

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。塔里木油田分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。

为满足博孜天然气处理厂油气外输需求,同时满足大北处理站、克深处理站和中秋区块凝析油外输需求,中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司决定投资 196751.59 万元实施“博孜油气外输管道工程”,主要建设内容分为两部分:(1)新建一条天然气外输管道,线路全长约 152.94km,起点为博孜天然气处理厂,终点为克拉 2 清管站,管径直径 DN1000,设计压力 10MPa。全线设置博孜首站 1 座(博孜首站不在本项目范围内)、克拉清管站 1 座(在现有站场内改造),沿线设有 4 座监控阀室。(2)新建一条凝析油外输管道,线路全长约 246.66km,起点为博孜天然气处理厂,终点为牙哈集中处理站,管径直径 DN250,设计压力 10MPa。博孜处理厂至克拉 2 清管站之间管道与天然气外输管道同沟敷设,全线设置有博孜首站(该站设置在博孜天然气处理厂内,不在本项目范围内)、大北分输注入站(设置在大北处理站内)、克深分输注入站(设置在克深处理站内)、中间热站(在本项目范围内)以及牙哈末站(该部分内容不在本项目范围内)。沿线设有 14 座阀室,其中监控阀室 9 座、高点放空阀室 2 座、单向阀室 3 座。同时配套建设给排水、供配电、放空系统等公辅设施。项目建成后,天然气外输管道设计输量 70 亿 m^3/a ,凝析油外输管道设计输量 126.49 万 t/a 。

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)》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,由于本项目涉及环境敏感区,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2020年5月27日委托河北省众联能源环保科技有限公司承担“博孜油气外输管道工程”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管道沿线环境现状进行了详细踏勘，搜集了与项目有关的技术资料，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部 部令 第4号）于2020年6月2日至2020年6月15日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第一次公示，公示期间未收到公众反馈意见。在此基础上，按照《建设项目环境影响评价技术导则》的有关规定和生态环境主管部门的要求，编制完成了本项目环境影响报告书。

报告书编制过程中，得到了各级环保部门及审批部门、中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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。然后根据污染源强和环境现状资料进行环境影响预测及评价。

(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 1-1。

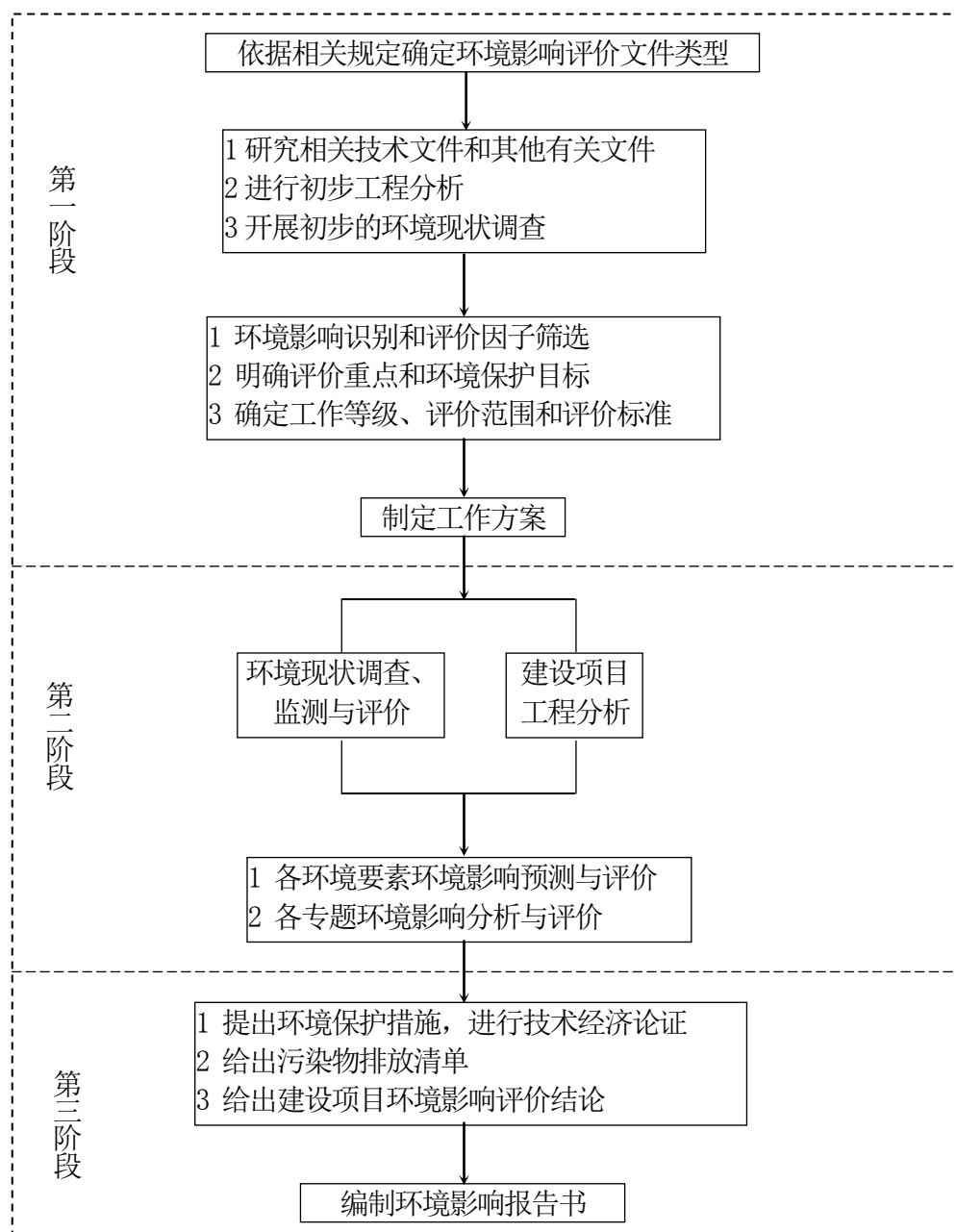


图 1-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

本项目为油气管道输送项目，根据《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）目录中第七类“石油、

天然气”中第三条“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，属于鼓励类项目，本项目的建设符合国家产业政策要求。

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一级；声环境影响评价工作等级为三级；生态环境评价等级为一级；凝析油外输管道土壤环境影响评价工作等级为二级；环境风险评价等级为一级。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、阀室、道路占地对植被破坏和生态影响，油气外输管道的开挖与铺设对土地利用和植被的影响；营运期站场加热炉烟气排放、生产区非甲烷总烃无组织排放，固体废物、地面站场及阀室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

本项目建设符合国家相关产业政策，选址符合当地相关管理部门要求，管道建设施工过程通过采用有效的抑尘、降噪措施和生态防护措施，不会对周围环境产生明显不利影响。工程运营后，会对周围的环境产生一定的不利影响，并存在一定的风险性，但其影响和风险均可接受。严格落实各项污染防治措施、事故预防措施，可使本项目对环境造成的不利影响降到最低限度，实现工程开发活动与环境保护协调发展。因此，本评价从环保角度认为工程的建设是可行的。

报告编制过程中得到了各级生态环境主管部门及审批部门、中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司等诸多单位和人员的大力支持与帮助，在此一并致谢。

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 日发布, 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 日修订并实施);

(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》(2020 年修订)(2020 年 9 月 1 日实施);

(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) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日修订, 2012 年 7 月 1 日实施);

(10) 《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);

(11) 《中华人民共和国水土保持法》(2010 年 12 月 25 日修订, 2011 年 3 月 1 日实施);

(12) 《中华人民共和国防洪法》(2016 年 7 月 2 日修订并实施);

(13) 《中华人民共和国土地管理法》(2019 年 8 月 26 日修订, 2020 年 1 月 1 日实施);

(14) 《中华人民共和国文物保护法》(2017 年 11 月 4 日修订, 2017 年 11 月 5 日实施);

(15)《中华人民共和国森林法》(2019年12月28日修订,2020年7月1日实施);

(16)《中华人民共和国河道管理条例》(2018年3月19日修订并实施)。

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)《基本农田保护条例》(国务院令第588号,2011年1月8日修订);

(3)《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);

(4)《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);

(5)《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);

(6)《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);

(7)《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);

(8)《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);

(9)《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);

(10)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(部令第16号,2021年1月1日实施);

(11)《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号,2020年11月25日发布,2021年1月1日实施);

(12)《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);

(13)《关于印发〈建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)〉的通知》(环办[2013]103号);

(14)《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);

(15)《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);

(16)《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);

(17)《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);

(18)《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);

(19)《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);

(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〈自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020年)〉的通知》(新政发[2018]66号);

(24)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(2018年9月21日修订并实施);

(25)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018年9月21日修订并实施);

(26)《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);

(27)《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20号);

(28)《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》(国家经济贸易委员会令 第 17 号, 2000 年 4 月 4 日);

(29)《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);

(30)《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·地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016);

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009);

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011);

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境》(HJ964-2018);

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);

(9)《固体废物鉴别标准 通则》(GB34330-2017);

(10)《危险废物鉴别技术规范》(HJ/T298-2019);

(11)《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019);

(12)《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018);

(13)《化工建设项目环境保护设计标准》(GB/T 50483-2019);

(14)《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)

(15)《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);

(16)《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);

(17)《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB50369-2014);

(18)《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015);

(19)《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014);

- (20)《凝析气田地面工程设计规范》(SY/T0605-2016);
- (21)《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013);
- (22)《油气管道运行规范》(GB/T35068-2018);
- (23)《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008);
- (24)《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1)《博孜油气外输管道工程可行性研究报告》(中国石油天然气管道工程有限公司, 2020年11月);
- (2)塔里木油田分公司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 评价目的和原则

2.2.1 评价目的

- (1)通过现状调查和监测,掌握本项目沿线所在区域温宿县、拜城县、库车市一带的自然环境及环境质量现状,为环境影响评价提供依据。
- (2)通过工程分析找出项目的特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。
- (3)预测项目实施后对当地环境可能造成影响的范围和程度,从而规定避免和减少污染的对策和措施,并提出污染物总量控制指标。
- (4)分析本项目可能存在的环境风险,预测风险发生后可能影响的程度和范围,对本项目环境风险进行评估,并提出相应的风险防范和应急措施。
- (5)分析项目所采用工艺是否满足清洁生产要求,论述污染治理措施的可行性。
- (6)环保角度对工程项目建设的可行性给出明确结论,实现环境影响评价的源头预防作用,为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

- (1)坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境

服务。

(2)严格执行国家、地方环境保护相关法律、法规、规章，认真遵守标准、规划相关要求。

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影

响。

(4)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。

(5)严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”、“排污许可”等环保法律、法规。

(6)推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

2.3 环境影响要素及评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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运营期的因素识别。将本项目对环境的影响因素列于表 2-1。

表 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	中间热站、阀室等场站施工	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	√	—	—	—	—	—	—
		中间热站、阀室等场站占地	—	—	—	—	√	√	√
	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	—	—	—	√	√	√	√

续表 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
营运期	油气集输	热泵站加热炉烟气、无组织废气	√	—	—	—	—	—	—
		油品泄漏、含油污水泄漏	√	√	√	—	√	√	—
		设备噪声	—	—	—	√	—	—	√
		含油废物	—	√	√	—	√	√	—

由表 2.3-1 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油气集输过程中的站场和配套工程产生的污染物，主要有挥发性有机物、含油废水、烟气，同时还有噪声污染和含油废物。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。

2.3.2 评价因子筛选

根据本项目的特点、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。

表 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、非甲烷总烃
	污染源评价	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
	影响评价	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃
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、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（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、氨氮（以 N 计）、硫化物、钠、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 38 项

续表 2-2

评价因子一览表

类 别	项 目	评 价 因 子
地下水	污染源评价	SS、石油类
	影响评价	SS、石油类
地表水	现状评价	水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、铬(六价)、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、硫酸盐、氯化物、硝酸盐(以 N 计)、铁、锰, 共 29 项
	污染源评价	SS、石油类
	影响评价	SS、石油类
土壤	现状评价	场站外: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) ; 场站内: 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
	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: 天然气外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(粉尘、铁渣)及生活垃圾 危险废物: 凝析油外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(废渣废水)
	影响分析	
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
	风险评价	

2.4 评价等级及评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 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

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”)，及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义公式：

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

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 1 小时地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

根据工程分析结果，本项目废气污染源有中间热站加热炉烟气以及油气管道沿线各阀室无组织废气等，主要废气污染源参数取值见表 2-3 和表 2-4。

表 2-3 主要废气污染源参数一览表(点源)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内经	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		X	Y									
单位	—	m		m	m	m	m/s	℃	h	—	—	kg/h
1	加热炉烟气	-27	314	1430	8	0.3	13.5	120	5600	正常	PM ₁₀	0.024
											PM _{2.5}	0.012
											SO ₂	0.045
											NO ₂	0.350

注：坐标原点为站场中心点。

表2-4 主要废气污染源参数一览表(面源)

序号	污染源名称		面源中心点坐标		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	排放工况	污染因子	排放速率
			X	Y									
单位	—		m		m	m	m	°	m	h	—	—	kg/h
1	天然气外输管道	BG1#阀室无组织废气	112	158	1550	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
2		BG2#阀室无组织废气	166	64	1419	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
3		BG3#阀室无组织废气	112	59	1414	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
4		克拉2清管站无组织废气	-143	-256	1366	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
5	凝析油外输管道	中间热站无组织废气(含天然气外输管道BG4#阀室)	375	-326	1435	120	80	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.02

注：坐标原点为各站场或阀室中心点。

本评价采用导则推荐的估算模型 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} 。本项目估算模型参数见表 2-5，相关污染物最大预测及计算结果见表 2-6。

表2-5 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/°C		38.2
3	最低环境温度/°C		-32.0
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		干燥气候

续表2-5 ARESCREEN估算模型参数一览表

序号	参数		取值
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/°	—

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)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。根据工程各站场、阀室半径 3km 范围内土地使用情况判断，大部分为沙漠化荒地或农田，因此本项目估算模式农村或城市的计算选项全部为“农村”。

表2-6 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称		评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	加热炉烟气		PM_{10}	0.9323	0.21	6.91	67	—
			$\text{PM}_{2.5}$	0.4662	0.21			
			SO_2	1.7092	0.34			
			NO_x	13.8290	6.91			
2	天然气外输管道	BG1#阀室无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
3		BG2#阀室无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
4		BG3#阀室无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
5		克拉2清管站无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
6	凝析油外输管道	中间热站无组织废气(含天然气外输管道BG4#阀室)	非甲烷总烃	30.2780	1.51		108	—

其中，最大占标率出现在加热炉烟气中，其 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果如下：

表2-7 加热炉烟气 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

下风向距离(m)	加热炉烟气							
	PM ₁₀		PM _{2.5}		SO ₂		NO _x	
	预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率%	预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率%	预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率%	预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率%
10	0.1940	0.04	0.0970	0.04	0.3557	0.07	2.8776	1.44
50	0.8904	0.20	0.4452	0.20	1.6324	0.33	13.2076	6.60
67	0.9323	0.21	0.4662	0.21	1.7092	0.34	13.8290	6.91
100	0.8020	0.18	0.4010	0.18	1.4703	0.29	11.8961	5.95
200	0.4943	0.11	0.2472	0.11	0.9063	0.18	7.3325	3.67
400	0.3160	0.07	0.1580	0.07	0.5793	0.12	4.6869	2.34
600	0.2652	0.06	0.1326	0.06	0.4863	0.10	3.9343	1.97
800	0.2115	0.05	0.1058	0.05	0.3878	0.08	3.1373	1.57
1000	0.1898	0.04	0.0949	0.04	0.3480	0.07	2.8159	1.41
2000	0.3229	0.07	0.1615	0.07	0.5920	0.12	4.7901	2.40
3000	0.3198	0.07	0.1599	0.07	0.5863	0.12	4.7435	2.37
4000	0.2730	0.06	0.1365	0.06	0.5006	0.10	4.0499	2.02
5000	0.1756	0.04	0.0878	0.04	0.3220	0.06	2.6054	1.30
6000	0.2376	0.05	0.1188	0.05	0.4356	0.09	3.5242	1.76
7000	0.1716	0.04	0.0858	0.04	0.3146	0.06	2.5450	1.27
8000	0.1746	0.04	0.0873	0.04	0.3202	0.06	2.5903	1.30
9000	0.0986	0.02	0.0493	0.02	0.1807	0.04	1.4624	0.73
10000	0.1215	0.03	0.0608	0.03	0.2227	0.04	1.8018	0.90
20000	0.0363	0.01	0.0182	0.01	0.0666	0.01	0.5387	0.27
25000	0.0262	0.01	0.0131	0.01	0.0481	0.01	0.3894	0.19
下风向最大质量浓度及占标率/%	0.9323	0.21	0.4662	0.21	1.7092	0.34	13.8290	6.91
$D_{10\%}$ 最远距离/m	—	—	—	—	—	—	—	—

(2) 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》(HJ 2.2-2018)，将大气环境评

价工作等级划分情况列于表2-8。

表 2-8 评价等级判别表

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

(3) 评价工作级别确定

由表 2-7 计算结果，本项目 $1\% \leq P_{\max} = 6.91\% < 10\%$ ，根据表 2-8 评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

(4) 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)5.4 评价范围确定原则，本项目评价范围为以各站场及阀室为中心边长 5km 的矩形区域。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级的确定

本项目为油气管道项目，营运期无生产废水产生；项目各站场及阀室均无人值守，无生活污水产生，新增 4 名巡检人员，依托现有组织机构。油气管道沿线跨越木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河及一些人工灌溉沟渠，其中木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河水环境功能区划为《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类水体；其他人工灌溉沟渠水环境功能区划为《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅴ类水体。本项目营运期无生产废水产生，因此本项目不再进行地表水环境评价。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级的确定

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，本项目属“F 石油、天然气 41、石油、天然气、成品油管线项目(不含城市天然气管线)”项目，天然气外输管道地下水环境影响评价项目类别为Ⅲ类，凝析油外输管道地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类，故本项目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

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2-9。

表 2-9 地下水环境敏感程度分级表

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

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

项目穿越拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地保护区，但该保护区尚未取得批复，环境敏感程度为“敏感”。

(3) 地下水评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，地下水评价工作等级划分依据见表 2-10。

表 2-10 评价工作等级分级表

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

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)地下水环境影响评价工作等级划分原则，确定本项目地下水环境影响评价工作等级为一级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级的确定

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，

各站场及阀室场界外 200m 范围内无对噪声有特别限制要求的保护区等敏感目标。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,本项目声环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级的确定

(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,本项目天然气外输管道属于“交通运输仓储邮政业”中“其他”,属于IV类项目;本项目凝析油外输管道属于“交通运输仓储邮政业”中“石油及成品油的输送管线”,属于II类项目;中间热站(含1个混烃压力储罐)属于“交通运输仓储邮政业”中“涉及危险品、化学品、石油、成品油储罐区的码头及仓储”,属于II类项目;克拉2清管站(新建收球筒)属于“交通运输仓储邮政业”中“其他”,属于IV类项目;大北分输注入站(依托大北处理站,新建注入泵房、分输调压、计量区)属于“交通运输仓储邮政业”中“其他”,属于IV类项目;克深分输注入站(依托克深处理站,新建注入泵房、分输调压、计量区)属于“交通运输仓储邮政业”中“其他”,属于IV类项目。

(2)项目占地规模

天然气外输管道不涉及永久占地,沿线各阀室占地面积均小于 5hm^2 ,占地规模均属于小型。凝析油外输管道不涉及永久占地,沿线热泵站、大北分输注入站、克深分输注入站、各阀室占地面积均小于 5hm^2 ,占地规模均属于小型。

(3)建设项目的土壤环境敏感程度

凝析油外输管道沿线边界两侧 200m 范围内存在耕地,敏感程度为“敏感”;中间热站(含1个混烃压力储罐)周边 200m 范围内为荒漠戈壁,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,本项目天然气外输管道不需要开展土壤环境影响评价。本项目凝析油外输管道土壤环境

影响评价工作等级为“二级”；凝析油外输管道中间热站土壤环境影响评价工作等级为“三级”。

表 2-11 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。

2.4.1.6 生态环境影响评价工作等级的确定

(1) 工程占地范围

本项目天然气外输管道全长 152.94km，大于 100km，总占地面积 353.9465hm²（其中永久占地 8465m²，临时占地 353.1hm²），大于 2km²，小于 20km²；凝析油外输管道全长 246.66km，大于 100km，总占地面积 137.8143hm²（其中永久占地 44143m²，临时占地 133.4hm²，不含与天然气外输管道共线段临时占地），小于 2km²。

(2) 影响区域生态敏感性

根据现场踏勘，本项目所在区域为平原区，油气管道沿线站场、阀室等永久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，凝析油管线临时占地范围内有新疆库车大峡谷国家地质公园，属于《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2011）中规定的重要生态敏感区。

(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2-12。

表 2-12 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一级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级的确定

(1) 建设项目风险源调查

本项目涉及的危险物质为输气管道中的天然气、输油管道中的凝析油。本项目涉及的危险物质概况见表 2-13。

表 2-13 本项目风险源调查概况一览表

序号	危险物质名称	分布的生产单元	最大存在总量(t)	生产工艺特点	备注
1	天然气(甲烷)	输气管道	1869	输气管道	—
2	凝析油(油类物质)	输油管道	625	输油管道	—

表 2-14 本项目危险物质各管段储存量统计一览表

序号	危险物质名称	区段	管线长度(km)	储存量(t)
1	天然气(甲烷)	博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室	28.02	1558
2		BG1#监控阀室-BG2#监控阀室	31.10	1729
3		BG2#监控阀室-BG3#监控阀室	31.79	1768
4		BG3#监控阀室-BG4#监控阀室	33.62	1869
5		BG4#监控阀室-克拉 2 清管站	28.41	1524
6	凝析油(油类物质)	博孜天然气处理厂-N1#监控阀室	16.3	343
7		N1#监控阀室-N2#监控阀室	2.48	52
8		N2#监控阀室-N3#高点放空阀室	29.67	625
9		N3#高点放空阀室-N4#监控阀室	10.67	225
10		N4#监控阀室-N5#监控阀室	21.44	451
11		N5#监控阀室-N6#单向阀室	26.33	554

续表 2-14 本项目危险物质各管段储存量统计一览表

序号	危险物质名称	区段	管线长度(km)	储存量(t)
12	凝析油(油类物质)	N6#单向阀室-中间热站	17.64	371
13		中间热站-N7#监控阀室	24.04	506
14		N7#监控阀室-N8#监控阀室	4.94	105
15		N8#监控阀室-N9#单向阀室	9.45	199
16		N9#单向阀室-N10#高点放空阀室	9.24	194
17		N10#高点放空阀室-N11#监控阀室	3.26	69
18		N11#监控阀室-N12#单向阀室	19.94	420
19		N12#单向阀室-N13#监控阀室	10.4	219
20		N13#监控阀室-N14#监控阀室	15.4	324
21		N14#监控阀室-牙哈集中处理站	25.46	515

(2) 环境风险潜势初判

①P 的分级确定

I、建设项目 Q 值确定

本项目涉及的主要风险源为天然气(甲烷)、凝析油(油类物质),各危险物质 Q 值确定见表 2-15。

表 2-15 本项目 Q 值确定一览表

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	天然气(甲烷)	74-82-8	1869	10	186.9
2	凝析油(油类物质)	—	625	2500	0.25
项目 Q 值 Σ					187.15

注: $Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n$; $q_1, q_2, \dots, q_n$ 为每种危险物质的最大存在总量, t; $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ 为每种危险物质临界量, t。

由表 2-15 可知, 本项目 Q 值为 187.15, 即 $Q \geq 100$ 。

II、建设项目 M 值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 行业及生产工艺 (M) 见表 2-16。

表 2-16 行业及生产工艺 (M) 一览表

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
^a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$ ； ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，本项目属于“石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线^b(不含城镇燃气管线)”中油气管线^b(不含城镇燃气管线)的项目，M值确定结果见表 2-17。

表 2-17 本项目M值确定一览表

序号	行业	生产工艺	M 分值
1	石油天然气	油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10
项目 M 值 Σ			10

由表 2-17 可知，本项目 M 值为 10，M 值划分 M=10，以 M3 表示。

III、危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据危险物质数量与临界量比值(Q)和行业及生产工艺(M)，确定危险物质及工艺系统危险性(P)分级，危险物质及工艺系统危险性等级判断见表2-18。

表 2-18 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)一览表

危险物质数量与临界量比值(Q)	行业及生产工艺(M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4

续表 2-18 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)一览表

危险物质数量与临界量比值(Q)	行业及生产工艺(M)			
	M1	M2	M3	M4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

由表2-18可知，本项目的危险物质及工艺系统危险性等级为P2。

②环境敏感程度(E)分级

I、大气环境

根据环境敏感目标调查结果可知，本项目油气输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数小于100人。对照表2-19，最终确定本项目大气环境敏感程度为E3。

表 2-19 大气环境敏感程度分级一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

II、地表水环境

木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准；其他人工灌溉沟渠执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中V类标准。对照表2-20，确定地表水环境敏感性为较敏感F2。

表 2-20 地表水功能敏感性分区一览表

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的

续表2-16 地表水功能敏感性分区一览表

敏感性	地表水环境敏感特征
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

项目周边农村饮用水为地下水，未划分水源保护区，管线临时占地范围内有新疆库车大峡谷国家地质公园，故对照表 2-21，确定地表水环境敏感目标分级为 S2。

表 2-21 地表水环境敏感目标分级一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区)；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游(顺水流向)10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

依据以上确定的地表水功能敏感性和环境敏感目标分级，对照表2-22，最终确定本项目地表水环境敏感程度分级为E2。

表 2-22 地表水环境敏感程度分级一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

III、地下水环境

本项目所在区域属《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类区,项目穿越地下水水源地保护区,对照表2-23确定地下水功能敏感性为较敏感G1。

表2-23 地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;分散式饮用水水源地;特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区
^a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

根据包气带岩性特征可知,对照表2-24最终确定包气带防污性能分级为D2。

表2-24 包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续稳定
D2	$0.5m \leq Mb \leq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < k \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。	

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级,对照表2-25最终确定本项目地下水环境敏感程度分级为E1。

表2-25 地下水环境敏感程度分级一览表

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

③建设项目环境风险潜势判断

对照表2-26，确定本项目大气环境风险潜势为III，地表水环境风险潜势为III，地下水环境风险潜势为IV，则本项目环境风险潜势为IV。

表 2-26 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

注：IV⁺为极高环境风险。

④评价工作等级划分

本项目环境风险潜势综合等级为IV，则本项目环境风险评价等级为一级。

表 2-27 评价工作等级划分

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

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

2.4.2 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 2-28。

表 2-28 本项目评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	项目各站场和阀室为中心所围成的边长为5km的矩形区域
2	地表水	——	——
3	地下水	一级	以项目厂址为中心，向西、向南各外扩1km
4	声环境	三级	管道中心线两侧200m及站场周边200m范围
5	土壤环境	二级	凝析油外输管道沿线向外延伸200m范围
6	生态环境	一级	管道中心线两侧200m及站场周边500m，约203km ² 范围

续表 2-28

本项目评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围	
7	环境风险	一级	大气	管道中心线两侧 200m 范围
			地表水	—
			地下水	与地下水评价范围一致

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2-29。

表 2-29

评价内容一览表

序号	项目	主要内容
1	总则	编制依据、评价目的和原则、环境影响要素及评价因子、评价等级及评价范围、评价内容和评价重点、相关规划及环境功能区划、评价标准和环境保护目标
2	工程分析	拟建工程、工艺流程、相关工程、施工方案、污染源调查及治理措施
3	环境现状调查与评价	自然环境现状调查与评价、环境敏感区调查、环境质量现状调查与评价
4	施工期环境影响分析	施工大气、施工噪声、施工废水、固体废物、生态环境影响分析
5	营运期环境影响评价	大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境影响评价，固体废物环境影响分析，生态环境影响评价，土壤环境影响评价，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对本项目采取的废气、废水、噪声及固体废物污染防治措施，从技术、经济角度对其进行可行性论证
7	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益、环境损益等方面对项目进行环境经济损益分析
8	环境管理与监测计划	制定环境管理与监测计划，列出“三同时”验收一览表
9	结论与建议	从环保角度给出工程可行性结论，并提出加强环境保护建议

2.5.2 评价重点

结合项目的排污特点及周围环境特征，确定本项目评价重点为：工程分析、地下水环境影响评价、生态影响评价、环境风险评价、环保措施可行性论证。

2.6 相关规划及环境功能区划

2.6.1 环境功能区划

根据区域环境功能区划及环境特征，本项目管道所经区域大气环境属《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二类区；根据《新疆水环境功能区划》，区域

内木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河属《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类区,其他主要为一些人工灌溉沟渠,属《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V类区;本项目所在区域地下水主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水,故地下水属《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类区;根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)声环境功能区分类规定,项目所在区域声环境为3类功能区。

2.6.2 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域,是保障和维护国家生态安全的底线和生命线,通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域,以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》,阿克苏地区生态保护红线类型主要有水源涵养生态保护红线区、生物多样性维护生态保护红线区、水土保持生态保护红线区、水土流失生态保护红线区、防风固沙生态保护红线区、土地沙化生态保护红线区,其中水源涵养生态保护红线区包括天山水源涵养、生物多样性维护生态保护红线区和天山南脉水源涵养生态保护红线区,天山水源涵养、生物多样性维护生态保护红线区总面积 13870.10km^2 (其中拜城县 6074.10km^2 ,库车市 2547.51km^2 ,温宿县 5248.49km^2),包括23个斑块,生态系统特征为寒冷草甸、寒温带针叶林、温带阔叶林、温带灌木草甸;天山南脉水源涵养生态保护红线区总面积 274.39km^2 (全部位于乌什县),包括6个斑块,生态系统特征为寒冷草甸、寒温带针叶林、温带阔叶林、温带灌木草甸。

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150号),“除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外,在生态保护红线范围内,严控各类开发建设活动,依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。”本项目为输气输油管道项目,位于温宿县、拜城县、库车市,其

中输油管线在拜城县克孜尔乡北侧跨越克孜勒河生态红线保护区。

2.6.3 生态功能区划

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 2-30 和图 2-2。

表 2-30 区域生态功能区划

项 目		主 要 内 容			
生态 功能 分区 单元	生态 区	III 天山山地温性草原、森林生态区			IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态 亚区	III ₆ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区			IV ₁ 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	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	43. 天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	44. 拜城盆地绿洲农业生态功能区	55. 渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区
隶属 行政区		温宿县、拜城县、库车市、轮台县、新和县、库尔勒市、焉耆县、和硕县	拜城县、库车市、轮台县	拜城县	库车市、沙雅县和新和县
主要生态 服务功能		水源补给、生物多样性维护、土壤保持	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游	农产品生产、荒漠化控制、油气资源
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	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	水土流失、局部土壤盐渍化	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染
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。	生物多样性和生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感。	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感、极度敏感，土地沙漠化不敏感、轻度敏感，土壤盐渍化不敏感。	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感
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	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施	保护基本农田、保护文物古迹（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害
主要保护 措施		草地减牧、森林禁伐、禁猎、加强保护区管理	规范天然气和煤炭开采作业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理	生物和工程防洪固土、排灌结合防治农田土壤盐渍化、提高农作物单产	节水灌溉、开发地下水、完善水利设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水

续表 2-30

区域生态功能区划

项 目	主 要 内 容			
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。	建成新疆西气东输主力天然气源地, 发展特有生态文化旅游。	发展特色农业, 建立粮油基地, 适当发展旅游业。	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业, 建设石油和天然气基地

由表 2-30 可知, 本项目位于“托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区、天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区、拜城盆地绿洲农业生态功能区、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”, 主要生态服务功能为“水源补给、生物多样性维护、土壤保持; 天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游; 农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游; 农产品生产、荒漠化控制、油气资源”, 主要保护目标为“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; 保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施; 保护基本农田、保护文物古迹(克孜尔千佛洞)、保护水工建筑; 保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”。

本项目为输气输油管道项目, 与区域生态服务功能和主要保护目标要求不冲突。

2.7 评价标准和环境保护目标

2.7.1 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: 项目所在区域 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 执行《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) 二级标准; 非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。硫化氢执行《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 $10 \mu g/m^3$ 的标准。

地表水环境: 木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准, 其他人工灌溉沟渠执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V 类标准。

地下水环境：本项目区域执行《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。

土壤环境：根据项目所在区域环境特征，同时参照区域土壤背景值，场站外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准；场站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：加热炉烟气排放执行《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；各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：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及其修改单(环保部公告2013第36号)；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2-31至表2-34。

表2-31 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	颗粒物(PM ₁₀)	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24小时平均	150		

续表 2-31

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	颗粒物(PM _{2.5})	年平均	35	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改单 二级标准
		24 小时平均	75		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
24 小时平均		80			
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	μg/m ³	《环境影响评价技术导则•大 气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 表 D.1 标准限值	
声环境	L _{eq}	昼间	65	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 3 类标准
		夜间	55		
地表水 环境	项目	标准		单位	标准来源
		III类	V 类		
	pH 值	6~9	6~9	—	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 基本项目III、 V 类标准
	溶解氧	≥5	≥2	mg/L	
	高锰酸盐指数	≤6	≤15		
	化学需氧量	≤20	≤40		
	五日生化需氧 量(BOD ₅)	≤4	≤10		
	氨氮	≤1.0	≤2.0		
	总磷	≤0.2	≤0.4		
	总氮	≤1.0	≤2.0		
	铜	≤1.0	≤1.0		
	锌	≤1.0	≤2.0		

续表 2-31

环境质量标准一览表

	项目	标准		单位	标准来源
		III类	V类		
地表水环境	氟化物	≤1.0	≤1.5	mg/L	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 基本项目III、V类标准
	硒	≤0.01	≤0.02		
	砷	≤0.05	≤0.1		
	汞	≤0.0001	≤0.001		
	镉	≤0.005	≤0.01		
	六价铬	≤0.05	≤0.1		
	铅	≤0.05	≤0.1		
	氰化物	≤0.2	≤0.2		
	挥发酚	≤0.005	≤0.1		
	石油类	≤0.05	≤1.0		
	阴离子表面活性剂	≤0.2	≤0.3		
	硫化物	≤0.2	≤1.0		
	粪大肠菌群 (个/L)	≤10000	≤40000	/	
	硫酸盐	250		mg/L	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 集中式生活饮用水地表水源地补充项目标准限值
	氯化物	250			
	硝酸盐氮	10			
	铁	0.3			
	锰	0.1			
	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			

续表 2-31

环境质量标准一览表

	项目	标准		单位	标准来源
		Ⅲ类	V类		
地表水 环境	锰	≤0.10		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类标准
	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			
	总大肠菌群	≤0.3		CFU/10 0mL	
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	
	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			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤60		μg/L	
	四氯化碳	≤2.0			
	苯	≤10.0			
	甲苯	≤700			
		石油类	≤0.05		

表 2-32 农用地土壤污染风险管控标准一览表

污染物项目		二级 (mg/kg)			
		≤ 5.5	$5.5 < \text{pH} \leq 6.5$	$6.5 < \text{pH} \leq 7.5$	> 7.5
镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	其他	40	40	30	25
铅	其他	70	90	120	170
铬	其他	150	150	200	250
铜	果园	150	150	200	200
	其他	50	50	100	100
镍		60	70	100	190
锌		200	200	250	300
石油烃		4500mg/kg	GB36600-2018 第二类用地土壤污染风险筛选值		

表 2-33 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
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

续表 2-33 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)
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
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 2-34 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	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
类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
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		

2.7.2 环境保护目标

本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、珍稀动植物资源等敏感目标,根据工程性质及周围环境特征,将管道沿线及站场周边 200m 范围内的村庄作为施工期大气环境保护目标,营运期正常状况下有少量加热炉烟气和少量无组织非甲烷总烃产生,故营运期不再设置大气环境保护目标;将管道沿线及站

场周边 200m 范围内的村庄作为声环境保护目标；将木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河作为施工期地表水环境保护目标，营运期管道无废水排放，故营运期不再设置地表水环境保护目标；将凝析油外输管道沿线向外延伸 200m 范围内和中间热站边界外延 50m 范围内的村庄及周边农田作为土壤环境保护目标；将管道沿线 200m 及站场周边 500m 范围内农田、荒地植被及新疆库车大峡谷国家地质公园作为生态环境保护目标，具体见表 2-35；将管道中心线两侧 200m 范围内的村庄作为环境空气风险保护目标，地表水、地下水环境风险保护目标见表 2-36。

表 2-35 环境保护对象及保护目标

环境要素	名称	坐标/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对管道方位	相对管道距离/m
		X	Y					
环境空气	吾斯塘布依村	—	—	居住区	人群	二类区	N	140
	铁提尔村	—	—				N	100
	依西提村	—	—				W	120
	牙哈镇	—	—				S	145
	麻扎巴格村	—	—				S	140
环境要素	名称	相对管道方位		相对管道距离/m		环境功能要求		备注
声环境	吾斯塘布依村	N		140		《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 3类区	不改变区域声环境质量功能	
	铁提尔村	N		100				
	依西提村	W		120				
	牙哈镇	S		145				
	麻扎巴格村	S		140				
环境要素	名称	穿越方式/穿越长度（m）				环境功能要求		备注
地表水环境	木扎尔特河	开挖/990m/1 处				《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类水体	不改变地表水环境功能	
	喀普斯浪河	开挖/650m/1 处						
	台勒维丘克河	开挖/980m/1 处						
	喀拉苏河	开挖/590m/1 处						
	克孜勒河	开挖/500m/1 处						
	库车河	开挖/820m/1 处						

续表 2-35

环境保护对象及保护目标

环境要素	名称		相对管道方位	相对管道距离/m	环境功能要求	备注
土壤环境	吾斯塘布依村		N	140	GB36600-2018	不对土壤环境功能产生明显影响
	铁提尔村		N	100		
	依西提村		W	120		
	牙哈镇		S	145		
	麻扎巴格村		S	140		
	周边农田		——	——	GB15618-2018	
环境要素	名称		相对管道方位	相对管道距离/m	环境功能要求	备注
生态环境	管道沿线 200m 及站场周边 500m 范围内	农田	——	——	——	不会对所在区域生态环境产生明显影响
		荒地植被	——	——		
		新疆库车大峡谷国家地质公园	横穿	——		

表2-36

环境风险评价保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	管道中心线两侧 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离*/m	属性	人口数
	1	吾斯塘布依村	N	140	居住区	192
	2	铁提尔村	N	100	居住区	345
	3	依西提村	W	120	居住区	350
	4	牙哈镇	S	145	居住区	740
	5	麻扎巴格村	S	140	居住区	620
	管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数（最大）					85
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	木扎尔特河	Ⅲ类		—	
	2	喀普斯浪河	Ⅲ类		—	
	3	台勒维丘克河	Ⅲ类		—	
	4	喀拉苏河	Ⅲ类		—	

续表2-36

环境风险评价保护目标一览表

地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	5	克孜勒河	Ⅲ类		—	
	6	库车河	Ⅲ类		—	
	地表水环境敏感程度 E 值					E2
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与管道中心线 距离/m
	1	拜城县克孜尔乡铁提尔水厂水源地	G1	Ⅲ类	D2	穿越
	2	多来提巴格水厂水源地	G1	Ⅲ类	D2	S/1538
	3	伊西哈拉镇水源地	G1	Ⅲ类	D2	S/2790
	4	库车县东城水厂水源地	G1	Ⅲ类	D2	S/2020
	5	库车县城北水厂水源地	G1	Ⅲ类	D2	S/315
	6	牙哈镇克里希水源地	G1	Ⅲ类	D2	N/1010
	7	牙哈镇水源地	G1	Ⅲ类	D2	S/1175
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

备注：*为项目风险源油气管线距保护对象最近距离。

3 工程分析

本项目天然气外输管道，线路全长约 152.94km，起点为博孜天然气处理厂，终点为克拉 2 清管站，管径直径 DN1000，设计压力 10MPa。全线设置博孜首站 1 座（博孜首站不在本项目范围内）、克拉清管站 1 座（在现有站场内改造），沿线设有 4 座监控阀室。凝析油外输管道，线路全长约 246.66km，起点为博孜天然气处理厂，终点为牙哈集中处理站，管径直径 DN250，设计压力 10MPa。博孜处理厂至克拉 2 清管站之间管道与天然气外输管道同沟敷设，全线设置有博孜首站（该站设置在博孜天然气处理厂内，不在本项目范围内）、大北分输注入站（设置在大北处理站内）、克深分输注入站（设置在克深处理站内）、中间热站（在本项目范围内）以及牙哈末站（该部分内容不在本项目范围内）。沿线设有 14 座阀室，其中监控阀室 9 座、高点放空阀室 2 座、单向阀室 3 座。项目建成后，天然气外输管道设计输量 70 亿 m^3/a ，凝析油外输管道设计输量 126.49 万 t/a 。

3.1 拟建工程

3.1.1 基本概况

本项目基本概况见表 3-1，主要建构筑物见表 3-2，主要设备见表 3-3，主要技术经济指标情况见表 3-4，主要穿越工程见表 3-5。

表 3-1 本项目基本概况一览表

序号	项 目	内 容
1	项目名称	博孜油气外输管道工程
2	建设区域	新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县、拜城县、库车市
3	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
4	建设性质	新建
5	工程投资	总投资 196751.59 万元，其中环保投资 550 万元，占总投资的比例为 0.28 %
6	建设周期	2021 年 9 月~2022 年 4 月，共计 8 个月
7	建设规模	项目实施后，天然气外输管道设计输量 70 亿 m^3/a ，凝析油外输管道设计输量 126.49 万 t/a 。

续表 3-1

本项目基本概况一览表

序号	项 目		内 容
8	建设内容	天然 气外 输管 道	天然气外输管道自博孜天然气处理厂出发往南约 400m，拐向东伴行已建博孜试采干线管道，沿途经过温宿县吾斯塘布依村南侧后进入拜城县，温宿县境内约 7.07km。 进入拜城县后穿越木扎尔特河，后沿科台克吐尔村、阿热恰特村北外侧敷设，于阿克塔木村东南折向北沿已建油田内部路、克拉苏主干道敷设至大北处理站。后继续沿已建克拉苏主干道、大北天然气外输管道敷设至克拉 2 清管站。沿途于阿克敦村北穿越喀普斯浪河、台勒维秋河，于都干买里村北穿越卡拉苏河，至铁提尔村南沿沿克拉苏主干道、X344 敷设至终点，拜城县境内长度约 145.87km。 线路全长约 152.94km，管径直径 DN1000，设计压力 10MPa，沿线设有 4 座监控阀室。具体线路走向见图 4-2。
		管道 工程	凝析油外输管道自博孜天然气处理厂出发往南约 400m，拐向东伴行已建博孜 301 集气站至大北处理站的试采管道，沿途经过温宿县吾斯塘布依村南侧后进入拜城县，温宿县境内约 7.07km。 进入拜城县后穿越木扎尔特河，后沿科台克吐尔村、阿热恰特村北外侧敷设，于阿克塔木村东南折向北沿已建管道、油田内部路敷设至大北处理站。后继续沿已建克拉苏主干道、大北-克拉 2 天然气外输管道敷设，沿途于阿克敦村北穿越喀普斯浪河、台勒维秋河，于都干买里村北穿越卡拉苏河。与天然气外输管道同沟敷设至拜城县铁提尔村东段继续沿 G579 线（克拉苏主干道）敷设至轮克路，并伴行克轮/克轮复线管道。沿克轮管道往东南方向伴行约 25km 到达与库车市的边界山体却勒塔格山，期间穿越克孜勒河、S307 省道。边界山体却勒塔格山利用克轮线已建盐水沟隧道通过，拜城县境内长度约 169.4km。 经已建盐水沟隧道，管道进入库车市，穿越 G217 国道、库俄铁路，到达库车市城北侧，并绕行二级水源地保护区，经艾日克阿热斯村南穿越库车河，依西提村东向南敷设，西绕行麻扎巴格千佛洞，红狮水泥厂东侧向南穿越南疆铁路，此后沿 G3012 高速公路向东伴行英牙管道约 13km，此后折向南穿越 G3012，并向南敷设至终点牙哈集中处理站，库车市境内长度约 76.26km。 全线管道长度约 246.66km，管径直径 DN250，设计压力 10MPa。博孜处理厂至克拉 2 清管站之间管道与天然气外输管道同沟敷设，全线设置有博孜首站（该站设置在博孜天然气处理厂内，不在本项目范围内）、大北分输注入站（设置在大北处理站内）、克深分输注入站（设置在克深处理站内）、中间热站（在本项目范围内）以及牙哈末站（该部分内容不在本项目范围内）。沿线设有 14 座阀室，其中监控阀室 9 座、高点放空阀室 2 座、单向阀室 3 座。具体线路走向见图 4-2。
		站场 工程	首站依托博孜天然气处理厂输油输气首站，不属于本项目建设内容。 末站依托克拉 2 清管站，在克拉 2 清管站内新建收球筒。 沿线新建 4 座监控阀室(BG1#阀室、BG2#阀室、BG3#阀室、BG4#阀室)，其中 BG1#阀室与凝析油外输管道 N2#阀室合建，BG2#阀室与凝析油外输管道 N4#阀室合建，BG4#阀室与凝析油外输管道中间热站合建。

续表 3-1

本项目基本概况一览表

序号	项 目			内 容
8	建设内容	站场工程	凝析油外输管道	首站依托博孜天然气处理厂输油输气首站，不属于本项目建设内容。 末站依托牙哈集中处理站，不属于本项目建设内容。 沿线新建 14 座阀室和 1 座中间热站，其中监控阀室 9 座(N1#阀室、N2#阀室、N4#阀室、N5#阀室、N7#阀室、N8#阀室、N11#阀室、N13#阀室、N14#阀室)、高点放空阀室 2 座(N3#阀室、N10#阀室)、单向阀室 3 座(N6#阀室、N9#阀室、N12#阀室)。 大北分输注入站依托大北处理站，在已建大北处理站设置注入泵、计量调压等设施。 克深分输注入站依托克深处理站，在已建克深处理站设置注入泵、计量调压等设施。
		临时工程		管道施工临时占地主要为管道施工带、施工便道。天然气外输管道与凝析油外输管道同沟敷设段，施工作业带宽度 20m，不同沟地段天然气外输管道施工带 18m，凝析油外输管道施工带 12m。天然气外输管道新建施工便道约 30km，凝析油外输管道新建施工便道约 19.5km。
		公辅工程		供水：本项目各站场及阀室无人值守，无用水点，无需设置给水设施； 供电：新建阀室采用太阳能+蓄电池方式供电；中间热站内新建柱上变压器一台；大北分输注入站内新建 10/0.4kV 变配电室；克深分输注入点和克拉 2 清管站新建装置由已建低压配电系统供电。
9	劳动定员			由于本项目管道沿线站场为无人值守，基本与已建管道同路由敷设，且油气运销部在该区域已经形成成熟的管理机构，拥有较强的管道维修，维护和抢修力量，本项目不再新增组织机构，由组织机构统一管理运行，仅新增巡检人员 4 人。
10	占地面积			本项目天然气外输管道总占地面积 353.9465hm ² ，包括永久占地面积 8465m ² ，临时占地面积 353.1hm ² ；凝析油外输管道总占地面积 137.8143hm ² ，包括永久占地面积 44143m ² ；临时占地(共用段统计到天然气外输管道中)面积 133.4hm ² ，管道走向及周边关系见图 4-2。

表 3-2

本项目建构筑物一览表

类别	序号	主要构建筑物	功能	占地面积(m ²)	建设内容	结构形式	备注
天然气外输管道	1	BG1#阀室(与凝析油外输管道 N2#阀室合建)	安装阀门,用于紧急截断放空	2100	阀组间、设备间、放散管	混凝土结构	新建,含 N2#阀室占地面积
	2	BG2#阀室(与凝析油外输管道 N4#阀室合建)	安装阀门,用于紧急截断放空	2340	阀组间、设备间、放散管	混凝土结构	新建,含 N4#阀室占地面积
	3	BG3#阀室	安装阀门,用于紧急截断放空	2450	阀组间、设备间、太阳能供电设施	混凝土结构	新建

续表 3-2

本项目建构筑物一览表

类别	序号	主要构建筑物	功能	占地面积 (m ²)	建设内容	结构形式	备注
天然气外输管道	4	BG4#阀室	安装阀门,用于紧急截断放空	—	阀组间、设备间、放散管	混凝土结构	新建,与中间热站合建
	5	依托克拉2清管站内的收球装置	安装收球筒及阀门,气源分输给下游地区	—	收球筒基础	混凝土结构	依托克拉2清管站,不新增占地
凝析油外输管道	1	1#监控阀室	安装阀门,用于紧急截断	1060	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	2	3#高点放空阀室	设有一个放空管路	950	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	3	5#监控阀室	安装阀门,用于紧急截断	1140	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	4	6#单向阀室	设有一个手动球阀及一个单向阀	1005	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	5	7#监控阀室	安装阀门,用于紧急截断	1780	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	6	8#监控阀室	安装阀门,用于紧急截断	980	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	7	9#单向阀室	设有一个手动球阀及一个单向阀	2000	阀组间、设备间、太阳能供电设施	混凝土结构	新建
	8	10#高点放空阀室	设有一个放空管路	950	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	9	11#监控阀室	安装阀门,用于紧急截断	980	阀组间、设备间	混凝土结构	新建
	10	12#单向阀室	设有一个手动球阀及一个单向阀	1440	阀组间、设备间、太阳能供电设施	混凝土结构	新建
	11	13#监控阀室	安装阀门,用于紧急截断	1440	阀组间、设备间、太阳能供电设施	混凝土结构	新建
	12	14#监控阀室	安装阀门,用于紧急截断	1360	阀组间、设备间、太阳能供电设施	混凝土结构	新建
	13	中间热站(与天然气外输管道BG4#阀室合建)	加热、水击泄放、清管	13480	辅助生产区、加热炉区、进出站工艺设备区、泄压罐区	混凝土结构	新建
	14	大北分输注入站	分输、注入、计量	14450	注入泵房、分输调压、计量区	混凝土结构	依托大北处理站扩建

续表 3-2

本项目建构筑物一览表

类别	序号	主要构建筑物	功能	占地面积 (m ²)	建设内容	结构形式	备注
凝析油外输管道	15	克深分输注入站	分输减压及计量、凝析油注入	—	机柜间、注入泵房及分输计量区	混凝土结构	依托克深处理站，不新增占地

表 3-3

本项目主要设备一览表

序号	项目		组成部分	型号	单位	数量	备注
1	天然 气外 输管 道监 控阀 室	钢管	L485 直缝埋弧焊钢管	D1016×22. 2	m	47	—
2			L415 无缝钢管	D355×8. 8	m	90	—
3		阀门	全通径焊接球阀	PN10. 0MPa DN1000	个	1	—
4			焊接球阀	PN10. 0MPa DN350	个	2	—
5			焊接旋塞阀	PN10. 0MPa DN350	个	2	—
6		配件	清管三通	PN10. 0MPa DN1000× 1000×350	个	2	—
7			90° 弯头	PN10. 0MPa DN350	个	12	—
8			同径三通	PN10. 0MPa DN350	个	2	—
9		绝缘接头	绝缘接头	PN10. 0MPa DN350	个	1	—
10	克拉 2 清 管站	钢管	L485 直缝埋弧焊钢管	D1016×22. 2	m	50	—
11			L485 直缝埋弧焊钢管	D813×16	m	100	—
12			L485 直缝埋弧焊钢管	D508×14	m	50	—
13			L245 无缝钢管	D168. 3×7. 1	m	100	—
14		阀门	全通径焊接球阀	PN10. 0MPa DN1000	个	1	—
15			全通径电动焊接球阀	PN10. 0MPa DN1000	个	1	—
16			电动球阀	PN10. 0MPa DN800	个	1	法兰
17			电动截止阀	PN10. 0MPa DN500	个	1	法兰
18			电动截止阀	PN10. 0MPa DN150	个	1	法兰
19			手动球阀	PN10. 0MPa DN500	个	1	法兰
20			手动球阀	PN10. 0MPa DN150	个	2	焊接
21			手动球阀	PN10. 0MPa DN100	个	2	焊接
22			手动截止阀	PN10. 0MPa DN100	个	2	法兰
23			手动球阀	PN10. 0MPa DN100	个	2	法兰

续表 3-3

本项目主要设备一览表

序号	项目		组成部分	型号	单位	数量	备注
24	克拉2清管站	配件	清管三通	PN10.0MPa DN1000×1000×150	个	1	—
25			清管三通	PN10.0MPa DN1000×1000×800	个	1	—
26			绝缘接头	PN10.0MPa DN1000	个	1	—
27			90°弯头	PN10.0MPa DN1000	个	2	—
28			90°弯头	PN10.0MPa DN800	个	6	—
29	大北分输注入站	设备	给油泵	q=21m ³ /h, h=80m, P=7kW	台	2	—
30			注入泵	q=21m ³ /h, h=1000m, P=72kW	台	2	—
31			污油提升泵	q=10m ³ /h, P _出 =0.2MPa, P=1.2kW	台	1	—
32			过滤器	DN100 PN1.6MPa 20目	台	2	—
33			过滤器	DN50 PN10MPa 20目	台	2	—
34			电加热棒	10kW	台	1	—
35			稳压泵	q=15m ³ /h, P _出 =7.0MPa, P=56kW	台	1	—
36		阀门	电液联动球阀	DN100, PN10MPa	个	1	—
37			电液联动球阀	DN50, PN10MPa	个	1	—
38			电动球阀	DN100, PN10MPa	个	4	—
39			电动球阀	DN50, PN1.6MPa	个	8	—
40			电动闸阀	DN100, PN10MPa	个	4	—
41			手动球阀	DN150, PN10MPa	个	1	—
42			手动球阀	DN50, PN10MPa	个	4	—
43			手动闸阀	DN150, PN1.6MPa	个	2	—
44			手动闸阀	DN50, PN10MPa	个	2	—
45			手动闸阀	DN100, PN10MPa	个	2	—
46			手动闸阀	DN80, PN1.6MPa	个	2	—
47			止回阀	DN100, PN1.6MPa	个	3	—
48			止回阀	DN100, PN10MPa	个	2	—
49			手动球阀	DN25, PN10MPa	个	10	—
50			手动球阀	DN25, PN1.6MPa	个	10	—

续表 3-3

本项目主要设备一览表

序号	项目		组成部分	型号	单位	数量	备注
51	大北分输注入站	管道	L245 无缝钢管	D168.3×6.4	m	200	—
52			L360 无缝钢管	D114×6.3	m	240	—
53			L360 无缝钢管	D76×5.54	m	150	—
54	中间热站	设备	污油提升泵	$q=10\text{m}^3/\text{h}$, $P_{\text{出}}=0.2\text{MPa}$, $P=1.2\text{kW}$	台	1	—
55			泄压回注泵	$q=30\text{m}^3/\text{h}$, $P_{\text{出}}=2-5\text{MPa}$, $P=60\text{kW}$	台	1	—
56			过滤器	DN200 PN10MPa 20 目	台	1	—
57			电加热棒	10kW	台	1	—
58			燃气调压箱	—	个	1	—
59		阀门	电液联动球阀	DN250, PN10MPa	个	2	—
60			电液联动球阀	DN65, PN10MPa	个	1	—
61			电动球阀	DN200, PN10MPa	个	10	—
62			电动球阀	DN50, PN10MPa	个	1	—
63			手动球阀	DN250, PN10MPa	个	4	—
64			手动球阀	DN50, PN10MPa	个	10	—
65			手动闸阀	DN50, PN10MPa	个	10	—
66			止回阀	DN250, PN10MPa	个	2	—
67			手动球阀	DN25, PN10MPa	个	10	—
68			手动球阀	DN25, PN1.6MPa	个	10	—
69			电液联动球阀	DN250, PN10MPa	个	2	—
70			水击泄压阀	DN80, PN10MPa	个	2	—
71		管道	L360 无缝钢管	D273×10.3	m	300	—
72			L360 无缝钢管	D60.3×5.54	m	200	—
73		其他	电伴热带	51W/m	m	300	—
74	克深分输注入站	设备	注入泵	$q=5.1\text{m}^3/\text{h}$, $H=320\text{m}$, $P=6\text{kW}$	台	3	—
75			污油提升泵	$q=10\text{m}^3/\text{h}$, $P_{\text{出}}=0.2\text{MPa}$, $P=1.2\text{kW}$	台	1	—
76			电加热棒	10kW	台	1	—

续表 3-3

本项目主要设备一览表

序号	项目		组成部分	型号	单位	数量	备注	
77	克深分输注入站	阀门	电液联动球阀	DN50, PN10MPa	个	1	—	
78			电液联动球阀	DN65, PN10MPa	个	1	—	
79			电动球阀	DN65, PN10MPa	个	4	—	
80			电动球阀	DN50, PN1.6MPa	个	8	—	
81			电动闸阀	DN65, PN10MPa	个	3	—	
82			手动球阀	DN50, PN10MPa	个	4	—	
83			手动闸阀	DN65, PN10MPa	个	3	—	
84			止回阀	DN65, PN1.6MPa	个	3	—	
85			手动球阀	DN25, PN10MPa	个	10	—	
86			手动球阀	DN25, PN1.6MPa	个	10	—	
87			管道	L360 无缝钢管	D60.3×5.54	m	120	—
88				L360 无缝钢管	D76×5.54	m	150	—
89	其他	电伴热带	51W/m	m	200	—		
90	监控阀室	阀门	电液联动球阀	DN250, PN10MPa	个	1	单个阀室设备,共9个阀室	
91			手动闸阀	DN150, PN10MPa	个	2		
92			手动截止阀	DN150, PN11MPa	个	1		
93		管道	L360 无缝钢管	D273×10.3	m	35		
94			L360 无缝钢管	D168.3×7.11	m	30		
95	高点放空阀室	阀门	手动闸阀	DN150, PN10MPa	个	1	单个阀室设备,共3个阀室	
96			手动截止阀	DN150, PN10MPa	个	1		
97			移动式分离放空橇	—	套	1		
98		管道	L360 无缝钢管	D273×10.3	m	25		
99			L360 无缝钢管	D168.3×7.11	m	20		
100	单向阀室	阀室	手动球阀	DN250, PN10MPa	个	1	单个阀室设备,共2个阀室	
101			止回阀	DN250, PN10MPa	个	1		
102		管道	L360 无缝钢管	D273×10.3	m	25		

表 3-4 主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	备注
1	天然气外输管道	设计输量	亿 m ³ /a	70	—
2		管道直径	mm	1000	—
3		管道数量	根数	1	—
4		管道基本埋深(地面距管顶深度)	m	1.2	—
5		管道设计压力	MPa	10	—
6		永久占地	m ²	8465	—
7		临时占地	hm ²	353.1	—
8	凝析油外输管道	设计输量	万 t/a	126.49	—
9		管道直径	mm	250	—
10		管道数量	根数	1	—
11		管道基本埋深(地面距管顶深度)	m	1.2~1.3	—
12		管道设计压力	MPa	10	—
13		永久占地	m ²	44143	—
14		临时占地	hm ²	133.4	不含与天然气外输管道共线段临时占地
15	设计年输送天数		d	350	—
16	总投资		万元	196751.59	—

表 3-5 穿越工程一览表

序号	穿越工程			穿越方式	穿越长度/次数	备注
1	天然气外输管道	河流	木扎尔特河	开挖	990m/1 处	与凝析油外输管道同沟敷设
2			喀普斯浪河	开挖	650m/1 处	
3			台勒维丘克河	开挖	980m/1 处	
4			喀拉苏河	开挖	590m/1 处	
5			小型河流沟渠	开挖	180m/6 处	—
6			灌溉干渠	顶管	240m/8 处	—
7		冲沟	大型冲沟	开挖	2400m/8 处	—
8			小型冲沟	开挖	2580m/33 处	—
9		道路	G579 线(克拉苏主干道)	顶管	320m/4 处	克拉苏主干道与 G579 线并行

续表 3-5

穿越工程一览表

序号	穿越工程			穿越方式	穿越长度/次数	备注
10	天然气 外输管道	道路	三、四级公路，油田内部 主干道	顶管	300m/12 处	—
11			油田内部路及其他路	开挖加套 管/盖板	615m/41 处	—
12		已建地下管道		—	—/25 处	—
13	凝析油 外输管道	河流	克孜勒河	开挖	500m/1 处	不合同沟敷设部分
14			库车河	开挖	820m/1 处	
15			小型河流沟渠	开挖	240m/3 处	
16			灌溉干渠	顶管	360m/12 处	—
17		冲沟		开挖	1820m/16 处	不合同沟敷设部分
18		道路	克拉苏主干道及 G579 线	顶管	240m/3 处	克拉苏主干道与 G579 线并行，与天 然气外输管道同沟 敷设
19			G217 国道	顶管	40m/1 处	—
20			S307 省道	顶管	40m/1 处	—
21			库俄铁路	顶箱涵	60m/1 处	II 级单线铁路
22			南疆铁路	顶箱涵	80m/1 处	双线铁路
23			G314/G3012	顶管	80m/1 处	—
24			在建 G314 线二八台至比 西巴格乡	顶管	60m/1 处	一级路
25			三、四级公路，油田内部 主干道	顶管	450m/18 处	—
26			油田内部路及其他路	开挖加套 管/盖板	675m/45 处	—
27		隧道		—	2020m/1 处	依托已建盐水沟隧 道，管堤埋设
28		已建地下管道		—	—/35 处	—

3.1.2 占地拆迁

根据现场踏勘结果，结合本项目可行性研究报告统计数据，天然气外输管道沿线阀室及管道标志桩永久占地面积 8465m^2 ，凝析油外输管道标志桩、中间热站和阀室工程永久占地面积 44143m^2 。管道施工临时占地主要为管道施工带、施工便道，天然气外输管道与凝析油外输管道同沟敷设段，施工作业带宽度

20m, 不同沟地段天然气外输管道施工带 18m, 凝析油外输管道施工带 12m。天然气外输管道新建施工便道约 30km, 凝析油外输管道新建施工便道约 19.5km, 宽 4m, 占地类型为荒地、耕地和林地。

表 3-6

本项目新增占地面积一览表

单位: hm^2

工程名称		占地类型			合计
		荒地	耕地	林地	
永久占地(标志桩、热泵站及阀室)		5.2608	—	—	5.2608
临时占地	施工作业带	337.197	57.96	11.34	406.497
	施工作业区	56.95	—	—	56.95
	施工便道	23.053	—	—	23.053
合 计		422.4608	57.96	11.34	491.7608

3.1.3 天然气参数

本项目天然气来自拟建博孜天然气处理厂, 天然气成分见表 3-7, 天然气的主要性质见表 3-8。

表 3-7

天然气成分一览表

组分	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	C_5^+	N_2	CO_2	H_2O
Mol%	88.30	7.51	1.88	0.35	0.36	0.27	0.98	0.35	0

表 3-8

天然气主要性质一览表

项目	高热值 (MJ/m^3)	低发热值 (MJ/m^3)	相对密度	起点压力 (MPa)	天然气温度 ($^{\circ}\text{C}$)	设计压力 (MPa)	H_2S (ppm)
数值			0.81	7.8	20	10	0

3.1.4 凝析油参数

本项目凝析油主要来自博孜区块, 博孜区块凝析油主要物性参数见表 3-9。

表 3-9

博孜区块凝析油物化参数一览表

项目	密度 (g/cm^3)	凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	析蜡点 ($^{\circ}\text{C}$)	饱和蒸气压(kPa(g))			粘度(cp)					
				50 $^{\circ}\text{C}$	53 $^{\circ}\text{C}$	60 $^{\circ}\text{C}$	20 $^{\circ}\text{C}$	30 $^{\circ}\text{C}$	40 $^{\circ}\text{C}$	50 $^{\circ}\text{C}$	60 $^{\circ}\text{C}$	70 $^{\circ}\text{C}$
数值	0.67	12	20	1200	1280	1330	2.254	1.918	1.65	1.441	1.259	1.118

表 3-10 大北区块凝析油物化参数一览表

项目	密度(g/cm ³)	凝固点(°C)	初馏点(°C)	含硫(%)	含蜡(%)	动力粘度 (mPa. s) (50°C)
数值	0.786~0.829 (0.801)	-24~20 (6.58)	64~133 (86.89)	0.02~0.9 (0.12)	0.15~16.3 (8.04)	0.896~2.618 (1.27)

3.1.5 管道走向

3.1.5.1 天然气外输管道走向

天然气外输管道起自博孜天然气处理厂(拟建), 终点为克拉 2 清管站(已建), 全线管道长度 152.94km, 线路走向如下:

(1) 起点-BG1#阀室

天然气外输管道自拟建博孜天然气处理厂内输气首站出站后(东经 80° 59' 19.99", 北纬 41° 43' 35.97") 往南约 400m 后, 拐向东伴行已建博孜试采干线管道, 沿途经过温宿县吾斯塘布依村南侧后进入拜城县(温宿县境内约 7.07km), 进入拜城县后穿越木扎尔特河后沿科台克吐尔村、阿热恰特村北外侧敷设至 BG1#阀室(东经 81° 17' 1.69", 北纬 41° 43' 59.84")。

(2) BG1#阀室-BG2#阀室

出 BG1#阀室后沿阿热恰特村北外侧敷设, 于阿克塔木村东南折向北沿已建油田内部路、克拉苏主干道敷设至 BG2#阀室(东经 81° 34' 46.25", 北纬 41° 46' 46.70")。

(3) BG2#阀室-BG3#阀室

出 BG2#阀室后继续沿已建克拉苏主干道、大北天然气外输管道敷设, 于阿克敦村北穿越喀普斯浪河、台勒维秋河后继续敷设至 BG3#阀室(东经 81° 54' 26.01", 北纬 41° 52' 23.32")。

(4) BG3#阀室-BG4#阀室

出 BG3#阀室后继续沿已建克拉苏主干道、大北天然气外输管道敷设, 于都干买里村北穿越卡拉苏河后继续敷设至 BG4#阀室(东经 82° 17' 7.43", 北纬 41° 52' 31.28")。

(5) BG4#阀室-终点

出 BG4#阀室后继续沿已建克拉苏主干道、大北天然气外输管道敷设至铁提

尔村,然后沿铁提尔村南继续沿克拉苏主干道、县道 X344 敷设至克拉 2 清管站(东经 $82^{\circ} 32' 2.04''$, 北纬 $41^{\circ} 56' 50.89''$)。

3.1.5.2 凝析油外输管道走向

凝析油输送管道起点为博孜天然气处理厂,终点为牙哈集中处理站,全线管道长度约 246.66km,线路走向如下:

(1) 起点-N1#阀室

凝析油外输管道自拟建博孜天然气处理厂内凝析油外输首站出站后(东经 $80^{\circ} 59' 19.99''$, 北纬 $41^{\circ} 43' 35.97''$)向南约 400m 后,拐向东伴行已建博孜试采干线管道,沿途经过温宿县吾斯塘布依村南侧后进入拜城县(温宿县境内约 6.07km),进入拜城县后继续伴行已建博孜试采干线管道敷设至 N1#阀室(东经 $81^{\circ} 9' 42.27''$, 北纬 $41^{\circ} 44' 21.13''$)。

(2) N1#阀室-N2#阀室

出 N1#阀室后继续伴行已建博孜试采干线管道敷设,穿越木扎尔特河后敷设至 N2#阀室(东经 $81^{\circ} 10' 52.19''$, 北纬 $41^{\circ} 44' 51.07''$)。

(3) N2#阀室-N3#阀室

出 N2#阀室后沿科台克吐尔村、阿热恰特村北外侧敷设,于阿克塔木村东南折向北沿已建管道、油田内部路敷设至 N3#阀室(东经 $81^{\circ} 27' 56.60''$, 北纬 $41^{\circ} 46' 10.68''$)。

(4) N3#阀室-N4#阀室

出 N3#阀室后向东继续沿已建管道、克拉苏主干道敷设至 N4#阀室(东经 $81^{\circ} 34' 46.25''$, 北纬 $41^{\circ} 46' 46.70''$)。

(5) N4#阀室-N5#阀室

出 N4#阀室后向东北继续沿已建管道、克拉苏主干道敷设,于阿克敦村北穿越喀普斯浪河、台勒维秋河后敷设至 N5#阀室(东经 $81^{\circ} 47' 4.26''$, 北纬 $41^{\circ} 51' 45.48''$)。

(6) N5#阀室-N6#阀室

出 N5#阀室后向东继续沿已建管道、克拉苏主干道敷设至 N6#阀室(东经 $82^{\circ} 4' 55.42''$, 北纬 $41^{\circ} 53' 8.60''$)。

(7) N6#阀室-中间热站

出 N6#阀室后, 穿越卡拉苏河后继续沿已建管道、克拉苏主干道敷设至中间热站(东经 $82^{\circ} 17' 7.43''$, 北纬 $41^{\circ} 52' 31.28''$)。

(8) 中间热站-N7#阀室

出中间热站后, 继续沿已建管道、克拉苏主干道敷设至铁提尔村, 然后沿铁提尔村南继续沿克拉苏主干道敷设至 N7#阀室(东经 $82^{\circ} 32' 34.37''$, 北纬 $41^{\circ} 54' 24.66''$)。

(9) N7#阀室-N8#阀室

出 N7#阀室后继续沿克拉苏主干道敷设, 穿越克孜勒河后敷设至 N8#阀室(东经 $82^{\circ} 34' 34.38''$, 北纬 $41^{\circ} 54' 8.49''$)。

(10) N8#阀室-N9#阀室

出 N8#阀室后继续沿克拉苏主干道敷设, 穿越省道 S307 后沿已建克轮线敷设至 N9#阀室(东经 $82^{\circ} 41' 31.08''$, 北纬 $41^{\circ} 52' 58.71''$)。

(11) N9#阀室-N10#阀室

出 N9#阀室后沿克轮线敷设至 N10#阀室(东经 $82^{\circ} 47' 34.40''$, 北纬 $41^{\circ} 50' 50.50''$)。

(12) N10#阀室-N11#阀室

出 N10#阀室后沿克轮线穿越已建盐水沟隧道进入库车市, 然后继续敷设至 N11#阀室(东经 $82^{\circ} 49' 29.69''$, 北纬 $41^{\circ} 50' 10.89''$)。

(13) N11#阀室-N12#阀室

出 N11#阀室后继续沿克轮线敷设, 穿越国道 G217、库俄铁路后敷设至库车市规划区北侧, 折向东北绕开水源保护区敷设至 N12#阀室(东经 $83^{\circ} 2' 0.09''$, 北纬 $41^{\circ} 49' 22.54''$)。

(14) N12#阀室-N13#阀室

出 N12#阀室后继续绕开水源保护区, 经艾日克阿热斯村南穿越库车河, 折向东南继续敷设至 N13#阀室(东经 $83^{\circ} 7' 29.18''$, 北纬 $41^{\circ} 48' 26.69''$)。

(15) N13#阀室-N14#阀室

出 N13#阀室后向东敷设至依西提村北侧, 从依西提村东北折向南敷设至牙

哈镇北侧，穿越南疆铁路，沿国道 G314 向东伴行英伦管线至 N14#阀室(东经 $83^{\circ}15'37.48''$ ，北纬 $41^{\circ}45'33.26''$)。

(16)N14#阀室-终点

出 N14#阀室后继续沿国道 G314 向东伴行英伦管线约 12km 后折向南，穿越国道 G314，并向南敷设至终点牙哈集中处理站(东经 $83^{\circ}27'44.47''$ ，北纬 $41^{\circ}42'36.55''$)。

3.2 工艺流程

3.2.1 站场工程

(1)博孜天然气处理厂输油输气首站

本项目天然气外输管道首站依托博孜天然气处理厂输气首站区(不属于本项目建设内容)，凝析油外输管道首站依托博孜天然气处理厂凝析油外输首站区(不属于本项目建设内容)。输气首站区主要工艺流程为从脱水脱烃装置分离出的天然气进入输气首站，在输气首站经过交接计量后，利用清管器发球筒将天然气输送至下游处理厂进一步处理。凝析油外输首站区主要工艺流程为从混烃缓冲罐输出的混烃经过混烃泵棚增压后进入输油首站，在输油首站经过交接计量后，利用清管器发球筒将凝析油输往牙哈处理站进行进一步处理。

(2)天然气外输管道沿线阀室

为保证工程实施后管道能够正常、安全地运行，减少管道发生事故时天然气泄漏量、减轻管道事故可能造成的次生灾害，方便管道的维护抢修，应在管道沿线间隔一定距离设置截断阀室，其功能主要为截断功能，以便在管道发生破裂时，及时关闭阀门，减少放空损失及泄漏爆炸危险，防止事故扩大。施工时，阀室也用于管道分段试压。

根据沿线地区等级、地形、地貌特点，本项目沿线设置 4 座线路截断阀室。

(3)克拉 2 清管站

本项目天然气末站依托克拉 2 清管站，克拉 2 清管站主要功能为接收上游来气，用清管器发球筒将天然气输送至下游集气站。本项目在克拉 2 清管站内设置收球筒，将上游来气输送至克拉 2 清管站。

(4)凝析油外输管道沿线阀室

为保证工程实施后管道能够正常、安全地运行，减少管道发生事故时凝析油泄漏量、减轻管道事故可能造成的次生灾害，方便管道的维护抢修，应在管道沿线间隔一定距离设置截断阀室，其功能主要为截断功能，以便在管道发生破裂时，及时关闭阀门，减少泄漏损失及泄漏爆炸危险，防止事故扩大。施工时，阀室也用于管道分段试压。

根据沿线地区等级、地形、地貌特点，本项目沿线设置 14 座线路截断阀室（其中 9 座监控阀室、2 座高点放空阀室、3 座单向阀室）。

(5)凝析油外输管道中间热站

根据凝析油水力、热力计算结果，凝析油外输管道中间需设置 1 座热站。热站内主要设置加热炉、进出站工艺设备、凝析油储罐、泵房、污油罐及相应的辅助配套设施（中间热房与天然气外输管道 BG4#阀室合建，泵站内设置天然气外输管道阀组间）。中间热站具有加热、水击泄放、清管等功能。输送工艺流程为上游输送凝析油经加热炉加热后经外输泵至出站调压阀组后输送至下游，清管流程为上游输送凝析油经清管器后输送至下游，泄压流程为上游输送凝析油经泄压阀后进入泄压罐，然后经泄压提升泵后进入输油泵入口后输送至下游。

(6)大北分输注入站

大北分输注入站依托大北天然气处理站建设，新增凝析油分输调压及计量设施、凝析油给油泵 2 台、注入泵 2 台及其他配套设施。站场具有分输、注入、计量等功能，其中分输工艺流程为上游输送凝析油（博孜区块）进入减压阀组，然后经分输计量后进入脱蜡剂储罐（已建）；注入工艺流程为输送凝析油（大北区块）经给油泵、注入泵后经计量后注入输油管道。

(7)克深分输注入站

克深分输注入站依托克深天然气处理站建设，新建凝析油分输调压及计量设施、凝析油注入泵 3 台及其他配套设施。站场具有分输减压计量及注入功能。其中分输工艺流程为上游输送凝析油（中间热站）进入减压阀组，然后经分输计量后进入脱蜡剂储罐（已建）；注入工艺流程为输送凝析油（克深区块）经注入泵后经计量后注入输油管道。

(8)牙哈集中处理站

本项目凝析油外输管道末站依托牙哈集中处理站(不属于本项目建设内容)。

3.2.2 放空系统

为保护站内管道及设备的安全和生产的需要,在进、出站管道上设置手动放散装置,在各汇管和压力容器上设置安全放散阀和手动放散阀,气体压力超过设定值时自动放空;当设备检修和运行需要放空时,可以通过手动放空阀门放空。天然气超压放空系统放空次数极少,发生频次为每年1次,每次持续时间为1~3min左右,通过阀室的15m放空管放空。

本项目设备检修、管道泄压放空等操作过程中将放散一部分天然气,放散的天然气通过15m高放空管放散。天然气放散将产生瞬时强噪声,排放口设有小孔消声器,可有效降低放空噪声对周边声环境的影响。

3.2.3 清管作业

本项目清管周期为1次/季,采用不停气清管工艺。清管时,设置好清管器发送装置,打开清管器发送装置阀门,关闭出站主管阀门,管内高压天然气将清管器推入天然气输气管道,利用站场压缩天然气的压力推动清管器清管。清管器到站前,打开清管器前电动阀和清管器的旁通管阀,向清管装置进气,关闭出站电动阀,当清管器通过,指示器发出通过信号,并确认清管器进入接收筒后,打开出站电动阀,恢复正常运行;同时关闭清管器前电动阀和清管器的旁通管阀,打开放空阀。确定筒内无压力后,打开快开盲板,取出清管器,并排出筒中废渣废气。

清管器为圆形,主要利用气体压力将清管器从被清扫管道的始端推向末端,主要清扫管道内的杂物,清扫出的废渣经收集后运至英买力固废场妥善处置。

清管作业时将产生少量的废渣,根据类比调查,一般每次清管作业产生的废渣为10kg左右,主要成分为粉尘和铁渣。清管作业时发球筒有少量天然气将通过工艺站场外的放空系统直接排放。根据类比调查,每次清管作业天然气排放量约为60m³。

3.2.3 检修作业

①管道检修

管道检修包括管道保护（定期巡线检查）、管道防腐检测（仪器检测保护电位、绝缘情况）、管道检测（定期巡线探伤检测），因此管道检修过程无排污节点、亦无污染物的产生。

②阀门检修

阀门检修频次为每年 1 次，检修过程主要为：首先将阀门与相关联的工艺流程断开，排放内部介质，分步分段检查阀体和全部阀件。阀门检修过程中有少量废渣、废气产生。

检修时将产生少量的废渣，根据类比调查，一般每次产生的废渣量为 10kg 左右，主要成分为粉尘。检修产生的少量天然气通过工艺站场外的放空系统直接排放，根据类比调查，每次检修作业天然气排放量约为 40m³。

3.2.4 营运期公用工程

(1) 供配电

新建阀室采用太阳能+蓄电池方式供电；中间热站内新建柱上变压器一台；大北分输注入站内新建 10/0.4kV 变配电室；克深分输注入点和克拉 2 清管站新建装置由已建低压配电系统供电。

(2) 给排水

本项目包括新建天然气外输管道沿线的 BG1#阀室、BG2#阀室、BG3#阀室、BG4#阀室，改造现有克拉 2 清管站，新建凝析油外输管道沿线的 N1#阀室、N2#阀室、N3#阀室、N4#阀室、N5#阀室、N6#阀室、N7#阀室、N8#阀室、N9#阀室、N10#阀室、N11#阀室、N12#阀室、N13#阀室、N14#阀室、中间热站，改造大北分输注入站、克深分输注入站。上述阀室站场均无人值守，新增 4 名巡检人员，依托现有组织机构。

给水：本项目包括的站场、阀室均无用水点，无需设置给水设施。

排水：本项目包括的站场、阀室均为无人值守站场，不设用水设施，故无污水产生。站场排水仅包括雨水排放。雨水采用自然散排。

3.3 相关工程

(1) 博孜天然气处理厂

(2) 克拉 2 清管站

(3) 大北天然气处理站

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，自治区环境保护厅以新环函[2016]2030 号通过竣工环境保护验收。

大北天然气处理站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。站内主体工艺装置有：集气装置、脱水脱烃装置、天然气脱固体杂质装置、凝析油稳定装置、乙二醇再生及注醇装置、输气首站。公用工程及辅助生产设施主要有：空气氮气站、火炬及放空系统、燃料气系统、凝析油罐区及装车设施、分析化验室等。大北天然气处理站平面布置图见图 5。

(4) 克深天然气处理站

克深天然气处理厂位于克深气田中部。厂内集气装置接收克深 8 区块和克深 2 区块的天然气。各条集气干线来气进入卧式分离器，气液分离后，气相去脱水脱烃装置，液相去凝析油处理装置。

(5) 牙哈集中处理站

3.4 施工方案

3.4.1 施工方案概况

本项目施工根据沿线河流、铁路、沟渠、道路等级、穿越处地形地貌和水文地质条件的不同，采用不同的施工工艺，具体可分为大开挖施工、顶管施工、顶箱涵施工、开挖加盖板施工。穿越河流、铁路、沟渠、公路处同时施工，根据施工组织设计进度分段同时施工，最后各段进行接头施工。

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。

(1) 测量放线

根据线路中心控制桩放出线路中心线并作出标记，在一般路段设置百米桩，在穿越位置的线路中心线上设置标志桩。在沟渠、公路、铁路穿越段的两端、线路阀室的两端设置临时标志桩，并记录参数、起止里程等信息。在中心控制桩和施工作业带边界桩定好后，放出管道中心线和作业带边界线。

(2) 作业路线、场地清理

清理施工带范围内的影响设备通行和人员作业的树木、农作物、杂草等，平整沟、坎，在清理农田、杂草、树林及水利灌溉设施的地段，应尽可能采取保护措施，减少植被损失，防止产生水土流失。穿越灌溉沟渠尽可能避免在灌溉期内进行施工作业。

(3) 开挖管沟

采用大开挖的方式穿越一般路段、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、小型河流沟渠、冲沟等；采用顶管的方式穿越灌溉干渠、克拉苏主干道、G579 线、G217 国道、S307 省道、G314/G3012、在建 G314 线、三、四级公路及油田内部主干道；采用顶箱涵的方式穿越库俄铁路、南疆铁路；采用开挖加套管/盖板的方式穿越油田内部路及其他路。管沟开挖采用机械开挖时，沟底预留 200mm 采用人工清底，如局部超挖，采用砂土或素土填补并分层夯实。

(4) 焊接管道

考虑到沿线地形、地貌和沿途气候等外界环境因素，同时也考虑到管道直径、壁厚和材质等因素，建议以自动焊为主，半自动焊为辅的焊接方式，局部困难地段如设备难以到达，可采用手工焊进行焊接施工。管道焊接完成后，进行射线探伤检验和超声波探伤检验。

(5) 防腐

本项目天然气外输管道采用聚乙烯三层复合结构防腐，凝析油外输管道采用环氧粉末。

(6) 下沟

采用挖掘机对管道进行吊装下沟，沟底铺设 200mm 细土层（细土来源于管沟开挖的下层土），吊装时保证管道与细土层表面贴实且放到管沟中心位置。若出现管底局部悬空则应用细土填塞夯实。

(7) 清管、试压、干燥

管道应在下沟后进行分段清管和分段试压。

清管：采用清管器进行分段清管，清管次数不少于 3 次。清管时应及时检查清管效果，将管道内的水、泥土、杂物清理干净，以每 10km 长管道排出的污物不大于 0.09kg 为合格。清管时，清管器运行速度宜控制在 3km/h~9km/h 为宜，工作压力宜为 0.05MPa~0.2MPa。

清管合格后，采用带有铝质测径板的清管器进行管道的变形测径，测径板通过管道后，无变形、无褶皱为合格。

试压：分段试验管段长度不宜超过 35km，试压的管段在试验压力下的最低标高处管道的环向应力应低于管材屈服强度的 90%且不高于管材出厂前的试验压力。本项目采取水作为试压介质。水压试验程序：先升至 30%强度试验压力，稳压 15min；再升至 60%强度试验压力，稳压 15min。稳压期间对管道进行检查，无异常现象，升至强度试验压力。强度试验合格后，缓慢降压至严密性试验压力，进行严密试验。严密性试验合格后，用压缩空气推动清管器进行排水吹扫，以不再排出游离水为合格。

干燥：可利用空气干燥法（用露点低于-40℃的干燥空气）、真空法等进行管道干燥，管道的干燥按站间分段，管道干燥应使被干燥的管道内的空气露点低于-20℃（常压下的露点），空气中的水含量低于 0.822g/m^3 ，可认为干燥合格。

(8) 管沟回填

管道敷设完成后进行管沟的回填。直接采用开挖的土方进行回填，按照下层土、表层土的顺序回填。先回填管底悬空部位，再回填管道两侧，回填土分层压实，每层需铺厚度为 0.2~0.3m，管道两侧及管顶以上 0.5m 范围内的回填采用人工压实，管顶 0.5m 以上的回填土采用小型机械压实。

(9)清理现场与恢复地貌

覆土回填完成后将施工现场产生的垃圾及其它废物集中进行清理，同时将工程开挖产生的作业带恢复原貌或进行绿化。

3.4.1.1 施工期公辅设施

本项目施工过程中不设施工营地，施工人员食宿等生活设施依托温宿县、拜城县、库车市，由建设单位统一解决。

3.4.1.2 施工期临时工程

本项目临时工程主要为管道施工作业带区域，一般路段天然气外输管道与凝析油外输管道同沟敷设段施工作业带宽度为 20m，不同沟段天然气外输管道施工作业带宽度为 18m，凝析油外输管道施工作业带宽度为 12m，主要用于管道沿线施工材料存放及施工设备停驻，占地面积约 486.5hm² (其中天然气外输管道施工临时征地面积 353.1hm²，凝析油外输管道施工临时征地面积 133.4hm²)。

3.4.1.3 材料消耗状况

本项目主要消耗材料为钢管、石笼、混凝土压重块、浆砌石等，其消耗量见表 3-11。

表 3-11 主要材料消耗量一览表

序号	材料名称		型号	单位	消耗量	备注
1	天然 气外 输管 道	钢管	D1016×15.0 L485 螺旋缝埋弧焊 PSL2	km	114.064	用于直管
2			D1016×18 L485 直缝埋弧焊 PSL2	km	24.46	用于直管，二级地区及穿越段
3			D1016×18 L485 直缝埋弧焊 PLS2	m	9240	用于冷弯弯管，770 个
4			D1016×18 L485 直缝埋弧焊 PLS2	m	4536	用于热煨弯管，一级地区，545 个
5			D1016×20.6 L485 直缝埋弧焊 PLS2	m	640	用于热煨弯管，二级地区，76 个
6	水工 保护	浆砌石	—	m ³	60780	—
7		石笼	—	m ³	50400	—
8		混凝土压重块	—	m ³	1050	2100 块

续表 3-11

主要材料消耗量一览表

序号	材料名称			型号	单位	消耗量	备注
9	凝析油外输管道	钢管	主管	D273x7.1 L415Q 无缝钢管 PSL2	km	207.73	用于直管
10				D273x9.3 L415Q 无缝钢管 PSL2	km	19.28	用于直管
11				D273x7.1 L415Q 无缝钢管	km	16.82	用于冷弯弯管, 1402 个
12				D273x9.3 L415Q 无缝钢管	m	864	用于冷弯弯管, 72 个
13				D273x7.9 L415Q 无缝钢管	m	1872	用于热煨弯管, 940 个
14				D2731x11.1 L415Q 无缝钢管	m	96	用于热煨弯管, 48 个
15			支管	D60.3x5.0 L245N 无缝钢管	km	4.7	克深处理站下载
16				D73x5.0 L245N 无缝钢管	km	4.7	克深处理站注入
17				D114x5.0 L245N 无缝钢管	km	4.7	热站燃料气管道
18				D60.3x5.0 L245N 无缝钢管	km	1.2	大北下载
19				D89x6.4 L245N 无缝钢管	km	1.2	大北注入
20				D60.3x5.0 L245N 无缝钢管	m	26	用于热煨弯管, 24 个
21				D89x6.4 L245N 无缝钢管	m	6	用于热煨弯管, 5 个
22				D114x5.0 L245N 无缝钢管	m	8	用于热煨弯管, 5 个
23	水工保护	浆砌石	—		m ³	38115	—
24		石笼	—		m ³	13695	—
25		混凝土压重块	—		m ³	485	1940 块

3.4.1.4 土石方平衡

根据主体工程设计, 本项目施工期间将动用一定量的土方。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。根据项目可研, 本项目管道管顶覆土厚度不小于 1.2m, 本项目土石方挖方与填方量平衡, 不再单独设置取、弃土场。

项目建设期间土石方挖填总量为 873.4 万 m³, 其中挖方 436.7 万 m³ (包含表土剥离 88.6 万 m³), 填方 436.7 万 m³ (包含表土回铺 88.6 万 m³), 通过在项目各建设区内调配, 其中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或护堤, 采用顶箱涵方式穿越铁路和顶管方式穿越国道、省道及县道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 3-12。

表 3-12

管道土方挖填方平衡表

单位：万 m³

建设项目		挖方量		填方量		借方量	弃方量
		土方	表土	土方	表土利用		
天然气外输管道	管道工程	262.8	75.5	262.8	75.5	0	0
	穿越工程	24.7	3.5	24.7	3.5	0	0
	合计	287.5	79.0	287.5	79.0	0	0
凝析油外输管道（不同沟部分）	管道工程	55.2	8.9	55.2	8.9	0	0
	穿越工程	5.4	0.7	5.4	0.7	0	0
	合计	60.6	9.6	60.6	9.6	0	0
合 计		436.7		436.7		0	0

3.4.1.5 线路标志桩

线路标志包括里程桩、转角桩、穿跨越桩、交叉桩、警示桩、警示牌及警示带。

里程桩：管线每 1km 设置 1 个，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩。

穿跨越桩：当管道穿（跨）越大中型河流、铁路、三级以上公路、水渠时，应在两侧设置穿跨越桩。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。

警示桩：每 100m 设置一个警示桩，特殊地点可根据实际情况设置。

警示牌：管道通过学校等人群聚集场所设警示牌，管道靠近人口集中居住区、工业建设地段等需加强管道安全保护的地方设警示牌（设置地点应优先考虑道路穿越处附近）。

警示带：在开挖管沟内，全线在管顶上方 0.5m 处（钢筋混凝土盖板上方）设置警示带，以防止第三方施工破坏。

天然气外输管道沿线设置标志桩 1525 个，警示牌 230 个，标识带（宽 1200mm）152.04km。凝析油外输管道沿线设置标志桩 1018 个（不含与天然气外输管道同沟部分），警示牌 110 个，标识带（宽 400mm）246.66km，固定墩（单个按

30t 推力) 10 座。

3.4.2 施工期工艺流程

本项目新建 1 条天然气外输管道和 1 条凝析油外输管道，其中天然气外输管道与凝析油外输管道伴行段同沟敷设，天然气外输管道与凝析油外输管道间净间距不小于 1.5m。本项目管道均采用埋地敷设的方式，施工过程中首先要清理和平整施工现场。在完成管沟开挖、河流沟渠穿越、公路、铁路穿越等基础工作以后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、防腐、清管，然后下到管沟内。以上管道建设完成后，即对管沟进行覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、种植地表植被。

3.4.2.1 管沟开挖

在管道施工过程中，沿线要穿越河流、沟渠、公路、铁路等，需根据河流、沟渠、道路等级、穿越处地形地貌和水文地质条件的不同，需采用不同的施工方式，具体可分为大开挖施工、顶管施工、顶箱涵施工。

(1) 大开挖施工

① 大开挖穿越一般路段

本项目管道穿越一般路段(即除交通干线及其他不宜开挖路段外)时均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。采用开挖方式时不设保护套管。

施工前，测量人员在管道沿线打标志桩、撒白灰线，标明管沟中心线、管沟边线，并拉两条细线，标明作业带边线。本项目一般路段天然气外输管道与凝析油外输管道同沟敷设段施工作业带宽度为 20m，不同沟段天然气外输管道施工作业带宽度为 18m，凝析油外输管道施工作业带宽度为 12m，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，结合沿线农田耕作深度、地形地质条件、地下水位状况确定，天然气外输管道管顶埋深不小于 1.2m，河流及沟渠小型穿越段管顶埋深不小于 2.5m；考虑最大冻土深度，凝析油外输管道管顶埋深在温宿县、拜城县境内不小于 1.2m，在库车市境内不小于 1.3m，旱地段不小于 1.5m。管沟断面采用梯形，管沟沟底宽度 1.2m，边坡坡度根据管沟开挖后工程地质确定，一般为

1:0.33~1:1.0 之间。回填后管沟上方留有自然沉降余量(高出地面 $\geq 0.3\text{m}$)。

雨后开挖管沟时仔细检查沟壁,如发现裂缝等不正常情况,采取支撑或加固措施。回填前,如管沟内有积水应排净后再回填。回填细土自管顶 0.3m 以上,然后再回填生土,至自然地面 150mm 时,回填耕植土(即表土),并留出沉降余量。

②大开挖穿跨越沟渠

本项目管道穿越小型河流沟渠、冲沟采用大开挖穿越,开挖穿越避免在雨季进行,减少对水体的影响。

1)大开挖穿越沟渠施工前,测量人员在岸边打标志桩、撒白灰线,标明管沟中心线、管沟边线,并拉两条细线,标明作业带边线。本项目天然气外输管道与凝析油外输管道同沟敷设段施工作业带宽度为 20m,不同沟段天然气外输管道施工作业带宽度为 18m,凝析油外输管道施工作业带宽度为 12m。

2)放线完成后,用挖掘机对两岸河堤及河内障碍物进行清理扫线。

3)根据本项目具体施工进度,穿越沟渠段进行单独施工,开挖施工前各设备一次进场到位。

4)采用 2 台挖掘机分别在渠道两岸同时开挖,开挖至设计深度,确保管道埋深在渠底稳定层中,其挖深根据工程等级与冲刷情况确定,水下管沟底宽和边坡根据土壤性质和施工条件确定。在开挖过程中,将渠底以下地层分层开挖,堆置于拟敷设管线另外一侧保存,以利于回填后原有形态及地层结构的恢复。

5)管沟开挖后下管,首先将管线放在渠岸上,由渠两岸起吊设备抬管下沟。

6)穿越段管线下沟后,将管线两端各 2m 外进行管沟回填,将分层开挖的土层由下至上有细到粗、分层回填。

7)管线施工完毕后,及时清除渠道内填土和其他残留物,并按照设计和地方渠政部门的要求进行渠岸护坡砌筑。

8)穿越段主管线穿越完成后,等待两端管线下沟后进行连头。

防护内容:首先选择在河流沟渠无水时进行穿越施工,施工完成后进行河流渠道两侧护坡防护。

③大开挖跨越大中型河流

本项目管道穿越木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河采用大开挖穿越，开挖穿越避免在雨季进行，减少对水体的影响。

大开挖方式穿越河流工艺适合于常年水量较小，管沟开挖成沟容易、河床地层稳定的河流，施工作业一般选在枯水期进行。施工流程如下：首先在河渠一侧开挖导流渠，然后在穿越管道上下游各 10m(如管道埋深较深，可根据现场情况加大距离)修筑两条拦水坝，坝顶宽度及坡比应视渠水深度、流速及沟渠情况而定，一般顶宽 3m，设备通道的筑坝顶宽应为 5m，坡比 1:2。坝体高于水面 1m，坝体平均高度为 4m。上下游拦水坝均采用麻袋或草袋装土砌筑，坝体的外侧为麻袋、内侧为草袋。考虑到坝体的防渗功能，可在两条坝的迎水面上用无纺布作防渗层，在施工期间派人定时进行巡检，防止有渠水将坝体冲垮。完成围堰后，立即用抽水泵将围堰内的明水进行强排。然后开挖河渠管沟，河床采用石笼护底，结合马鞍式混凝土配重块进行稳管，管道埋深在渠底稳定层中，管顶埋深约在冲刷层以下 1.5m，回填物由下至上由细到粗，两岸有人工护坡，施工结束后应当对护坡进行恢复，同时为防止下游采砂或大暴雨期的冲刷导致地层下切，推荐下游根据防洪评价参数考虑设置浆砌石防冲墙。

防护内容：首先选择在河流枯水期进行穿越施工，施工完成后进行河流两侧护坡防护。

(2) 顶管/开挖加套管(盖板)施工工艺分析

本项目穿越灌溉干渠、克拉苏主干道、G579 线、G217 国道、S307 省道、G314/G3012、在建 G314 线、三、四级公路及油田内部主干道均采用顶管方式，穿越油田内部路及其他路采用开挖加套管/盖板的方式，该方式施工具有不破坏现有公路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管施工的非开挖工程技术解决了管道埋设施工中对地面建筑物的破坏和道路交通的堵塞等难题，在稳定土层和环境保护方面具有明显优势，同时不影响施

工段的地面活动，是目前管线类穿越公路成熟、先进的施工方式，属于先进工艺。

顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

①施工准备、测量放线：首先组织人员熟悉图纸，穿越处地质情况，设备材料准备齐全，然后根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。

②作业坑开挖：根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接受坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。

③顶管设备安装：作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心相吻合，保证施工精确度。

④顶管作业：顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3~4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20~40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。

顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。

⑤设备拆除：套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。

⑥主管道穿越：首先是塑料滑板、钢支撑架安装，然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测

合格后立即安装设计要求进行封堵。

⑦回填、恢复地貌：管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，及时恢复边沟、排水沟等道路设施，清理施工现场，恢复原有地貌。

顶管施工的主要影响表现为施工场地顶管作业机械噪声，产生的废弃土方以及员工生活污水对周围水环境的影响。

防护内容：①临近公路一侧采用草袋墙护坡，②为防止路基土塌陷，采用水平钻头顶进，顶进作业过程严禁超挖，管线连接后及时对基坑进行回填，确保路基安全，③工作坑周围做好隐形围护栏，④开挖部位及时开挖，及时回填，并采取相应措施保证安全，⑤管线施工完成后及时对穿越处公路两侧采取护坡工程。

(3) 顶箱涵施工工艺

本项目穿越库俄铁路、南疆铁路采用顶箱涵施工工艺，顶箱涵工艺是目前国内外输气管线较为先进的穿越铁路采用的施工方式，工艺先进。

顶箱涵施工工艺流程为：施工前准备→工作坑开挖→修筑后背→滑板及导向墩施工→预制箱涵→箱身防水→安装箱涵其它设备→加固线路→箱涵顶进→连接穿越管→回填。

①施工前准备：施工前准备工作主要包括定位、测线。工作坑开挖前，核对穿越铁路处管道的中心桩和水准点，之后，以管道中心线为测量基准线，测出箱体预制端线和墙身位置，最后，撒石灰标出工作坑开挖线、箱体顶进就位线。

②工作坑开挖：依设计施工图结构尺寸，采用机械分层开挖，挖到边坡及底部土方时应预留 0.3m，开始采用人工配合机械削坡、清底、整平。工作坑底要求密实平整，用夯填砂砾石进行处理。

③后背制作：后背梁是顶进设备的支撑结构，在箱涵顶进过程中所受到的全部阻力，可通过千斤顶传递给后背。根据拟顶入箱涵的设计尺寸、采用预制钢筋混凝土拼装法制作后背，在地面上预制钢筋混凝土板，当混凝土强度达到设计强度要求时，吊运至工作坑内，在轴线垂直方向挂线拼装。

④滑板制作：滑板用于控制箱涵顶进方向，顶进箱涵时箱涵在滑板上滑行，箱涵顶进过程中，滑板须承受箱涵自重和克服滑板与箱涵间摩阻力而产生的拉力。滑板采用一定厚度的钢筋混凝土浇筑，滑板制作时采用方格网控制高程，并满足滑板平整度要求。为尽量减小箱涵顶进过程中箱涵与滑板的摩阻力，须在滑板表面涂上润滑剂。润滑剂主要为石蜡、滑石粉以及机油，润滑剂摊铺完毕在其上覆盖一层塑料薄膜。

⑤预制箱涵、箱身防水：预制箱涵在滑板上进行，箱涵为整体浇筑的钢筋混凝土矩形涵洞，箱体采取先底板、后墙身及顶板两个阶段进行预制。箱涵采用钢模作内外模具，预制箱涵实际上是在内、外模具下完成钢筋混凝土结构，最后再将内、外模具拆除的过程。

箱涵制作程序为：安装底板模→绑扎底板钢筋→灌注底板混凝土、养护→安装内模→绑扎侧墙及顶板钢筋→安装外模→灌注侧墙及顶板混凝土、养护→拆外模→拆内模。

箱涵框架预制完成后，在其外表面(顶板及两侧壁)喷一层石蜡，用于防水和减低箱涵外表和土体之间的摩阻力。

⑥安装箱涵其它设备：箱涵顶进前，须在箱体前端安装钢刃脚，并布设运土便桥、千斤顶及顶进测量用的观测尺、水准仪和经纬仪。

⑦线路加固：在箱涵顶进施工过程中，为了确保工点上方铁路安全运行，必须事先对铁路进行加固。对线路的加固形式，需从线路运输、地质、顶进箱涵的尺寸、箱涵顶上覆土的深度，施工季节的影响等多方面进行考虑。

⑧箱涵顶进：箱涵顶进采用“先挖后顶、边挖边顶”方式。挖土采用机械设备，挖出的土方由运土便桥输送至工作坑后，由起吊设备调至地面。

在工作坑内，借助于液压千斤顶产生的阻力，箱涵在滑板上滑行、顶入土体，同时在箱体顶进过程中，及时采用测量设备测量顶进路线，如路线出现偏差及时纠偏，使箱体依设计路线顶入土体，箱涵每顶进一个顶距后，收回千斤顶活塞，在千斤顶前面加一段传力杆。箱体吃土顶进和挖运土方循环交替运行，直至箱涵依设计路线完全顶入土体中。

⑨连接穿越管：箱涵体完全顶入土体中后，将待穿越钢管采用吊管机吊入

工作坑内，按设计要求安装好箱涵与主管之间的支撑管卡，再将钢管穿入箱涵内。完成穿越管段的穿越工作后，及时进行管线连接，完成管段箱涵穿越。

⑩回填：管段穿越后，按设计要求进行箱涵与主管之间的封堵工作，之后回填恢复至原地貌，靠近铁路两侧回填土夯实，恢复排水沟等道路设施。

防护内容：施工前在穿越处进行铁路加固，线路加固一般采用枕木和工字钢纵横梁组合的方式进行，架设枕木及下穿横抬梁、安装纵梁均采用人工施工。具体施工方案及施工方式需施工单位编写具体的施工组织设计经相关部门审查。待箱涵顶进就位后，拆除线路加固设施，恢复线路。

3.4.2.2 管道水工保护

为了防止水土流失及自然人为因素对管道造成破坏，项目采用护坡、截水墙、挡土墙、地下防冲墙、石笼护底、混凝土预制板及配重块等方式进行管道保护，主要设置在沿线穿越沟渠及道路处。

3.4.2.3 阴极保护

阴极保护技术是电化学保护技术的一种，其原理是向被腐蚀金属结构物表面施加一个外加电流，被保护结构物成为阴极，从而使得金属腐蚀发生的电子迁移得到抑制，避免或减弱腐蚀的发生。阴极保护分为牺牲阳极阴极保护和外加电流阴极保护。牺牲阳极阴极保护是将电位更负的金属与被保护金属连接，并处于同一电解质中，使该金属上的电子转移到被保护金属上去，使整个被保护金属处于一个较负的相同的电位下。外加电流阴极保护是通过外加直流电源以及辅助阳极，是给金属补充大量的电子，使被保护金属整体处于电子过剩的状态，使金属表面各点达到同一负电位，使被保护金属结构电位低于周围环境。

本项目采取强制电流深井阳极地床方式进行阴极保护。

本项目阴极保护使用电源来自站内，不使用电瓶，无废旧电瓶产生。

3.4.2.4 自动控制系统

本项目天然气外输管道和凝析油外输管道自动控制系统均采用以计算机为核心的 SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition 数据采集与监视控制)系统来完成生产工艺的数据采集处理、模拟量控制、开关量控制等功能，来实现生产运行统一调度和管理，保证天然气和凝析油系统运行的高效益和高水

平,对场站站控系统(SCS)进行数据采集、监视和控制。

3.5 污染源调查及治理措施

3.5.1 施工期污染源调查及治理措施

(1) 废气

本项目施工废气主要来自运输车辆尾气,开挖、运输、土石方堆放产生的扬尘,管道焊接防腐施工产生的废气以及施工机械排放的废气等。

① 扬尘

在施工过程中,管沟开挖会产生一定的扬尘,裸露场地及土石方堆放场地在风力作用下会产生一定量的二次扬尘,物料输送车辆经过时也会产生一定量的运输扬尘。

本项目合理安排施工作业时间,避免大风天气施工,同时采取管道工程施工及时清理现场、恢复植被等措施避免风起扬尘对周围环境空气的影响。

② 机械尾气、焊接烟气

施工期间,运输汽车产生车辆尾气,管沟开挖过程中,由于使用的大型机械采用柴油机等设备,将产生燃烧烟气。由于本项目是线性工程,施工期较短,产生的废气量较小,项目施工现场位于开阔地带,有利于废气扩散,且废气污染源具有间歇性和流动性,因此对局部地区的环境影响较轻。

本项目焊接工序随管道敷设分段进行,焊接烟尘属于流动源且间歇排放,且焊接为半固定平台,焊接烟尘经移动焊接烟气净化器净化处理后无组织排放,由于废气量较小,同时废气污染源具有间歇性和流动性,因此对局部地区的环境影响较轻。

(2) 废水

施工过程中产生的废水主要为施工人员的生活污水、管道试压水、施工车辆冲洗水以及沟渠、河流开挖对水环境的影响。

① 生活污水

本项目管道、阀室施工不设置单独的施工营地,依托温宿县、拜城县、库车市社会条件安排施工人员生活和食宿。

②试压废水

本项目试压采用分段试压，在清管后进行试压，试压水均为清洁水，管道试压后排放的废水仅含有少量泥沙、粉尘等悬浮物，必须做好相应的收集和排放的管理与疏导工作，一般可通过沉淀处理后用于泼洒场地抑尘。

③施工车辆冲洗废水

施工车辆冲洗废水主要含有泥沙悬浮物，同时还含有少量机械油污，该部分废水排放量较小，经采取沉淀处理后用于泼洒场地抑尘。

④沟渠及河流开挖对水环境的影响

评价要求本项目合理安排施工时间，避开雨季、汛期，防止因雨水冲刷导致严重的水土流失，同时在穿越沟渠时禁止在堤防范围内进行加油、存放油品储罐、清洗施工机械等，避免对地表水环境产生不利影响。

(3)施工噪声

在油气管道敷设的不同施工阶段，如地表平整、打桩、开挖管沟、管道穿越工程等将有不同的施工机械进驻场地，该过程主要为运输车辆、挖掘机、吊管机、电焊机等产生的噪声。

本项目通过选用低噪声设备、运输车辆经过村庄时控制车速、禁鸣以及合理安排施工时间等措施来降低噪声对环境的影响。

(4)固体废物

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、顶箱涵、顶管产生的废弃土方及施工人员的生活垃圾等。

本项目管道开挖、顶管作业过程中产生的土方可用于回填，根据项目可研，项目在施工过程中通过不同施工地点的土方量调配合理利用管沟开挖产生的多余土方，挖方量等于填方量，没有弃方产生；施工人员产生的生活垃圾定期收集送附近市政环卫生活垃圾处理站处理。

(5)生态影响

本项目一般路段天然气外输管道与凝析油外输管道同沟敷设段施工作业带宽度为 20m，不同沟段天然气外输管道施工作业带宽度为 18m，凝析油外输管道施工作业带宽度为 12m，管道标志桩、站场、阀室等工程永久性占地面积约 52608m²。

施工过程开挖管沟及施工机械车辆、人员践踏等活动将直接造成地表植被的破坏和扰动地表。

本项目施工结束后，将尽快清理现场，恢复原有地形地貌，原耕地恢复为耕地，原林地恢复为林地，其它用地进行植被恢复。

3.5.2 营运期污染源调查及治理措施

3.5.2.1 正常状况下污染源调查及治理措施

本项目营运期在正常状况下对环境的影响主要为工艺站场的排污，污染源排放参数及采取的治理措施见表 3-13。

表 3-13 营运期正常状况下污染源及其治理措施一览表

类别	序号	污染源	排放量 (Nm ³ /h)	主要 污染物	产生 浓度 (mg/m ³)	治理 措施	处理效果		排放量 (t/a)	排放 高度 (m)	备注
							排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)			
废气	1	BG1#阀室无组织废气	—	非甲烷总烃	—	—	—	0.01	0.084	—	厂界达标
	2	BG2#阀室无组织废气	—	非甲烷总烃	—	—	—	0.01	0.084	—	
	3	BG3#阀室无组织废气	—	非甲烷总烃	—	—	—	0.01	0.084	—	
	4	克拉2清管站无组织废气	—	非甲烷总烃	—	—	—	0.01	0.084	—	
	5	加热炉烟气	2384	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	10 19 147 —	—	10 19 147 —	0.024 0.045 0.350 —	0.134 0.254 1.963 —	8	达标
	6	中间热站无组织废气 (含BG4#阀室)	—	非甲烷总烃	—	—	—	0.02	0.168	—	厂界达标
类别	编号	污染源		数量 (台/套)	源强 dB(A)	治理措施	治理效果		备注		
噪声	1	中间热站	污油提升泵	1	80	隔声、减震	降噪 15dB(A)		厂界达标		
	2		泄压回注泵	1	80	隔声、减震	降噪 15dB(A)				
	3		汇气管	—	80	隔声、减震	降噪 15dB(A)				
	4		过滤器	1	70	隔声、减震	降噪 15dB(A)				

续表 3-13 营运期正常状况下污染源及其治理措施一览表

类别	编号	污染源		数量 (台/套)	源强 dB (A)	治理措施	治理效果	备注
噪声	5	大北分输注入站	给油泵	2	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	厂界达标
	6		注入泵	2	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	7		污油提升泵	1	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	8		汇气管	—	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	9		过滤器	4	70	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	10		稳压泵	1	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	11		调压器	1	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	12	克深分输注入站	注入泵	3	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	13		污油提升泵	1	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	14		汇气管	—	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	
	15		调压器	1	80	隔声、减震	降噪 15dB (A)	

(1) 废气污染源

本项目天然气外输管道首站依托拟建的博孜天然气处理厂输油输气首站(博孜首站不在本项目范围内),末站依托克拉 2 清管站(在现有站场内改造),管道沿线设置 4 座阀室,系统在正常运行期间由于密封等问题会产生无组织泄漏,主要成分为甲烷,同时产生少量非甲烷总烃。本次环评类比同类工程排放情况,BG1#阀室、BG2#阀室、BG3#阀室及克拉 2 清管站非甲烷总烃无组织排放速率为 0.01kg/h,年运行时间 350d(8400h),则各站场、阀室非甲烷总烃年排放量均为 0.084t。中间热站(含 BG4#阀室)非甲烷总烃无组织排放速率为 0.02kg/h,年运行时间 350d(8400h),则中间热站(含 BG4#阀室)非甲烷总烃年排放量为 0.168t。

本项目凝析油外输管道首站依托拟建的博孜天然气处理厂输油输气首站(博孜首站不在本项目范围内),末站依托牙哈集中处理站(该部分内容不在本项目范围内),管道沿线设置 1 座中间热站,2 个分输注入站(大北分输注入站、克深分输注入站)、14 个阀室。

中间热站设置 2 座 1800kW 的加热炉(一用一备),主要废气污染源为加热炉烟气,主要污染因子为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度,加热炉年

运行时间 5600h(350×16)，燃气量 118.72 万 m³，烟气通过 8m 高烟囱外排。

根据核算结果，加热炉烟气量为 2384Nm³/h，外排烟气中颗粒物浓度为 10mg/m³、SO₂ 浓度为 19mg/m³、NO_x 浓度为 147mg/m³，满足《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限值，加热炉年运行时间 5600h，加热炉烟气污染物排放量为颗粒物 0.134t/a，SO₂ 0.254t/a，NO_x 1.963t/a。

(2) 废水污染源

本项目正常运行期间无生产废水产生，项目各站场及阀室均无人值守，无生活污水产生，新增 4 名巡检人员，依托现有组织机构。

(3) 噪声污染源

本项目运营过程中产噪设备主要是依托站场及新建中间热站新增的泵类、工艺装置区的汇气管、过滤器及调压器产生的噪声，产噪声值为 70~80dB(A)，本项目在设备选型时选择低噪声设备减小对周边声环境的影响。

(4) 固体废物

本项目依托站场、新建阀室不新增工作人员，营运期正常状况下无固体废物产生。

3.5.2.2 非正常状况下污染源调查及治理措施

项目营运期设备检修、清管作业等非正常状况下将产生少量污染物，污染源排放参数及采取的治理措施见表 3-14。

表 3-14 营运期非正常状况下污染源及其治理措施一览表

类型	序号	污染源名称		主要污染物	排放量 (m ³ /次)	源强 (kg/m ³)	治理措施	排放源 强浓度 (kg/m ³)	放空管高 度(m)	年排 放量 (t/a)	备注
废气	1	天然气	清管	非甲烷 总烃	60	0.084	—	0.084	—	0.02	1次/ 季
	2	外输管 道	检修		40	0.084	—	0.084	—	0.0034	1次/ 年
	3	凝析油	清管		60	0.134	—	0.134	—	0.032	1次/ 季
	4	外输管 道	检修		40	0.134	—	0.134	—	0.0054	1次/ 年

续表 3-14 运营期非正常状况下污染源及其治理措施一览表

类型	序号	污染源名称	主要 污染物	排放量 (m³/次)	源强 (kg/m³)	治理 措施	排放源 强浓度 (kg/m³)	放空管高 度(m)	年排 放量 (t/a)	备注
废 气	5	BG1#阀室超压 放散	非甲烷 总烃	463	0.084	—	0.084	15	0.039	—
	6	BG2#阀室超压 放散		463	0.084	—	0.084	15	0.039	—
	7	BG3#阀室超压 放散		463	0.084	—	0.084	15	0.039	—
	8	BG4#阀室超压 放散		463	0.084	—	0.084	15	0.039	—
	9	N3#阀室超压 高点放空		463	0.134	—	0.134	—	0.062	—
	10	N10#阀室超压 高点放空		463	0.134	—	0.134	—	0.062	—
类别	序号	污染源名称	源强 (dB(A))	降噪措施		降噪效果 (dB(A))	排放形式		备注	
噪 声	1	天然气放空 立管	110	小孔消音器		30	间歇噪声		厂界达标	
类别	序号	污染源	主要 污染物	产生量(t/a)		固废类别	处理措施		备注	
固 体 废 物	1	天然气外输管 道清管废渣	粉尘、 铁渣	24		一般固废	收集后运至就近固 废场妥善处置		妥善处置	
	2	天然气外输管 道检修废渣		15						
	3	天然气外输管 道废弃滤芯		1.0						
	4	凝析油外输管 道清管废渣	废渣 废水	24		危险废物 (HW08 251-002- 08)	集中收集后送有资 质单位处置			
	5	凝析油外输管 道检修废渣		15						
	6	凝析油外输管 道废弃滤芯		1.0						

(1) 废气污染源

在管道运行期间,天然气外输管道由于设备检修、管道清理需放散少量天然气,根据调查并类比同类其他输气站场,管道清管过程非甲烷总烃年排放量为0.02t/a;管道检修过程非甲烷总烃年排放量为0.0034t/a。

凝析油外输管道在检修或清管时有少量轻烃放空,管道清管过程非甲烷总烃

年排放量为 0.032t/a；管道检修过程非甲烷总烃年排放量为 0.0054t/a。

在管道运行过程中，由于其输送在较高的压力下进行，存在因仪表失灵等原因超压放散的可能。根据调查并类比其同类他输气站场运行情况，管道超压放散发生频率为 1 次/年，每次持续时间为 1~3min 左右，BG1#阀室、BG2#阀室、BG3#阀室及 BG4#阀室每个站场天然气排放量约 463m³/次，通过各阀室 15m 高放散管排放。由天然气密度 0.81kg/m³，天然气中非甲烷总烃含量 10.37%，计算各阀室非甲烷总烃排放浓度为 0.084kg/m³，年排放量 0.039t/a。

凝析油外输管道各阀室高点放空轻烃排放量约 463m³/次，非甲烷总烃排放浓度为 0.134kg/m³，年排放量 0.062t/a。

(2) 噪声污染源

系统超压排放时会产生瞬时强噪声，噪声值大小取决于放空量的大小，一般可达 110dB(A) 左右，本项目在放空管上设置有小孔消声器，以控制其噪声影响，降噪效果可达 30dB(A)。

(3) 废水

本项目非正常情况下无废水产生。

(4) 固体废物

本项目清管、检修过程中将产生少量固体废物。其中，清管过程固体废物主要由天然气、凝析油中的杂质对管道内壁的轻微腐蚀产物和由于输气输油压力变化而产生的液滴，项目管道每季度清管一次，每年检修一次。天然气外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(粉尘、铁渣)为一般固体废物，清管过程产生量约 24kg/a，检修过程产生量约 15kg/a，经收集后运至就近固废场妥善处置。凝析油外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(废渣废水)为危险废物(HW08 251-002-08)，清管过程产生量约 24kg/a，检修过程产生量约 15kg/a，集中收集后送有资质单位处置。检修过程中将对达不到过滤效果的滤芯予以更换，粘着油水烃混合物，为危险废物(HW49)，约 4~5 年更换一次。

本项目上述危险废物经站场内危废暂存间临时存放后定期送有资质单位处置(危废处置协议见附件)。本项目非正常状况下，固体废物全部妥善处置。

3.5.3 工程主要污染物排放量汇总

本项目实施后，污染物排放量见表 3-15。

表 3-15 本项目污染物排放量汇总一览表 单位：t/a

大气污染物		水污染物		工业固体废物
二氧化硫	氮氧化物	COD	氨氮	
0.254	1.963	0	0	0

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

温宿县位于新疆维吾尔自治区西部天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地西北边缘。东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，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。温宿县地理坐标为北纬 $40^{\circ} 52' \sim 42^{\circ} 15'$ ，东经 $79^{\circ} 28' \sim 81^{\circ} 30'$ ，东西长 171km，南北宽 158km，总面积 14569.3km^2 。

拜城县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东北部。地处塔里木盆地西北部，天山中段南麓、却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。北依天山与昭苏、特克斯县相连，南隔却勒塔格山与新和县为界，东与库车市毗邻，西与温宿县接壤。拜城县地理坐标为北纬 $41^{\circ} 31' 24'' \sim 42^{\circ} 38' 48''$ ，东经 $80^{\circ} 30' 00'' \sim 82^{\circ} 57' 31''$ 之间，全县东西长 184km，南北宽 105km，总面积 15554km^2 。

库车市(原库车县)位于新疆维吾尔自治区天山中部南麓，塔里木盆地北缘，东与巴音郭楞蒙古自治州的轮台县为邻，东南与尉犁县相接，南靠塔克拉玛干沙漠，西南与沙雅县相连，西以渭干河为界与阿克苏地区的新和县隔河相望，西北与拜城县接壤，北部与巴音郭楞蒙古自治州和静县毗连。库车市地理坐标为北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 、东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ 之间，县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2 。

本项目天然气外输管道起自博孜天然气处理厂(东经 $80^{\circ} 59' 19.99''$ ，北纬 $41^{\circ} 43' 35.97''$)，终点为克拉 2 清管站(东经 $82^{\circ} 32' 2.04''$ ，北纬 $41^{\circ} 56' 50.89''$)，线路全长约 152.94km，管径直径 DN1000，设计压力 10MPa，全线设置博孜首站 1 座(博孜首站不在本项目范围内)、克拉清管站 1 座(在现有站场内改造)，沿线设有 4 座监控阀室(BG1#阀室：东经 $81^{\circ} 17' 1.69''$ ，北纬 $41^{\circ} 43' 59.84''$ ，BG2#阀室：东经 $81^{\circ} 34' 46.25''$ ，北纬 $41^{\circ} 46' 46.70''$ ，BG3#阀室：东经 $81^{\circ} 54' 26.01''$ ，北纬 $41^{\circ} 52' 23.32''$ ，BG4#阀室：东经 82°

17' 7.43", 北纬 41° 52' 31.28"), 天然气外输管道设计输量 70 亿 m³/a。凝析油输送管道起点为博孜天然气处理厂(东经 80° 59' 19.99", 北纬 41° 43' 35.97"), 终点为牙哈集中处理站(东经 83° 27' 44.47", 北纬 41° 42' 36.55"), 线路全长约 246.66km, 管径直径 DN250, 设计压力 10MPa。博孜处理厂至克拉 2 清管站之间管道与天然气外输管道同沟敷设, 全线设置有博孜首站(该站设置在博孜天然气处理厂内, 不在本项目范围内)、大北分输注入站(设置在大北处理站内)、克深分输注入站(设置在克深处理站内)、中间热站(在本项目范围内)以及牙哈末站(该部分内容不在本项目范围内)。沿线设有 14 座阀室, 其中监控阀室 9 座(N1#阀室: 东经 81° 9' 42.27", 北纬 41° 44' 21.13", N2#阀室: 东经 81° 34' 46.25", 北纬 41° 46' 46.70", N4#阀室: 东经 82° 4' 55.42", 北纬 41° 53' 8.60", N5#阀室: 东经 82° 32' 34.37", 北纬 41° 54' 24.66", N7#阀室: 东经 82° 47' 34.40", 北纬 41° 50' 50.50", N8#阀室: 东经 83° 2' 0.09", 北纬 41° 49' 22.54", N11#阀室: 东经 83° 15' 37.48", 北纬 41° 45' 33.26", N13#阀室: 东经 83° 15' 37.48", 北纬 41° 45' 33.26", N14#阀室: 东经 83° 15' 37.48", 北纬 41° 45' 33.26"), 高点放空阀室 2 座(N3#阀室: 东经 81° 27' 56.60", 北纬 41° 46' 10.68", N10#阀室: 东经 82° 41' 31.08", 北纬 41° 52' 58.71"), 单向阀室 3 座(N6#阀室: 东经 81° 10' 52.19", 北纬 41° 44' 51.07", N9#阀室: 东经 81° 47' 4.26", 北纬 41° 51' 45.48", N12#阀室: 东经 82° 34' 34.38", 北纬 41° 54' 8.49"), 凝析油外输管道设计输量 126.49 万 t/a。

本项目地理位置见图 4-1, 路线走向及监测布点见图 4-2。

4.1.2 地形地貌

温宿县地势北高南低, 北部山区占温宿县总面积的 56.67%, 耸立着 15 座 6000m 以上的巨峰, 天山最高峰托木尔峰, 海拔 7435.29m。北部山区海拔大部分 1500~3500m, 山体比较矮小, 多系浅切割中山。海拔 1800m 以上为云杉、桦树和山杨等组成的混合林。耕地大部分在海拔 2000m 以下的山坡地、谷地和台地, 自然草场约 1151 万亩, 主要分布在海拔 1500~3600m 之间的狭长地带。

拜城县地处天山地槽褶皱带中部, 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, 雪线高约 4000m, 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 2000m 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。拜城县县城地处拜城盆地中上部。夹于南北山两山之间的拜城盆地是在古生代海西运动时地台和地槽经过褶皱断裂而形成。北部喀尔勒克塔格等山属于古老的构造系统，南部却勒塔格山为年轻的构造系统，拜城盆地则属中生代第三纪和第四纪系统经新期褶皱作用而成。拜城盆地地势北高南低，由西向东倾斜，自然坡度一般为 1.3%~4.3%。境内 5 条河流皆源于北部冰川。源于木扎提冰川的木扎提河，由北向南折东横穿盆地。由于地形北高南低，加之第三纪和第四纪风化岩层的松软脆弱，极易受侵蚀冲刷，致使河床不断南移，两岸已形成较大的冲积平原。源于哈尔克塔格山的 4 条河流由于坡降大，水流湍急，冲刷力强，出山后流速减慢，大量悬移物质随之沉淤，加之雨水的影响，逐渐形成较大的洪积冲积扇。

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，呈东西走向，在乌(乌鲁木齐)喀(什)公路(314 道)以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜(低山)和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400~2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔小于 1200m。平均坡降 0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。

“雅丹”是维吾尔语，原意是指具有陡壁的小山。在地质学上，雅丹地貌专指经长期风蚀，由一系列平行的垄脊和沟槽构成的景观。

本项目管道沿途经过平原、平缓山地、戈壁、冲积扇、沟壑、河流、农田、雅丹地貌。

4.1.3 地层地质

温宿县大地构造单元为塔里木台块的北缘，向天山巨型纬向构造带过渡的山前拗陷区域，属库车拗陷的西段。北部位于天山地槽褶皱带中，属南天山地槽褶皱带的哈里克套复背斜的西段，地质构造复杂，汗腾格里山复背斜比较完整。区内主要构造线呈东西向，主要构造有穹木兹杜克隐伏断裂、沙井子隐伏断裂、古木别孜背。斜、阿克苏断裂及阿瓦特断裂等。

拜城县所处的拜城盆地，是位于天山山脉中部的新生代凹陷型盆地。北依高耸的哈雷克套褶皱山的南麓，以山前帕尔勒克库尔干深断裂为界，其它周边受新生代第三系却勒塔格背斜山控制，构成近东西向半月状山间盆地。在盆地内沉积有巨厚的湖沼相中新生界碎屑岩地层。由于受新构造运动的作用，周边山地强烈抬升，盆地基底断块凹陷不断，为第四纪以来源于北山南坡的河流搬运大量的卵砾物质在盆地内补偿性堆积成大小不等的冲洪积扇群，为组成自西北向东南倾斜的山前平原地貌提供了物质条件，对木扎提河为干流的水文网的流向和地下水的储水构造起着控制作用。

4.1.4 水文地质

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系一新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。

拜城盆地海拔高程 1180~1400m，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元——“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂

北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深达到 80 多米。

由喀普斯朗河、台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜平原具有干旱-半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了本区地下水的形成、埋藏与分布。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散类岩层沉积厚度自北部山前的 200m，向南部平原区逐渐变厚，最厚达 500m 左右。

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

4.1.5 地表水系

项目区域内自西向东穿越大型河流六条(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)，农业灌溉干渠 20 处，小型河流沟渠 9 处，冲沟多处。六条河流均为季节性河流，除丰水期外大部分时间水量很少。河流以天山的融雪及大气降水为水源，具有河道流程短，坡降大，暴雨洪水洪峰流量比年均流量大几倍甚至几十倍的特点。一般来讲，洪水皆形成于低山区，从时间上可分为春汛和夏洪，其成因可分为融雪型、融雪和降雨混合型、暴雨型三类。春夏两季流量大，秋冬两季流量小甚至断流。河流径流量年内季节分配悬殊，年际变化平稳。洪水期主要为 6 月~8 月，枯水期为 1 月~3 月。多数河流在每年 11 月下旬结冻，次年 3 月上旬解冻。

木扎尔特河(渭干河)发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。全长 452km，流域面积 $6.19 \times 10^8 \text{hm}^2$ ，年径流量 $1.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，多年平均流量为 $2.52 \text{m}^3/\text{s}$ 。

喀普斯浪河是渭干河的第二大支流，卡木鲁克水文站以上集水面积 2845km^2 ，年径流量为 6.77 亿 m^3 ，约占五条支流河川径流量的 24.5%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 5~8 月，多

年平均 7~8 月 2 个月径流量占年总量达 46.8%，该河水量以冰川融水为主，降水对洪水影响很大。

台勒维丘克河是渭干河的较小支流，其控制站拜城水文站多年平均径流量为 0.857 亿 m^3 ，约占五条支流河川径流量的 3.1%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 5~8 月，多年平均 7~8 月 2 个月径流量占年总量达 44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪水的洪峰流量影响很大。

喀拉苏河是渭干河的第四大支流，喀拉苏水文站以上集水面积 1114 km^2 ，年径流量为 2.33 亿 m^3 ，约占五条支流河川径流量的 8.43%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 5~8 月，多年平均 7~8 月 2 个月径流量占年总量达 44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪峰流量影响很大。

克孜勒河位于喀什地区北部，属喀什噶尔河水系，发源于塔吉克斯坦境内海拔 6048m 的特拉普齐亚峰(即列宁峰)，全长 778km，在我国境内约 600km，自西向东流经克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县，喀什地区的疏附县、疏勒县、喀什市、伽师市、巴楚县，最后与叶尔羌河相遇，汇入塔里木河流域，流经水域面积达 15100 km^2 。正常年径流量为 20.59 亿 m^3 ，多水年份可达 22.8 亿 m^3 ，少水年份也有 17.65 亿 m^3 ，年均流量为 67.1 m^3/s 。每年 11 月下旬至次年 2 月为枯水期，最小流量为 9.60 m^3/s 。

库车河，又称苏巴什河，史称“东川水”，源于科克铁克山的莫斯塔冰川，流向东南、玉库台克力克陆续汇入东支阿恰沟、东支科克那克河、卡尔塔西后南下，经康村切穿却勒塔格山达栏杆。积水面积 2946 km^2 ，多年平均流量 1.098 m^3/s ，河流全长 221.6km。

4.1.6 气候气象

温宿县地处天山中段的托木尔峰南麓，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。温宿县的主要气象要素数据见表 4-1。

表 4-1 温宿县近 30 年主要气候要素一览表

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%	9	极端最高气温	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	10	极端最低气温	-27.4℃
3	年平均风速	1.0m/s	11	日最大降雨量	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	12	年平均降雨量	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	13	年平均蒸发量	1538.5mm
6	月平均最高气温	21.3℃	14	年平均地温	10.3℃
7	月平均最低气温	-12.4℃	15	年均大风日数	30d
8	年均沙暴日数	20d	16	年最多风向	SE

拜城县地处中纬度大陆深处，远离海洋，属大陆性温带干旱气候。夏季凉爽，冬季寒冷，降水较少，蒸发强烈，气候干燥，气温的年、日变化大。因地形复杂，县境内各地气候又有明显的差异，自东向西，自南向北，可分为 4 个不同的气候区。东部热量较多，降水较少，日照充足，夏季炎热，冬季寒冷，春季多大风，秋季有冻害；中部平原热量充足，降水较少，夏季凉爽，冬季寒冷，春季局部地区有干旱，夏季有冰雹，秋季有霜冻；西部河流山麓地带热量较少，降水适中，夏季凉爽，冬季寒冷，夏季有冰雹和洪水；北部山区寒冷，降水丰富，冬季有逆温带，3~6 月多大风，4 月尤甚，6~8 月多冰雹。

拜城县主要气候要素见表 4-2。

表 4-2 拜城县多年主要气象要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	平均气温	7.6℃	9	年平均风速	1m/s
2	历年极端最高气温	38.2℃	10	年平均降水量	96.2mm
3	历年极端最低气温	-32.0℃	11	年平均最大降水量	217.5mm
4	最热月平均气温	21.4℃	12	年均相对湿度	67.0%
5	最冷月平均气温	-14.1℃	13	年均蒸发量	1538.5mm
6	年主导风向	东南风	14	最大冻土深度	0.89m
7	冬季风速	0.23m/s	15	基本雪压	0.65KN/m ²
8	夏季风速	0.87m/s	16	标准风压	0.60KN/m ²

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站多年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4-3。

表 4-3 库车市主要气候气象参数一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	1.97m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7 月)	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温(1 月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

4.1.7 土壤及植被

温宿县植被分布呈带状，托木尔峰南坡植被自上而下可划分为荒漠带、山地荒漠平原带、山地草原带、高山草甸带及高山甸状植被地衣带，其特点是灌木和半灌木、荒漠及山地半平原广泛发育，主要树种有云杉、天山桦、落叶松、山杨、新疆杨、银白杨、箭杆杨、苦杨、小白杨、加拿大杨、欧洲大叶杨、胡杨、灰杨，灌木有盐穗木、山里红、锦鸡儿、鬼见愁、野蔷薇、沙棘、红柳、梭梭、白刺等，中草药有党参、手掌参、黄芪、雪莲、全绿叶青兰、大黄、麻黄、柴草、锁阳、肉苁蓉、甘草、柴胡、独活等 185 种。经济林树种有：苹果、梨、核桃、桃、红枣、葡萄、无花果、酸梅等。

拜城县土壤从南部的木扎尔特河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，项目区土壤类型以母质为洪积、冲积细土，砂砾洪积物、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 1.5。区域植被稀疏，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、琵琶差、假木贼、合头草、猪毛菜等为主，覆盖度常常不到 25%。

库车市农业土壤主要有潮土、灌淤土及灌耕棕漠土 3 种，潮土占比重最大，占总耕地面积的 70.83%。潮土主要分布在渭干河灌区的玉奇吾斯塘、阿拉哈格、

齐满、哈尼喀塔木、墩阔坦 4 乡(镇)及比西巴格乡的大部地区, 面积为 60527.13hm^2 , 占总潮土面积的 93%以上; 灌淤土仅次于潮土, 面积 1779.53hm^2 , 占总耕地面积的 19.24%, 主要分布在库车河灌区的乌恰、乌尊、伊西哈拉、牙哈四乡镇及比西巴格乡的其乃巴格村, 占灌区面积的 51.1%; 灌耕棕漠土仅有 6220.73hm^2 , 占总耕地面积的 6.73%, 分布在库车河灌区。

4.2 环境敏感区调查

4.2.1 新疆库车大峡谷国家地质公园

新疆库车大峡谷国家地质公园位于新疆阿克苏地区库车市。库车大峡谷国家地质公园于 2009 年被国土资源部授予国家地质公园资质。以盐水沟、库车大峡谷、大龙池为轴线, 周边形成 200km^2 的地质遗迹保护范围, 作为旅游风景区。新疆库车大峡谷国家地质公园以发育于新生界红色砂岩中的峡谷为特色, 其他尚有第四纪冰川遗迹、雅丹地貌景观等。

公园内还有由红色砂岩形成的“库车地貌”, 其特征是指发生褶皱构造的陆相中新生界砾岩、砂岩、泥岩等岩层在干旱气候条件, 在季节性水流的作用下, 伴有崩塌作用, 形成迷宫式峡谷与城堡式山岭的地貌景观。冰川地貌类型发育多样, 有堰塞湖、冰碛平台、“U”形谷等; 雅丹地貌形态多样, 有条带状、金字塔状等。

4.2.2 拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地保护区

4.2.3 文物古迹

多岗古墓群: 多岗古墓群位于卡拉苏河西岸山坡, 距 G579 线北侧 350m, 距离拟建外输管道北 290m。

台台尔石窟位于拜城县克孜尔乡东北约 6km 处的戈壁断崖上, 位于铁提尔村北侧戈壁, 本项目管道经铁提尔村南侧绕行文物保护区, 距离保护区范围外 300m。

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 基本污染物环境空气质量及达标情况

根据《新疆维吾尔自治区 2019 年生态环境状况公报》, PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 、

NO₂、CO 及 O₃ 年评价指标及达标判定结果如表 4-4 所示。

表 4-4 区域环境空气质量现状评价一览表

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	126	70	180	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	47	35	134.29	超标
SO ₂	年平均质量浓度	9	60	15	达标
NO ₂	年平均质量浓度	27	40	67.5	达标
CO (mg/m^3)	日均值第 95 百分位浓度	0.9	4	22.5	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	87	160	54.38	达标

由上表可知，项目所在区域环境空气中 PM₁₀、PM_{2.5} 年评价指标值均超标，则根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定：“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知，本项目所在区域属于不达标区。

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分公司应不断强化大气污染源防治措施。

4.3.1.2 其他污染物环境空气质量现状监测与评价

(1) 监测布点及监测因子

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合本项目所在区域地形特点、当地气象特征以及周边环境目标分布，设置 3 个监测点位。各监测点位置及其监测因子见表 4-5 和图 4.2-1。

表 4-5 环境空气现状监测点及监测因子一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	与厂界距离(km)/方位	监测因子
				1 小时平均
1	中间热站	N 41° 52' 31.28" E 82° 17' 7.43"	中间热站西北侧 100m 处	H ₂ S、非甲烷总烃

续表 4-5 环境空气现状监测点及监测因子一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	与厂界距离(km)/方位	监测因子
				1 小时平均
2	大北生活公寓	—	—	H ₂ S、非甲烷总烃
3	克深生活公寓 (引用)	—	—	H ₂ S、非甲烷总烃

(2) 监测时段及频率

监测时间为 2021 年 3 月*日至 2021 年 3 月*日，连续采样 7 天，H₂S、非甲烷总烃 1 小时平均浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟，采样时间为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测分析方法

采样方法及监测分析方法执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)、《环境空气质量手工监测技术规范》(HJ194-2017)及《环境空气和废气监测分析方法》(第四版增补版)相关标准和规范。各监测因子的分析方法及其检出限见表 4-6。

表 4-6 各监测因子检测方法及检出限一览表

序号	名称	分析方法	方法来源	方法检出限 (mg/m ³)
1	非甲烷总烃	气相色谱法	《空气和废气监测分析方法》 (第四版增补版)	小时值：0.04
2	硫化氢	亚甲蓝分光光度法	GB 11742-1989	小时值：0.005

4.3.1.3 环境空气质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{i0}} \times 100\%$$

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_{i0} —— i 评价因子评价标准 (mg/m^3)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准，硫化氢执行《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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

(4) 评价结果

本评价对区域环境空气质量现状监测结果进行统计分析评价，结果见表 4-7。

表 4-7 监测结果统计一览表

点位名称	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
中间热站	非甲烷总烃	1 小时平均	2000				
	硫化氢	1 小时平均	10				
大北生活公寓	非甲烷总烃	1 小时平均	2000				
	硫化氢	1 小时平均	10				
克深生活公寓(引用)	非甲烷总烃	1 小时平均	2000				
	硫化氢	1 小时平均	10				

由表 4-7 可知，监测期间评价区域环境空气中非甲烷总烃 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；硫化氢 1 小时平均浓度满足《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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

4.3.2 地表水质量现状监测与评价

4.3.2.1 地表水质量现状监测

为了说明本项目地表水环境质量现状，本次评价引用历史监测数据对区域地表水环境质量现状进行分析。

(1) 监测点位布设

本项目监测点位及监测因子见表 4-8。

表 4-8 地表水环境监测点位及监测因子一览表

序号	监测断面名称	经纬度	监测因子
1	木扎尔特河	—	水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、铬(六价)、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、硫酸盐、氯化物、硝酸盐(以 N 计)、铁、锰, 共 29 项
2	喀普斯浪河	—	
3	台勒维丘克河	—	
4	喀拉苏河	—	
5	克孜勒河	—	
6	库车河	—	

(2) 监测时段与频率

(3) 监测及分析方法

监测及分析方法按《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)、《地表水和污水监测技术规范》(HJ/T91-2002)和《水和废水监测分析方法》(第四版)有关标准及规范执行, 分析方法按中的有关规定执行。各地表水监测因子和检测分析因子分析及检出限情况见表 4-9。

表 4-9 地表水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
1	pH 值	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB/T 6920-1986	/
2	溶解氧	水质 溶解氧的测定 玻璃电极法 GB/T 6920-1986	/
3	高锰酸盐指数	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-1989	0.5mg/L
4	五日生化需氧量(BOD ₅)	水质 五日生化需氧量(BOD ₅)的测定 稀释与接种法 HJ 505-2009	0.5mg/L
5	化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ 828-2017	4mg/L
6	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L
7	总磷	水质 总磷的测定 钼酸铵分光光度法 GB 11893-1989	0.01mg/L
8	总氮	水质 总氮的测定 碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法 HJ 636-2012	0.05mg/L
9	铜	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-1987	0.05mg/L
10	锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	0.05mg/L
11	氟化物	水质 氟化物的测定离子选择电极法 GB 7484-1987	0.05mg/L

续表 4-9 地表水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
12	硒	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.0004mg/L
13	砷		0.0003mg/L
14	汞		0.00004mg/L
15	镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(9.1)	0.0005mg/L
16	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度 GB/T 7467-1987	0.004mg/L
17	铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(11.1)	0.0025mg/L
18	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ 484-2009	0.004mg/L
19	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L
20	石油类	水质 石油类和动植物油的测定 红外光度法 HJ 637-2012	0.01mg/L
21	阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂 亚甲基蓝分光光度法 GB/T 16489-1996	0.05mg/L
22	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 GB/T 16489-1996	0.005mg/L
23	粪大肠菌群	水质 粪大肠菌群的测定 滤膜法 HJ 84-2016	10CFU/L
24	硫酸盐	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/T 84-2016	0.018mg/L
25	氯化物	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/T 84-2016	0.007mg/L
26	硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 SL 84-1994	0.08mg/L
27	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.03mg/L
28	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.01mg/L

4.3.2.2 地表水质量现状评价

(1) 评价方法

地表水水质现状评价采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度, mg/L;

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度, mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值), 其标准指数计算公式:

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

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

式中: P_{pH} —pH 的标准指数, 无量纲;

pH—pH 监测值;

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值;

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

评价标准: 执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

(2) 监测及评价结果

各监测断面地表水环境监测及评价结果见表 4-10。

表 4-10 地表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		
pH 值	标准值 6~9	监测值		
		标准指数		
溶解氧	标准值 ≥5	监测值		
		标准指数		
高锰酸盐指数	标准值 ≤6	监测值		
		标准指数		
化学需氧量	标准值 ≤20	监测值		
		标准指数		
五日生化需氧量 (BOD ₅)	标准值 ≤4	监测值		
		标准指数		
氨氮	标准值 ≤1.0	监测值		
		标准指数		
总磷	标准值 ≤0.2	监测值		
		标准指数		
总氮	标准值 ≤1.0	监测值		
		标准指数		

续表 4-10

地表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		
铜	标准值 ≤ 1.0	监测值		
		标准指数		
锌	标准值 ≤ 1.0	监测值		
		标准指数		
氟化物	标准值 ≤ 1.0	监测值		
		标准指数		
硒	标准值 ≤ 0.01	监测值		
		标准指数		
砷	标准值 ≤ 0.05	监测值		
		标准指数		
汞	标准值 ≤ 0.0001	监测值		
		标准指数		
镉	标准值 ≤ 0.005	监测值		
		标准指数		
六价铬	标准值 ≤ 0.05	监测值		
		标准指数		
铅	标准值 ≤ 0.05	监测值		
		标准指数		
氰化物	标准值 ≤ 0.2	监测值		
		标准指数		
挥发酚	标准值 ≤ 0.005	监测值		
石油类	标准值 ≤ 0.05	监测值		
		标准指数		
阴离子表面活性剂	标准值 ≤ 0.2	监测值		
		标准指数		
硫化物	标准值 ≤ 0.2	监测值		
		标准指数		
粪大肠菌群 (个/L)	标准值 ≤ 10000	监测值		
		标准指数		

续表 4-10

地表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		
硫酸盐	标准值 ≤250	监测值		
		标准指数		
氯化物	标准值 ≤250	监测值		
		标准指数		
硝酸盐氮	标准值 ≤10	监测值		
		标准指数		
铁	标准值 ≤0.3	监测值		
		标准指数		
锰	标准值 ≤0.1	监测值		
		标准指数		

由表 4-10 地表水监测结果可知, 监测期间监测断面各监测因子均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

4.3.3 地下水质量现状监测与评价

4.3.3.1 地下水质量现状监测

(1) 监测点及监测因子

根据项目所在区域地下水流向及地下水导则要求, 在评价区域内共设置 7 个监测点, 监测水质, 调查井深和水位, 监测点位置及监测因子见表 4-11 和图 4-11。

表 4-11

地下水监测点及监测因子一览表

序号	名称	监测点位坐标	层位	水质监测因子	检测分析项目	调查项目
1	希依提村水井 (核实是否有井)	——	潜水	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、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(COD _{Mn} 法, 以O ₂ 计)、氨氮(以N计)、硫化物、钠、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 38 项	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	记录成井深度、水位标高(m)、井口标高(m)、井内水面至井口距离(m)
2	铁提尔村附近水井 1#	——				
3	铁提尔村附近水井 2#	——				

续表 4-11

地下水监测点及监测因子一览表

序号	名称	监测点位坐标	层位	水质监测因子	检测分析项目	调查项目
4	吾斯塘布依村水井	E 81° 05' 24.47" N 41° 44' 0.72"	潜水	色(铂钴色度单位)、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯	—	记录成井深度、水位标高(m)、井口标高(m)、井内水面至井口距离(m)
5	X343 线水井	E 81° 20' 0.15" N 41° 42' 49.69"			—	
6	铁提尔村水井	E 81° 48' 10.27" N 41° 49' 49.42"			—	

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 3 月*日, 监测 1 天, 采样 1 次。

(3) 监测分析方法

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。各地下水监测因子分析及检出浓度等情况见表 4-12。

表 4-12

地下水环境监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	色度	感官性状和物理指标(GB/T5750.4-2006)	5 度
2	浑浊度	感官性状和物理指标(GB/T5750.4-2006)	1NTU
3	pH	玻璃电极法(GB/T5750.4-2006)	—
4	总硬度(以 CaCO ₃ 计)	容量法(GB/T5750.4-2006)	1.0mg/L
5	溶解性总固体	重量法(GB/T5750.4-2006)	5mg/L
6	硫酸盐(以 SO ₄ ²⁻ 计)	离子色谱法(HJ/T84-2016)	0.018mg/L
7	氯化物(以 Cl ⁻ 计)	离子色谱法(HJ/T84-2016)	0.007mg/L
8	铁	火焰原子吸收分光光度法(GB/T5750.6-2006)	4.5 μg/L
9	锰	火焰原子吸收分光光度法(GB/T5750.6-2006)	0.5 μg/L
10	铜	原子吸收法(GB/T5750.6-2006)	0.009mg/L
11	锌	原子吸收法(GB/T5750.6-2006)	1 μg/L

续表 4-12 地下水环境监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
12	铝	原子吸收法(GB/T5750.6-2006)	0.04mg/L
13	挥发性酚类(以苯酚计)	4-氨基安替比林分光光度法(HJ503-2009)	0.0003mg/L
14	阴离子表面活性剂	亚甲基蓝分光光度法(GB7494-1987)	0.05mg/L
15	耗氧量	耗氧量的测定(GB11892-89)	0.05mg/L
16	氨氮	纳氏试剂分光光度法(HJ535-2009)	0.02mg/L
17	Na ⁺	ICP-AES 法(GB/T5750.6-2006)	0.01mg/L
18	总大肠菌群	微生物指标(2.1 多管发酵法)(GB/T 5750.12-2006)	—
19	细菌总数	微生物指标(1.1 平皿计数法)(GB/T 5750.12-2006)	—
20	硝酸盐氮(以 N 计)	紫外分光光度法(SL84-1994)	0.08mg/L
21	亚硝酸盐氮(以 N 计)	重氮偶合分光光度法(GB/T 5750.5-2006)	0.001mg/L
22	氰化物	容量法和分光光度法(HJ484-2009)	0.001mg/L
23	氟化物(以 F 计)	离子选择电极法(GB7484-1987)	0.05mg/L
24	碘化物	容量法和分光光度法(HJ484-2009)	0.001mg/L
25	砷	氢化物原子荧光法(GB/T5750.6-2006)	0.0001mg/L
26	汞	原子荧光法(GB/T5750.6-2006)	0.0001mg/L
27	硒	原子荧光法(HJ694-2014)	4×10 ⁻⁴ mg/L
28	镉	原子吸收法(GB/T5750.6-2006)	0.0005mg/L
29	铬(六价)	二苯碳酰二肼分光光度法(GB/T5750.6-2006)	0.004mg/L
30	铅	原子吸收法(GB/T5750.6-2006)	0.0025mg/L
31	石油类	红外分光光度法(HJ637-2012)	0.05mg/L
32	硫化物	亚甲基蓝分光光度法(GB/T16489-1996)	0.005mg/L
33	K ⁺	ICP-AES 法(GB/T5750.6-2006)	0.02mg/L
34	Ca ²⁺	ICP-AES 法(GB/T5750.6-2006)	0.011mg/L
35	Mg ²⁺	ICP-AES 法(GB/T5750.6-2006)	0.013mg/L
36	CO ₃ ²⁻	酸滴定法(SL83-1994)	0.5mg/L
37	HCO ₃ ⁻	酸滴定法(SL83-1994)	0.5mg/L

4.3.3.2 地下水质量现状评价

(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 — i 因子标准指数；

C_i — i 因子监测浓度，mg/L；

C_{oi} — i 因子质量标准，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} — i 监测点的 pH 评价指数；

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。

(2) 评价标准

《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，其中石油类参照执行《地表水质量标准》(GB3838-2002) III类标准。

(3) 地下水现状监测结果与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4-13。

表 4-13 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)

监测因子 \ 监测点			潜水含水层				
色度	标准值 ≤15 度	监测值					
		标准指数					
pH 值	标准值 6.5~8.5	监测值					
		标准指数					
总硬度	标准值 ≤450	监测值					
		标准指数					

续表 4-13 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)

监测因子			监测点	潜水含水层				
溶解性总固体	标准值 ≤1000	监测值						
		标准指数						
硫酸盐	标准值 ≤250	监测值						
		标准指数						
氯化物	标准值 ≤250	监测值						
		标准指数						
铁	标准值 ≤0.3	监测值						
		标准指数						
铜	标准值 ≤1.00	监测值						
		标准指数						
锌	标准值 ≤1.00	监测值						
		标准指数						
铝	标准值 ≤0.20	监测值						
		标准指数						
挥发性 酚类	标准值 ≤0.002	监测值						
		标准指数						
阴离子表面活性剂	标准值 ≤0.3	监测值						
		标准指数						
耗氧量	标准值 ≤3.0	监测值						
		标准指数						
氨氮	标准值 ≤0.50	监测值						
		标准指数						
硫化物	标准值 ≤0.02	监测值						
		标准指数						
钠	标准值 ≤200	监测值						
		标准指数						
总大肠 菌群	标准值≤3.0CFU /100mL	监测值						
		标准指数						

续表 4-13 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)

监测因子			监测点	潜水含水层				
菌落总数	标准值 ≤ 100 CFU/mL	监测值						
		标准指数						
亚硝酸盐	标准值 ≤ 1.00	监测值						
		标准指数						
硝酸盐	标准值 ≤ 20.0	监测值						
		标准指数						
氰化物	标准值 ≤ 0.05	监测值						
		标准指数						
氟化物	标准值 ≤ 1.0	监测值						
		标准指数						
砷	标准值 ≤ 0.01	监测值						
		标准指数						
汞	标准值 ≤ 0.001	监测值						
		标准指数						
硒	标准值 ≤ 0.01	监测值						
		标准指数						
镉	标准值 ≤ 0.005	监测值						
		标准指数						
六价铬	标准值 ≤ 0.05	监测值						
		标准指数						
铅	标准值 ≤ 0.01	监测值						
		标准指数						
石油类	标准值 ≤ 0.05	监测值						
		标准指数						

(4) 地下水质量现状监测统计分析结果

地下水质量现状监测统计分析结果见表 4-14。

表 4-14 各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率分析一览表

含水层	监测因子	最大值 (mg/L)	最小值 (mg/L)	均值 (mg/L)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
潜水	色度(度)						
	pH 值						
	总硬度						
	溶解性总固体						
	硫酸盐						
	氯化物						
	铁						
	铜						
	锌						
	铝						
	挥发性酚类						
潜水	阴离子表面活性剂						
	耗氧量						
	氨氮						
	硫化物						
	钠						
	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						
	砷						
	汞						
	硒						
	镉						
	六价铬						
	铅						
	石油类						

(5) 地下水质量现状检测及评价

地下水质量现状检测及评价结果见表 4-15。

表 4-15 地下水质量现状检测及评价结果一览表 单位: mg/L

项 目					
监测日期	2020.3.*				
K ⁺	监测值 (mg/L)				
Na ⁺					
Ca ²⁺					
Mg ²⁺					
CO ₃ ²⁻					
HCO ₃ ⁻					
Cl ⁻					
SO ₄ ²⁻					

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点位

本评价在中间热站拟建厂址布设 1 个声环境质量现状监测点, 具体位置见图 4-2。

(2) 监测因子

等效连续A声级 (L_{eq})

(3) 监测时间及频率

2021年3月*日, 监测1天, 分昼间、夜间监测, 监测时间为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)中的规定进行。

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行, 区域声环境执行《声环境质

量标准》(GB3096-2008)中3类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

本项目各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表4-16。

表4-16 声环境现状监测及评价结果 单位: dB(A)

点 位	昼 间			夜 间		
	监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果

4.3.5 区域生态环境现状调查与评价

本评价根据区域生态环境特点,从维护生态系统完整性出发,确定生态环境现状调查范围为管道中心线两侧200m及站场周边500m,约203km²范围。

4.3.5.1 生态系统类型

本项目所在区域位于阿克苏地区温宿县、拜城县与库车市,其气候为典型的大陆性干旱型气候。

项目区域主要为荒漠生态系统,面积约为177.22km²,占评价范围总面积的87.3%,该区域主要为戈壁,沿线植被贫乏,仅在部分地中生长稀疏的芨芨草和猪毛菜,其伴生种类极少,大部分地带为裸地。其他还有少量林地、村庄及耕地,面积约为25.78km²,占评价范围总面积的12.7%,该区域主要植被为道路及沟渠两侧人工栽植的新疆杨等乔木。

4.3.5.2 地形地貌

(1) 博孜天然气处理厂至克拉2清管站段

博孜天然气处理厂至克拉2清管站段全长约152.94km,沿线所经地区地处温宿县西部与拜城县南部,地貌主要为戈壁。

(2) 博孜天然气处理厂至库车市牙哈集中处理站段

博孜天然气处理厂至库车市牙哈集中处理站段全长约 246.66km，沿线所经地区地处温宿县西部、拜城县南部与库车市中南部分，地貌主要为戈壁、山前平原。

4.3.5.3 地表水系

本项目主要地表水系为木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河，六条河流均为季节性河流，除丰水期外大部分时间水量很少。河流以天山的融雪及大气降水为水源，具有河道流程短，坡降大，暴雨洪水洪峰流量比年均流量大几倍甚至几十倍的特点。一般来讲，洪水皆形成于低山区，从时间上可分为春汛和夏洪，其成因可分为融雪型、融雪和降雨混合型、暴雨型三类。春夏两季流量大，秋冬两季流量小甚至断流。河流径流量年内季节分配悬殊，年际变化平稳。洪水期主要为 6 月~8 月，枯水期为 1 月~3 月。多数河流在每年 11 月下旬结冻，次年 3 月上旬解冻。

4.3.5.4 植被现状调查与评价

4.3.5.4.1 植被现状调查

本项目所在区域植被类型以沙漠植物为主，还包括少量栽培作物。荒漠植物主要以芨芨草和猪毛菜为主，栽培作物主要为道路及沟渠两侧人工栽培的新疆杨等。2020 年 1 月对项目管道沿线区域具有代表性的植被类型进行调查，共设置了 9 个样方。本项目沿线植被概貌图见图 4-1。





图 4-1 本项目管道沿线植被概貌图

(1) 样方调查方法

调查小组对该段生态评价区内植被进行实地调查，调查时间为 2020 年 1 月，选择具有代表性的植被类型进行调查，调查主要包括：

乔木：物种组成、枝下高、树高、胸径、冠幅、盖度、株数；

灌木：物种组成、基径、株高、株数、盖度；

草本：物种组成、盖度、平均高、密度。

本项目植被类型图见图 4-8，本项目现场调查样方布点图见图 4-9。

(2) 样方调查结果

生态调查范围所在区域主要为荒漠，该区域物种较单一。样方调查表及植物名录分别见表 4-17 至表 4-25。

表 4-17

植被样方调查表 (1#草本样方)

位置: 博孜天然气处理厂附近		样方号 01		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 80° 59' 18.50" E		纬度: 41° 43' 08.06" N	
海拔: 1771m		调查日期: 2020.1.5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
草本层	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i> (Trin.)	15	0.5	35
	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	25	0.3	30



表 4-18

植被样方调查表 (2#草本样方)

位置: 博孜天然气处理厂 1.7km 处		样方号 02		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 81° 00' 31.76" E		纬度: 41° 42' 46.46" N	
海拔: 1747m		调查日期: 2020.1.5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
草本层	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	20	0.2	25



表 4-19

植被样方调查表 (3#草样方)

位置: 博孜天然气处理厂 7.5km 处		样方号 03		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 81° 04' 33.80" E		纬度: 41° 43' 11.79" N	
海拔: 1688m		调查日期: 2020. 1. 5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
草木层	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i> (Trin.)	50	0.4	35



表 4-20

植被样方调查表 (4#灌草样方)

位置: 木扎尔特河周边		样方号 04		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 半灌草		经度: 81° 12' 29.42" E		纬度: 41° 44' 45.41" N	
海拔: 1595m		调查日期: 2020. 1. 5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
灌木层	假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i> C. A. Mey.	24	0.5	30
草本层	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	3	0.1	5



表 4-21

植被样方调查表 (5#草本样方)

位置: BG2#阀室周边		样方号 05		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 81° 33' 56.85" E		纬度: 41° 46' 53.71" N	
海拔: 1477m		调查日期: 2020.1.5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名		数量/丛	高度/m
草本层	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.		18	0.4



表 4-22

植被样方调查表 (6#草本样方)

位置: BG3#阀室周边		样方号 06		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 81° 56' 06.04" E		纬度: 41° 52' 34.71" N	
海拔: 1419m		调查日期: 2020. 1. 5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
草本层	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	5	0.2	10
	麻黄	<i>Ephedra sinica</i> Stapf	8	0.5	20



表 4-23

植被样方调查表 (7#草本样方)

位置: BG4#阀室周边		样方号 07		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 82° 12' 58.97" E		纬度: 41° 52' 49.80" N	
海拔: 1447m		调查日期: 2020.1.5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
草本层	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	12	0.4	15
					

表 4-24

植被样方调查表 (8#草本样方)

位置: 克孜勒河附近		样方号 08		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 82° 25' 06.65" E		纬度: 41° 51' 59.52" N	
海拔: 1268m		调查日期: 2020. 1. 5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
草本层	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	70	0.3	80



表 4-25

植被样方调查表 (9#草本样方)

位置: 加热站附近		样方号 09		样方面积: 5m×5m	
群落类型: 草		经度: 82° 35' 11.96" E		纬度: 41° 55' 22.73" N	
海拔: 1564m		调查日期: 2020. 1. 5		生境描述: 植被覆盖度一般	
群落结构	中文名	拉丁名	数量/丛	高度/m	盖度/%
草本层	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall.	20	0.3	20



(3) 生物量损失统计

本项目对植被的破坏主要在于施工期对施工作业带内地表植被的铲除和碾压,土方开挖及临时堆场对地表植被的压埋,设备、车辆、施工机械及施工人员在施工期碾压、践踏植被等。本项目天然气外输管道总占地面积 353.9465hm²,包括永久占地面积 8465m²,临时占地面积 353.1hm²;凝析油外输管道总占地面积 137.8143hm²,包括永久占地面积 44143m²;临时占地(共用段统计到天然气外输管道中)面积 133.4hm²。占地类型主要为荒地、耕地和林地,根据各植被生物量数据统计结果,评价范围内总生物量为 1344.6t,计算结果见表 7-1(计算方法参照:方精云,刘国华,徐蒿龄.我国森林植被的生物量和净生产量[J].生态学报,1996,16(5):497-508;朴世龙,方精云,贺金生,肖玉.中国草地植被生物量及其空间分布格局[J].植物生态学报,2004,28(4):491~498)。

表 4-26 生物量损失统计一览表

植被类型	面积(hm ²)		占评价范围(%)	平均生物量 (t/hm ²)	总生物量(t)
荒地	临时占地	417.2	84.8	2.1	876.12
	永久占地	5.2608	1.1		11.1
农作物(耕地)	临时占地	57.96	11.8	7.1	411.52
人工栽培乔木(林地)	临时占地	11.34	2.3	13.9	157.6
合计	491.7608		100	—	1456.34

由表 4-26 可知,本项目导致其所在区域生物量损失为 1456.34t,其中永久生物量损失为 11.1t,临时生物量损失为 1445.24t。可见,本项目永久占地造成的生物量损失很少,约占总生物量损失的 1%,且临时占地造成的生物量损失(约占总生物量损失的 99%)相对较大,施工结束后,立即对临时占地进行植被恢复,生物量损失也可得以恢复。

(4) 农田作物产量

本项目穿越耕地 28.98km(作业带宽 20m),根据各农田作物产量统计结果,评价范围内农田作物产量为 347.76t/a,具体见表 4-27。

表4-27 沿线农田作物产量统计表

作物类型	面积(hm ²)	占评价范围(%)	平均产量(t/hm ²)	总产量(t/a)
棉花	57.96	11.78	6	347.76

由表4-27可知,因本项目的施工导致农田作物产量损失为347.76t/a,由于本项目占用的耕地均为临时占地,施工期结束后即可复耕,施工前做好占用耕地的经济补偿工作,一般不会对被占地农民造成明显的经济损失,但建设单位也应当按照国家的相关政策做好临时占地的补偿工作。同时施工过程中应采取一定的措施保证表层土壤的肥力,实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施,开挖时表土与深层土分层开挖,临时堆放时注意采取苫盖、设置临时排水沟,防止表层土壤流失,施工结束后先回填深层土,后回填表土层,必要时进行施肥,恢复原有农业区地表土壤的肥力。

4.3.5.4.2 植被现状评价

(1) 评价方法

本评价利用卫星遥感影像数据,采用归一化植被指数(NDVI)法,通过计算归一化植被指数(NDVI)、植被覆盖度(F)和植被净第一性生产力(NPP),对本项目所在区域植物现状进行评价。

① 归一化植被指数(NDVI)

归一化植被指数(NDVI-Normal Different Vegetation Index)通常用来反应植被覆盖、生长等信息,其计算公式如下:

$$NDVI = \frac{NIR - R}{NIR + R}$$

式中: NIR 为近红外波段, R 为红波段。

NDVI 的取值范围为-1.0~1.0,一般认为 NDVI 大于 0.1 为有植被覆盖,由于该指数与植被密度呈正相关,因此 NDVI 值越大,表示植被覆盖情况越好。

② 植被覆盖度(F)

植被覆盖度是反映植被最基本情况的指数,可利用 NDVI(N)来计算植被覆盖度(F),其计算公式如下:

$$F \approx N^2$$

$$N = \frac{NDVI - NDVI_{\min}}{NDVI_{\max} - NDVI_{\min}}$$

式中：NDVI_{min} 指无植被像元的 NDVI 最小值；

NDVI_{max} 指无植被像元的 NDVI 最大值。

③植被净第一性生产力(NPP)

本评价对本项目生态评价范围内植被现状净第一性生产力计算，采用郑元润等中国天然森林植被净第一性生产力模型，计算公式如下：

$$NPP = -0.6394 - 67.064 \ln(1 - NDVI)$$

(2) 评价结果分析

①数据分析

本评价选取数据主要采用生态价区范围内的 TM 遥感影像。运用 ENVI、ARCGIS 等软件对遥感数据进行辐射定标、几何纠正、数据镶嵌以及投影变化，精度在 0.5 个像元内，进而计算生态评价区范围内的 NDVI 植被指数、植被覆盖度(F)及植被净第一性生产力(NPP)值，得出本次生态评价区域的 NDVI 空间分布图，见图 5-10。

②评价结论

生态评价区域内 NDVI 指数范围为 0.052~0.87，植被覆盖度(F)范围为 0~100%，植被净第一性生产力(NPP)值范围为 2.94~136.19。为客观反映评价区内植被生长状况，将 NDVI 值按照<0、0~0.10、0.10~0.30、0.30~0.50、0.50~1.0 划分为 5 级，其中<0 表示建筑物及水体，而其他 4 级表现出植被的生长状况，即 0~0.10 植被覆盖较差，0.10~0.30 植被状况一般，0.30~0.50 植被状况良好，0.50~1.0 植被状况较好，同时得出各等级的植被覆盖度(F)及植被净第一性生产力(NPP)的范围值，具体情况见表 4-28。

表 4-28 NDVI 植被指数生态评价结果一览表

级别	NDVI	F(%)	NPP (tDW · hm ⁻² · a ⁻¹)	面积 (km ²)	所占比 例(%)	生态现状
1	<0	—	—	—	—	无植被
2	0~0.10	0~0.3	2.94~6.43	145.75	71.8	植被状况较差，地表少土裸露
3	0.10~0.30	0.3~9	6.43~23.28	31.87	15.7	植被状况一般，土壤条件较好

续表 4-28

NDVI 植被指数生态评价结果一览表

级别	NDVI	F(%)	NPP (tDW · hm ⁻² · a ⁻¹)	面积 (km ²)	所占比例(%)	生态现状
4	0.30~0.50	9~30	23.28~45.85	16.65	8.2	植被状况较好
5	0.50~1.0	30~100	45.85~136.19	8.73	4.3	植被状况良好,土壤及水分条件最好
总计	—	—	—	203	100.0	—

由表 4-28 知,生态评价范围内级别 2 面积所占比例最高,为 71.8%,占到生态评价范围的大部分面积。因此生态评价范围内其 NDVI 指数主要在 0~0.10 之间;覆盖度主要在 0%~0.3%之间,净第一性生产力在 2.94~6.43tDW · hm⁻² · a⁻¹ 之间。总体来说,本项目评价范围内植被状况较差。

4.3.5.5 土地利用现状调查与评价

本项目生态评价范围内土地利用类型主要为荒地,其他还有少量村庄及耕地。

本项目天然气外输管道总占地面积 353.9465hm²,包括永久占地面积 8465m²,主要为管道标志桩占地和阀室工程占地;临时占地面积 353.1hm²,主要为施工作业带、施工作业区及施工便道占地。从土地利用类型上划分占用荒地 318.5489hm²、耕地 28.3155hm²和林地 7.08hm²。本项目凝析油外输管道总占地面积 137.8143hm²,包括永久占地面积 44143m²,主要为管道标志桩占地和中间热站、阀室工程占地;临时占地(共用段统计到天然气外输管道中)面积 133.4hm²,主要为施工作业带、施工作业区及施工便道占地。从土地利用类型上划分占用荒地 119.6058hm²、耕地 12.411hm²和林地 5.7975hm²。

4.3.5.6 野生动物现状调查与评价

工程区人类活动频繁,沿线生境以农业生态系统为主,分布动物以适应性较强的常见动物为主,如鼠、兔、麻雀等,基本无水生动物存在,区域无珍稀动物资源分布。

本项目的实施将会对动物生境产生一定的影响,但项目将分段施工,施工占地呈线状分布,且项目建成后将基本恢复原用地类型和植被类型,对动物栖息地及觅食的影响有限。因此,本项目对区域内动物影响较小。

5 施工期环境影响分析

博孜油气外输管道工程施工工期约 8 个月，本项目属于管道工程项目，管道施工内容主要包括清理施工作业带、开挖管沟、管道焊接、下沟、清管、管沟回填、施工作业带平整等，施工过程以机械化施工为主，作业方式为施工段流水作业，管道施工具有流动性强，施工作业面较大等特点，管道施工过程施工扬尘、施工噪声、施工废水、建筑垃圾等将对周围环境产生一定的不利影响，本评价对施工期环境影响分析如下：

5.1 施工期大气影响分析

本项目施工过程中废气主要来自运输车辆尾气，开挖、运输、土石方堆放产生的扬尘和管道焊接防腐施工产生的废气及施工机械排放的废气等。

5.1.1 施工扬尘污染源分析

本项目施工主要为管道工程、站场及阀室工程施工。

管道施工作业特点是施工线路长、动用土方量较大，分段施工。施工扬尘产生的主要环节为施工场地清理、管沟开挖、回填等，大面积的土方开挖、翻动及堆放过程中，将造成风起扬尘。

站场及阀室工程施工期扬尘主要为土建施工产生扬尘及建材堆置和运输产生的扬尘。土方的挖掘、堆存、回填，水泥砂石等建筑材料运输、装卸、堆存，在有风天气均易产生一定的扬尘。同时运输车辆进出工地，车辆轮胎不可避免的将工地的泥土带出，遗洒在车辆经过的路面，在其它车辆通过时产生二次扬尘。以上扬尘将伴随整个施工过程，是施工扬尘重点防治对象。

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。

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，故对环境的影响较小。施工期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。

5.1.2 施工扬尘污染防治措施

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〈自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）〉的通知》（新政发[2018]66 号）、《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) 避免在春季大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率；遇到大风天气时，应避免进行土方作业；

(2) 运输车辆进出施工区域车辆碾压地面会产生扬尘，故应尽量依托临近道路行进，以减少施工车辆引起的地面扬尘污染，并要求运输车辆减缓行车速度；

(3) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放；

(4) 施工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；

(5) 根据《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》（新政办发[2017]108 号），IV 级（蓝色）预警强化日常检查；III 级（黄色）预警环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶；II 级（橙色）预警区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶（生活垃圾清运车辆除外）；I 级（红色）预警区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路。

通过采取以上抑尘措施后，可最大限度的降低施工期间物料运输扬尘、土石方开挖等对周围环境的影响，当管道施工完成后，施工扬尘影响将减弱，随着施工期的结束，施工扬尘影响也将结束。

5.1.3 施工机械尾气、焊接烟气的影响分析

施工期间，运输汽车、管沟大开挖施工过程中使用的大型机械，由于使用柴油机等设备，将产生车辆尾气和燃烧烟气。管道工程一般分段施工，施工机械及

车辆排放的废气较分散，排放量相对较少，时间较短，对区域环境空气影响较小。

本项目焊接工序随管道敷设分段进行，焊接烟尘属于流动源且间歇排放，且焊接为半固定平台，焊接烟尘经移动焊接烟气净化器净化处理后无组织排放，由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

5.2 施工期地表水环境影响分析

本项目施工期对地表水环境的主要影响为施工人员生活污水、管道试压排水、施工车辆冲洗水、沟渠及河流开挖对水环境的影响。

本项目施工不设置单独的施工营地，就近依托温宿县、拜城县、库车市社会条件安排施工人员生活和宿营，施工人员生活污水不会对沿线地表水环境产生污染影响。

施工期间，施工现场机械设备、车辆日常清洗将产生清洗污水。每次集中清洗产生的施工废水量约为 10m^3 ，清洗废水主要含有泥沙悬浮物，同时还含有少量机械油污，该部分废水排放量较小，经采取沉淀处理后用于泼洒场地抑尘，对环境的影响是暂时的；施工期机械设备维修将有少量含油污废水产生，只要采取强化管理等措施，则管道施工对河流影响将很小。

本项目试压采用分段试压，在清管后进行试压，试压水均为清洁水，管道试压后排放的仅含有少量泥沙、粉尘等悬浮物，该部分废水 SS 浓度约在 $40\sim 60\text{mg/L}$ 左右，经沉淀过滤后用于下一段管道试压重复利用，或经沉淀后用于泼洒施工场地抑尘。

木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河均为季节性河流，建议在枯水期施工。本项目管道开挖穿越时，应选择在非农业灌溉期时进行。由于本项目渠道开挖在非农业灌溉期进行，河流基本无水，施工期短，施工方式不会持续性产生污染物，渠道开挖产生的多余土方就近用于管道回填，随着施工期结束，渠道开挖对地表水环境的影响将逐渐恢复，不会长期影响其水体功能。管道穿越木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河期间应避免在穿两堤外堤脚内进行施工机械加油、存放油品储罐等活动，禁止在河水内清洗施工机械、车辆和排放污水行为。

因此，本项目施工不会对地表水环境产生明显影响。

5.3 施工期地下水影响分析

5.3.1 施工期地下水影响分析

管道施工过程中地下水环境污染途径主要为施工设备漏油经包气带渗漏至浅水层进而污染地下水水质。根据地下水水位调查，沿线地下水水位埋深 $>2\text{m}$ ，开挖过程中基本不会破坏地下水潜水含水层，开挖过程产生的涌水主要为土壤中的毛细水，施工过程中对地下水环境影响较少。

为了防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染潜在风险，应加强设备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油；机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一收集后交由有资质单位处理。

本项目严格控制管道埋深，覆土厚度不小于 1.2m ，铺设施工不会对主要地下水含水层造成破坏，且施工完成后会恢复原地层地形特点，因此管道施工对地下水影响较小。工程干线管道全部采用防腐层，防止管道受到腐蚀破坏，风险状况下泄漏天然气挥发，不对地下水造成影响。施工期产生的废水均不随意排放，因此对地下水影响较小。

5.3.1 施工期对水源地保护区影响分析

本项目中间热站至 N8#阀室段有 2.1km 管道处于拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地保护区内，管道全部采用沟埋敷设，管道敷设基本埋深 1.2m 。根据收集的项目所在区域地下水水位监测数据，第四系孔隙潜水水位埋深均大于 2m ，管沟底部不会接触到潜水面，除丰水期管道可能影响下游水源地地下水补给路径外，其它情况下，管道影响地下水上下游水力联系的可能性较小。但是，施工时，未妥善处理的施工废料，经降水冲刷可能影响地下水水质。

因此，对于施工产生的废料分类收集，应在每个焊接作业点配备铁桶，废焊条直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。施工过程产生的废包装物等，应及时收集，由环卫部门定期清运，防止污染地下水。

项目施工期间，对水源保护区产生的主要影响分析如下：

(1) 进行挖填方工程会产生局部的扰动，随季节性降雨带入水体中，使下游水

体泥沙等悬浮物增加。

(2)施工过程中产生的施工废料如随意丢弃，将影响下游水质。

在施工中要加强管理、采取有效防范措施，绝不能向水源保护区内丢弃任何污染物。同时为了避免项目施工对水源保护区造成污染和破坏，在水源保护区内不得设置施工营地、拌合站、预制场、物料堆场等临时施工用地，施工工地周边百分之百围挡。不得设置弃渣场与弃土场，不得在水源保护区周围随意排污，做好以上措施后，项目实施对该水源保护区影响较小。

5.4 施工期噪声影响分析

5.4.1 施工期噪声源强及影响范围

(1)噪声源强

管道铺设、管沟的挖掘、管道及设备装卸吊运、材料运输过程中将产生一定的施工噪声。本项目管道建设施工中使用的机械、设备、运输车辆主要有：挖掘机、起重机、推土机、空压机、吊管机、千斤顶、运输车辆等。结合项目的施工特点，根据类比调查分析，施工设备产噪声级值为 75~90dB(A)。各产噪设备产噪声级见表 5-1，不同距离贡献值见表 5-2。

表 5-1 施工机械产噪值一览表

序号	设备名称	噪声值[dB(A)]/距离(m)	序号	设备名称	噪声值[dB(A)]/距离(m)
1	挖掘机	88/5	4	空压机	90/5
2	起重机	75/5	5	吊管机	85/5
3	推土机	88/5	6	运输车辆	85/5

(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。

表 5-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]								
		20m	40m	60m	100m	150m	200m	300m	400m	500m
1	挖掘机	76	70	66	62	58	56	52	50	48
2	起重机	63	57	53	49	45	43	39	37	35
3	推土机	76	70	66	62	58	56	52	50	48
4	空压机	78	72	68	64	60	58	54	52	50
5	吊管机	73	67	63	59	55	53	49	47	45
6	运输车辆	73	67	63	59	55	53	49	47	45

将表 5-2 噪声源预测计算结果与《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)对照分析可知,项目施工昼间距施工设备 60m,夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)噪声限值要求。将表 5-2 噪声源预测计算结果与《声环境质量标准》(GB3096-2008)对照分析可知,项目施工昼间距施工设备 150m,夜间 500m 即可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类区标准要求。

本项目夜间不施工,项目施工噪声影响范围主要为 150m 范围内(即昼间噪声影响)。项目天然气外输管道沿线 200m 范围内有 6 个声环境敏感点,具体见表 2-15,项目施工将会对沿线敏感点声环境造成一定的不利影响。

5.4.2 施工期噪声治理措施

为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围村庄声环境的不利影响,本评价要求建设单位在施工期采取以下噪声控制对策和措施:

(1) 噪声机械的降噪措施

①采用低噪音、振动小的设备,并注意对设备的维护和保养,合理操作,保证施工机械在最佳状态。

②合理布置沿线施工现场,尽量避免在施工现场的同一地点安排大量的高噪声设备,造成局部声级过高,位置相对固定的高噪声设备尽可能布置在施工现场的中部,在不影响施工的情况下,将强噪声源设备移至距环境敏感点相对较远的位置,必要时对相对固定的机械设备采取入棚操作措施。

③对于昼间施工使村庄声环境超标的施工段,应加强施工机械管理,严格

使用高产噪设备，施工机械应采取一定的围挡措施，降低施工噪声对村庄声环境的影响。

(2) 控制作业时间

①合理安排施工时间，禁止在中午 14:00~16:00 时及夜间 22:00~次日 8:00 时之间进行施工。

②特殊情况确需连续作业或夜间作业的，报当地主管部门备案后，还要在施工现场张贴告示，将施工时间、施工范围、施工中的噪声影响等情况事先公告附近村民，取得附近村民的谅解。

(3) 人为噪声控制

①提倡文明施工，建立健全控制人为噪声的管理制度，增强施工人员的环保意识，减少人为噪声污染。

②运输车辆经过沿线附近居民区时应减速行驶，禁止鸣笛。

③建设单位与施工单位签订合同时，应要求其使用的主要机械设备为低噪声机械设备，并在施工中应有专人对其进行保养维护，施工单位应对现场使用设备的人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

5.5 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、顶管施工产生的多余土方等。

(1) 本项目施工过程中土石方主要来自于管沟开挖、顶管作业过程。本项目施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，土石方按照先回填深层土，后回填表土层的措施，依据各类施工工艺分段进行调配，按照不同的施工工艺分别进行平衡，做到各类施工工艺及各标段土石方平衡。

①在耕作区开挖时，熟土(表层耕作土)和生土(下层土)分开堆放，管沟回填按照生土、熟土顺序填放，保护耕作层，回填后管沟上方留有自然沉降余量(高出地面 0.3-0.5m)，多余土方就近平整临时占地区域。

②沟渠大开挖施工在非灌溉期非汛期施工，开挖产生的多余土石方用于管道穿越处沟渠两侧堤坡的维护或护堤，无弃方产生。

③采用顶箱涵方式穿越南疆铁路与库俄铁路和顶管方式穿越国道、省道及

县道时，会产生多余土方。多余土方用于管道穿越处道路护坡。

④等级公路及非等级公路(沥青)均采用顶管方式穿越，只有非等级公路中的碎石路、土路采用大开挖方式穿越，采用大开挖方式穿越非等级公路(碎石路、土路)过程中，路面(碎石、土)会简单进行破除，因本项目采用沟埋方式敷设，管顶覆土厚度不小于 2.0m，会产生多余土方，施工结束后破除路面(碎石、土)依照原样进行恢复，多余土方以土壤为主，全部用于工程内部调用。

(2)根据类比调查，管道施工人员生活垃圾产生量约 0.38t/km，本项目施工期生活垃圾约为 93.73t，经管理人员收集后，依托当地民用设施与当地居民生活垃圾一并处置。

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。

5.6 生态环境影响分析

根据管道工程建设的性质，本项目对生态环境的影响以施工期为主。本项目天然气外输管道全线长度152.94km，与凝析油外输管道同沟敷设段，施工作业带宽度为20m，其他为18m；凝析油外输管道全线长度152.94km，与天然气外输管道同沟敷设段，施工作业带宽度为20m，其他为12m。施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工结束后将对施工作业带进行生态恢复，项目施工期环境影响是可以接受的。

根据本项目沿线生态环境特点，本次生态环境影响评价主要从以下几个方面进行分析。

5.6.1.1 植被影响分析

根据管道建设的特点，对植被环境影响最大的是管道施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

工程占地范围内植被类型主要为栽培作物、草丛和乔灌木。对于栽培作物和草丛，项目施工结束后将恢复其原有土地利用类型，重新种植农作物和草本

植物。管道沿线地面植被覆盖情况见表5-3。

表5-3 管道沿线地面植被覆盖情况一览表

用地类型	荒地	耕地	林地		合计
植被状况	草丛	棉花田	乔木	灌木	
长度 (km)	204.38	28.98	2.5	10.8	246.66

(1) 对农田植被的影响

管道穿越农田段总长约 28.98km，主要为棉田，农田植被影响大小主要与施工季节有关。建设单位和施工单位应尽量安排在农闲季节施工，并按有关规定给予适当的补偿。

对农田植被的影响主要为施工当年影响，由于开挖和管道敷设和回填，对土壤有机质、土壤熟化程度产生影响，进而影响农田植被的生长。在人工种植时需精心耕作，土壤肥力将在施工结束后 1~2 年逐渐恢复，农田植被随后恢复正常生长。

(2) 对林地的影响

根据建设单位提供的工程设计资料及现场调查林地主要是道路两旁防护林。防护林种类为新疆杨等，株高一般在 3~5m，胸径一般在 5mm~10mm。防护林由于树龄不大，采取移栽措施或砍伐后补种措施。

另外，根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，项目管道建设破坏的乔木将不能恢复重建，为减少项目建设对乔木的破坏影响，施工结束后，应在原乔木分布区域播撒草籽、栽植草等措施恢复植被，并且林地损失按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。

(3) 对自然植被的影响

管道穿越荒地总长约 204.38km，穿越荒地已不能构成完整的生态群落。由于管沟开挖，管道敷设等活动，尤其是管沟上方占地将对自然植被产生毁灭性的影响。采取一定人工措施，自然植被在 2~3 年可以得到恢复。

(4) 施工期污染物对植物的影响

工程施工中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域土壤水分条件较好、含盐量较高，故管道开挖的土壤在正常条件下很快干燥，盐分结晶，形成坚硬的表层，故小风条件下，不易起尘。但由于车辆碾压和回填，会产生扬尘，对植物叶面呼吸功能产生一定的影响。

5.6.1.2 土地利用影响分析

本项目天然气外输管道施工活动预计总扰动面积为 353.9465hm^2 ，其中永久占地面积 8465m^2 ，临时占地面积 353.1hm^2 ；凝析油外输管道施工活动预计总扰动面积为 137.8143hm^2 ，其中永久占地面积 44143m^2 ；临时占地（共用段统计到天然气外输管道中）面积 133.4hm^2 。

(1) 临时占地的影响

本项目天然气外输管道临时占地 353.1hm^2 ，凝析油外输管道临时占地（共用段统计到天然气外输管道中）面积 133.4hm^2 ，主要为施工作业带、施工作业区及施工便道占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。本项目临时占用的耕地一般经2~3个生长期后即可恢复至原有生产水平。由于管道两侧5m范围内禁止种植深根植物，因此管道经过的林地需要因地制宜改种浅根草本植物或者农业作物，这使得原有土地利用方式发生改变，但并没有影响土地利用性质。

(2) 永久占地的影响

该段永久占地主要为管道标志桩占地及站场、阀室工程占地，占地面积为 5.2608hm^2 ，占地类型主要为荒地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本项目永久性占地主要是分散在 246.66km 的地段，就沿线区域而言，每一工程单元占地面积较小，且在沿线呈分散性布置，因此本项目永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

(3) 对农业的影响

本项目在施工过程中共占用耕地 57.96hm^2 ，全部为临时用地。因项目建设造成的作物产量减少统计结果见表5-32。

表5-4 沿线农田作物产量统计表

占地类型	作物类型	面积(hm ²)	平均产量(t/hm ²)	总产量(t/a)
临时占地	棉花	57.96	6	347.76

根据统计,本项目占用耕地面积占总耕地面积的比例很小,不会对区域农业产生明显影响。同时,管道临时占用农田在管沟回填后,上面仍可以种植农作物。随着时间的推移,经过不断地耕作培肥,一般2~3个耕作期后,管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。工程建设对农业的影响较小。

5.6.1.3 工程建设对动物影响分析

(1)对野生动物的生存环境影响

本项目对野生动物的生存环境及种群数量都有一定的影响。从影响的作用方式上来分,可分为直接影响和间接影响。直接影响是建设项目占地,人类活动增加,使野生动物生存环境被破坏或改变,间接影响主要表现为由于植被减少或污染破坏,占用或污染水源而引起食物减少,由于人为活动增加,对该区的野生动物也有一定影响。施工机械的轰鸣声也对野生动物产生干扰。

(2)对野生动物分布及迁徙的影响

管道敷设完成后,由于土方回填或覆土厚度的要求,管道上方覆土高于周围地表约20cm。由于地形变化不大,所以不足以导致生态环境的分割,也不会引起物种多样性的改变。对于动物而言,地表形态的微小变化,对其活动基本没有影响。本项目总长度246.66km,在建设过程中侵占野生动物原有活动区域,导致动物远避,迁徙,但在管道建成后则会渐渐恢复原状。

(3)动物影响的分析

评价区内的动物对环境因子的变动产生的反应存在很大的差别。据新疆有关动物专家评定,按动物的类群并将它们对外界因子的敏感性加次排序,依次为陆生无脊椎动物<爬行动物<小哺乳动物<鸟类<大中型哺乳动物。经实地考察,由于施工区域主要为伴人性的动物,群体数量较小,而管道穿越地段不会割裂动物的迁徙通道,因此,工程对野生动物的影响不大。

(4) 工程施工作业区对评价区动物的影响

在管道修建中的施工作业区有较多的施工、运输、管理、服务人员在这里活动，导致在人群活动区附近伴人鸟类如麻雀、乌鸦活动增多，同时生活垃圾成为鼠类的食物来源之一。

5.6.1.4 对土壤的影响分析

天然气外输管道是地埋式敷设工程，最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设临时占地对土壤环境的影响。管道施工期临时占地主要土壤类型为棕漠土。

(1) 对农田段土壤的影响主要为：

项目施工过程中实施“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。

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在15~25cm，是农作物根系生长和发达的层次。管道开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。天然气外输管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

③影响土壤密实度

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长

造成不良环境。

④影响土壤理化性质

在施工过程中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出1~3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

⑤影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

(2)对自然植被段土壤的影响主要为：

①对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层）远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构---土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展；改变土壤质地---上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

②对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

③固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤的影响也是值得注意的，有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生

扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

④对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1~3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本项目在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

5.6.2 生态环境保护措施

5.6.2.1 土壤影响减缓措施

(1)周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。

土体构型，是土壤和植被稳定的基础。施工作业时，应分层开挖，应采取两条管道间相向单侧分层堆放，以减少临时占地影响范围，并按层回填，在耕作地区有利于保护耕作层，在戈壁区有利于防止地表风蚀。回填时应尽量注意恢复原有密实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

管道竣工后的土地复垦，应执行国务院《土地复垦规定》，对因施工直接造成的土地破坏和施工期间污染造成的土地破坏进行复垦有关工作。

(2)改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害

重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用，有效防止冲刷。在冲沟发育地区，要注意泄洪沟布设，集流和分流措施应得当，既防止水流过分集中，又不过大改变原有地形。管道通过流沙地区，在主要风害段适当采用固沙措施，防止风蚀活动。通过水体和高盐土壤的管道宜采用高强度防蚀抗盐材料。

5.6.2.2 植被影响减缓措施

(1)制定严格的施工操作规程，禁止在施工场地外乱碾乱压随意行车的现象

发生，设立专门的环保负责人对工程施工进行环保监督。

(2) 当发生泄漏事故时及时处理，防止污染面积进一步扩大，对于被污染的土壤及时清理，受到污染的植物尽量抢救，因污染而死亡的植物全部清除，避免给其他植物带来危害。

5.6.2.3 动物影响减缓措施

(1) 加强野生动物的保护，严禁捕猎和采挖珍稀动、植物。沿线设标志牌，加强环境保护的宣传。

(2) 施工中注意保护河流、灌渠，保护动物饮水需要。

5.6.2.4 开挖工程生态保护及恢复措施

(1) 划定施工作业范围和路线，不得随意扩大。根据施工流水作业的需求及该区域的地形条件，确定天然气外输管道与凝析油外输管道同沟敷设段，施工作业带宽度 20m，不同沟地段天然气外输管道施工带 18m，凝析油外输管道施工带 12m。尽量缩小施工作业范围；合理设置施工便道，尽可能减少占地，严格限制车辆、机械行驶路线。除利用现有道路外，天然气外输管道新建施工便道约 30km，凝析油外输管道新建施工便道约 19.5km，宽 4m。划定适宜的施工作业区，规范施工材料堆放，减少施工占地。应对永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 应根据当地农业活动特点组织本项目施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。合理安排施工进度，要尽量避开雨季施工，在穿越沟渠时，应避开灌溉季节。优化工程施工工艺，在施工过程中边开挖、边回填、边碾压、边采取挡渣和排水措施。施工前对管沟开挖区进行表土剥离，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，以备施工完毕后用于复耕，施工结束后进行场地平整。在施工作业带两侧设置彩旗等设施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

(3) 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。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。而且应通过在项目各建设区内调配，实现土石方挖填总量平衡。为防止管沟回填土堆地表自然恢复前在风蚀作用下产生流失，管沟回填后应对回填土堆及管道施工作业带洒水进行养护，使其尽快形成新的地表结皮。

(4)施工完毕后，及时清理现场，恢复好农田田埂、农业灌溉沟渠；对于施工破坏的栽培乔木，由于管道两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，因此需改种浅根植物，也可种植农作物。管道两侧 5m 以外恢复种植乔木；管道破坏的灌溉渠道填方段或田坎，为保护坡面，防止风蚀，均应按植物护坡技术要求种植草本植物，种植可根据当地土地条件选择多种草种进行混播。

(5)管道占用的农田，建设单位应按照国家相关标准给予补偿。在工程预算时必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算。在施工过程中，要尽量缩小影响范围，减少损失，降低工程对农业生态系统的破坏。

(6)强化生活和生产用火管理，特别是在林地、灌丛，要防止引起火灾，避免引起不必要的损失和破坏。

(7)保护野生动物的栖息环境：在施工临时占地范围内遇到鸟巢、兽窝、蛇穴等不得破坏，避让施工。

(8)对施工人员进行法制教育，特别是野生动物保护法的宣传，加强对野生动物的保护。如遇到野生动物幼崽要倍加爱护，不得伤害；遇到受伤的野生保护动物，要及时与野生动物保护部门联系进行救治。严禁猎杀野生动物，若有猎杀野生保护动物者应报有关部门严加处理。

5.6.2.5 穿越工程生态保护及恢复措施

(1)穿越克拉苏主干道/G579线、G217国道、S307省道、G314/G3012及三四级公路、油田内部主干道时，采用顶管方式（采用套管保护），该方式施工具有不破坏现有公路，穿越南疆铁路和库俄铁路时采用顶箱涵方式，该方式施工具有不破坏现有铁路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。管道施工完成后及时对穿越处公路两侧采取浆砌石等护坡工程。

(2)大开挖穿越木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河以及沟渠施工时，要根据其功能注意避开灌溉季节，防止因施工影响下游取水。防止设备漏油遗撒在水体中，应加强设备的维修保养，在易发

生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油，施工结束后统一清运处置；不允许在场地附近沟渠清洗施工机械设备。

(3)在穿越沟渠两侧内不准给施工机械加油或存放油品储罐。防止施工污染物的任意弃置，不允许在场地附近沟渠清洗施工机械设备。管道穿越沟渠施工后，对于土体不稳的渠岸要增加浆石护砌工程。施工后期要及时清理恢复渠道原状，运走施工废弃物。

5.6.2.6 站场工程生态保护及恢复措施

(1)施工期间，对开挖基槽产生的临时堆土、堆料的周边设置素土草袋（护坡、农田地埂恢复）筑埂拦挡，防止雨水冲刷造成水土流失。施工结束后，恢复其原有植被类型，阀室周边进行绿化。

(2)植被恢复主要靠自然恢复的方式进行，在站场周边和站内尽可能地进行绿化。可采用植被固土措施，选择抗蚀性强、地下根系发达、易于繁殖和再生能力强的当地植被种，将草籽、肥料和泥土混合，沿线撒播。道路两侧栽植当地常见树种，可用灌车沿线定期洒水3~4次，促使植被恢复，洒水周期不得少于一周。

(3)主要根据水资源情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作。对于不能恢复的乔木林，应选择当地物种因地制宜进行植被恢复。

5.6.2.7 其他措施

(1)加强施工期环境管理，强化施工人员环保意识，规范施工行为

①划定施工作业范围和路线，不得随意扩大。尽量缩小施工作业范围；合理设置施工便道，尽可能减少占地，严格限制车辆、机械行驶路线。可在施工作业带两侧边界两侧设置彩旗等设施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

②划定适宜的堆料场，规范施工材料堆放，减少施工占地，尽可能缩短施工作业带宽度、减少占地。

(2)做好施工组织安排工作

①应根据当地农业活动特点，组织本项目施工，减轻对农业生产破坏造成

的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。

②合理安排施工进度，要尽量避开雨季施工，在穿越水渠时，应避开汛期，以减少洪水的侵蚀。施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

③提高工程施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间。

(3) 严格遵守操作规程

在建设管道及其他工程设施时，开挖过程应执行分层开挖、分层堆放的操作制度，即表层土与底层土分开堆放；管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

(4) 做好施工后的恢复工作

①做好土地复垦工作。施工结束后，施工单位应负责清理现场。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌，植被一时难以恢复的可在来年合适的季节辅以人工措施进行恢复。土地复垦工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。

②管道在穿越水渠处应做好水土保持措施。对于原本有混凝土护砌的水渠，应采取与原来护砌相同的方式恢复原貌。对于土体不稳的渠岸，应采取浆砌石护砌措施。对于粘性土渠岸，可以只采取分层夯实回填土措施。施工完毕后，要恢复河道原状，并及时运走废弃施工材料和多余土石方，避免阻塞沟渠。

5.6.3 小结

营运期管道所经地区地表植被、农作物将逐渐恢复正常生长。据类比调查分析，管道完工后2~3年内，地下敷设管道的区域，地表植被恢复较好，景观破坏程度很低。虽然管道沿线近侧不能再种植深根植物，但根据现场调查，受工程影响的陆生植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不会因局部

植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝，因此对植物生长影响不大。管道工程完工后，随着植被的恢复，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响消失。

管道工程完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响消失。

综合上述分析可知，在落实本章节提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对生态环境产生明显影响。

6 营运期环境影响评价

6.1 大气环境影响分析

6.1.1 正常状况下大气环境影响预测分析

(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)所推荐采用的估算模型 AERSCREEN。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 6-1 至 6-2。

表6-1 AERSCREEN估算模型参数一览表（拜城县）

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/℃		38.2
3	最低环境温度/℃		-32.0
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		干燥气候
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/°	—

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。根据工程各站场、阀室半径 3km 范围内土地使用情况判断，大部分为沙漠化荒地或农田，因此本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(2) 预测源强

根据工程分析确定，本项目废气污染源源强参数见表 6-2。

表 6-2 废气点源参数一览表

序号	污染源名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒		烟气流速/(m/s)	标况气量(Nm ³ /h)	烟气温度(°C)	年排放小时数/h	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		X	Y		高度(m)	内径(m)							
1	加热炉烟气	-27	314	1430	8	0.3	13.5	2384	120	5600	正常	PM ₁₀	0.024
												PM _{2.5}	0.012
												SO ₂	0.045
												NO ₂	0.350

表 6-3 废气矩形面源排放参数一览表

编号	名称	面源中心点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	评价因子	污染物排放速率(kg/h)
		X	Y									
1	BG1#阀室无组织废气	112	158	1550	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
2	BG2#阀室无组织废气	166	64	1419	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
3	BG3#阀室无组织废气	112	59	1414	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
4	克拉 2 清管站无组织废气	-143	-256	1366	70	35	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.01
5	中间热站无组织废气(含 BG4# 阀室)	375	-326	1435	120	80	—	3.6	8400	正常	非甲烷总烃	0.02

(3) 预测结果及分析

采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中 AERSCREEN 预测模型计算相应浓度占标率, 预测结果见表 6-4、表 6-5。

表 6-4 所有污染源 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	$C_i (\mu g/m^3)$	$P_i (\%)$	$P_{\max} (\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%} (m)$
加热炉烟气	PM ₁₀	0.9323	0.21	6.91	67	—
	PM _{2.5}	0.4662	0.21		67	—
	SO ₂	1.7092	0.34		67	—
	NO ₂	13.8290	6.91		67	—
BG1#阀室无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
BG2#阀室无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
BG3#阀室无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
克拉 2 清管站无组织废气	非甲烷总烃	91.5010	4.58		10	—
中间热站无组织废气 (含 BG4#阀室)	非甲烷总烃	30.2780	1.51		108	—

由预测结果可知, 废气污染源中 $P_{\max}$ 为 6.91%, 预测结果 $D_{10\%}$ 未出现。

6.1.2 废气源对四周厂界贡献浓度

(1) 对中间热站四周厂界贡献浓度

采用估算模型 AERSCREEN 计算时, 中间热站废气污染源对四周厂界贡献浓度见表 6-5。

表 6-5 对中间热站厂界浓度计算结果一览表 单位: mg/m^3

评价因子	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
颗粒物	0.0004	0.0009	0.0009	0.0009
非甲烷总烃	0.0199	0.0207	0.0298	0.0301

(2) 对 BG1#阀室四周厂界贡献浓度

采用估算模型 AERSCREEN 计算时, BG1#阀室无组织废气污染源对四周厂界非甲烷总烃贡献浓度见表 6-6。

表 6-6 对 BG1#阀室厂界浓度计算结果一览表 单位: mg/m^3

评价因子	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
非甲烷总烃	0.0675	0.0468	0.0519	0.0715

(3) 对 BG2#阀室四周厂界贡献浓度

采用估算模型 AERSCREEN 计算时, BG2#阀室无组织废气污染源对四周厂界非甲烷总烃贡献浓度见表 6-7。

表 6-7 对 BG2#阀室厂界浓度计算结果一览表 单位: mg/m^3

评价因子	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
非甲烷总烃	0.0508	0.0657	0.0541	0.0417

(4) 对 BG3#阀室四周厂界贡献浓度

采用估算模型 AERSCREEN 计算时, BG3#阀室无组织废气污染源对四周厂界非甲烷总烃贡献浓度见表 6-8。

表 6-8 对 BG3#阀室厂界浓度计算结果一览表 单位: mg/m^3

评价因子	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
非甲烷总烃	0.0605	0.0698	0.0471	0.0487

(5) 对克拉 2 清管站四周厂界贡献浓度

采用估算模型 AERSCREEN 计算时, 克拉 2 清管站无组织废气污染源对四周厂界非甲烷总烃贡献浓度见表 6-9。

表 6-9 对克拉 2 清管站厂界浓度计算结果一览表 单位: mg/m^3

评价因子	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
非甲烷总烃	0.0479	0.0684	0.0624	0.0331

由表 6-6~表 6-9 预测结果可知, 本项目废气污染源对相应四周厂界非甲烷总烃贡献浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中的 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 限值要求。

6.1.3 大气环境防护距离的确定

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018) “8.8.5 大气环境防护距离确定” 相关要求, 需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离,

本项目大气环境影响评价等级为二级，不需要进一步预测，本项目不再设置大气环境保护距离。

6.1.4 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。根据工程分析，本项目大气污染物排放量核算见表 6-10 及表 6-11。

表 6-10 大气污染物有组织排放量核算表

污染源名称	污染物	核算排放浓度/(mg/m ³)	核算排放速率/(kg/h)	核算年排放量/(t/a)
一般排放口				
加热炉烟气	PM ₁₀	10	0.024	0.134
	SO ₂	19	0.045	0.254
	NO ₂	147	0.350	1.963
有组织排放合计	PM ₁₀			0.134
	SO ₂			0.254
	NO ₂			1.963

表 6-11 大气污染物无组织排放量核算表

污染源名称	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 /(t/a)
			标准名称	浓度限值/(mg/m ³)	
BG1#阀室无组织废气	非甲烷总烃	—	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)	4.0	0.084
BG2#阀室无组织废气	非甲烷总烃	—			0.084
BG3#阀室无组织废气	非甲烷总烃	—			0.084
克拉 2 清管站无组织 废气	非甲烷总烃	—			0.084
中间热站无组织废气 (含 BG4#阀室)	非甲烷总烃	—			0.168
无组织排放量总计		非甲烷总烃			0.504

表 6-12 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/(t/a)
1	PM ₁₀	0.134
2	SO ₂	0.254

续表 6-12

大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/(t/a)
3	NO ₂	1.963
4	非甲烷总烃	0.504

表 6-13

污染源非正常排放量核算表

序号	污染源	污染物	非正常 排放浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非正常 排放速率 (g/s)	单次持续 时间(min)	年发生频 次(次)	应对 措施
1	天然气外输管道清管	非甲烷 总烃	—	—	1~3min	4	—
2	天然气外输管道检修		—	—		1	—
3	凝析油外输管道清管		—	—		4	—
4	凝析油外输管道检修		—	—		1	—
5	BG1#阀室超压放散		—	—	1~3min	1	超压 放散
6	BG2#阀室超压放散		—	—			
7	BG3#阀室超压放散		—	—			
8	BG4#阀室超压放散		—	—			
9	N3#阀室超压高点放空		—	—			超压高 点放空
10	N10#阀室超压高点放空		—	—			

6.1.5 结论

本项目实施后各污染物最大浓度占标率 $P_{\max}=6.91\%$ ；大气环境影响评价工作等级为二级评价，无需设置大气环境防护距离。各污染物厂界贡献浓度满足相应限值要求。

综合以上分析，本项目实施后大气环境影响可以接受。

6.2 地表水环境影响分析

本项目为油气管道项目，营运期无生产废水产生；项目各站场及阀室均无人值守，无生活污水产生。由于油气管道输送过程无污染物排放，且是全封闭系统，沿线沟埋敷设，在穿越地表水管段河床采用石笼护底，结合马鞍式混凝土配重块进行稳管，管道埋深在渠底稳定层中，管顶埋深约在冲刷层以下 1.5m，使其不会与管道穿越的河流水体之间发生联系，不会对管道沿线地区的地表水环境造成影响。因此本项目不再进行地表水环境评价。

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1 区域地形地貌

天然气外输管道 BG4#阀室-克拉 2 清管站管段和凝析油外输管道中间热站-N7#阀室管段区域位于拜城盆地的中-东部，总体地势为北高南低、西高东低。评价区北部为地形破碎、崎岖突兀的克孜尔低山丘陵区，海拔一般 1640~1940m，最高 2040m，地表植被稀少；中部、南部是库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河构成的山前冲洪积平原，北高南低，近似呈东西向展布，海拔一般 1140~1440m，地面坡降约 12.4%左右，在冲洪积细土平原区，地表植被发育良好，植被茂盛。

6.3.2 区域地质概况

区域内出露的地层有新近系和第四系。其中，第四系在区内广泛分布。下面按照由老到新的顺序进行论述。调查评价区的地质略图见图 3.1.1。

6.3.2.1 新近系 (N)

(1) 中新统 (N_1)

该地层主要呈宽条带状东西向分布于调查评价区北部的丘陵区，地层岩性为红色、紫红色砂岩、泥岩夹砾岩，褐色砾岩夹粗砂岩，厚度 387m。与上覆上新统地层为整合接触。

(2) 上新统 (N_2)

该地层主要呈宽条带状东西向分布于区域的北部和东南角的丘陵区，地层岩性为淡黄色、浅棕褐色、灰色中砾、粗粒砾岩，夹粗粒砾砂岩及圆砾岩，以及少量漂砾包裹体，厚度 247~3500m。常被第四系下更新统地层不整合覆盖。

6.3.2.2 第四系 (Q)

第四系地层在区域内广泛分布，岩性以松散沉积物为主，成因类型主要有冲积、洪积、冲洪积等。

(1) 下更新统 (Q_1)

分布在区域内的中偏北部，组成丘陵或垄岗状平原。地层岩性为下更新统砾岩组 (Q_1) 灰色巨砾岩、砂砾岩、少量圆砾岩，厚度 50~300m。该组与下覆

地层关系普遍为超覆角度不整合或假整合于下覆的中、新生界和老地层之上，局部与下覆上新统为连续沉积。

(2) 中更新统 (Q_2)

1) 冲积层 (Q_2^{al})

零星分布在区域北部的库如克厄肯河河谷两侧，常形成基座阶地，多呈长条状。地层岩性为灰色、紫灰色漂砾、卵砾石，粒径一般 0.2~10.0cm，局部夹砂层透镜体并具交错层理，底部可见砂泥质空隙式半胶结或微胶结，厚度一般 1~10m，最厚可达 25m。

(3) 上更新统 (Q_3)

1) 冲积层 (Q_3^{al})

分布于区域北部的喀拉苏河河谷两侧及东南部克孜勒河下游沿岸。地层岩性为卵砾石，偶见漂石，粒径一般 10~30cm，分选、磨圆均较好。

2) 洪积层 (Q_3^{pl})

分布于区域西北部和东北部的山前地带。地层岩性为砂砾石，粉土含量较高，砾石分选、磨圆均较差，厚度自 1~2m 到 40~100m 变化不均。

(4) 全新统-上更新统 (Q_{3-4})

1) 冲积层 (Q_{3-4}^{al})

分布于区域北部的喀拉苏河、东部的克孜勒河冲洪积扇上。地层岩性为卵砾石层，粒径一般 0.2~1.0cm，厚度 60~150m；砾石夹卵石层，含粉土，粒径一般 0.2~10.0cm，厚度 90~120m。

2) 洪积层 (Q_{3-4}^{pl})

分布于区域中部和东部，组成洪积平原及坡度陡的洪积平原。地层岩性为松散的灰色、浅黄色砾石层，含少量砂及粉土，厚度几米到几十米不等。

3) 冲洪积层 (Q_{3-4}^{apl})

分布于区域内库如克厄肯河、喀拉苏河冲洪积扇上。地层岩性在靠近扇顶为卵石含漂石，卵石直径一般 8~10cm；扇中部为卵砾石层，砾石粒径一般 0.2~2.0cm；扇的下部地表 0.5~20.0m 多见粉土，向下为砂砾石。

(5) 全新统 (Q_4)

1) 冲积层 (Q_4^{a1})

分布于调查评价区内库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河的现代河谷中，组成河漫滩及一级阶地，表面常有沼泽分布，并有盐渍化现象。地层岩性在河流的上游主要为漂石、卵石含砂层，厚度因地而异，常见 10~40m；在河流的下游主要为砂卵石，粒径自上游的 10~15cm 渐变为下游的 2~5cm，磨圆、分选均较好，厚度 2.6~35.0m。

6.3.3 区域水文地质特征

6.3.3.1 水文地质特征

区域位于拜城盆地内，盆地内充填了巨厚的第四系松散堆积物，形成了巨大的贮水空间，基底为古近系-新近系。稀少的降雨对地下水的补给作用不大，源自高山冰川和源自中、低山区的库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河流入盆地后，河水大部渗漏补给地下水，使盆地内储藏有丰富的地下水。因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制，位于盆地北部高基底上的 Q_1 和部分 Q_2^{p1} 、 Q_3^{p1} 地层构成了透水不含水层，部分 Q_2^{p1} 、 Q_3^{p1} 地层的上部不含水、下部砾岩含水。

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，区域内存在两种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙-孔隙水。其中，第四系松散岩类孔隙水又可进一步划分为第四系潜水和承压水。

6.3.3.2 地下水补径排特征

区域北部的库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河冲洪积平原上、中部单一巨厚的卵石带是地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为这三条河流的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给，而降水入渗补给微乎其微。

各河流除 5-9 月有洪水泄入盆地直接注入木扎提河外，其余月份，河水出山口后除渠道引水外，河水很快在砾质带渗失补给地下水。干渠和大部分支渠在输送渠水过程中大量渗漏补给地下水。田间灌溉水的渗漏也是地下水补给来源之一。

在库如克厄肯河-喀拉苏河冲洪积平原，地下水的径流方向为从北向南。因各含水层主要是由漂砾，卵砾石组成，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在冲洪积平原上部约 1.42%，中部为 1.43%，南部因径流断面变窄，水力坡度增大为 6.44%。

在克孜勒河冲洪积平原，地下水的径流方向为从东北向西南。因含水层为卵砾石层，颗粒粗大，渗透性强，因而径流通畅。地下水的水力坡度，在克孜勒河冲洪积平原上部约 3.18%，中部变为 3.84%，下部因地下水的径流断面变窄而增大为 9.18%。

各河冲洪积平原区地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至木扎提河和克孜尔水库中。

6.3.3.3 地下水化学特征

6.3.3.3.1 第四系松散岩类孔隙水

(1) 潜水

区域潜水主要接受北部库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给。受构造、地形条件、地下水的补、径、排条件、含水层岩性等因素影响，潜水的化学类型自西向东、自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水--硫酸盐水--氯化物水。

(2) 承压水

承压水分布于评价区的西南部和东南部。

6.3.3.3.2 碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水分布在评价区北部的克孜尔低山丘陵区 and 南部的却勒塔格丘陵区。因低山丘陵区降水少，新近系（N）地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水化学类型普遍呈 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型和 Cl 型水。

6.3.3.4 地下水动态特征

区域位于台勒维丘克河-库如克厄肯河-克孜勒河冲洪积砾质平原区，含水

层主要为单一结构的潜水含水层。

6.3.4 地下水环境影响预测与评价

6.3.4.1 凝析油外输管道中间热站-N7#阀室管段

6.3.4.1.1 地下水污染预测

6.3.4.1.1.1 水文地质条件概化

- A. 模拟范围的确定
- B. 含水层结构概化
- C. 边界条件概化
- D. 水力特征概化

综上所述，评价区可概化成非均质各向同性、二维非稳定流地下水流系统，即地下水系统的概念模型。

6.3.4.1.1.2 污染源概化

(1) 预测情景分析

- A. 正常状况
- B. 非正常状况

(2) 污染源概化

6.3.4.1.1.3 水文地质参数初始值确定

6.3.4.1.1.4 地下水数值模型

在水文地质概念模型基础上，运用地下水模型软件 Visual Modflow 建立模拟区地下水流数值模型。

(1) 模型软件简介

选用通用的地下水模型软件 Visual Modflow4.1 建立研究区的地下水流模拟模型，基于美国地质调查局的地下水流有限差分计算程序 MODFLOW、由加拿大滑铁卢大学水资源研究所开发的地下水模拟软件。

(2) 数学模型的建立

① 渗流模型

通过对调查区地下水系统做了详尽分析，依据渗流的连续性方程和达西定律，结合调查区地下水系统的实际水文地质条件，建立了与调查区地下水系统

水文地质概念模型相对应的二维渗流数学模型如下：

$$\begin{cases} (x, y) \in \Omega, t \geq 0 & \left\{ \begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left(KM \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(KM \frac{\partial h}{\partial y} \right) - W &= S_s \frac{\partial h}{\partial t} \\ KM \frac{\partial H}{\partial n} &= q_e(x, y, t) \end{aligned} \right. \\ (x, y) \in \Gamma_2, t > 0 & \\ (x, y) \in \Omega, t = 0 & \begin{cases} H(x, y, 0) = H_0(x, y) \\ H(x, y, t)|_{t=t_0} = H_e(x, y, t) \end{cases} \\ (x, y) \in \Gamma_1, t > 0 & \end{cases}$$

式中：K为渗透系数(LT⁻¹)；

M为含水层厚度(L)

H为地下水水位(L)；

W为源汇项(1/d)；

S_s在承压区水为贮水系数，在无压水区为给水度；

Ω为渗流区域；

Γ₁、Γ₂分别为一类边界、流量边界；

H₀(x, y)为初始水位(L)；

H_e(x, y, t)为一类边界水位(L)；

q_e(x, y, t)为流量边界的单宽流量(L²T⁻¹)

②溶质运移模型

地下水污染物在调查区内中的运移可用二维溶质运移模型来描述，其数学模型可表示为：

$$R_d \frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_{xx} \frac{\partial c}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_{yy} \frac{\partial c}{\partial y} \right) - \frac{\partial (V_x c)}{\partial y} - \frac{\partial (V_y c)}{\partial x} + W$$

其中：

c 为模拟污染物浓度(mg/L)；

D_{xx}, D_{yy}为x, y方向上的动态水力弥散系数(m²/d)；

v_x、v_y为x, y方向上的平均流速；

R_d为阻滞因子。

(3) 数学模型的求解

数学模型建立后，如果给定含水层的水文地质参数和定解条件，就可以求解水头值。模型采用 Visual Modflow4.1 对上述模型进行求解，水流求解方法采用 WHS 结算器，运用双共轭梯度稳定 (Bi-GGSTAB) 加速度程序。溶质扩散求解方法采用 GCG 广义共轭梯度解算器程序包。

(4) 计算区剖分

① 大气降水入渗补给量

模拟区内第四系孔隙含水层地下水通过包气带接收大气降水直接入渗补给，包气带岩性主要为细砂和粉土，区内包气带岩性变化不大，模拟时可划分为一个参数区。大气降水入渗补给通常采用以下公式进行计算：

$$Q_{\text{降}} = 10^3 \cdot \alpha \cdot F \cdot P$$

式中：Q 降-大气降水入渗补给量 (m^3/a)

α - 降雨入渗补给系数 (无量纲)

F-入渗补给面积 (km^2)

P-多年平均年降水量 (mm/a)

② 侧向径流补给量

$$Q_{\text{侧补}} = 365 \cdot K \cdot I \cdot A$$

式中：Q 侧补-上游第四系地下水的侧向径流补给量 (m^3/a)

K-边界渗透系数 (m/d)

I-边界水力坡度

A-边界过水断面面积 (m^2)

③ 侧向径流排泄量

④ 人工开采量

⑤ 资源量计算

6.3.4.1.1.5 模型的识别与验证

地下水模型的识别和校验过程是整个模拟过程中极为重要的环节，它直接关系到后续溶质浓度预测的可靠性与精度问题。

对地下水水流变化和溶质运移进行数值模拟的根本意义在于用数学模型“真实”的反应客观实体，以解释过去、说明现在和预测未来。能正确反映计算区的水文地质条件和水流状态的地下水数值模型，以达到数值仿真效果，前提是必须根据实测的水位及其动态变化曲线，对数学模型进行调试。在完成数学模型建立及其求解工作后，还需要进行模型参数检验，这是数学模拟必不可少的重要环节。

地下水数值模型采用的参数初始值是根据抽水试验结果和经验值来确定的，但是仅仅反应了模拟区的近似概况，并不一定能反映真实的水文地质条件。在经过模型参数的识别、验证后，再把模拟时段选定为未来某一个时段，代入相应水文地质参数，即可用来预测未来时段流场变化和溶质运移状况。

模型识别和验证需满足如下条件：①模拟的地下水系统要与实际地下水系统基本一致；②模拟地下水的动态过程要与实测的动态过程基本相似；③从均衡角度出发，模拟的地下水均衡变化要与实际的地下水均衡变化基本相似；④识别的水文地质参数要符合实际水文地质条件。模型识别结果见图 13，模型验证结果见图 14。

6.3.4.1.1.6 地下水水质预测分析

本次地下水污染模拟主要针对污染物随地下水对流、弥散运移展开，对污染质与水体、固体介质等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑(1)预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，同时结合项目实际情况，将运营期地下水环境影响预测时限定为 100d、1000d、7300d。

6.3.4.1.2 地下水环境保护措施与对策

6.3.4.1.2.1 源头防控

为保护地下水资源，防止非正常状况下凝析油泄漏对地下水水源地保护区的影响，本项目凝析油外输管道采用环氧粉末防腐，并要求建设单位加强环境管理，定期巡线或利用管线现有的压力、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，避免因管线长时间泄漏造成石油类对地下

水水质的影响，并及时收集泄漏油和含油泥沙送往有资质的单位处理。

6.3.4.1.2.2 地下水环境监测与管理

(1) 监测计划

根据本项目特点建立和完善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，环境监测工作可自行或委托当地有资质的环境监测机构承担。

为了及时准确的掌握项目所在地周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化情况，应对该项目所在区域地下水环境质量进行定期的监测，防止或最大限度的减轻项目对地下水环境的污染。

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》(HJ/T164-2004)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，将本项目地下水监测纳入区域地下水监测网络，利用本项目区域现有监测井进行监测。

(2) 跟踪监测与信息公开计划

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

管理措施方面：

a、防止地下水污染管理的职责属于企业内环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作；

b、建设单位环境保护管理部门负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作；

c、建立地下水监测数据信息管理系统，与企业环境管理系统相联。

技术措施方面：

a、按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)开展工作；

b、在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告公司环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。

6.3.4.1.2.3 风险事故应急响应

(1)应急预案

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。地下水应急预案应包括以下内容：a、地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；b、特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

(2)应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a、当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环保局，密切关注地下水水质变化情况；

b、组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染泄漏源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c、依据相关法律法规、技术规范及治理要求，制定切实可行的污染包气带、地下水修复实施方案；企业需依据实施方案进行治理，对于需处置的受污染土壤及地下水应委托相关单位合理处置。

d、对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

6.3.4.1.3 评价结论

(1)环境水文地质现状

(2)地下水环境影响

本项目正常状况下无废水污染物产生，不会对地下水环境产生影响，非正常状况下，天然气发生泄漏，由于天然气气体成分均为不溶于水物质，也不会对项目周边区域地下水环境产生明显影响。

(3)地下水污染防控措施

为防止非正常状况泄漏凝析油污染地下水，本项目采取了源头控制措施，从源头上减少了污染物的排放量，同时通过采取严格的防渗措施，切断了泄漏垂向入渗进入地下水的途径。

(4)地下水环境影响评价结论

根据区域水文地质资料可知，本项目所在位置天然包气带防污性能较弱。本项目管道运行过程中无生产废水产生，且本项目采取了相应的防范措施，不会对项目周边区域地下水环境产生明显影响。

综合以上分析，本项目建设对地下水环境的影响是可接受的。

6.3.4.2 天然气外输管道 BG4#阀室-克拉 2 清管站管段地下水环境影响分析

6.3.4.2.1 正常状况下对区域地下水的影响分析

天然气是一种气态物质，具有多种组分。在正常输送的情况下，采用密闭运输，管网各连接部位也采用密封连接，基本不会有气体泄漏。因此，在正常运行时，不存在密封不严或操作失误的问题，不存在对地下水环境产生影响的污染源，不会影响沿线区域的地下水环境。

6.3.4.2.2 非正常状况下对区域地下水的影响分析

管道运营期间发生事故情况下，天然气发生泄漏，由于天然气气体成分均为不溶于水物质，并且泄漏的天然气通过土壤孔隙进入空气，也不会进入居民水井、地下暗河，不会对地下水水质造成不良影响，故即使管道破裂只会造成空气污染，不会进入地下水而造成水污染；另外管道防腐设计严格按照相关规定，对地下水也基本不会造成影响。

6.3.4.2.3 地下水环境影响分析结论

天然气为不溶于水的气态物质，不会对地下水环境产生污染。本项目正常状况下无废水污染物产生，不会对地下水环境产生影响，非正常状况下，天然气发生泄漏，由于天然气气体成分均为不溶于水物质，也不会对项目周边区域地下水环境产生明显影响。

6.3.4.2.4 地下水污染防治措施

为保护地下水资源，防止非正常状况天然气泄漏对地下水水源地保护区的影响，本评价建议采取以下防范措施：

(1)增加对管道壁厚的测量频次（每年一次），对管壁减薄的管段及时更换，避免爆管事故发生。

(2)严格执行各类输气管道安全运营规程和规范,加强清管、防腐、紧急截断系统、安全阀等设备、设施、系统、构件的检查、测试和更换频率,以保证其始终处于良好的工作状态。

(3)加大巡线频率,提高巡线的有效性。定期检查管道全段,查看地表情况,并关注在此地带的人员活动情况,发现对管道安全有影响的行为,应及时制止、采取相应措施并向上级汇报。

(4)做好预防突发性自然灾害的工作,加强与水文气象、地震部门的信息沟通,制定有关应对措施。

6.3.4.2.5 地下水环境影响评价结论

(1)环境水文地质现状

(2)地下水环境影响

本项目正常状况下无废水污染物产生,不会对地下水环境产生影响,非正常状况下,天然气发生泄漏,由于天然气气体成分均为不溶于水物质,也不会对项目周边区域地下水环境产生明显影响。

(3)地下水污染防治措施

为保护地下水资源,防止非正常状况天然气泄漏对地下水水源地保护区的影响,本评价采取了相应的防范措施。

(4)地下水环境影响评价结论

本项目天然气外输管道运行过程中无生产废水产生,且本项目采取了相应的防范措施,不会对项目周边区域地下水环境产生明显影响。

综合以上分析,本项目建设对地下水环境的影响是可接受的。

6.4 声环境影响评价

6.4.1 正常状况下设备噪声影响分析

本项目产噪设备主要是依托站场及新建中间热站新增的泵类、工艺装置区的汇气管、过滤器及调压器产生的噪声,产噪声值为70~80dB(A)。

本项目各产噪设备均安装在工艺装置区,采取低噪音设备、基础减震、安装隔声罩等降噪措施。

6.4.1.1 预测模式

(1) 室外点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

各声源对预测点的贡献值按下式计算：

$$L_{A(r)} = L_{Aref(r_0)} - (A_{div} + A_{bar} + A_{atm} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_{A(r)}$ ——距声源 r 处的 A 声级；

$L_{Aref(r_0)}$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级；

A_{div} ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量；

A_{bar} ——声屏障引起的 A 声级衰减量；

A_{atm} ——空气吸收引起的 A 声级衰减量；

A_{bar} ——屏障屏蔽引起的 A 声级衰减量；

A_{misc} ——其他多方效应引起的 A 声级衰减。

(2) 室内点声源对场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：

$$\sigma_{j,eff}^2 = \sum_{k=1}^w \sigma_{j,k}^2$$

式中： L_{p1} 为某个室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级， L_w 为某个声源的倍频带声功率级， r 为室内某个声源与靠近围护结构处的距离， R 为房间常数， Q 为方向性因子。

② 计算出所有室内声源的靠近围护结构处产生的总倍频带声压级：

$$L_{pli}(T) = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^N 10^{0.1 L_{p1i}} \right)$$

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： $L_{p2i}(T)$ 为靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频叠加声压级； TL_i 为围护结构倍频带隔声损失，根据本项目厂房结构，声频带 500Hz 时，取 15dB(A)。

④将室外声级 $L_{p2i}(T)$ 和透声面积换算成等效的室外声源，计算出等效声源第 i 个倍频带的声功率级 L_w ；

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

式中： S 为透声面积， m^2 。

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建立坐标系，确定各室外噪声源位置和室内噪声源等效为室外噪声源位置及预测点位置，分别计算各噪声源对各预测点的贡献值，并进行叠加，得出各预测点的噪声贡献值。本项目对预测点 T 时段内噪声贡献值 L_{eqg} （等效连续 A 声级）：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

②预测点的噪声预测值

$$x_w^i = u_{x,w}(t - t_{w-1}) + \sum_{k=1}^{w-1} u_{x,k}(t_k - t_{k-1})$$

6.4.1.2 噪声源参数的确定

根据设计资料及类比调查结果,对本项目各产噪设备采取相应降噪措施后,工程噪声源参数见表 6-14,以各站场西南角为坐标原点。

表 6-14 本项目噪声源及噪声值一览表

序号	声源名称		台(套)	产噪声级 dB(A)	降噪措施	降噪效果 dB(A)
1	中间热站	污油提升泵	1	80	采取低噪音设备、基础减震、安装隔声罩等	15
2		泄压回注泵	1	80		15
3		汇气管	—	80		15
4		过滤器	1	70		15
5	大北分输注入站	给油泵	2	80	采取低噪音设备、基础减震、安装隔声罩等	15
6		注入泵	2	80		15
7		污油提升泵	1	80		15
8		汇气管	—	80		15
9		过滤器	4	70		15
10		稳压泵	1	80		15
11		调压器	1	80		15
12	克深分输注入站	注入泵	3	80	采取低噪音设备、基础减震、安装隔声罩等	15
13		污油提升泵	1	80		15
14		汇气管	—	80		15
15		调压器	1	80		15

6.4.1.3 声环境预测结果分析

(1) 噪声预测结果

① 中间热站

按照噪声预测模式及源强参数,结合噪声源到各预测点距离,计算本项目产噪设备对场界四周的噪声影响,预测结果见表 6-10,噪声贡献等值线图见图 6-15。

表 6-15 中间热站各预测点预测结果一览表 单位: dB(A)

预测点名称	标准值		本项目对厂界贡献值	达标情况	
	昼间	夜间		昼间	夜间
西厂界	65	55	34.62	达标	达标

续表 6-15

中间热站各预测点预测结果一览表

单位: dB(A)

预测点名称	标准值		本项目对厂界贡献值	达标情况	
位置	昼间	夜间		昼间	夜间
南厂界	65	55	41.95	达标	达标
东厂界	65	55	36.04	达标	达标
北厂界	65	55	27.08	达标	达标

②大北分输注入站

按照噪声预测模式及源强参数, 结合噪声源到各预测点距离, 计算本项目产噪设备对场界四周的噪声影响, 预测结果见表 6-16, 噪声贡献等值线图见图 6-15。

表 6-16

大北分输注入站各预测点预测结果一览表

单位: dB(A)

预测点名称	标准值		本项目对厂界贡献值	达标情况	
位置	昼间	夜间		昼间	夜间
西厂界	65	55	26.73	达标	达标
南厂界	65	55	11.08	达标	达标
东厂界	65	55	11.07	达标	达标
北厂界	65	55	30.68	达标	达标

③克深分输注入站

按照噪声预测模式及源强参数, 结合噪声源到各预测点距离, 计算本项目产噪设备对场界四周的噪声影响, 预测结果见表 6-17, 噪声贡献等值线图见图 6-15。

表 6-17

克深分输注入站各预测点预测结果一览表

单位: dB(A)

预测点名称	标准值		本项目对厂界贡献值	达标情况	
位置	昼间	夜间		昼间	夜间
西厂界	65	55	13.56	达标	达标
南厂界	65	55	11.05	达标	达标
东厂界	65	55	17.86	达标	达标
北厂界	65	55	21.35	达标	达标

(2) 预测结果分析

由表 5-17 及图 5-4 分析可知,本项目中间热站产噪设备对中间热站各厂界的噪声贡献值为 27.08~41.95dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准要求。本项目大北分输注入站产噪设备对大北分输注入站各厂界的噪声贡献值为 11.07~30.68dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准要求。本项目克深分输注入站产噪设备对克深分输注入站各厂界的噪声贡献值为 11.05~21.35dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准要求。

以上预测结果表明,本项目的实施不会对项目场地四周声环境产生明显影响。

6.4.2 非正常状况下设备噪声影响分析

本项目非正常状况情况下,管道超压放散发生频率为 1 次/年,每次持续时间为 1~3min 左右。站场及各阀室维修、系统超压放空时会产生瞬时强噪声,产噪值在 110dB(A) 左右。为降低放空瞬时强噪声,在设计上采取安装消声器等降噪措施。

由于系统超压放空属于偶发噪声,持续时间短、频次低。因此项目非正常状况下对区域声环境影响有限。

6.5 固体废物影响分析

本项目营运期非正常情况下产生的固体废物主要为管道清管、检修过程中产生的固体废物。天然气外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(粉尘、铁渣)为一般固体废物,清管过程产生量约 24kg/a,检修过程产生量约 15kg/a,经收集后运至就近固废场妥善处置。凝析油外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(废渣废水)为危险废物(HW08 251-002-08),清管过程产生量约 24kg/a,检修过程产生量约 15kg/a,集中收集后送有资质单位处置。检修过程中将对达不到过滤效果的滤芯予以更换,粘着油水烃混合物,为危险废物(HW49),约 4~5 年更换一次。本项目依托站场、新建阀室不新增工作人员,营运期正常状况下无固体废物产生。

本项目固体废物全部妥善处置,不会对周边环境造成明显影响。

6.6 生态环境影响评价

由于天然气外输管道和凝析油外输管道营运期密闭运行，正常状态下不会对生态环境产生影响。营运期管道所经地区地表植被、农作物将逐渐恢复正常生长。据类比调查分析，管道完工后2至3年内，地下敷设管道的区域，地表植被恢复较好，景观破坏程度很低。虽然管道沿线近侧不能再种植深根植物，但根据现场调查，受工程影响的陆生植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不存在因局部植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝，因此对植物生长影响不大。管道工程完工后，随着植被的恢复，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响消失。

事故状态下，由于天然气属毒性极低的物质，天然气泄漏不会造成植被死亡，对生态环境影响不大。由泄漏引发的火灾事故对火灾周围生态环境产生一定影响，应按照应急预案要求将天然气泄漏对生态环境产生的影响控制在最小水平。

综上所述，本项目的生态影响在可控范围内，在采取人工措施及自然恢复等措施后，可以保证原有生态系统的稳定，不会引起生物种群的减少及至灭绝，不会造成土壤、水环境理化性质的恶化，总体来讲，生态影响较小。

6.7 土壤环境影响评价

6.7.1 环境影响识别

6.7.1.1 影响类型及途径

污染影响型：非正常状态下，本项目凝析油外输管道N6#阀室-中间热站管段阀门连接处发生泄漏，可能造成垂直入渗污染。

生态影响型：本项目不涉及在土壤中使用酸性、碱性、盐类物质，且本项目不会因造成区域地下水水位上升导致土壤盐化，本项目不会造成土壤酸化、碱化、盐化。

综上分析，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。

本项目土壤影响类型见表6-18。

表 6-18 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								

6.7.1.2 影响源及影响因子

本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果分别参见表 6-19。

表 6-19 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
凝析油外输管道N6#阀室-中间热站管段	垂直入渗	石油烃	石油烃	瞬时、事故

6.7.2 现状调查与评价

6.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），结合项目特性，本项目凝析油外输管道 N6#阀室-中间热站管段污染影响型评价等级为二级，故现状调查范围为工程边界两侧向外延伸 0.2km。

6.7.2.2 敏感目标

根据导则，本管段沿线边界两侧 200m 范围内存在耕地。

6.7.2.3 土地利用类型调查

根据现场调查结果，评价范围内土地利用类型现状主要为工业用地、河流及其它用地。评价区域现状土地利用类型调查结果见表 6-20，土地利用类型现状图见图 3。

表 6-20 土地利用类型一览表

土地类型	面积(km ²)	占比(%)	分布情况
工业用地	1.0	10.4	主要为大北管道 3#阀室
河流	0.10	1.0	主要为喀拉苏河

续表 6-20

土地利用类型一览表

土地类型	面积(km ²)	占比(%)	分布情况
其他用地	8.516	88.6	主要为荒漠在评价范围内均匀分布
合计	9.616	100	—

6.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016 年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类,调查范围内全部为石膏棕漠土。调查区域土壤类型图见图 20,土壤类型表见表 6-21。

表 6-21

土壤调查范围土壤类型表

土壤类型	面积(km ²)	占比(%)	分布情况
石膏棕漠土	9.616	100	调查评价区域

6.7.3 土壤环境影响预测与评价

6.7.3.1 垂直入渗土壤污染影响情景分析

本项目正常状况下防渗措施良好、管线连接处紧密,管道密闭输送,正常情况下无土壤污染途径,不会对周围土壤产生影响。垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏状况下,泄漏凝析油渗入土壤中,主要污染源为石油烃。

6.7.3.2 垂直入渗土壤预测模型

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, m²/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 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：

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

6.7.3.3 预测参数选取

根据现场检测及水文地质调查结果及工程分析，预测源强见表 6-22。

表 6-22 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
凝析油外输管道	石油烃	900000	瞬时

6.7.3.4 土壤污染预测结果

(1) 石油烃预测结果

站场内泄漏凝析油中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 900000mg/L，在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 23 所示，土壤底部石油烃浓度随时间变化模拟结果如图 24 所示。

综合以上分析，正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状态下，管

线阀门连接处发生泄漏，泄漏凝析油渗入土壤中，对土壤造成污染。要求加强日常巡检监管工作，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。

6.7.4 保护措施与对策

本项目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，从污染物的产生、运移、扩散、应急响应全阶段进行控制。本项目主要土壤污染防治措施包括源头控制措施及过程控制措施，土壤污染防治措施具体见表 6-23。

表 6-23 土壤污染防治措施一览表

污染类别	污染源	污染因子	污染防治措施	
垂直入渗影响	管道	石油烃	源头控制措施	加强管线检修维护；加强日常巡检监管工作；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理
			过程防控措施	地面采取防渗措施

6.7.5 跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。

根据导则要求，结合项目特征，共布置 2 处柱状样监测点位，1 处表层样监测点位。各土壤跟踪监测布置情况见表 6-24。

表 6-24 土壤跟踪监测点布置一览表

点号	监测点位置	监测点类型	采样深度	监测频率	监测因子	执行标准
1	大北分输注入站拟建设施处	垂直入渗影响区监测点	分层采样，采样深度分别为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m	每 5 年监测一次	石油烃	GB36600
2	中间热站拟建混烃压力储罐处					
3	N6#阀室拟建阀组间		表层样，0.2m			

上述监测点监测数据、土壤调查数据、土壤环境质量状况报告需及时向当地环保部门备案并向社会公开。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.7.6 土壤评价结论

(1) 土壤环境现状

(2) 评价结论

根据预测，正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏凝析油渗入土壤中。通过采取地面防渗等措施，可以避免非正常状况下土壤垂直入渗污染影响。

综上，根据预测结果，本项目实施后土壤污染影响可以接受。

(3) 保护对策与措施

综上，本项目采取完善的源头控制、过程防控、跟踪监测等土壤保护措施后，本项目对土壤环境的影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 6-25。

表 6-25 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 ☐ ; 两者兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☐ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☒				
	占地规模	() hm ²				
	敏感目标信息	评价范围内周边耕地				
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☐ ; II 类 ☒ ; III 类 ☐ ; IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☐ ; d) ☐				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0~0.2m	
		柱状样点数	3	—	0~3.0m	

续表 6-25

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
现状调查内容	现状监测因子	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、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（C10-C40）				
	评价因子	GB15618、GB36600 标准中存在的现状监测因子				
现状评价	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☐；表 D.2☐；其他（）				
	现状评价结论					
影响预测	预测因子	垂直入渗：石油烃				
	预测方法	附录 E☑；附录 F☐；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（工程边界两侧向外延伸 0.2km） 影响程度（较小）				
	预测结论	达标结论：a)☑；b)☐；c)☐ 不达标结论：a)☐；b)☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☐；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		3	石油烃	1 次/5 年		
	信息公开指标	特征因子				
评价结论		项目建设可行				
注 1：“☐”为勾选项，可√，“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

6.8 环境风险评价

6.8.1 风险调查

6.8.1.1 建设项目风险源调查

根据本项目特点，项目涉及的危险物质为输气管道中的天然气、输油管道中的凝析油，危险物质概况见表 6-26。

表6-26 本项目风险源调查概况一览表

序号	危险物质名称	分布的生产单元	最大存在总量(t)	生产工艺特点	备注
1	天然气(甲烷)	输气管道	1869	输气管道	—
2	凝析油(油类物质)	输油管道	625	输油管道	—

6.8.1.2 环境敏感目标调查

环境风险敏感目标调查结果见表6-27，相关环境敏感目标位置见附图2。

表 6-27 建设项目环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室管段周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离*/m	属性	人口数
	1	吾斯塘布依村	N	140	居住区	192
	每千米管段人口数(最大)					7
	大气环境敏感程度 E 值					E3
	BG4#监控阀室-克拉 2 清管站管段周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离*/m	属性	人口数
	1	铁提尔村	N	100	居住区	345
	每千米管段人口数(最大)					85
	大气环境敏感程度 E 值					E3
	N13#单向阀室-N14#监控阀室管段周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离*/m	属性	人口数
	1	依西提村	W	120	居住区	350
	2	牙哈镇	S	145	居住区	740
	3	麻扎巴格村	S	140	居住区	620
	每千米管段人口数(最大)					40
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表 水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	木扎尔特河	III类		—	
	2	喀普斯浪河	III类		—	
	3	台勒维丘克河	III类		—	
	4	喀拉苏河	III类		—	

续表 6-27

建设项目环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
地表水	5	克孜勒河	III类	—		
	6	库车河	III类	—		
	地表水环境敏感程度 E 值				E2	
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与管道中心线距离/m
	1	拜城县克孜尔乡铁提尔水厂水源地	G1	III类	D2	穿越
	2	多来提巴格水厂水源地	G1	III类	D2	S/1538
	3	伊西哈拉镇水源地	G1	III类	D2	S/2790
	4	库车县东城水厂水源地	G1	III类	D2	S/2020
	5	库车县城北水厂水源地	G1	III类	D2	S/315
	6	牙哈镇克里希水源地	G1	III类	D2	N/1010
	7	牙哈镇水源地	G1	III类	D2	S/1175
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

6.8.2 风险识别

6.8.2.1 物质危险性识别

本项目涉及的危险物质主要为天然气和凝析油，其危险特性、分布情况见表 6-28。

表 6-28

物质危险性识别一览表

序号	危险物质	危险特性	分布
1	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa(-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42(-164℃)	输气管道
2	凝析油	稠厚性油状液体，闪点：-6.67~32.2℃，爆炸极限：1.1~8.7%，自燃温度：350℃	输油管道

6.8.2.2 生产系统危险性识别

根据项目生产工艺流程及平面布置功能分区，并结合物质危险性识别，确定危险单元为输气管道、输油管道，生产系统危险性识别结果见表 6-29。

表 6-29 生产系统危险性识别结果一览表

序号	危险单元名称	单元内危险物质		风险源				备注
		危险物质	最大存在量(t)	名称	危险性	存在条件	转化为事故的触发因素	
1	输气管道	甲烷	1869	甲烷	易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	常温、常压	泄漏	—
2	输油管道	凝析油(油类物质)	625	凝析油(油类物质)	可燃液体，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	常温、常压	泄漏	—

根据表 6-29 识别结果，确定输气管道、输油管道为重点风险源。

6.8.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

本项目涉及的危险物质向环境转移的途径见表 6-30。

表 6-30 危险物质向环境转移的途径识别结果一览表

序号	危险物质名称	向环境转移的途径
1	天然气	天然气泄漏后，通过大气扩散对本项目评价范围内敏感目标造成一定影响
2		泄漏的天然气遇到明火发生火灾事故，对环境空气造成污染影响
3	凝析油(油类物质)	油类物质泄漏后，通过地表径流和垂直入渗途径对区域地表水及地下水造成一定影响
4		泄漏的油类物质遇到明火发生火灾事故，不完全燃烧产生的一氧化碳气体通过大气扩散对本项目评价范围内敏感目标造成一定影响

6.8.2.4 环境风险类型及危害分析

根据物质及生产系统危险性识别结果，输气管道可能发生泄漏事故，泄漏的物质进入大气环境引发环境污染事故和 CO 中毒事故，同时伴生/次生火灾爆炸产生的 CO、SO₂ 可能引发大气污染。

输油管道等可能发生泄漏事故，泄漏的油类物质通过地表径流和垂直入渗途径进入地表水和地下水环境，引起地表水和地下水污染，同时伴生/次生火灾事故产生的 CO 可能引发大气污染。

6.8.2.5 风险识别结果

本项目物质及生产系统危险性识别结果见表 6-31。

表 6-31 本项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	输气管道	输气管道 阀室	甲烷	大气	泄漏、爆炸	周边居民	—
2	输油管道	输油管道 阀室	凝析油(油 类物质)	大气、地表 水、地下水	泄漏、爆炸	周边居民、周边地表 水、地下水	

*根据调查，一般管道泄漏出现在阀室。

6.8.3 风险事故情形分析

6.8.3.1 事故统计调查

天然气输送管道的重大危险事故隐患主要是火灾爆炸。一旦发生，将造成人员伤亡、财产损失和生态环境的破坏，而引起火灾爆炸的主要原因为天然气外输管道的泄漏。本评价通过对国内外输气管道进行的事统计和分析，找出引起天然气外输管道发生泄漏事故的主要因素，并对各事故因素所占的权重进行统计、分析，为评价建设工程事故风险提供依据。

1) 国外事故统计与分析

美国是世界上建设输气管道最早、最多也是距离最长的国家，目前输送管道大约 240 万英里，其天然气管道事故资料较详实，美国运输部 1990 年～2005 年 16 年间对天然气长输及集输管道事故的统计结果见表 6-32。

表 6-32 美国输气管线事故调查统计表

原因	次数	百分比 (%)
外力	560	39.6
材料损坏/缺陷	216	15.3
外腐蚀	146	10.3
内腐蚀	177	12.5
其他	316	22.3
合计	1415	100

由上表可知，在 1990 年～2005 年 16 年间，美国天然气主管道共发生了 1415 次事故，年平均事故率约为 88.4 次，外力破坏是造成美国天然气管道事故的首要原因，共 560 次，占事故总数的 39.6%；其次是腐蚀，共 323 次，占事故总

数的 22.8%，其中内腐蚀占事故总数的 12.5%，外腐蚀占事故总数的 10.3%；排在第三位的是建造/材料缺陷，共 216 次，占事故总数的 15.3%。

欧洲是天然气工业发展较早，也是十分发达的地区，经过几十年的发展和建设，该地区的跨国管道已将许多欧洲国家相连，形成了密集复杂的天然网络系统，1982 年开始，众多欧洲气体输送公司联合开展了收集所属公司管道事故的调查工作，并据此成立了一个专门组织即欧洲输气管道事故数据组织(EGIG)，该组织对 1970 年~1992 年间该组织范围内所辖输气管道事故调查和统计结果见表 6-33。

表 6-33 欧洲输气管线事故统计

原因	次数	百分比 (%)
外部影响	441	53.1
施工缺陷及材料失效	162	19.5
腐蚀	117	9.1
地基位移	44	5.3
现场开口	29	3.5
其他	37	4.5
合计	830	100

由上表可知，欧洲输气管道事故主要原因是第三方引起的外部干扰，约占事故总数的 53.1%；其次是施工和材料缺陷，约占事故总数的 19.5%；第三位是腐蚀，约占事故总数的 9.1%；地基位移、误操作和其他原因所占比例在 3.5~5.3% 之间。前三项事故原因不仅是造成欧洲管道事故的主要因素，也是整个世界管道工业事故率最大的三大因素。

2) 国内事故统计与分析

我国目前有一定运行历史的输气管网主要集中于川、渝两地，选择中国石油西南石油气田分公司输气管理处经营管理的威成线、成德线、泸威线、佛两线、北干线等 14 条输气干线作为调查对象（管线总长 1513km、管径从 D325mm~D720mm 不等）。这些管线大多建于 20 世纪 60~70 年代，对上述管线从 1971 年至 1998 年近 30 年间的事故情况及其原因调查统计，统计结果见表 6-34。

表 6-34 国内输气管线事故调查统计表

原因	事故次数				百分比 (%)
	1971~1980 年	1981~1990 年	1991~1998 年	小计	
局部腐蚀	9	37	14	60	44.1
管材及施工缺陷	32	19	11	62	45.6
外部破坏	1	2	5	8	5.9
不良环境因素	1	2	1	4	2.9
其他	0	2	0	2	1.5
合计	43	62	31	136	100

由上表可知，在大小 136 次事故中，因管材及施工缺陷和腐蚀造成的管道事故最多，分别占事故总数的 45.6%和 44.1%。这主要是由于当时的技术水平和经济条件等诸多因素的限制，如管道建设时采用的材料、设备质量较差，制管和施工水平也较低，且输送的天然气中硫化氢、二氧化碳和水含量过高，增大了管道的腐蚀速率，导致事故多发。

6.8.3.2 风险事故情形设定

因事故触发因素具有不确定性，因此事故情形的设定并不能包含全部可能的环境风险，但通过对具有代表性的事故情形分析可为风险管理提供科学依据，故在环境风险识别的基础上筛选具有危险物质、环境危害、影响途径等方面代表性的内径>150mm 的管道泄漏进行事故情形设定。

即本评价确定最大可信事故为输气管道阀室阀门处泄漏、输油管道阀室阀门处泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E “泄漏概率的推荐值”，设施泄漏模式及泄漏概率如表 6-35 所示。

表 6-35 泄漏频率表

序号	设施	部件类型	泄漏模式	泄漏概率	备注
1	输气管道	内径>150mm管道	泄漏孔径为50mm孔径	$2.40 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$	泄漏孔径为10%孔径（最大为50mm）概率为 $2.40 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$
			全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7} / (\text{m} \cdot \text{a})$	—

续表 6-35

泄漏频率表

序号	设施	部件类型	泄漏模式	泄漏概率	备注
2	输油管道	内径>150mm管道	泄漏孔径为50mm孔径	$2.40 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$	泄漏孔径为10%孔径（最大为50mm）概率为 $2.40 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$
			全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7} / (\text{m} \cdot \text{a})$	—

6.8.3.3 源项分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》要求，油气长输管线泄漏事故，按管道截面 100%断裂估算泄漏量，应考虑截断阀启动前、后的泄漏量。截断阀启动前，泄漏量按实际工况确定；截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要时间计。本项目泄漏时间按 30min 计。

1、气体泄漏

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F（气体泄漏速率）计算天然气外输管道泄漏速率。具体计算公式如下：

当气体流速在音速范围(临界流)：

$$\frac{p}{p_0} \leq \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}$$

当气体流速在亚音速范围(次临界流)：

$$\frac{p}{p_0} > \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}$$

式中：

P—容器内介质压力，Pa(取 $10 \times 10^6 \text{Pa}$)；

p_0 —环境压力，Pa(取值为 101325Pa)；

γ —气体的绝热指数(热容比)，即定压热容 C_p 与定容热容 C_v 之比(取值为 1.32)。

假定气体的特性是理想气体，气体泄漏速度 Q_0 按下式计算：

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中：\$Q_G\$—气体泄漏速度，kg/s；

\$P\$—容器压力，Pa(取 \$10 \times 10^6\$ Pa)；

\$C_d\$—气体泄漏系数；当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90（本项目取 1.0）；

\$A\$—裂口面积，\$m^2\$(取 0.785)；

\$M\$—物质相对分子质量，kg/mol(输气管道中天然气的相对分子量为 0.016)；

\$R\$—气体常数，J/(mol·k)(取值为 8.314)；

\$T_G\$—气体温度，K(取值为 298K)；

\$Y\$—流出系数，对于临界流 \$Y=1.0\$ 对于次临界流按下式计算：

$$Y = \left[\frac{P_0}{P} \right]^{\frac{1}{\gamma}} \times \left\{ 1 - \left[\frac{P_0}{P} \right]^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}} \right\}^{\frac{1}{2}} \times \left\{ \left[\frac{2}{\gamma-1} \right] \times \left[\frac{\gamma+1}{2} \right]^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}} \right\}^{\frac{1}{2}}$$

经计算，其泄漏源强见表 6-36。

表 6-36 天然气泄漏源强一览表

项 目	开口面积(\$m^2\$)	泄漏速率(kg/s)	泄漏持续时间(min)
输气管道泄漏 (博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室)	0.785	865.56	30

2、液体泄漏

(1) 泄漏速率

凝析油泄漏为液体泄漏，泄漏量按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)推荐的公式进行，计算公示如下：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：\$Q_L\$——液体泄漏速度，kg/s；

\$P\$——容器内介质压力，取 \$10 \times 10^6\$ Pa；

P_0 ——环境压力，取 101325Pa；

ρ ——液体密度，取 822.57kg/m³；

g ——重力加速度，9.81m/s²；

h ——裂口之上液位高度，0.2m；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.65；

A ——裂口面积，m²(取 3.14m²)；

(2) 泄漏液体蒸发量

泄漏液体的蒸发分为闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发三种，其蒸发总量为这三种蒸发之和。由于凝析油常压下沸点为 248℃，储存温度和环境温度均不高于 40℃，当液体泄漏时不发生闪蒸和热量蒸发，因此本次环境风险仅考虑质量蒸发量。

采用以下公式计算凝析油的蒸发速率

$$Q_3 = \alpha \times p \times M / (R \times T_0) \times u^{(2-n)/(2+n)} \times r^{(4+n)/(2+n)}$$

式中： Q_3 ——质量蒸发速度，kg/s；

α ， n ——大气稳定度系数，(α ， n 取 0.3， 5.285×10^{-3})；

p ——液体表面蒸气压，kPa(取 1.59kPa)；

R ——气体常数，J/mol.K，(取值为 8.31)；

T_0 ——环境温度，K(不利气象条件下取 298K)；

r ——液池半径，m (取 1m)；

u ——风速，m/s(不利气象条件下取 1.5m/s)；

M ——液体摩尔质量，kg/mol(凝析油为 0.024kg/mol)

(3) 不完全燃烧一氧化碳源强确定

假设输油管道发生泄漏后遇明火导致凝析油急剧燃烧，此时燃烧所需供氧量不足，属典型不完全燃烧。因此，事故状态下凝析油燃烧过程将产生大量一氧化碳，将对周围环境产生影响。不完全燃烧产生 CO 量计算公式如下：

$$G_{CO} = 2330 \times q \times C \times Q$$

式中： G_{CO} ——燃烧产生的一氧化碳量，kg/s；

q——碳不完全燃烧率(%), 本评估假定 q 值为 5%。

C——碳的质量百分比含量(%), 取 85%;

Q——参与燃烧的物料量, t/s。

经计算, 风险源源强汇总见表 6-37。

表 6-37 本项目环境风险源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率(kg/s)	释放或泄漏时间(min)	最大释放或泄漏量/kg	泄漏液体蒸发速率/kg/s
1	输油管道泄漏(N13#监控阀室-N14#监控阀室)	管道	油类物质	大气	2484.5	10	1490700	0.016
2	输油管道泄漏并发生火灾	管道	CO	大气	15.78	10	9468	—

6.8.4 风险预测与评价

6.8.4.1 风险预测

(1) 模型选取

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 G 中 G.2 推荐的计算公式:

$$T = 2X / U_r$$

式中: X——事故发生地与计算点的距离, m;

U_r ——10 高风速, m/s。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。

依据附录 G 中 G.2 推荐的理查德森数计算公式判定气体性质, 公式如下:

连续排放:

$$R_i = \frac{\left[\frac{g(Q / \rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

瞬时排放:

$$R_i = \frac{g(Q_t / \rho_{rel})^{\frac{1}{3}}}{U_r^2} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right)$$

式中： ρ_{rel} ——排放物质进入大气的初始密度， kg/m^3 ；

ρ_a ——环境空气密度， kg/m^3 ；

Q ——连续排放烟羽的排放速率， kg/s ；

Q_t ——瞬时排放的物质质量， kg ；

D_{rel} ——初始的烟团宽度，即源直径， m ；

U_r ——10m 高处风速， $1.5\text{m}/\text{s}$ 。

经计算，本项目各风险源排放特征、理查德森数及计算模式如表 6-38 所示。

表 6-38 各风险源排放特征判定结果表

序号	危险单元	风险源	泄漏模式	最近敏感目标	距离最近敏感目标距离/m	排放特征	理查德森数*	计算模式
1	输气管道	天然气外输管道	全管径泄漏	吾斯塘布依村	140	瞬时排放	—	AFTOX模式
2	输油管道	凝析油外输管道	全管径泄漏	吾斯塘布依村	140	瞬时排放	0.22	SLAB模式
			全管径泄漏，不完全燃烧产生一氧化碳				—	

注*：以最常见气象条件计算

(2) 预测范围与计算点

经计算，预测范围为管道中心线两侧 200m 范围所围成的区域；计算点分为特殊计算点和一般计算点，一般计算点指下风向不同距离点，间距为 50m。特殊计算点指大气环境敏感目标等关心点，共计 5 个关心点。

(3) 事故源参数

大气风险预测模型主要参数见表 6-39。

表 6-39 大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数		
基本情况	事故源经度 /(°)			
	事故源纬度 /(°)			
基本情况	事故源类型	博孜天然气处理厂-BG1# 监控阀室管段泄漏	N13 单向阀室-N14 监 控阀室管段泄漏	凝析油遇明火发生火灾事故，产生一氧化碳

续表 6-39 大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数			
气象参数	气象条件类型	最不利气象		最常见气象	
	风速/(m/s)	1.5		1.45	
	环境温度/℃	25		31.86	
	相对湿度/%	50		70	
	稳定度	F		F	
其他参数	地表粗糙度/m	0.3m	0.3m	0.3m	0.3m
	是否考虑地形	是	是	是	是
	地形数据精度/m	/	/	/	/

(4) 气象参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)要求,本项目大气环境风险评价等级的为一级,选取最不利气象条件及最常见气象条件进行后果预测。最不利气象条件取 F 类稳定度,1.5m/s 风速,温度 25℃,相对湿度 50%。最常见气象条件出现频率最高稳定度为 F, F 稳定度下非静风的平均风速 1.45m/s,日最高平均气温 31.86℃,年平均湿度 70%。

(5) 大气毒性终点浓度值选取

大气毒性终点浓度即为预测评价标准,根据《建设项目环境风险评价技术导则》附录 H.1,确定危险物质大气毒性终点浓度值见表 6-40。

表 6-40 危险物质大气毒性终点浓度值选取一览表

物质	项 目	浓度(mg/m ³)
天然气(甲烷)	毒性终点浓度-1	260000
	毒性终点浓度-2	150000
凝析油(石油气)	毒性终点浓度-1	720000
	毒性终点浓度-2	410000

(6) 预测结果

1) 天然气外输管道阀室阀门处泄漏

a. 下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

表 6-41 博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室管段下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离(m)		最大落地浓度(mg/m ³)
		最不利气象
10		3.0714
60		17761000
110		13710000
210		6321000
510		1634800
1010		535440
2010		191170
3010		111720
4010		76234
5010		57413
最大落地浓度		17761000
最远出现 距离(m)	大气毒性终点浓度-1	260000
	大气毒性终点浓度-2	150000

表 6-42 博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室管段下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离		最大落地浓度(mg/m ³)
		最常见气象
10		3.0714
60		16177000
110		11370000
210		3621000
510		1346800
1010		453550
2010		179910
3010		127120
4010		67234
5010		47513
最大落地浓度		16177000
最远出现距 离(m)	大气毒性终点浓度-1	260000
	大气毒性终点浓度-2	150000

b. 有毒有害物质影响范围图

由以上分析可知项目天然气泄漏产生甲烷,具体影响范围见图5-51至5-52。

c. 质心浓度随距离变化情况

甲烷质心浓度随距离变化情况见图5-53至图5-54。

d. 各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况

天然气外输管道泄漏后各关心点污染物浓度预测结果见表 6-43、表 6-44。

表 6-43 博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室管段各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况统计一览表

(mg/m^3 , 最不利气象、F 稳定度, 1.50m/s, 湿度 50%)

序号	名称	10min	15min	20min	25min	30min	超标时刻	持续时间
1	吾斯塘布依村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—

表 6-44 博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室管段各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况统计一览表

(mg/m^3 , 最常见气象、F 稳定度, 1.45m/s, 湿度 70%)

序号	名称	10min	15min	20min	25min	30min	超标时刻	持续时间
1	吾斯塘布依村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—

由表 6-43、6-44 可知各关心点均未出现浓度大于毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2 的时刻,不会对附近村庄居民造成中毒、死亡等严重后果。

e. 关心点概率分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 大气环境风险关心点概率为有毒有害气体(物质)剂量负荷对个体的大气伤害概率、关心点处气象条件的频率、事故发生概率的乘积。由预测结果可知,各气象条件下,各关心点均未出现浓度大于毒性终点浓度-2 的时刻,因此,人群暴露于有毒有害物质气团下,无任何防护,因物质毒性导致死亡的概率为 0。

2) 输油管道阀室阀门处泄漏

a. 下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

表 6-45 下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离		最大落地浓度(mg/m ³)
		最不利气象
10		89.471
60		2.0409
110		0.58035
210		0.15558
510		0.026987
1010		0.0000
2010		0.0000
3010		0.0000
4010		0.0000
5010		0.0000
最大落地浓度		89.471
最远出现距离(m)	大气毒性终点浓度-1	720000
	大气毒性终点浓度-2	410000

表 6-46 下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离		最大落地浓度(mg/m ³)
		最常见气象
10		78.210
60		1.0012
110		0.35057
210		0.142225
510		0.018769
1010		0.0000
2010		0.0000
3010		0.0000
4010		0.0000
5010		0.0000
最大落地浓度		78.210
最远出现距离(m)	大气毒性终点浓度-1	720000
	大气毒性终点浓度-2	410000

b. 有毒有害物质影响范围图

无。

c. 质心浓度随距离变化情况

凝析油泄漏后，质心浓度随距离变化情况见图5-53至图5-54。

d. 各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况

凝析油泄漏后各关心点污染物浓度预测结果见表 6-47、表 6-48。

表 6-47 各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况统计一览表

(mg/m^3 ，最不利气象、F 稳定度，1.50m/s，湿度 50%)

序号	名称	10min	15min	20min	25min	30min	超标时刻	持续时间
1	依西提村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
2	牙哈镇	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
3	麻扎巴格村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—

表 6-48 各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况统计一览表

(mg/m^3 ，最常见气象、F 稳定度，1.45m/s，湿度 70%)

序号	名称	10min	15min	20min	25min	30min	超标时刻	持续时间
1	依西提村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
2	牙哈镇	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
3	麻扎巴格村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—

由表 6-47、6-48 可知各关心点均未出现浓度大于毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2 的时刻，不会对附近村庄居民造成中毒、死亡等严重后果。

e. 关心点概率分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 大气环境风险关心点概率为有毒有害气体(物质)剂量负荷对个体的大气伤害概率、关心点处气象条件的频率、事故发生概率的乘积。由预测结果可知，各气象条件下，各关心点均未出现浓度大于毒性终点浓度-2 的时刻，因此，人群暴露于有毒有害物质气团下，无任何防护，因物质毒性导致死亡的概率为 0。

3) 凝析油遇明火发生火灾事故

a. 下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

表 6-49 下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m ³)
	最不利气象
10	1520.3
60	242.7
110	123.3
210	55.9
510	14.6
1010	4.3
2010	1.1
3010	0.5
4010	0.3
5010	0.2
6010	0.1
最大落地浓度	1520.3

表 6-50 下风向不同距离处有毒有害物质最大浓度

下风向距离	最大落地浓度(mg/m ³)
	最常见气象
10	1230.5
60	272.4
110	132.0
210	59.1
510	14.5
1010	3.8
2010	1.5
3010	0.6
4010	0.4
5010	0.3
6010	0.1
最大落地浓度	1230.5

b. 有毒有害物质影响范围图

具体影响范围见图5-51至5-52。

c. 质心浓度随距离变化情况

质心浓度随距离变化情况见图5-53至图5-54。

d. 各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况

凝析油泄漏后各关心点污染物浓度预测结果见表 6-51、表 6-52。

表 6-51 各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况统计一览表
(mg/m^3 , 最不利气象、F 稳定度, 1.50m/s, 湿度 50%)

序号	名称	10min	15min	20min	25min	30min	超标时刻	持续时间
1	吾斯塘布依村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
2	铁提尔村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
3	依西提村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
4	牙哈镇	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
5	麻扎巴格村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—

表 6-52 各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况统计一览表
(mg/m^3 , 最常见气象、F 稳定度, 1.45m/s, 湿度 70%)

序号	名称	10min	15min	20min	25min	30min	超标时刻	持续时间
1	吾斯塘布依村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
2	铁提尔村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
3	依西提村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
4	牙哈镇	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—
5	麻扎巴格村	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	—	—

由表 6-51、6-52 可知各关心点均未出现浓度大于毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2 的时刻, 不会对附近村庄居民造成中毒、死亡等严重后果。

e. 关心点概率分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 大气环境风险关心点概率为有毒有害气体(物质)剂量负荷对个体的大气伤害概率、关心点处气象条件的频率、事故发生概率的乘积。由预测结果可知, 各气象条件下, 各

关心点均未出现浓度大于毒性终点浓度-2 的时刻，因此，人群暴露于有毒有害物质气团下，无任何防护，因物质毒性导致死亡的概率为 0。

f. 凝析油火灾次生污染物影响分析

凝析油发生泄漏，遇明火发生火灾事故，燃烧产物主要为爆炸 CO_2 和 H_2O (无明显环境危害)，以及剩余未充分燃烧产生的 CO 带来的次生环境影响，但次生 CO 是在凝析油未充分燃烧情况下产生的，其浓度值较低，凝析油泄漏后发生火灾后次生污染对大气环境的影响较小，本评价已按最不利情况进行预测。

(7) 地表水水环境风险分析

建设项目管道全封闭地埋敷设，输送的天然气、凝析油等不会与管道穿越的河流水体之间发生联系，输送作业无污染物排放，不会对地表水造成影响。

(8) 地下水环境风险分析

建设项目管道全封闭地埋敷设，由于天然气为气态物质，且天然气成分均为不溶于水物质，即使在发生泄漏事故的状态下，亦不会对地下水环境造成污染影响。非正常状况下，本项目输油管线发生泄漏，原油进入土壤并向地下渗透，并选择疏松位置运移，进而在表层土壤扩展而形成“油饼”，但下渗进入地下水后，原油中的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，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物随着地下水的运移，中心点浓度在不断稀释，影响范围在扩大，但 1000d 时污染晕最远运移距离 50.38m，污染物的对含水层的影响范围在 100m 内。因此，本项目在采取源头控制、污染监控和应急响应措施后对地下水环境风险可接受。

6.8.4.2 环境风险评价

事故源项及事故后果基本信息见表6-53。

表 6-53 事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析	
代表性风险事故情形描述	博孜天然气处理厂-BG1#监控阀室管段泄漏
环境风险类型	危险物质泄漏

续表 6-53 事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
泄漏设备类型	天然气管道	操作温度/℃	25	操作压力/MPa	10
泄漏危险物质	甲烷	最大存在量/t	1558000	泄漏孔径/mm	1000
泄漏速率/(kg/s)	865.56	泄漏时间/min	30	泄漏量/kg	1558000
泄漏高度	—	泄漏液体蒸发量/kg	—	泄漏频率	1.0×10 ⁻⁷
事故后果预测					
大气	危险物质	大气环境影响			
	甲烷	指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	260000		—
		大气毒性终点浓度-2	150000		—
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m ³)
		—	—	—	—
		—	—	—	—
风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	N13#单向阀室-N14#监控阀室管段泄漏并发生火灾事故				
环境风险类型	危险物质泄漏				
泄漏设备类型	凝析油管道	操作温度/℃	25	操作压力/MPa	10
泄漏危险物质		最大存在量/t		泄漏孔径/mm	
泄漏速率/(kg/s)		泄漏时间/min		泄漏量/kg	
泄漏高度	—	泄漏液体蒸发量/kg	—	泄漏频率	1.0×10 ⁻⁷
事故后果预测					
大气	危险物质	大气环境影响			
		指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1			—

续表 6-53 事故源项及事故后果基本信息表

事故后果预测					
大气		大气毒性终点浓度-2			—
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m ³)
		—	—	—	—
		—	—	—	—

6.8.5 环境风险管理

为使环境风险减小到最低限度，必须加强风险管理，制定完善的风险防范措施，尽可能降低本项目环境风险事故发生的概率。

6.8.5.1 风险防范措施

本项目在选址及设计阶段已在线路走向、管材及设备选取等方面充分考虑了各种风险防范措施，其中包括一系列选材防震、防腐措施等。因此，本次评价不再对工程前期及设计阶段的风险防范措施进行说明。

1、施工阶段的风险防范措施

(1) 在施工过程中，加强监理，确保接口焊接及涂层等施工质量。

(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。

(3) 制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

(4) 从事管道焊接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格书，并要求持证上岗。管道焊接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

(5) 严格挑选施工队伍，施工单位应具有丰富的长输管道施工经验，管道施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，建立质量保证体系，确保管道施工质量。选择优秀的第三方（工程监理）对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

(6) 施工完毕后应由工程建设主管部门会同具有相应检验资质的单位，根据《油气长输管道工程施工及验收规范》(GB50369-2014)和其它有关规定，对管道的施工质量进行监督检验。

2、运行阶段的风险防范措施

(1)严格控制天然气的质量，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道腐蚀。

(2)严格按照《石油天然气管道保护条例》及《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》等规定的内容对管道进行保护，其中包括在管道中心线两侧各50m 范围内不得修建大型建(构)筑物。

(3)每三年进行管道壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生。

(4)每半年检查一次管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使管道在超压时能得到安全处理。

(5)对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

(6)在管道沿线阀室设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后可自动切断管路，使事故排放或泄漏的天然气量限制在最小范围内。管网系统中的电动截止阀应采用双路电源，自动切换，并定期对电气系统和传动机构进行维修保养。

(7)站场内安装可燃气体变送器对可燃气体浓度进行检测，浓度超标时进行报警，提示操作人员及时处理。

(6)生产运行中，在阀室操作及维修时使用的工具应为不发火材料制造，具有防爆性能。在爆炸危险区域内严禁一切明火，一线工作人员应穿防静电服和防静电鞋，严禁穿带铁钉的鞋。

(7)制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建了应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急求援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

(8)严格执行安全检查制度，节假日值班，夜间值班制度，并做到关键装置和重要岗位的定时巡查。

(9)站场设置的可燃气体浓度探测器、火灾报警系统及灭火装置等定期进行维护,保养,定期检测,保证运转正常。检测必须记录,并由有关人员签字。

3、环境风险管理对策

环境风险管理对策主要是针对管道营运期在环境敏感区段的防护措施,具体如下:

(1)管道在经过居住区、农业绿洲区地段,应加强地面警戒标志管理工作,并重点巡视管道的上区段,及时发现和制止管道附近进行土建及挖填方活动。

(2)向沿线居民大力宣传管道工程的建设意义和作用,宣传环境保护的知识,减少人为活动对管道的风险影响。

(3)经常检查阴极保护是否正常,管道营运期的生产管理部门应配置先进的腐蚀检测仪,如超声波检测试仪,腐蚀计等,并定期检测,使其规范化、制度化。

(4)加强职工安全教育

①对生产操作的工人必须经过培训才能上岗,使其了解生产工艺流程,遵守本岗操作规程,懂得设备性能,对生产情况能进行正确判断。

②建立健全各种规章制度、规程,组织操作人员定期进行学习,并进行考核,使制度落到实处,严格遵守,杜绝违章作业。

③经常对职工进行爱岗教育,使职工安心本职工作,遵守劳动纪律,避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(5)管道泄漏为突发性事件,发生概率虽然很小,但万一发生对环境敏感点的危害往往是灾难性的。因此建议管道管理部门应加强应急措施,由生态环境部门和公安部门配合,成立临时性的应急组织,并加强日常的应急处理能力的培训和提高,一旦发生事故,应立即赶赴现场,监测事故造成的污染范围及污染程度,并保护现场做到心中有数,有的放矢地采取必要的措施。

6.8.4.2 突发环境事件应急预案

按照国家、地方和相关部门的要求,企业应制定突发环境事件应急预案,具体内容如下:

(1)应急救援组织机构和职责

为应对突发环境事件,企业应成立应急指挥小组,由公司最高领导层担任

小组长，负责现场全面指挥，专业救援队伍负责事故控制、救援和善后处理。

(2) 预防与预警

企业各部门应加强对各种可能发生的突发环境事件的监控和预测分析，应急指挥中心建立预防预报系统，做到早发现、早报告、早处置。

(3) 应急响应程序

企业应规定环境风险事故的级别及相应的应急状态分类，以此制定相应的应急响应程序。

(4) 应急保障

企业应制定应急保障体系，包括人力资源、财力、物资、医疗卫生、治安维护、通信等方面。

(5) 善后处置

①对应急处置人员用过的器具进行清洗消毒；对损坏的设备、仪表、管道等进行维修；对应急过程中使用的应急物资、损耗的器材进行补充，使之重新处于应急状态；对受灾人员进行妥善安置，积极开展灾后重建工作。

②积极对事故过程中的死伤人员进行医院治疗或发放抚恤金，做好情绪的安抚，消除员工的恐慌不稳定心理。

③对突发环境事件产生的污染物进行收集处置。

④对于应急事故，应急领导小组应组织有关部门分析事故原因，汲取事故教训，指挥部要将事故情况进行登记、整理和存档。做好突发环境事件记录和突发环境事件后的交接工作，制订切实可行的防范措施，防止类似事故发生。

⑤组织有关专家对受灾范围进行科学评估，做好疫病防治、环境污染清除、生态恢复等工作。

(6) 应急培训与演练

企业应对不同层面的工作人员所承担的责任和相关安全知识分别进行培训，并定期开展应急预案演练。

(7) 各级应急预案衔接

当突发环境事件影响较大，超出本公司的应急能力的情况下，应及时上报上一级单位。

6.8.6 评价结论及建议

(1) 项目危险因素

经以上分析，本项目涉及的危险物质为天然气（甲烷）、凝析油（油类物质），可能的环境风险类型为输气管道可能发生泄漏事故，泄漏的物质进入大气环境引发环境污染事故和 CO 中毒事故，同时伴生/次生火灾爆炸产生的 CO、SO₂ 可能引发大气污染。

输油管道等可能发生泄漏事故，泄漏的油类物质通过地表径流和垂直入渗途径进入地表水和地下水环境，引起地表水和地下水污染，同时伴生/次生火灾事故产生的 CO 可能引发大气污染。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

本管道工程选线周边 200m 范围内涉及村庄共 5 个，人口数约为 2247 人。根据大气环境风险预测结果，管道工程环境风险危害范围较小，影响程度较低，各关心点均未出现危险物质对应的毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2 的时刻，不会对附近村庄居民产生明显影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

报告从管网布局、工程防范措施等方面采取风险防范措施，加强控制和管理，杜绝、减轻和避免环境风险。企业按照国家、地方和相关部门的要求，制定突发环境事件应急预案。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上所述，本项目应严格落实以上提出的风险防范措施与管理要求，环境风险可接受。

本评价提供的本项目环境风险防范措施“三同时”验收清单见表 6-54。

表 6-54 本项目环境风险防范措施“三同时”验收清单

序号	风险防范措施内容	投资(万元)	效 果
1	可燃气体报警装置； 在管道进出站等处设置紧急切断阀	50	防腐防泄漏
2	定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内 腐蚀	50	防腐，防泄漏
3	环境风险应急预案	5	制定事故情况下应急措施

7 环保措施可行性论证

7.1 施工期环保措施可行性分析

7.1.1 施工期大气污染防治措施可行性分析

(1)避免在春季大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率；遇到大风天气时，应避免进行土方作业；

(2)运输车辆进出施工区域车辆碾压地面会产生扬尘，故应尽量依托临近道路行进，以减少施工车辆引起的地面扬尘污染，并要求运输车辆减缓行车速度；

(3)加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放；

(4)施工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；

(5)根据《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)，IV级(蓝色)预警强化日常检查；III级(黄色)预警环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶；II级(橙色)预警区域内50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)；I级(红色)预警停区域内70%的重点排放企业限产或者停产，停止建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路。

通过采取相关治理措施后，可有效控制施工扬尘对周围环境的影响，同时根据类比同类管道施工调查结论分析，采取以上扬尘防治措施可行。

7.1.2 施工期废水污染防治措施可行性分析

施工过程中产生的废水主要为施工人员的生活污水、管道试压水、施工车辆冲洗水以及沟渠、河流开挖对水环境的影响。

本项目施工不设置单独的施工营地，依托温宿县、拜城县、库车市社会条件安排施工人员生活和食宿。试压采用分段试压，在清管后进行试压，试压水均为清洁水，管道试压后排放的废水仅含有少量泥沙、粉尘等悬浮物，通过沉

淀处理后用于泼洒场地抑尘。施工车辆冲洗废水，经采取沉淀处理后用于泼洒施工场地抑尘。合理安排施工时间，避开雨季、汛期，防止因雨水冲刷导致严重的水土流失，同时在穿越沟渠时禁止在堤防范围内进行加油、存放油品储罐、清洗施工机械等，避免对地表水环境产生不利影响。

施工期间，做好监督管理工作，具体如下：①建设单位配备专业技术人员，制定施工保护管理条例，为施工单位施工活动提出指导性要求，同时监督、管理施工单位对条例执行情况；②施工单位配备环境保护工作人员，按建设及评价单位的要求制定相应文明施工计划，向当地生态环境部门提交施工阶段环境保护报告；③当地生态环境部门对施工情况进行不定期检查监督。

施工期穿越地表水体防治措施：①对于经过地表水体的施工区段，应采取有效的防尘措施，减少沉降在地表水体的扬尘数量；②在穿越河流的两堤外堤脚内，严禁给施工机械加油或存放油品储罐；严禁在河流主流区和漫滩区内清洗施工机械或车辆；严格禁止在灌渠内冲洗车辆。一旦发现机械车辆油品泄漏现象必须及时清理现场，清理后的现场不得有油品残留物，避免降水形成的地表径流将油料残余物冲入地表水体；③临时堆方、物料堆放场尽量远离地表水体，减少扬尘进入地表水体的几率；④在经过地表水体区段严格管理，规范施工、安全施工，避免物料、车辆等坠入地表水体引起污染；⑤文明施工，杜绝在地表水体内大小便等现象发生。

通过采取以上治理措施后，经类比调查分析，可有效控制施工期废水对周围地表水及地下水环境的影响，治理措施可行。

7.1.3 施工期噪声污染防治措施可行性分析

(1) 噪声机械的降噪措施

①采用低噪音、振动小的设备，并注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械在最佳状态。

②合理布置沿线施工现场，尽量避免在施工现场的同一地点安排大量的高噪声设备，造成局部声级过高，位置相对固定的高噪声设备尽可能布置在施工现场的中部，在不影响施工的情况下，将强噪声源设备移至距环境敏感点相对较远的位置，必要时对相对固定的机械设备采取入棚操作措施。

③对于昼间施工使村庄声环境超标的施工段，应加强施工机械管理，严格使用高产噪设备，施工机械应采取一定的围挡措施，降低施工噪声对村庄声环境的影响。

(2)控制作业时间

①合理安排施工时间，禁止在中午 14:00~16:00 时及夜间 22:00~次日 8:00 时之间进行施工。

②特殊情况确需连续作业或夜间作业的，报当地主管部门备案后，还要在施工现场张贴告示，将施工时间、施工范围、施工中的噪声影响等情况事先公告附近村民，取得附近村民的谅解。

(3)人为噪声控制

①提倡文明施工，建立健全控制人为噪声的管理制度，增强施工人员的环保意识，减少人为噪声污染。

②运输车辆经过沿线附近居民区时应减速行驶，禁止鸣笛。

③建设单位与施工单位签订合同时，应要求其使用的主要机械设备为低噪声机械设备，并在施工中应有专人对其进行保养维护，施工单位应对现场使用设备的人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

经类比同类调查，采取以上治理措施后，可有效控制噪声对环境的影响，措施可行。

7.1.4 施工期固体废物污染防治措施可行性分析

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、顶箱涵、顶管产生的废弃土方及施工人员的生活垃圾等。

(1)本项目施工过程中土石方主要来自于管沟开挖、顶管作业过程。本项目施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，土石方按照先回填深层土，后回填表土层的措施，依据各类施工工艺分段进行调配，按照不同的施工工艺分别进行平衡，做到各类施工工艺及各标段土石方平衡。

①在耕作区开挖时，熟土(表层耕作土)和生土(下层土)分开堆放，管沟回填按照生土、熟土顺序填放，保护耕作层，回填后管沟上方留有自然沉降余量(高出地面 0.3~0.5m)，多余土方就近平整临时占地区域。

②沟渠大开挖施工在非灌溉期非汛期施工，开挖产生的多余土石方用于管道穿越处沟渠两侧堤坡的维护或护堤，无弃方产生。

③采用顶箱涵方式穿越南疆铁路与库俄铁路和顶管方式穿越国道、省道及县道时，会产生多余土方。多余土方用于管道穿越处道路护坡。

④等级公路及非等级公路(沥青)均采用顶管方式穿越，只有非等级公路中的碎石路、土路采用大开挖方式穿越，采用大开挖方式穿越非等级公路(碎石路、土路)过程中，路面(碎石、土)会简单进行破除，因本项目采用沟埋方式敷设，管顶覆土厚度不小于 2.0m，会产生多余土方，施工结束后破除路面(碎石、土)依照原样进行恢复，多余土方以土壤为主，全部用于工程内部调用。

(2)施工期产生的生活垃圾定期收集送附近市政环卫生活垃圾处理站处理

通过采取以上措施后，可有效控制施工期固体废物对周围环境的影响，治理措施可行。

7.1.5 施工期生态保护及恢复措施可行性论证

7.1.5.1 土壤影响减缓措施

(1)周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。

土体构型，是土壤和植被稳定的基础。施工作业时，应分层开挖，应采取两条管道间相向单侧分层堆放，以减少临时占地影响范围，并按层回填，在耕作地区有利于保护耕作层，在戈壁区有利于防止地表风蚀。回填时应尽量注意恢复原有密实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

管道竣工后的土地复垦，应执行国务院《土地复垦规定》，对因施工直接造成的土地破坏和施工期间污染造成的土地破坏进行复垦有关工作。

(2)改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害

重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用，有效防止冲刷。在冲沟发育地区，要注意泄洪沟布设，集流和分流措施应得当，既防止水流过分集中，又不过大改变原有地形。管道通过流沙地区，在主要风害段适当采用固沙措施，防止风蚀活动。通过水体和高盐土壤的管道宜采用高强度防蚀抗盐材料。

类比同类管道施工采取的土壤影响减缓措施，本项目采取的土壤影响减缓措施可行。

7.1.5.2 植被影响减缓措施

(1)制定严格的施工操作规程，禁止在施工场地外乱碾乱压随意行车的现象发生，设立专门的环保负责人对工程施工进行环保监督。

(2)当发生泄漏事故时及时处理，防止污染面积进一步扩大，对于被污染的土壤及时清理，受到污染的植物尽量抢救，因污染而死亡的植物全部清除，避免给其他植物带来危害。

同类管道植被影响减缓措施见图 7-1。



图 7-1 同类管道植被影响减缓措施

类比同类管道施工采取的植被影响减缓措施，本项目采取的植被影响减缓措施可行。

7.1.5.3 动物影响减缓措施

(1)加强野生动物的保护，严禁捕猎和采挖珍稀动、植物。沿线设标志牌，加强环境保护的宣传。

(2) 施工中注意保护河流、灌渠，保护动物饮水需要。

类比同类管道施工采取的动物影响减缓措施，本项目采取的动物影响减缓措施可行。

7.1.5.4 开挖工程生态保护及恢复措施

(1) 划定施工作业范围和路线，不得随意扩大。根据施工流水作业的需求及该区域的地形条件，确定天然气管道与凝析油外输管道同沟敷设段，施工作业带宽度 20m，不同沟地段天然气外输管道施工带 18m，凝析油外输管道施工带 12m。尽量缩小施工作业范围；合理设置施工便道，尽可能减少占地，严格限制车辆、机械行驶路线。除利用现有道路外，天然气外输管道新建施工便道约 30km，凝析油外输管道新建施工便道约 19.5km，宽 4m。划定适宜的施工作业区，规范施工材料堆放，减少施工占地。应对永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 应根据当地农业活动特点组织本项目施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。合理安排施工进度，要尽量避开雨季施工，在穿越沟渠时，应避开灌溉季节。优化工程施工工艺，在施工过程中边开挖、边回填、边碾压、边采取挡渣和排水措施。施工前对管沟开挖区进行表土剥离，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，以备施工完毕后用于复耕，施工结束后进行场地平整。在施工作业带两侧设置彩旗等设施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

(3) 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。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。而且应通过在项目各建设区内调配，实现土石方挖填总量平衡。为防止管沟回填土堆地表自然恢复前在风蚀作用下产生流失，管沟回填后应对回填土堆及管道施工作业带洒水进行养护，使其尽快形成新的地表结皮。

(4) 施工完毕后，及时清理现场，恢复好农田田埂、农业灌溉沟渠；对于施工破坏的栽培乔木，由于管道两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，因此需改种浅根植物，也可种植农作物。管道两侧 5m 以外恢复种植乔木；管道破坏的灌溉渠

道填方段或田坎，为保护坡面，防止风蚀，均应按植物护坡技术要求种植草本植物，种植可根据当地土地条件选择多种草种进行混播。

(5)管道占用的农田，建设单位应按照国家相关标准给予补偿。在工程预算时必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算。在施工过程中，要尽量缩小影响范围，减少损失，降低工程对农业生态系统的破坏。

(6)强化生活和生产用火管理，特别是在林地、灌丛，要防止引起火灾，避免引起不必要的损失和破坏。

(7)保护野生动物的栖息环境：在施工临时占地范围内遇到鸟巢、兽窝、蛇穴等不得破坏，避让施工。

(8)对施工人员进行法制教育，特别是野生动物保护法的宣传，加强对野生动物的保护。如遇到野生动物幼崽要倍加爱护，不得伤害；遇到受伤的野生保护动物，要及时与野生动物保护部门联系进行救治。严禁猎杀野生动物，若有猎杀野生保护动物者应报有关部门严加处理。

同类管道开挖工程生态保护及恢复措施见图 7-2。



图 7-2 同类管道开挖工程生态保护及恢复措施

类比同类管道施工采取的开挖工程生态保护及恢复措施，本项目采取的生态保护及恢复措施可行。

7.1.5.5 穿越工程生态保护及恢复措施

(1) 穿越克拉苏主干道/G579线、G217国道、S307省道、G314/G3012及三四级公路、油田内部主干道时，采用顶管方式（采用套管保护），该方式施工具有不破坏现有公路，穿越南疆铁路和库俄铁路时采用顶箱涵方式，该方式施工具有不破坏现有铁路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。管道施工完成后及时对穿越处公路两侧采取浆砌石等护坡工程。

(2) 大开挖穿越木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河以及沟渠施工时，要根据其功能注意避开灌溉季节，防止因施工影响下游取水。防止设备漏油遗撒在水体中，应加强设备的维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油，施工结束后统一清运处置；不允许在场地附近沟渠清洗施工机械设备。

(3) 在穿越沟渠两侧内不准给施工机械加油或存放油品储罐。防止施工污染物的任意弃置，不允许在场地附近沟渠清洗施工机械设备。管道穿越沟渠施工后，对于土体不稳的渠岸要增加浆石护砌工程。施工后期要及时清理恢复渠道原状，运走施工废弃物。

类比同类管道施工采取的穿越工程生态保护及恢复措施，本项目采取的生态保护及恢复措施可行。

7.1.5.6 站场工程生态保护及恢复措施

(1) 施工期间，对开挖基槽产生的临时堆土、堆料的周边设置素土草袋（护坡、农田地埂恢复）筑埂拦挡，防止雨水冲刷造成水土流失。施工结束后，恢复其原有植被类型，阀室周边进行绿化。

(2) 植被恢复主要靠自然恢复的方式进行，在站场周边和站内尽可能地进行绿化。可采用植被固土措施，选择抗蚀性强、地下根系发达、易于繁殖和再生能力强的当地植被种，将草籽、肥料和泥土混合，沿线撒播。道路两侧栽植当地常见树种，可用灌车沿线定期洒水3~4次，促使植被恢复，洒水周期不得少于一周。

(3)主要根据水资源情况,做好原有植被恢复工作和人工绿化工作。对于不能恢复的乔木林,应选择当地物种因地制宜进行植被恢复。

同类管道站场工程生态保护及恢复措施见图 7-3。



图 7-3 同类管道站场工程生态保护及恢复措施

类比同类管道施工采取的站场工程生态保护及恢复措施,本项目采取的生态保护及恢复措施可行。

7.2 营运期环保措施可行性分析

7.2.1 大气污染防治措施可行性分析

①本项目管道全线采用密闭输送流程,正常情况下不会对大气产生污染。

②本项目天然气外输管道投入运行后,要实现平稳输气,合理控制压力变化,减少压力波动,可减少超压排放的天然气;同时对于超压排放的天然气通过 15m 高放空管放散,放散天然气时间较短,数量较少,对周围环境空气影响较小。

③本项目加热炉采用天然气作燃料,产生的烟气中污染物较少,并设有加热炉除尘装置,加热炉产生烟尘密闭回收,不会对周围环境空气产生明显影响。

类比同类管道工程采取的防止天然气放散措施，效果较好，措施可行。

7.2.2 噪声治理措施可行性分析

工程投入运营后主要噪声源为依托站场及新建中间热站新增的泵类、工艺装置区的汇气管、过滤器及调压器产生的噪声，工程选用低噪声设备减轻对周边环境的影响。由声环境影响分析结果可知，噪声源对站场周围环境噪声贡献值较小。

类比同类项目采取的噪声控制措施，能够有效避免其对周围声环境的影响，措施可行。

7.2.3 固体废物治理措施可行性分析

本项目营运期产生的固体废物主要为管道清管、检修过程中产生的固体废物。天然气外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(粉尘、铁渣)为一般固体废物，经收集后运至就近固废场妥善处置。凝析油外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(废渣废水)为危险废物(HW08 251-002-08)，集中收集后送有资质单位处置。本项目依托站场、新建阀室不新增工作人员，营运期正常状况下无固体废物产生。

类比同类项目采取的固体废物处置措施，可有效避免其对周围环境的污染影响，措施可行。

8 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的重点环节之一，它的主要任务是衡量建设项目需要投入的环保投资所能收入的环保效果及其建设项目对外界产生的环境影响、经济影响和社会影响。

8.1 经济效益分析

本项目总投资 196751.59 万元，其中建设投资 191112.10 万元，工程营运后投资回收期 12.65 年，本项目经济效益较好，具有一定的抗风险能力。

8.2 社会效益分析

天然气作为优质新型能源对经济发展有巨大带动作用。本项目建成后，为输气管道沿线的居民、工业用户、商业用户提供了能源保障，还将充分利用天然气资源优势，发展天然气产业，从而促进输气管道沿线的经济增长。

本项目建成后，将为输气管道沿线的居民、工业用户、商业用户提供充足的天然气资源，相对降低了当地居民的生活成本，使得当地居民的生活质量有所提高。并带动了城市燃气用户需求，为城市基础设施建设起到了推动作用。

本项目建成后对改善输气管道沿线地区的大气污染，保护环境具有较为积极的影响作用。管道输送的介质是清洁的天然气，对周围环境和生态影响很小。为输气管道沿线的天然气能源利用提供可靠保障，使得该地区内拥有充足的天然气作为高品质洁净能源来替代高污染的煤炭等燃料，大大减少二氧化硫和粉尘排放量。

8.3 环境效益分析

本项目的实施将促进沿线城镇燃料结构的改善，充分利用天然气资源，充分发挥绿色能源的优点，尽量发展使用天然气能提高工作效率、减少劳动强度、提高工艺水平的用户，使燃气资源得到有效的利用。天然气作为清洁能源，具有经济、高效的特点，同时天然气还可以降低污染排放量，能节省大量排污治理费用。

通过采取各项生态恢复和污染治理措施，管道沿线扰动区域可以得到全面治理，周边环境质量不仅不会降低，还会有所改善。此外，管道输送是一种安

全、稳定、高效的运送方式，铁路和公路运送途中，会产生汽车尾气和二次扬尘，从而增加大气污染，而管道运输采用密闭输送，可避免上述问题产生，减少大气污染，保护生态环境。

8.4 结论

综上所述，本项目的实施具有明显的社会和环境效益，同时具有一定的经济效益。工程采取了较为完善的环保治理措施，不会对周围环境产生明显影响，做到了社会效益、经济效益和环境效益的协调发展。

9 环境管理与监测计划

环境管理是以环境科学理论为基础，运用经济、法律、技术、行政、教育等手段对经济、社会发展过程中施加给环境的污染和破坏影响进行调节控制，实现经济、社会和环境效益的和谐统一。

本项目通过建立科学有效的环境管理体系，落实各项环保和安全措施，提高员工环保意识、规范企业管理、推行清洁生产，最终实现污染预防、提高综合效益。

9.1 环境管理

9.1.1 施工期环境管理

(1) 管理机构

施工期环境管理体系组成包括建设单位和施工单位在内的两级管理体制。

①施工单位：施工单位首先应强化施工单位自身的环境意识和环境管理。各施工单位应配备专职人员负责施工期的环境保护工作，该人员应为经过培训，并具有一定能力和资质的工程技术人员，并赋予相关的职责和权利，使其充分发挥一线环保监管职责。实行环境管理责任制和生态环境保护考核制。

②建设单位：建设单位施工期环境管理的主要职能在于及时掌握施工环保动态，当出现环境问题或纠纷时，积极组织力量解决，并协助施工单位处理好与地方生态环境部门、公众等相关各方的关系。施工期除接受当地生态环境主管部门监督外，施工单位还应配备专、兼职环保人员，对施工场地的扬尘、污水、水土流失、噪声等环保事宜进行自我监督管理。

(2) 施工期环境管理重点

①施工扬尘控制：施工物料按规范要求实施覆盖，场内装卸、搬倒物料不得凌空抛掷、抛撒；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；建筑垃圾在运输时应用苫布覆盖，避免沿途遗洒；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；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。

②施工噪声控制：合理安排施工时间，避免施工噪声对沿线敏感点的干扰。强化管理，避免夜间推土机、载重汽车等高噪设备的使用。

③车辆运输：土石方运输杜绝超载，以减少散落，定时洒水抑尘。

④雨季施工加强对临时堆放表土、施工材料堆放管理，以防流失。施工完毕，妥善处理表土，并进行绿化，恢复施工现场。

9.1.2 营运期环境管理

运营期环境管理的主要任务是确保各项环保设施的正常运转，同时通过日常环境监测获得运行参数，为运营管理和环境决策提供科学依据。

(1) 管理机构设置

环境管理工作应实行企业法人负责制，本项目应设置安全环保管理机构和管理人员，企业需配置 1~2 名专职或兼职管理人员。

(2) 环境管理机构的基本职责

①贯彻执行《中华人民共和国环境保护法》及其相关法律、法规，按国家的环保政策、环境标准及环境监测要求，制定环境管理规章制度，并监督执行。

②制定环境政策，包括经济政策，综合利用政策，综合防治政策，自然资源利用政策和环境技术政策。全面贯彻落实环境保护政策，做好项目的环境污染和环境保护工作。

③编制环境规划，制定本企业环境保护的近、远期发展规划和年度工作计划，制定并检查各项环境保护管理制度及执行情况。

④制定出本企业的环境保护目标和实施措施，把环境保护的目标和要求，纳入国民经济发展中去，把防治污染和综合利用指标纳入企业的生产计划。并在年度计划中予以落实。负责建立企业内部环境保护责任制度的考核制度，协助企业完成围绕环境保护的各项考核指标。

⑤执行国家有关建设项目环境保护的规定，做好环保设施管理和维护工作。建立并管理好环保设施的档案工作，保证环保设施按照设计要求运行，加强企业经营管理，杜绝擅自拆除和闲置不用的现象发生。做到环保设施及设备的利用率和完好率。

⑥清除污染，改善环境。认真保护和合理利用自然资源，加强企业所在区

域的绿化工作。

⑦组织并抓好本企业污染治理和综合利用工作，抓好本企业范围内的重点环保治理工作，定期对各项环保设施进行检查，负责环保设备的维修保养，保证其正常运行。

⑧搞好线路周边绿化工作。

9.2 环境监测

9.2.1 监测目的

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运行管理的依据，因而企业应定期对废气、噪声、生态恢复措施等环保设施运行情况进行监测。

通过对工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、噪声、生态恢复措施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，同时对废气、废水、固体废物及噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.2.2 环境监测机构设置

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》要求和本项目污染物排放情况，噪声的监测可委托当地有资质单位定期进行监测。

9.2.3 监测计划

环境监测按国家和地方的环保要求进行，采用国家规定的标准监测方法，根据本项目生产特征和污染物排放特征，制定以下监测方案，监测工作可委托当地有资质单位承担。本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率及取样位置见表 9-1。

表 9-1 污染源监测内容一览表

序号	项 目	监测项目	监测因子	监测频率
1	噪声	中间热站厂界噪声	L_{eq}	每年一次
2	生态调查	植被恢复	管道沿线的非农业区	运行后前三年，每年一次
3	事故监测	非甲烷总烃	发生事故处	立即进行

9.3 环保“三同时”验收内容

项目投产后的环保设施“三同时”验收清单见表 9-2。

表 9-2

环保设施“三同时”验收清单

类别	序号	治理对象	环保措施	数量(套)	效果	投资(万元)	验收标准	验收时段
施工期	废气	1 施工扬尘	详见 5.1.2	—	防治施工扬尘影响周围环境空气	10	—	施工期
		2 施工机械、运输车辆尾气	采用尾气达标车辆；尾气净化器；合理安排运输及施工时间	—	防治施工机械、运输车辆尾气影响周围环境空气	3	—	
		3 焊接烟气	半固定平台；移动焊烟净化器	—	防治焊接烟气影响周围环境空气	2	—	
	废水	1 试压废水	试压废水控制流速，减缓对农灌渠道或地表小型沟渠的冲击	—	防止水污染	5	—	
	噪声	1 施工噪声	合理安排施工现场，采用低噪音、低振动的设备，合理安排施工时间，靠近敏感点设置硬质围挡，加强施工机械保养维护	—	减少施工噪声对周围声环境的影响	15	—	
	固废	1 施工过程中产生的土石方、施工人员的生活垃圾、顶管施工产生的多余土方	管道敷设过程中产生的土方用于回填；生活垃圾暂时堆存，送当地环卫部门指定地点处理；多余土方用于管道穿越处道路护坡	—	防治固体废物对周围环境的影响	10	—	
	生态环境	1	施工时，划定施工作业范围和路线，不得随意扩大。施工结束后，对管道沿线开挖处进行平整、恢复地貌；依据“占补平衡”的原则，对破坏的农田采取补偿与恢复措施；临时占地恢复原有生态环境；永久性占地按照国家及地方规定办理相关占地手续。详见 5.6.2 内容。			进行生态恢复	200	—
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	验收时段
运营期	废气	1 清管、检修放散天然气	通过 15m 放空管排放	1	—	—*	保证实施	运营期
		2 各阀室超压放散排放的非甲烷总烃	通过 15m 放空管排放	1	—	—*		
		3 加热炉烟气	通过 8m 排气筒排放	1	—	—*		

续表 9-2

环保设施“三同时”验收清单

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	验收 时段
运营期	噪声	1	中间 热站	污油提 升泵	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)	200	《工业 企业厂 界环境 噪声排 放标 准》 (GB123 48-200 8)3 类 区排放 限值	
		2		泄压回 注泵	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)			
		3		汇气管	隔声、减震		—	降噪 15dB (A)			
		4		过滤器	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)			
		5	大北 分输 注入 站	给油泵	隔声、减震		2	降噪 15dB (A)			
		6		注入泵	隔声、减震		2	降噪 15dB (A)			
		7		污油提 升泵	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)			
		8		汇气管	隔声、减震		—	降噪 15dB (A)			
		9		过滤器	隔声、减震		4	降噪 15dB (A)			
		10	克深 分输 注入 站	稳压泵	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)			
		11		调压器	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)			
		12		注入泵	隔声、减震		3	降噪 15dB (A)			
		13		污油提 升泵	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)			
		14		汇气管	隔声、减震		—	降噪 15dB (A)			
		15		调压器	隔声、减震		1	降噪 15dB (A)			
固废	1	天然气外输管 道清管、检修过 程中产生的固 体废物(粉尘、 铁渣)		经收集后运至就近固废场 妥善处置		—	全部妥善处理	—	全部妥 善处理		
	2	凝析油外输管 道清管、检修过 程中产生的固 体废物(废渣 废水)		集中收集后送有资质单位 处置		—					
风险	1	1、可燃气体报警装置； 2、在管道进出站等处设置紧急切断阀。							50	保证 实施	
	2	定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀。							50		
	3	环境风险应急预案							5		
合计				—				—	550	—	

注：*计入基建投资

10 结论与建议

10.1 建设项目情况

(1) 项目概况

项目名称：博孜油气外输管道工程

建设性质：新建

建设规模：项目实施后，天然气外输管道设计输量 70 亿 m^3/a ，凝析油外输管道设计输量 126.49 万 t/a 。

建设周期：2021 年 9 月~2022 年 4 月，共计 8 个月

工程投资和环保投资：总投资 196751.59 万元，其中环保投资 550 万元，占总投资的比例为 0.28%。

工作制度及劳动定员：由于本项目管道沿线站场为无人值守，基本与已建管道同路由敷设，且油气运销部在该区域已经形成成熟的管理机构，拥有较强的管道维修，维护和抢修力量，本项目不再新增组织机构，由组织机构统一管理运行，仅新增巡检人员 4 人。

(2) 项目选址选线

天然气外输管道自博孜天然气处理厂出发往南约 400m，拐向东伴行已建博孜试采干线管道，沿途经过温宿县吾斯塘布依村南侧后进入拜城县，温宿县境内约 7.07km。进入拜城县后穿越木扎尔特河，后沿科台克吐尔村、阿热恰特村北外侧敷设，于阿克塔木村东南折向北沿已建油田内部路、克拉苏主干道敷设至大北处理站。后继续沿已建克拉苏主干道、大北天然气外输管道敷设至克拉 2 清管站。沿途于阿克敦村北穿越喀普斯浪河、台勒维秋河，于都干买里村北穿越卡拉苏河，至铁提尔村南沿沿克拉苏主干道、X344 敷设至终点，拜城县境内长度约 145.87km。线路全长约 152.94km，管径直径 DN1000，设计压力 10MPa，沿线设有 4 座监控阀室。

凝析油外输管道自博孜天然气处理厂出发往南约 400m，拐向东伴行已建博孜 301 集气站至大北处理站的试采管道，沿途经过温宿县吾斯塘布依村南侧后进入拜城县，温宿县境内约 7.07km。进入拜城县后穿越木扎尔特河，后沿科台

克吐尔村、阿热恰特村北外侧敷设，于阿克塔木村东南折向北沿已建管道、油田内部路敷设至大北处理站。后继续沿已建克拉苏主干道、大北-克拉 2 天然气外输管道敷设，沿途于阿克敦村北穿越喀普斯浪河、台勒维秋河，于都干买里村北穿越卡拉苏河。与天然气外输管道同沟敷设至拜城县铁提尔村东段继续沿 G579 线（克拉苏主干道）敷设至轮克路，并伴行克轮/克轮复线管道。沿克轮管道往东南方向伴行约 25km 到达与库车市的边界山体却勒塔格山，期间穿越克孜勒河、S307 省道。边界山体却勒塔格山利用克轮线已建盐水沟隧道通过，拜城县境内长度约 169.4km。经已建盐水沟隧道，管道进入库车市，穿越 G217 国道、库俄铁路，到达库车市城北侧，并绕行二级水源地保护区，经艾日克阿热斯村南穿越库车河，依西提村东向南敷设，西绕行麻扎巴格千佛洞，红狮水泥厂东侧向南穿越南疆铁路，此后沿 G3012 高速公路向东伴行英牙管道约 13km，此后折向南穿越 G3012，并向南敷设至终点牙哈集中处理站，库车市境内长度约 76.26km。全线管道长度约 246.66km，管径直径 DN250，设计压力 10MPa。博孜处理厂至克拉 2 清管站之间管道与天然气外输管道同沟敷设，全线设置有博孜首站（该站设置在博孜天然气处理厂内，不在本项目范围内）、大北分输注入站（设置在大北处理站内）、克深分输注入站（设置在克深处理站内）、中间热站（在本项目范围内）以及牙哈末站（该部分内容不在本项目范围内）。沿线设有 14 座阀室，其中监控阀室 9 座、高点放空阀室 2 座、单向阀室 3 座。

(3) 建设内容

本项目天然气外输管道，线路全长约 152.94km，起点为博孜天然气处理厂，终点为克拉 2 清管站，管径直径 DN1000，设计压力 10MPa。全线设置博孜首站 1 座（博孜首站不在本项目范围内）、克拉清管站 1 座（在现有站场内改造），沿线设有 4 座监控阀室。凝析油外输管道，线路全长约 246.66km，起点为博孜天然气处理厂，终点为牙哈集中处理站，管径直径 DN250，设计压力 10MPa。博孜处理厂至克拉 2 清管站之间管道与天然气外输管道同沟敷设，全线设置有博孜首站（该站设置在博孜天然气处理厂内，不在本项目范围内）、大北分输注入站（设置在大北处理站内）、克深分输注入站（设置在克深处理站内）、中间热站（在本项目范围内）以及牙哈末站（该部分内容不在本项目范围内）。沿

线设有 14 座阀室，其中监控阀室 9 座、高点放空阀室 2 座、单向阀室 3 座。

(4) 项目衔接

① 供配电

新建阀室采用太阳能+蓄电池方式供电；中间热站内新建柱上变压器一台；大北分输注入站内新建 10/0.4kV 变配电室；克深分输注入点和克拉 2 清管站新建装置由已建低压配电系统供电。

② 给排水

本项目包括新建天然气外输管道沿线的 BG1#阀室、BG2#阀室、BG3#阀室、BG4#阀室，改造现有克拉 2 清管站，新建凝析油外输管道沿线的 N1#阀室、N2#阀室、N3#阀室、N4#阀室、N5#阀室、N6#阀室、N7#阀室、N8#阀室、N9#阀室、N10#阀室、N11#阀室、N12#阀室、N13#阀室、N14#阀室、中间热站，改造大北分输注入站、克深分输注入站。上述阀室站场均无人值守，新增 4 名巡检人员，依托现有组织机构。

给水：本项目包括的站场、阀室均无用水点，无需设置给水设施。

排水：本项目包括的站场、阀室均为无人值守站场，不设用水设施，故无污水产生。站场排水仅包括雨水排放。雨水采用自然散排。

10.2 环境质量现状及保护目标

10.2.1 环境质量现状评价

10.2.2 环境保护目标

本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、珍稀动植物资源等敏感目标，根据工程性质及周围环境特征，将管道沿线及站场周边 200m 范围内的村庄作为施工期大气环境保护目标，营运期正常状况下有少量加热炉烟气和少量无组织非甲烷总烃产生，故营运期不再设置大气环境保护目标；将管道沿线及站场周边 200m 范围内的村庄作为声环境保护目标；将木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜勒河、库车河作为施工期地表水环境保护目标，营运期管道无废水排放，故营运期不再设置地表水环境保护目标；将凝析油外输管道沿线向外延伸 200m 范围内和中间热站边界外延 50m 范围内的村庄及周边农田作为土壤环境保护目标；将管道沿线 200m 及站场周边 500m 范围内农田、

荒地植被及新疆库车大峡谷国家地质公园作为生态环境保护目标；将管道中心线两侧 200m 范围内的村庄作为环境空气风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 施工期防治措施可行性

(1) 施工扬尘

管道施工：施工物料按规范要求实施覆盖，场内装卸、搬倒物料不得凌空抛掷、抛撒；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；建筑垃圾在运输时应用苫布覆盖，避免沿途遗洒；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；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。

(2) 噪声

管道施工采用低噪音、振动小的设备，并注意对设备的维护和保养，合理操作，站场施工保证施工机械在最佳状态；合理布置站场施工现场，避免在施工现场的同一地点安排大量的高噪声设备，位置相对固定的高噪声设备布置在施工场地的中部；站场施工物料运输车辆穿过附近村庄时控制车速、禁鸣，加强车辆维护；合理安排施工时间，禁止夜间及中午施工；在距居民点较近的施工工地四周设置高隔声围挡。

(3) 废水

施工过程中产生的废水主要为施工人员生活污水、管道试压排水、施工车辆冲洗水。

本项目施工不设置单独的施工营地，就近依托温宿县、拜城县、库车市社会条件安排施工人员生活和宿营。

施工车辆清洗废水主要含有泥沙悬浮物，同时还含有少量机械油污，该部分废水排放量较小，经采取沉淀处理后用于泼洒场地抑尘，对环境的影响是暂时的；施工期机械设备维修将有少量含油污废水产生，只要采取强化管理等措施，则管道施工对河流影响将很小。

管道试压采用分段试压，在清管后进行试压，试压水均为清洁水，管道试

压后排放的仅含有少量泥沙、粉尘等悬浮物，该部分废水 SS 浓度约在 40~60mg/L 左右，经沉淀过滤后用于下一段管道试压重复利用，或经沉淀后用于泼洒施工场地抑尘。本项目施工不会对地表水环境产生明显影响。

(4) 固体废物

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、顶管施工产生的多余土方等。

本项目管道开挖、顶管作业过程中产生的土方可用于回填，根据项目可研，项目在施工过程中通过不同施工地点的土方量调配合理利用管沟开挖产生的多余土方，挖方量等于填方量，没有弃方产生；施工人员产生的生活垃圾经管理人员收集后，依托当地民用设施与当地居民生活垃圾一并处置。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。

(5) 生态恢复

本项目分别按开挖工程、穿越工程和站场工程进行相应的生态保护及恢复措施。

类比同类管道工程施工过程采用相应防护措施的实际效果，只要加强管理、严格按相关规定进行，均可有效控制施工期对周围环境的影响。

10.3.2 营运期防治措施可行性

(1) 废气

本项目通过配置检漏监测自动报警装置，在管道设置自动截止阀，埋地敷设管道采用三层 PE 普通级外防腐层防腐并外加强制电流阴极保护；主要生产运行参数实现自动化检测记录；实施地面工程信息网，随时对集输和销售的重点部位进行监控，从流量输差发现集输中的漏失等措施来防止和减少事故状态下天然气的泄漏。类比同类管道工程营运期采取的防止天然气泄漏的措施，均能取得较好效果，故本项目采取的防止天然气泄漏措施可行。

(2) 噪声

本项目运营过程中产噪设备主要是泵类、工艺装置区的汇气管、过滤器及调压器产生的噪声，产噪声值为 70~80dB(A)，本项目在设备选型时选择低噪声设备，降低噪声对周围声环境的影响。由声环境影响分析结果可知，噪声源

对站场周围环境噪声贡献值较小,本项目的实施不会对项目场地四周场界声环境产生明显影响。因此,本项目采取的降噪措施可行。

(3) 固体废物

本项目营运期产生的固体废物主要为管道清管、检修过程中产生的固体废物。天然气外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(粉尘、铁渣)为一般固体废物,经收集后运至就近固废场妥善处置。凝析油外输管道清管、检修过程中产生的固体废物(废渣废水)为危险废物(HW08 251-002-08),集中收集后送有资质单位处置。本项目依托站场、新建阀室不新增工作人员,营运期正常状况下无固体废物产生。本项目固体废物全部妥善处置,不会对周边环境造成明显影响。因此,本项目采取的处置措施可行。

10.5 公众参与与调查

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于2020年1月6日至2020年1月17日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第一次公示。

10.6 环境影响经济损益分析

本项目的实施具有明显的社会和环境效益,同时具有一定的经济效益。工程采取了较为完善的环保治理措施,不会对周围环境产生明显影响,做到了社会效益、经济效益和环境效益的协调发展。

10.4 项目对环境的影响分析

(1) 大气环境影响

本项目实施后,正常状况有少量无组织非甲烷总烃外排,非正常状况时大气污染物主要为超压、清管及检修等产生的少量天然气放散。正常状况下,本项目实施后,各站场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。非正常状况下,超压放散属于瞬时放散,其排放速率最大,产生的环境影响最不利,通过预测,非正常状况排放废气污染物对评价范围内各预测点贡献浓度能够满足标准要求。分析预测结果表明,项目实施后不会对大气环境产生明显影响。

(2) 地表水环境影响

本项目为油气管道项目，营运期无生产废水产生；项目各站场及阀室均无人值守，无生活污水产生，新增 4 名巡检人员，依托现有组织机构。由于油气管道输送过程无污染物排放，且是全封闭系统，沿线沟埋敷设，在穿越地表水管段河床采用石笼护底，结合马鞍式混凝土配重块进行稳管，管道埋深在渠底稳定层中，管顶埋深约在冲刷层以下 1.5m，使其不会与管道穿越的河流水体之间发生联系，不会对管道沿线地区的地表水环境造成影响。

综上所述，本项目营运期无废水产生，本项目实施对地表水环境影响可接受。

(3) 地下水环境影响

本项目建设对地下水环境的影响是可接受的。

(4) 声环境影响

声环境影响分析结果可知，噪声源对中间热站、大北分输注入站和克深分输注入站周围环境噪声贡献值较小。预测结果表明，本项目的实施不会对项目场地四周声环境产生明显影响。

(5) 固体废物影响

本项目产生的固体废物均得到妥善处置，不会对周围环境造成明显影响。

(6) 生态环境影响

本项目的生态影响在可控范围内，在采取人工措施及自然恢复等措施后，可以保证原有生态系统的稳定，不会引起生物种群的减少及至灭绝，不会造成土壤、水环境理化性质的恶化，总体来讲，生态影响较小。

(7) 土壤环境影响

根据预测，正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏凝析油渗入土壤中。通过采取地面防渗等措施，可以避免非正常状况下土壤垂直入渗污染影响。根据预测结果，本项目实施后土壤污染影响可以接受。

(8) 环境风险影响分析

本项目涉及的危险物质为天然气、凝析油，针对环境风险事故拟采取多种防范措施，环境风险可接受。

10.7 环境管理与监测计划

通过建立环境管理体系，规范企业管理、落实环境管理职责，确保各项环保设施的正常运转；通过定期进行噪声监测、生态调查和事故监测，同时对管道进行监督检查，保证正常运行。

10.8 工程可行性结论

博孜油气外输管道工程选址符合当地相关管理部门要求，管道建设施工过程中通过采用有效的抑尘、降噪措施和生态防护措施，不会对周围环境产生明显不利影响。工程运营后，会对周围的环境产生一定的不利影响，并存在一定的风险性，但其影响和风险均是可以接受的。只要加强管理，采取有效的污染防治措施、事故预防措施，可以使本项目对环境造成的不利影响降到最低限度，使工程开发活动与环境保护协调发展。本评价从环保角度认为工程的建设是可行的。根据建设单位开展的公众参与调查情况，公示期间未收到公众反馈意见。因此，本评价从环保角度认为，该项目建设是可行的。

10.9 建议

为最大限度地减轻工程施工期及工程实施后对周围环境的影响，本评价结合工程实际情况，提出如下要求：

(1) 严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

(2) 做好施工期的管理工作，严格落实施工期制定的各项环保措施，做到文明施工，避免施工扬尘、噪声、固废对周围环境的不利影响。

(3) 做好临时占地的生态恢复，严格落实生态恢复措施。

(4) 项目运营后严格管理，加强线路巡视，以防发生风险时对周边居民造成危害。

