孜生活区生活污水一体化处理设施处理，满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准要求后用于作业区绿化或蒸发池，不排至外环境。

5.2.3.2 污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水

博孜天然气处理厂内新建1座采出水处理装置，处理装置设计规模500m³/d，可满足本项目采出水处理需求。

(2) 生活污水

博孜生活区内建成1座生活污水处理系统，生活污水经污水处理装置处理后满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表4的二级排放标准后冬储夏灌。

5.2.4 土壤环境影响评价

5.2.4.1 环境影响识别

5.2.4.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表A.1，本工程建设内容属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为II类。

5.2.4.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、焊接烟尘等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃对土壤不会产生大气沉降影响；废水主要为采出水，通过管道排入厂区污水处理装置处理达标后回注地层，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；项目工艺管线破裂导致凝析油、气田水等出现泄漏，可能造成垂直入渗污染。

本项目不涉及在土壤中使用酸性、碱性、盐类物质，且不会因造成区域地

下水水位上升导致土壤盐化，不会造成土壤酸化、碱化、盐化。因此，本项目土壤影响类型为污染影响型，影响途径主要为垂直入渗。

本项目影响类型见表 5.7-1；影响类型见表 5.7-1。

表 5.7-1 建设项目影响类型表

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	—	—	—	—	—	—	—	—

由表 5.7-1 可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.7-2。

表 5.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
工艺管线泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.4.2 土壤环境现状调查

(1) 调查范围

本工程土壤环境影响评价等级为三级，土壤环境影响途径为垂直入渗型。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境调查评价范围见表 5.7-3。

表 5.7-3 土壤环境影响现状调查范围表

评价工作等级	影响类型	调查范围 ^a	
		占地范围 ^b 内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内

	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内
A 涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。			
b 改、扩建类的指现有工程与拟建工程的占地。			

由上表分析可知，本工程土壤环境现状调查范围为站场占地外扩 50m 范围。

(2) 敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤保护目标主要为调查评价范围内的居民区、耕地及园地，根据现场调查，站场边界外扩 50m 范围内无村庄、农田及园地，调查范围内不涉及敏感目标。

(3) 土地利用类型调查

根据现场调查结果，评价范围以油气田开采为主，周边为戈壁，主要用地类型全部为未利用地。

(4) 土壤类型调查

本项目土壤环境影响评价范围内涉及 1 种土壤类型，主要为山地棕漠土。

(5) 土地利用历史情况调查

根据调查，本工程站场占地现状以戈壁地为主。

(6) 影响源调查

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。本工程所在区域为油气开采为主要功能的区域，周边分布有博孜及大北区块现有井场、计转站和联合站等。

5.2.4.3 土壤环境影响评价

本项目实施后，正常状况下，站内防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。非正常工况下，站场管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，则油品将垂直入渗进入土壤，其主要污染物为石油烃。一般情况下，凝析油中低于 C_{15} 的烃类会挥发掉， $C_{15} \sim C_{25}$ 的烃类在土壤中挥发很少，而大于 C_{25} 的烃类极少挥发，本项目凝析油组分中主要为低于 C_{15} 的烃类，占 82.56%，高于 C_{15} 的烃类只占 17.44%，由此可见非正常工况下泄漏的凝析油绝大部分挥发不会对土壤产生明显影响，只有少

部分大于 C_{15} 的烃类会附着在土壤中，对土壤造成一定影响。挥发中凝析油失去轻组分后粘滞性增加，渗透性降低。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在井站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.7-4。

表 5.7-4 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度(cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.7-4 中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且站场已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏凝析油能够及时地清理，将含油污泥污染土壤集中收集，送有危险废物处置资质单位处理。因此，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.2.4.4 结论与建议

本工程站场内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.2.4.5 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及

时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2) 过程防控措施

严格执行《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，将站场装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.7-5。

表 5.7-5 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	分离器装置附近	表层样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每 5 年监测一次

(4) 土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

本工程土壤环境影响评价自查表见表 5.7-6。

表 5.7-6 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	土地利用类型图
	占地规模	(0.906) hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☒ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他()	
	全部污染物	石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$)	
	特征因子	石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$)	

	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☐ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒				
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 ☒				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				
	理化特性	—				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	0	0.2m	
		柱状样点数	0	0	—	
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内: 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, 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、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				点位布置图

续表 5.7-6

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
现状评价	评价因子	占地范围内: 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, 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、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
现状评价	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表D.1□; 表D.2□; 其他()	
	现状评价结论	站场占地范围内各监测点各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值标准	
影响预测	预测因子	--	
	预测方法	附录E□; 附录F□; 其他(类比分析)	
	预测分析内容	影响范围() 影响程度()	
	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		
		1	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	每 5 年 1 次		
	信息公开指标	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
评价结论		建设项目对土壤环境影响可以接受				
注 1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

5.2.5 声环境影响评价

本项目距周边声环境敏感点距离均大于200m, 因此, 为了分析本项目产噪设备对工程区周围声环境的影响, 本评价以四周场界作为评价点, 预测分析噪声源对场界的声级贡献值, 分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.2.5.1 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从63Hz到8000Hz标称频带中心频率的8个倍频带), 预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算:

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中: $L_p(r)$ —距离声源r处的倍频带声压级, dB;

L_w —倍频带声功率级, dB;

D_c —指向性校正, dB;

A —倍频带衰减, dB;

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 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。

①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：

$$L_{p1} = L_w + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中： L_{p1} —室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w —声源的倍频带声功率级，dB；

r —声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q —指向性因子；

R —房间常数， $R = S\alpha / (1 - \alpha)$ ， S 为房间内表面面积， m^2 ， α 为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的*i*倍频带叠加声压级：

$$L_{pli}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1L_{plij}} \right)$$

式中： $L_{pli}(T)$ —靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{plij} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T) = L_{pli}(T) - (TL_i + 6)$$

式中： $L_{p2i}(T)$ —靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10 \lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为 L_w ，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，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：

当 $r \leq \frac{b}{\pi}$ 时, $L_A(r) = L_2$ (即按面声源处理);

当 $\frac{b}{\pi} \leq r \leq \frac{na}{\pi}$ 时, $L_A(r) = L_2 - 10 \lg \frac{r}{b}$ (即按线声源处理);

当 $r \geq \frac{na}{\pi}$ 时, $L_A(r) = L_2 - 20 \lg \frac{r}{na}$ (即按点声源处理);

(3) 计算总声压级

① 计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right) \right]$$

② 预测点的噪声预测值

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}})$$

式中: L_{eqg} — 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{eqb} — 预测点的背景值, dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值, 并给出厂界噪声最大值的位置。

5.2.5.2 噪声源参数的确定

根据设计资料及类比调查的结果, 以天然气处理站西南角为坐标原点 (0, 0), 本项目各产噪设备采取相应降噪措施后, 工程噪声源噪声参数见表 5.2-13。

表 5.2-13 井场及集气站主要噪声源统计汇总一览表

序号	声源名称	数量 (台/套)	中心坐标	最大噪声 源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]	预测噪声 源强 [dB(A)]
----	------	-------------	------	-----------------------	------	-----------------	-----------------------

1	泵类	1	(35, 30, 1)	120	基础减振	15	105
2	加热炉	1	(20, 40, 1)	100	基础减振	15	85
5	各类机泵	2	(30, 33, 1) (35, 40, 1)	100	基础减振	15	85

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-14。

表 5.2-14 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场站	场界	坐标	贡献值	标准值		结论
天然气处理厂	东厂界	(61, 35, 1)	54.4	昼间	60	达标
				夜间	50	超标
	南厂界	(31, -1, 1)	53.2	昼间	60	达标
				夜间	50	超标
	西厂界	(-1, 35, 1)	51.3	昼间	60	达标
				夜间	50	超标
	北厂界	(30, 71, 1)	54.4	昼间	60	达标
				夜间	50	超标

由表 5.2-14 可知，本项目噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 51.3~54.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间标准要求。

5.2.5 固体废物影响分析

根据工程分析，本项目实施后各类油泥、废脱汞剂等均委托有资质单位接收处理。生活垃圾送固废填埋场填埋，各类固废得到妥善处置，不会对环境产生明显污染影响。

5.2.5 生态环境影响分析

项目对生态环境的影响主要表现在施工期对沿线生态系统、土壤结构、植被、野生动物的影响。本节主要从宏观生态单元和植物群落分布情况，进一步说明项目生态环境影响，

(1) 对土壤环境的影响

运营期油气田对土壤环境的影响主要来自井场、站场产生的污染物，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

(2) 对植被的影响

运营期由于占地活动的结束，项目基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 3~5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

(3) 对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

(4) 生态系统完整性和生态景观影响评价

本项目开发建设，加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于油气田的开发植被覆盖度较高(主要是季节性经济作物——棉花)，同时油气田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油气田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

评价区基质单调，在干旱环境大背景下，土壤、植被类型单一，大风和风沙是比较严重的一种气象灾害，以春季和夏初的大风沙给农业生产、水利设施和人民生活等造成不同程度的危害，大风对作物的危害主要表现在风力机械破坏作用和细沙土的侵打破坏。

(5) 景观影响分析

荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

本项目开发过程中永久性占地主要为戈壁，戈壁荒漠被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了，对于整个油气田开发区来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

由以上分析可知，项目开发区的基质主要为单一的荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。油气田设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，站场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

5.2.6 环境风险评价

5.2.6.1 评价依据

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、

应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.6.1 评价依据

5.2.6.1.1 风险调查

本工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气(甲烷、乙烷、丙烷)、汞，主要存在于设备工艺管线内。

5.2.6.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.8-1 确定环境风险潜势。本项目危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.8-2。

表 5.8-1 建设项目环境风险潜势划分一览表

环境敏感程度(E)	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
环境高度敏感区(E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区(E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区(E3)	III	III	II	I

表 5.8-2 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质 Q 值
1	甲烷	74-82-8	7.38	10	0.738
2	乙烷	74-84-0	0.32	10	0.032
3	丙烷	74-98-6	0.07	10	0.007
4	原油(凝析油)	/	119.97	2500	0.048
5	汞	7439-97-6	3.19×10^{-11}	0.5	6.38×10^{-11}
项目 Q 值					0.825

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 要求，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度。

5.2.6.1.3 评价工作等级判定

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

作级别划分的判据见表 5.8-4。

表 5.8-4 环境风险评价工作级别划分一览表

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

本项目环境风险潜势为 I 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

5.2.6.2 环境敏感目标概况

本项目周边均为荒漠，本工程厂址周边 3km 范围内农田作为风险目标。

5.2.6.3 环境风险识别

5.2.6.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为凝析油、甲烷、乙烷、丙烷。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-4。

表 5.8-4 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	站内设备及工艺管线内
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	
5	凝析油	可燃液体	
6	汞	有毒气体	

5.2.6.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于站内设备及工艺管线中。

5.2.6.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程气液分离、三相分离等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-5。

表 5.8-5 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
站内设备 工艺管线 管内	设备工艺 管线内泄 漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，含汞天然气进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

5.2.6.4 环境风险分析

5.2.6.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，管线天然气泄漏时，天然气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦设备、阀门发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于站场位于荒漠地带，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.2.6.4.2 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围内，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.6.4.3 地下水环境风险分析

本工程建成投产后，正常状态下采出水经处理后达标后回注地层；非正常状态下，油品中的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，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，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，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线及阀门进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.8.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.8.5.1 站场事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①定期对工艺管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.8.5.2 环境风险应急处置措施

(1) 泄漏应急、救援及减缓措施

当发生物料泄漏时，可采取以下措施，防止事态进一步发展：

a. 发生泄漏情况下，立即启动液体收集设施，尽快收集泄漏物料，并将事故泄漏的料液送槽车或油桶内回收利用，减轻对周围环境的污染；

b. 根据事故级别启动应急预案；将厂区无关人员迅速疏散到上风向安全区，对危险区域进行隔离，并严格控制出入，切断火源；

c. 小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。大量液体泄漏：用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。

(2) 火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

5.8.6 突发环境事件应急预案

建议企业在本工程实施后，根据本工程生产过程存在的风险事故类型，制定突发环境事件应急预案，并按照应急预案要求定期组织员工进行演练，提高全体员工应对突发环境事件的处理能力。

5.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为设备工艺管线老化破损导致天然气泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

本工程周边均为戈壁，将项目周边农田作为风险目标。本工程实施后的环境风险主要有天然气泄露，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气，三相分离出来的液体水和油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议制定突发环境事件应急预案。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，本工程环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

本工程全厂环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.8-6，环境风险简单分析内容表见表 5.8-7。

表 5.8-6 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资 (万元)	效 果
1	甲烷检测、报警仪	风险防范设施	3	便于识别风险，减少事故发生

博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书

2	消防器材	数量按照消防、安全等相关要求设置	4	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		3	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合 计		—	10	—

表 5.8-7

环境风险简单分析内容表

建设项目名称	博孜天然气处理厂建设工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县			
博孜天然气处理厂地理坐标	东经	80° 58′ 8.80″	北纬	41° 44′ 4.87″
主要危险物质及分布	原油(凝析油)、甲烷、乙烷以及丙烷、汞，均存在于设备、工艺管线内			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，本工程气液分离、三相分离等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、天然气泄漏、油品泄漏等			
风险防范措施要求	具体见 5.2.6.5 节			

6 环保措施可行性论证

6.1 废气处理措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

施工扬尘防治措施如下：

(1) 场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2) 为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

以上总扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.1.3 施工期管线、道路和站场工程

管线、道路和站场施工扬尘防治措施包括：

(1) 为了减少施工扬尘，对土堆要进行稳定化操作；

(2) 在管线和道路作业带内施工作业；

(3) 用标识带或者围栏，标识出站场施工范围，禁止在场外作业；

(4) 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，要尽快场地硬化，防止大风对浮土产生较大的扬尘。

建设单位在施工招投标时，要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。通过现场派驻 HSE 监理，定期检查以上抑尘措施的落实情况。通过以上工程措施和管理措施，管线、道路和站场周围少量农牧民居住点的施工扬尘影响能够减缓到可接受的程度，因此，以上抑尘措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1) 所有的导热油炉用气均用天然气作为燃料，烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值要求。

(2) 项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天

然气泄漏对大气环境影响；非甲烷总烃排放应满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 新建污染源无组织排放监控浓度限值。

(3)集气干线清管作业和集中试采点分离器检修废气：采用加强管理措施，减少天然气的泄漏量，对于清管作业及站场异常排放的天然气，使用火炬燃烧后排放。

从以往同类项目的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行，工程运行后，站场周围的环境空气质量不会低于现有功能。

6.2 废水处理措施可行性论证

6.2.1 施工期地表水环境保护措施

穿越农灌渠和地表水的管线，在施工时会对水环境产生不利影响，主要表现在管线穿越地表水体时有可能会引起地表水体的堵截，造成岸蚀或影响下游水质等问题。另外，水体附近的施工可能使泥沙及其它污染物进入水体，短期影响水质，增加地表水体的泥沙量。为解决以上可能带来的影响，需要落实以下措施：

- ①尽可能选择枯水期进行施工；
- ② 施工过程中尽量避免改变地表水体的河道走向及河水流向；
- ③ 在建设过程中不随意倾倒各种废料和污染物，对于各种污染物及时进行彻底的清理；
- ④ 加强水土保持设施的建设，管道穿越河流、冲沟等地段，根据其自身特点设置必要的水工保护措施，如恢复堤坝、护岸、设置截水坝等。
- ⑤ 管道通过地表水易汇集、冲刷地段，构筑截水、引水、排水沟、防止地表水对土壤的侵蚀切割。

另外，管线、道路等建设活动对土壤造成扰动后，会在一定的时期内增大土壤的风蚀和水蚀量，使进入地表水体中的泥沙有所增加，但这一现象在施工后的一段时期内可逐渐得以恢复。

6.2.2 运营期水环境保护措施

6.2.2.1 油气田区域运营期地表水环境保护措施

加强集气干线巡护，对管线进行护坡，防治河水将管线冲刷出来。在集气

干线穿越河流段两侧设截断阀室，在发生泄漏时能迅速截断管线，减少泄露物质对地表水体的污染。

6.2.2.2 管道运营期地表水环境保护措施

输气管线是全封闭系统，正常运营期对穿越河流不会造成影响，对周边环境基本无任何影响，加强穿越河流段管道的安全保护。

(1) 内部集输管线起点、终点及线路截断阀室，均为 RTU 监控阀室。RTU 阀室是通过 SCADA 通信系统对阀门实行远程自动控制，遇到突发事件时阀门能及时关闭，这样能最大限度地减少突发事件对跨越河流的污染。

(2) 对管道设施定期巡查，及时维修保养。与管道沿途地区的城建规划、公路、铁路、气象、水文和公安等部门保持密切联系，避免或减轻因建设施工、自然灾害和人为破坏对管道安全运行造成的危害。

6.3 地下水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地下水环境污染防治措施

6.3.1.1 天然气处理厂施工

工程施工应采取的水污染防治措施：

施工营地尽可能依托现有生活污水处理设施，如果无法依托，施工队伍应建设防渗生活污水贮存池，将生活污水定期拉运至邻近油田生活污水处理装置处理。

6.3.2 运营期地下水环境污染防治措施

结合区域实际情况，运营期废水治理措施如下：

(1) 采出水

采出水在天然气处理站油气水分离后回注。

(2) 生活污水

生活污水经污水处理站处理后出水水质满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 二级标准要求。

6.3.3 地下水污染防治措施技术可行分析

除从源头采用防腐管道避免泄露污染土壤和地下水之外，还采取必要的监测手段。发现异常将启动预案进行检查，寻找问题原因并按程序解决。通过监

控手段的应用，杜绝了而发生泄露不能及时发现的弊端，为保护土壤和地下水环境创造条件。

6.4 噪声防治措施可行性论证

6.4.1 施工期噪声防治措施

施工过程中的噪声源主要是施工机械等设备运转时产生的噪声。根据调查并类比可知，主要产噪设备噪声源强在 95~100dB(A)。主要隔声减噪措施包括：

- ①做好基础减振和设置隔声罩；
- ①优先选用低噪声施工机械和设备。

(2) 道路及管线工程

优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、设置施工围挡、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间以避免扰民。

6.4.2 运营期噪声防治措施

运营期天然气处理阶段，噪声源为各类机泵、导热油炉、火炬等。本项目周围地形空旷，无声环境敏感点，站场的噪声在采取有效的隔音降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。

6.5 固体废物处理措施可行性论证

6.5.1 施工期

施工期在施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至邻近油田现有生活垃圾填埋场填埋。

6.4.2 运营期

运营期天然气处理过程中的产生的固体废物主要是各类油泥、废脱汞剂、及员工生活垃圾。含油污泥及废脱汞剂委托有资质单位接收处理，生活垃圾送固废填埋场填埋，措施可行。

6.6 生态保护措施可行性论证

本项目永久占地全部为戈壁地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本项目开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土

流失起到了一定的积极作用。

(1) 对气田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积；

(2) 施工机械在不得在道路、站场以外行驶和作业，保持地表不被扰动；

(3) 施工作业结束后，及时清理施工残留，恢复临时占地；

(4) 施工单位进场前，应组织施工人员开展水土保持培训，强化水土保持意识，确保文明施工；

(5) 进一步核算和细化建设工程等的土石方量、优化土石方平衡，加强土石方调配利用研究；

(6) 按规定开展建设全过程的水土保持监理，保证水土保持工程施工质量。

(7) 在开展主体工程建设的同时，项目建设单位应同步开展水保工程建设，进一步落实水土保持措施。

(9) 在后续的运营过程中，建设单位应进一步优化水土流失防治措施，节约投资。

通过采取以上措施，本项目站场永久占地面积可得到有效控制，水土流失起到一定减缓作用。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。

7 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

本项目总投资 193675.27 万元，其中环保投资 6684.22 万元，占总投资的 3.45%。经分析，其在经济上可行。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前石油天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气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

本项目在建设过程中，由于天然气处理厂地面设施建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于天然气处理厂地面设施建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项环保投资 6684.22 万元，占总投资的 3.45%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济

开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

本项目建成后由中国石油塔里木油田分公司统一管理。

塔里木油田分公司在环境管理机构设置为多级 QHSE 管理网络,实行逐级负责制。QHSE 最高管理者为公司经理,主要负责制定环境方针和环境目标,为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障;日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持,在环境管理中行使职权,监督体系的建立和实施等;公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施,确保所有有关 QHSE 方面的要求能正确、完全的执行;各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.2 环境管理体系

塔里木油田分公司已经建立了环境保护指标体系,对各二级单位的环保指标完成情况按《塔里木油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制,明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人,并规定了应负的法律责任和行政责任,其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责,初步形成了领导负责,部门参加,环境保护部门监督管理,分工合作,各负其责的环境管理体制。

塔里木油田是有几十年发展历史的老油田,在健康、安全和环境管理方面做了大量工作,已逐步形成完整的 HSE 管理体系。本项目属塔里木油田管辖,在开发建设期、运营期也必须建立和实施 HSE 管理体系,并纳入塔里木油田总的 HSE 管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求,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。

塔里木油田的 QHSE 管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分,下面分别就开发建设期和运营期进行论述。

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：阿克苏地区温宿县

主要产品及规模：天然气处理厂设计处理规模为 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.6-1 和表 3.6-6。

本项目污染物排放标准见表 2.3-5。

本项目污染物排放量情况见表 3.6-6。

本项目污染物总量控制指标情况见表 3.8-1。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见 5.4.5。

(4) 环境监测计划

本项目环境监测计划见表 8.4-1。

8.1.2.1 施工期 QHSE 管理体系

(1) QHSE 方针和目标

本项目开发建设的施工作业队伍应遵循以下 QHSE 方针和目标。

① 各项活动都遵守国家及新疆维吾尔自治区颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

② 参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

③ 将 QHSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

④ 在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的地貌。

⑤ 加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

⑥ 对施工单位 QHSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

(2) 组织机构和职责

① 组织机构

本项目施工期间的 QHSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 工程师。

② 职责

项目经理、QHSE 部门经理、HSE 负责人和 QHSE 工程师、全体施工人员按照 HSE 管理体系文件和 QHSE 作业指导书各负其责，各行其职，认真、彻底、有效地执行 HSE 管理计划。

(3) 培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

① 提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

——学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求；

——认清环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序，以及符合 HSE 管理体系要求的重要性；

——认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

② 从事环境保护工作的能力

——减少、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和机油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

③ HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- 所有文件都必须报建设单位审批；
- 经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；
- 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；
- 根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；
- 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；
- 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；
- 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位，如现场考察报告；法律、法规、标准、准则和条款；环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息；事故报告；环境审核结果等。

④ 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。

8.1.2.2 运营期 QHSE 管理体系

(1) QHSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 QHSE 方针。

- ① 遵守国家及新疆维吾尔自治区政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。
- ② 项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到石油开采对环境可能造成的影响；

通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

③ 将 QHSE 管理体系作为石油和天然气开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油田运营期管理的全过程中，使风险 and 环境影响降到最低限度。

④ 有效地处理石油和天然气开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

⑤ 按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

⑥ 上级主管部门对油田运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

(2) 组织机构和职责

① 组织机构

本项目的 QHSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油塔里木油田分公司 QHSE 管理委员会(设在质量安全环保处)的直接领导，设 QHSE 领导小组，下设 QHSE 管理员一名。

② 职责

- 负责运营期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；
- 负责编写及修改作业区的 HSE 作业指导书，并进行全程监督；
- 对运营期间出现的环境问题加以分析；
- 监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况；
- 协助上级主管部门宣传贯彻国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 配合上级主客部门组织全体人员进行环境教育和培训；
- 及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

QHSE 兼职管理员和全体人员的职责：

- QHSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

- 执行 QHSE 管理规程、标准；
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

(3) 培训

为提高全体员工的 QHSE 意识和能力，应对本项目全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

① 提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

- 学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；
- 了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；
- 认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

② 从事环境保护工作的能力

- 熟悉有关 QHSE 的各种规章制度和操作规程；
- 掌握各种 QHSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；
- 掌握事故的预防和紧急处理方法。

(4) QHSE 管理体系文件的控制

运行期 QHSE 管理体系文件与开发建设期要求一样，并根据运行期的特点，进行相应补充。

(5) 检查、审核和评审

为了保证该 QHSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，塔里木油田分公司 HSE 管理委员会(质量安全环保处)要进行不定期的检查和定期的 QHSE 审核、评审。

(6) 持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.2 企业环境信息公开

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1

博孜天然气处理厂工程主要污染物排放清单一览表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量	排放去向
废气	天然气处理	天然气处理无组织挥发	烃类	0.451t/a	采取管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气 加热炉燃烧净化后的天然气	0.451t/a	环境空气
	天然气处理(2台导热油炉)	导热油炉烟气	烟尘	0.331t/a		0.331t/a	环境空气
			SO ₂	0		0	环境空气
			NO _x	3.307t/a		3.307t/a	环境空气
废水	天然气处理	采出水	石油类、悬浮物	11.484 万 m ³ /a	送本项目配套建设的采出水处理站处理, 达标后回注	0	不外排
	天然气处理	生产工艺废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	6765m ³ /a	送本项目配套建设的采出水处理站处理, 达标后回注	0	不外排
	博孜生活区	生活污水	SS、COD、NH ₃ -N、BOD ₅	5892.48m ³ /a	送本项目配套建设的一体化生活污水处理设施处理, 达标后用于绿化或蒸发池	0	不外排
固体废物	油气集输	清管废渣	机械杂质、石油类	0.026t/a	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集和贮存, 收集后委托区域有危废资质的单位处理	0	不外排
	天然气处理(混烃储罐、采出水处理系统)	各类污泥	含油废物	80t/a		0	不外排
	天然气处理	废脱汞剂	废脱汞剂	120t/3a		0	不外排
	博孜生活区	生活垃圾	生活垃圾	92.1t/a	设置垃圾桶收集, 定期送固废填埋场填埋处理	0	不外排

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向	排放量	排放去向
噪声	天然气处理	导热油炉	L _{eq}	90dB(A)	基础减震	75dB(A)	声环境
		机泵		90dB(A)	基础减震	75dB(A)	声环境
	博孜生活区（生活污水处理系统）	泵类		85dB(A)	基础减震	70dB(A)	声环境
	油气集输	各类机泵		90dB(A)	基础减震	75dB(A)	声环境
		火炬		105dB(A)	事故状况下偶发噪声	105dB(A)	声环境

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《全国环境监测管理条例》要求，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国大气污染防治法》有关企业自行监测的条款规定，企业可按照《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)结合自身情况开展自行监测工作。

8.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及地方环保部门的要求，制定本项目的监测计划和工作方案。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。监测频次最终以排污许可技术规范为准。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	导热油炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	排气筒采样孔	每年 1 次
	厂界无组织排放	非甲烷总烃、氨	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次

续表 8.4-1

本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
噪声	厂界噪声	L_{eq}	天然气处理厂厂界外 1m	每年 1 次
地下水环境	地下水质量	pH 值、高锰酸盐指数、硫化物、氨氮、石油类	天然气处理厂下游地下水井	枯水期一次

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废气	1	2 座导热油炉烟气	以天然气为燃料+18m 高烟囱	2	$\text{颗粒物} \leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 150\text{mg}/\text{m}^3$	5	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值
	2	井场无组织排放 集气站无组织排放	加强阀组、机泵等的检修与维护	—	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	10	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值
					厂界 $\text{H}_2\text{S} \leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	10	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求
废水	1	生产废水	经采出水处理系统处理后回注地层	1	出水水质满足注水水质标准	60	不外排
废水	2	生活污水	送博孜生活区生活污水处理装置妥善处置	—	不外排	30	不外排
噪声	1	机泵	基础减振	23	2 类区厂界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	250	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区排放限值
	2	导热油炉	基础减振	—			
	3	火炬	—	25			
固体废物	1	含油污泥	危险废物	—	全部综合利用或妥善处置	120	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)
	2	废脱汞剂	危险废物				

博孜天然气处理厂工程环境影响报告书

物				后送区域有危废资质的单位处理			护部公告, 2013 年第 36 号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)
	3	生活垃圾		送固废填埋场填埋			全部综合利用或妥善处置
防 渗	1	重点防渗区: 危险废物贮存区	防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	不污染土壤和地下水	90	在集中试采点有专门贮存间
	3	一般防渗区: 生产区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	不污染土壤和地下水	50	—
	4	其它区域划分为简单防渗区	地面硬化或绿化处理	—	进行硬化或绿化处理	20	—
其 他	1	风险防范措施	管道涂刷相应识别色	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	15	—	
			消防器材				
			警戒标语标牌				
	2	风险应急处置	应急救援预案	应急保障措施按照环境风险应急预案进行设施或依托邻近油田现有设施	20	根据开发方案实施进度, 适时修订现有应急预案并备案	
4	生态恢复	土地复垦生态恢复占补平衡	临时用地恢复原土地使用功能;	2420	不改变生态功能		
合计				—		4700	—

9 结论与建议

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：博孜天然气处理厂建设工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：新建

建设内容：在博孜区块新建 1 座天然气处理厂，设计处理能力为 $2000 \times 104\text{m}^3/\text{d}$ 。主要包括建设 1 套集气装置，设计集气规模为 $2000 \times 104\text{m}^3/\text{d}$ ；建设 2 套脱水脱烃装置，单套设计处理规模为 $1000 \times 104\text{m}^3/\text{d}$ ；新建 2 套 $430\text{t}/\text{d}$ 烃液提馏装置，新建 2 套 $1450\text{t}/\text{d}$ 的凝析油闪蒸装置；新建 2 套乙二醇再生装置，设计处理规模为 $80\text{t}/\text{d}$ ；新建 4 座 4000m^3 混烃储罐；新建 1 套污水处理系统，设计处理规模 $500\text{m}^3/\text{d}$ 。

建设规模：项目投产后，博孜天然气处理厂设计处理规模为 $2000 \times 104\text{m}^3/\text{d}$ 。

建设期：建设期为 1 年，预计 2022 年 5 月全部投产。

项目投资和环保投资：总投资 193675.27 万元，其中环保投资 6684.22 万元，占总投资的 3.45%。

劳动定员及工作制度：新增劳动定员 279 人；年工作 330d，日运行 24h。

9.1.2 项目选址

本项目位于***，选址符合相关要求。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展和改革委员会令 第 29 号)相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社

会发展第十三个五年规划纲要》。本项目区块开发符合《全国生态功能区划(修编版)》(环保部 中科院 公告 2015 年第 61 号)相关要求,不在其确定的 63 个全国重要生态功能区范围内;本项目位于阿克苏地区温宿县和拜城县,不在划定的新疆重点生态功能区范围内,符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明:项目所在区域属于不达标区,引用监测点中非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《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。

地下水环境质量现状监测结果表明:监测期间区域地下水中各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求;石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明:本项目厂界四周场界噪声监测值昼间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明:站场占地范围内各监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。

9.2.3 环境保护目标

本工程大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点,因此不再设置环境空气保护目标,鉴于天然气开采项目的特点,本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量;将天然气处理厂周边、集输管线沿线地下水设为地下水环境保护目标;天然气处理厂周围无地表水体,不再设置地表水体保护目标;工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等,不再设置声环境保护目标;将天然气处理厂周边 50m 范围内及技术管线周边 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标;确定生态环境影响评价范围内植被和动物作为生态环境保护目标;确定区域环境空气、地下水作为环境风险保护目标。。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1) 导热油炉用气均用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2) 项目采用密闭工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(3) 本工程定期巡检，确保系统安全运行。

(4) 提高对风险事故的防范意识，做好工程防护措施。

从以往同类项目的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

废水污染源主要为采出水及生活污水，采出水经新建的采出水处理装置处理，处理达标后回注地层，生活污水经博孜生活区生活污水处理设施处理达标后冬储夏灌，废水处理措施可行。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目扩建站场布置在戈壁地带，周围地形空旷，站场的噪声在采取有效的基础减振降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。

9.3.4 固体废物及处理措施

本工程产生的含油污泥、脱汞吸附塔废脱汞剂属于危险废物，定期由有危废处置资质单位接收处置可保证项目实施后产生的固体废物全部综合利用或妥善处置，不会对周围环境产生明显不利影响，措施可行。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本项目导热油炉烟气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.6 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.13%； NO_2 最大落地浓度为 $13.67 \mu g/m^3$ 、占标率为 6.83%， $D_{10\%}$ 均未出现。

本项目实施后，站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值叠加厂界现状值后的预测值为 $2.130 \sim 2.133 mg/m^3$ ，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。

本项目实施后,站场各废气污染源污染物的贡献浓度较低,占标率较小,不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2 地下水环境影响

(1)环境水文地质现状

根据区域收集地质资料及现状调查,含水层主要由上更新统一—中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成。在水平方向上,岩性由粗变细,含水层的赋水性由北向南成有规律的变化。含水层岩性主要为砂砾岩,地下水埋深大于100m,单位涌水量大于 $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$,渗透系数 $4\sim 80\text{m/d}$,单井涌水量 $400\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$,水量丰富。地下水矿化度一般在 $0.60\sim 1.71\text{g/L}$ 之间,水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$ 或 $\text{SO}_4\text{-Cl-K-Na-Ca}$ 型水。

包气带岩性为充填砂土的砂砾石层,所以垂向渗透系数较大,变化范围 $1.2\times 10^{-3}\sim 1.4\times 10^{-3}\text{cm/s}$,平均为 $1.2\times 10^{-3}\text{cm/s}$,小于 10^{-4}cm/s 。因此,试验点所在区域包气带防污性能属于“弱”类。

(2)地下水环境影响

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,且项目区地下水埋深大于100m,非正常状况下对地下水产生的环境影响很小。

(3)地下水环境污染防治措施

本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则,将采取严格的地下水环境污染防治措施。

①依据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)、《石油化工工程防渗技术规范》(GB-T50934-2013)等相关要求,采取相应的分区防渗措施,防渗的设计使用年限不应低于主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系,制定完善的监测计划。

③在制定油田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，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，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，本工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.3 声环境影响

本项目噪声源对场界的贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本工程产生的含油污泥、脱汞吸附塔废脱汞剂属于危险废物，定期由有危废处置资质单位接收处置。

综上，本工程产生的固体废物全部妥善处置，在落实本工程提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

9.4.5 生态影响

生态影响评价分析表明：项目开发区的基质主要为单一的荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。油气田设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，本项目处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： NO_x 。

项目稳产期 NO_x 总量为 0.698t/a。

9.6 环境风险评价

本评价建议制定突发环境事件应急预案并纳入塔西南勘探开发公司油气开发部现有突发环境事件应急预案中。项目在制定严格的事故风险防范措施及应

急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

9.8 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。施工期加强车辆的管理和土方施工扬尘控制以减少对大气环境的影响；施工人员生活污水依托周边污水处理设施处理；产噪设备合理布局，采用必要的降噪措施，周边无声环境敏感点，对声环境影响较小；生活垃圾随车带走，避免对环境污染影响。

营运期站场设备采用密闭流程，并加强阀门的检修和维护，以减少非甲烷总烃无组织排放；导热油炉以净化后的天然气为燃料，烟气通过烟囱排放；含油污泥及废脱汞剂由有资质单位进行回收处理；泵类等产噪设备合理布局，采取基础减震降噪措施。

综上所述，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险水平可接受。从环境保护角度出发，项目可行。

