

塔里木油田克拉苏气田博孜
108-大北 18JS 井区白垩系巴什基
奇克-巴西改组试采项目
环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2024 年 6 月

目 录

1 概述.....	4
1.1 任务由来及背景	4
1.2 项目特点	4
1.3 环境影响评价工作过程	5
1.4 分析判定相关情况	6
1.5 主要环境问题及环境影响	17
1.6 环境影响评价主要结论	17
2 总则.....	19
2.1 评价目的与原则	19
2.2 编制依据	20
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	26
2.4 环境功能区划	28
2.5 评价等级和评价范围	33
2.6 环境功能区划	42
2.7 环境保护目标	42
3 工程概况及工程分析	44
3.1 区块开发现状及回顾性分析	44
3.2 工程概况	51
3.3 工程分析	71
3.4 清洁生产水平分析	85
3.5 总量控制	89
3.6 选址、选线合理性分析	90
4 环境现状调查与评价	91
4.1 自然环境现状调查与评价	91
4.2 环境敏感区调查	95
4.3 环境质量现状监测与评价	96

5 环境影响预测与评价	124
5.1 生态环境影响分析	124
5.2 大气环境影响分析	132
5.3 地表水环境影响分析	141
5.4 地下水环境影响预测与评价	146
5.5 声环境影响预测与评价	157
5.6 固体废物环境影响分析	161
5.7 土壤环境影响分析	165
5.8 闭井期环境影响分析	171
6 环境保护措施可行性论证	173
6.1 施工期环境保护措施	173
6.2 运营期环境保护措施	184
6.3 退役期环境保护措施	194
6.4 环境影响经济损益分析	196
7 环境风险评价	201
7.1 评价依据	201
7.2 环境敏感目标概况	202
7.3 环境风险识别	203
7.4 环境风险分析	204
7.5 环境风险防范措施及应急要求	205
7.6 突发环境事件应急预案	209
7.7 环境风险分析结论	209
8 碳排放影响评价	211
8.1 碳排放分析	211
8.2 减污降碳措施	218
8.3 碳排放评价结论及建议	219
9 环境管理与监测计划	220

9.1 环境管理	220
9.2 生产区环境管理	221
9.3 企业环境信息公开	228
9.4 污染物排放清单	229
9.5 环境及污染源监测	232
9.6 环保设施“三同时”验收一览表	234
10 环境影响评价结论	237
10.1 结论	237
10.2 要求与建议	241

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。位于新疆阿克苏地区境内的克拉苏气田近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，由当前正在运行的区块包括克拉、克深、大北、博孜等几大区块组成。博孜区块油气资源丰富，具有重要的开发价值，该区块的开发建设有利于实现塔里木油田“十四五”规划的建设目标和保障下游持续稳定供气。

为了满足博大区块产能开发的需要，实现勘探井转开采井及管输生产，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 43810 万元在新疆阿克苏地区拜城县克拉苏气田内实施“塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 18JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目”。

1.2 项目特点

本项目生态影响和环境污染并重，且施工期、运营期对环境的影响并不相同。生态环境影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等；环境污染主要体现在施工期施工废水、废气、噪声、固废及运营期废气、废水、固废等污染物的产生，特点如下：

（1）本次工程涉及博孜 108 井、博孜 112 井钻井工程和集输管线建设；博孜 108 井、博孜 112 井、大北 18JS 井井场的设备安装和配套集输管线等辅助系统建设；

（2）项目施工期不设临时生活区。运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，采出水随凝析油一起送至博孜天然气处理厂处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注地层；井下作业废水送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

(3) 本项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施。同时，项目采取源头控制、分区防渗、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

(4) 本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求。

(5) 本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对土壤环境的影响可接受。

(6) 本项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气等，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

(7) 项目博孜 108 井、博孜 112 井、大北 18JS 井井场各建设电磁加热器 1 台。

(8) 本项目涉及勘探井现已基本探明天然气充足，能够稳定供应，具有开采价值，因此由勘探井转为开采井。

1.3 环境影响评价工作过程

拟建工程属于天然气开采项目，位于拜城县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》、《自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在区域拜城县属于塔里木流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018年12月29日修正）》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》(部令第 16 号)，拟建工程涉及水土流失重点区域，因此属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业 07-8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《环境影响评价公众参与办法》规定，2024 年 2 月 7 日，建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网进行了本项目公众参与第一次公示。环评单位结合项目环境影响预测及评价结果和建设单位的公众参与说明，编制完成《克拉苏气田博孜 108-大北 18JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》。

1.4 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性

项目对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于目录中第七类“石油天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策要求。

(2) 相关环保政策符合性

项目对照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）等的符合性见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目与相关环保政策的符合性

环保政策	政策要求	本项目实际	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）要求	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目采出物依托博孜天然气处理厂处理，均得到合理处置	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目建设布局合理，占地面积较少，危险废物定期由有资质单位处理	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目天然气输送过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本项目已提出生态环境影响减缓措施	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求	本项目废水不外排，不涉及水污染物总量控制指标	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	塔里木油田分公司已编制突发环境事件应急预案，并已备案	符合
	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当	项目采出水随凝析油一起送至博孜天然气处理厂处理，处理后达到《气田水注入技术要	符合

	经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注	求》(SY/T6596-2016)中相关要求回注地层	
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。	本项目施工周期较短,报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	本工程已提出生态保护和生态恢复治理方案,并进行公示和接受社会监督	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	项目采用先进技术、工艺和设备,不涉及国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	符合
	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护,防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔,发生渗透、溢流、泄露,造成环境污染	本项目要求建设单位定期对集输管线进行巡查、检测和防护	符合
	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理,其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本次评价要求本项目实施环境监理,各种污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送由区域具有危废处置资质的公司接收处理。	本项目运营期产生危险废物定期由有资质单位处理	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后,恢复管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则。	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装	本项目开发方案设计考虑了区块油气资源赋存状况、生态环境特征等	符合

	备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	条件，所选用的技术和工艺成熟且先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本项目为天然气开发项目，为了全面控制和减缓项目造成的环境影响，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施	符合
《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2019〕29号）	严禁违规占用耕地绿化造林。 要严格执行土地管理法、基本农田保护条例等法律法规，禁止占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物。违规占用耕地及永久基本农田造林的，不予核实造林面积，不享受财政资金补助政策。退耕还林还草要严格控制在国家批准的规模和范围内，涉及地块全部实现上图入库管理。正在违规占用耕地绿化造林的要立即停止。	本项目不涉及绿化造林	符合
	严禁超标准建设绿色通道。 要严格控制铁路、公路两侧用地范围以外绿化带用地审批，道路沿线是耕地的，两侧用地范围以外绿化带宽度不得超过5米，其中县乡道路不得超过3米。铁路、国道省道（含高速公路）、县乡道路两侧用地范围以外违规占用耕地超标准建设绿化带的要立即停止。不得违规在河渠两侧、水库周边占用耕地及永久基本农田超标准建设绿色通道。今后新增的绿色通道，要依法依规建设，确需占用永久基本农田的，应履行永久基本农田占用报批手续。交通、水利工程建设用地范围内的绿化用地要严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。禁止以城乡绿化建设等名义违法违规占用耕地。	本项目不涉及建设绿色通道	符合
《关于印发阿克苏地区	严禁违规占用耕地挖湖造景。 禁止以河流、湿地、湖泊治理为名，擅自占	本项目不涉及挖湖造景	符合

坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2019〕29号）	用耕地及永久基本农田挖田造湖、挖湖造景。不准在城市建设中违规占用耕地建设人造湿地公园、人造水利景观。确需占用的，应符合国土空间规划，依法办理建设用地审批和规划许可手续。未履行审批手续的在建项目，应立即停止并纠正；占用永久基本农田的，要限期恢复，确实无法恢复的按照有关规定进行补划。		
	严禁占用永久基本农田扩大自然保护地。 新建的自然保护地应当边界清楚，不准占用永久基本农田。目前已划入自然保护地核心保护区内的永久基本农田要纳入生态退耕、有序退出。自然保护地一般控制区内的永久基本农田要根据对生态功能造成的影响确定是否退出，造成明显影响的纳入生态退耕、有序退出，不造成明显影响的可采取依法依规相应调整一般控制区范围等措施妥善处理。自然保护地以外的永久基本农田和集中连片耕地，不得划入生态保护红线，允许生态保护红线内零星的原住民在不扩大现有耕地规模前提下，保留生活必需的少量种植。	本项目不占用永久基本农田扩大自然保护地	符合
	严禁违规占用耕地从事非农建设。 加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	本项目不占用耕地	符合
	严禁违法违规批地用地。 批地用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。	本项目不涉及违法违规批地用地	符合
《关于进一步加强和规范油气田开	项目正式投入生产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的	本项目提出定期进行后评价要求	符合

发项目环境保护管理工作的通知》	现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外		
-----------------	-------------------------------------	--	--

(3) 相关规划符合性

①与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》第五篇：推动工业强基增效和转型升级，提升新型工业化发展水平，第一章 加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目属于塔里木盆地天然气开采业中天然气采气工程，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

②与《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》的符合性分析

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》中新疆水土保持分区布局规划，本项目属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

该区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，拜城县不涉及国家级水土流失重点防治区，本项目属于 II₃ 塔里木河流域重点治理区。塔里木盆地水土流失类型主要是风力侵蚀、水力侵蚀，微度水蚀 8.12%、轻度水蚀 3.10%、中度水蚀 0.96%、微度风蚀 0.60%、轻度风蚀 72.37%、中度以上风蚀 7.03%，其他类型侵蚀 10.92%。北部水力侵蚀主要分布于中低山区，风力侵蚀

主要分布于绿洲的边缘。西部水蚀主要分布在河流周边，表现为对河岸的掏蚀及洪水的威胁，风蚀则分布较广，以东南沙漠边缘较重。南部风蚀面积覆盖了本区的绿洲范围，水力侵蚀主要分布于南部河流上游。

任务及规模：水土保持主要任务是农田防护、防灾减灾和防风固沙。绿洲内部营造农田防护林，塔里木盆地绿洲外缘，在现有防护基干林带基础上，进一步完善、补缺，构筑大型防护基干林带；绿洲外围荒漠区，实施封沙育林，形成绿洲外围天然防风阻沙带；绿洲内部沙化土地综合治理进行防护林网的补缺和完善及四荒地治理。

本项目水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。本项目按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，在此基础上符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》要求。

③与《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中提出全力建设能源产业聚集区，积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。本项目属于博大区块，建设采气井场及天然气集输管线，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

④项目与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田地面工程十四五规划》、《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》的符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与相关规划的符合性

文件名称	文件要求	项目实际	符合性
------	------	------	-----

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）	环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田建设。	本工程属于拜城—库车等大型油气田建设部分。	符合
《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》	1、严守生态保护红线。 2、坚守环境质量底线。 3、提高资源综合利用水平，制定切实可行的一般固体废弃物、废水综合利用方案；严格按照国家有关规定进行危险废物贮存、处置和处理。气田开发清洁生产达到国内先进水平。 4、建立跟踪评价和环境监测体系。	本项目距离生态保护红线 15km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内；本项目采出水处理达标后回注地层；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目采出气采取密闭集输工艺。 本项目坚守环境质量底线。本项目固体废物、废水都妥善处理，危险废物收集后由有危险废物处置资质的单位接收处理，集输过程采用先进技术、工艺和设备。本项目已制定跟踪监测计划及监测方案	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量。	本项目无组织废气涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	持续推进农用地分类管理和安全利用。严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 筛选值第二类用地标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地	符合

		土壤污染风险筛选值标准要求。	
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求。	符合
《塔里木油田地面工程“十四五”规划》	“十四五期间”持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到 2025 年实现年产天然气 360 亿方，石油液体 880 万吨，产量当量 3750 万吨。 在“十四五”期间新气田天然气产量主要包括中秋、克深周缘、吐东、大北周缘及博孜周缘（含博孜 1）产量，至“十四五”末期新气田天然气产量达到 $105.25 \times 10^8 \text{m}^3$ 。	本项目属于规划中大北周缘及博孜周缘（含博孜 1）新气田开发内容，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》2022 年 10 月 17 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕214 号）	符合

（5）“三线一单”符合性

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），要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单（简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。本工程与“三线一单”相关要求的符合性分析如下。

①生态保护红线

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）》，距离本项目最近红线区为水源涵养生态保护红线区，本工程距生态保护红线（拟定）最近距离为 15km，不在生态保护红线范围内，具体见图 1.4-1。

②环境质量底线

根据收集的阿克苏地区 2022 年环境空气质量监测数据可知，项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是区域紧邻沙漠，受沙尘暴影响， PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。环境质量现状监测

结果表明，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准；声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 第二类用地筛选值标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值标准要求。

本工程施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为废气、废水和固废影响，采取相应措施后能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

③资源利用上线

本项目不新增用水，永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少；用电依托现有作业区，对区域能源影响较小。

综上所述，项目的实施不会突破区域资源利用上线。

④生态环境准入负面清单

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号），到 2025 年，全区生态环境质量总体改善，环境风险得到有效管控。建立较为完善的生态环境分区管控体系与数据信息应用机制和共享系统，生态环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展，与其符合性分析内容见表 1.4-3。

表 1.4-3 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

文件要求		拟建项目情况	符合性
生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目距水源涵养生态保护红线区约 15km，不在生态保护红线范围内。	符合
环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区	本项目采取完善的防风固沙、生态防护措施，生态影响可接受；本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，	符合

	做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	不会增加土壤环境风险。	
资源利用 上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本项目运营期不用水，用电依托现有供电设施，新增永久占地面积较小，不会超过资源利用上线。	符合
环境管控 单元	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。 优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。 重点管控单元699个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。 一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对井场周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。	符合

对照关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知，（阿行署发〔2021〕81号），项目位于拜城县，属拜城县一般管控单元环境管控单元编码 ZH65292630001。项目与拜城县一般管控单元管控措施符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 拜城县一般管控单元管控措施符合性分析

管控单元编码	管控单元类别	序号	分类	管控措施	本项目	符合性
ZH65292630001	拜城县一般管控单元	1	空间布局	1、执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2、任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本项目执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求，占地依法采取征地措	符合

		约束	3、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4、严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	施，在油气田开采过程中进行生态修复措施。	
		2 污染物排放管控	1、执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2、强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4、加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5、鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目不涉及。	符合
		3 环境风险防控	1、执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4、加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。	本项目执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求，管线进行防腐处理，不会造成区域土壤污染。	符合
		4 资源利用效率	1、执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3、减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4、推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推	项目执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求，生产不用水，无新增生活污水。	符合

				广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。		
--	--	--	--	---------------------------------	--	--

项目对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于目录中第七类“石油天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策要求。综上所述，建设项目符合国家及地方相关产业政策，符合“三线一单”相关要求。

1.5 主要环境问题及环境影响

本工程生态影响和环境污染并重。其中，生态影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等，通过采取相应的生态保护与恢复措施，对生态环境的影响可得到有效减缓。环境污染主要体现在施工期施工扬尘、机械、车辆尾气及运营期无组织废气对大气环境的影响，施工期生活污水对水环境的影响，施工期和运营期设备噪声对声环境的影响，施工期生活垃圾等固体废物的产生。主要采取以下措施：合理规划运输路线、运输车辆和堆存的土方加盖篷布、洒水抑尘等；不设临时生活区，施工生活废水、生活垃圾依托现有公共设施；选用低噪声设备。

1.6 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众

参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运行期和退役期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运行期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

(5) 分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出油田开发项目环境影响评价的源头预防作用，保护区域内环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行国家及地方有关环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据本工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评

价。

2.2 编制依据

2.2.1 环境保护法律

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

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》(2003 年 9 月 1 日施行, 2018 年 12 月 29 日修正);

(3)《中华人民共和国大气污染防治法》(2016 年 1 月 1 日施行, 2018 年 10 月 26 日修正);

(4)《中华人民共和国水污染防治法》(2008 年 6 月 1 日施行, 2017 年 6 月 27 日修正);

(5)《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021 年 12 月 24 日发布, 2022 年 6 月 5 日施行);

(6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 4 月 29 日修订, 2020 年 9 月 1 日施行);

(7)《中华人民共和国水法》(2002 年 10 月 1 日施行, 2016 年 7 月 2 日修正);

(8)《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年 8 月 31 日审议通过, 2019 年 1 月 1 日施行);

(9)《中华人民共和国防沙治沙法》(2002 年 1 月 1 日施行, 2018 年 10 月 26 日修正);

(10)《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 日施行);

(11)《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 日施行);

(12)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日发布);

(13)《中华人民共和国矿产资源法》(2009 年 8 月 27 日修正, 1986 年 10 月 1 日施行);

(14)《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修正，2023 年 5 月 1 日施行）。

2.2.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》(2024 年 3 月 6 日)

(2)《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 2 日);

(3)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日);

(4)《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》(国务院令 682 号，2017 年 7 月 16 日公布，2017 年 10 月 1 日实施);

(5)《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》(国发[2023]24 号，2023 年 11 月 30 日发布并实施);

(6)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31 号，2016 年 5 月 28 日发布并实施);

(7)《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);

(8)《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);

(9)《地下水管理条例》(国务院令 748 号，2021 年 10 月 21 日发布，2021 年 12 月 1 日施行);

(10)《关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》(国务院办公厅[2021]47 号);

(11)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46 号，2010 年 12 月 21 日);

(12)《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年第 7 号，2023 年 12 月 27 日发布，2024 年 1 月 1 日施行);

- (13)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号, 2017 年 8 月 29 日发布, 2017 年 10 月 1 日实施);
- (14)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号);
- (15)《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号, 2018 年 7 月 16 日发布, 2019 年 1 月 1 日施行);
- (16)《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);
- (17)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版)(部令第 16 号, 2020 年 11 月 30 日公布, 2021 年 1 月 1 日施行);
- (18)《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第 24 号, 2021 年 12 月 11 日发布, 2022 年 2 月 8 日施行);
- (19)《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号, 2021 年 11 月 30 日发布, 2022 年 1 月 1 日施行);
- (20)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 4 月 16 日发布, 2015 年 6 月 5 日实施);
- (21)《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(环境部公告 2021 年第 66 号);
- (22)《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境部公告 2013 年第 31 号, 2013 年 5 月 24 日实施);
- (23)《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号, 2021 年 2 月 1 日发布并实施);
- (24)《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号, 2021 年 9 月 7 日发布并实施);
- (25)《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);
- (26)《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);
- (27)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号, 2012 年 8 月 8 日发布并实施);

- (28)《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);
- (29)《关于印发<建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]169号,2015年12月18日发布并实施);
- (30)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年1月8日修订,2011年1月8日实施);
- (31)《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(环大气[2020]33号);
- (32)《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(环大气[2019]53号);
- (33)《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气[2021]65号,2021年8月4日发布并实施);
- (34)《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709号,2017年11月10日发布并实施);
- (35)《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环办环评[2023]52号);
- (36)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84号,2017年11月14日发布并实施);
- (37)《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4月25日发布并实施);
- (38)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号,2019年12月13日发布并实施);
- (39)《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);
- (40)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);
- (41)《国家级公益林管理办法》(林资发[2017]34号)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

- (1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正,2006年12月1日施行);
- (2)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修

正，2017年1月1日施行)；

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

(4)《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)；

(5)《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)；

(6)《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)；

(7)《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法》(2013年7月31日修订，2013年10月1日实施)；

(8)《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)；

(9)《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142号)；

(10)《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(11)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(12)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(13)《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号，2021年2月21日发布并实施)；

(14)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》；

(15)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)；

(16)《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

(17)《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》(新政发[2023]63号)；

(18)《关于印发<新疆国家重点保护野生植物名录>的通知》(新林护字[2022]8号)(2022年2月9日)；

(19)《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发[2022]75号, 2022年9月18日施行);

(20)《关于印发<新疆国家重点保护野生动物名录>的通知》(自治区林业和草原局 自治区农业农村厅, 2021年7月28日);

(21)《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号);

(22)《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》;

(23)《关于印发<阿克苏市大气污染防治攻坚行动方案(2023—2025年)>的通知》(阿市政办[2023]41号);

(24)《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发[2021]81号);

(25)《关于印发<阿克苏地区水污染防治工作方案>的通知》(阿行署办[2016]104号);

(26)《关于印发<阿克苏地区土壤污染防治工作方案>的通知》(阿行署发[2017]68号);

(27)《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》(阿行署办[2020]29号)。

2.2.3 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》(HJ2.4-2021);

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018);

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023);

- (10)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018);
- (11)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号);
- (12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;
- (13)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012);
- (14)《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021);
- (15)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)。

2.2.4 其它相关文件

- (1) 塔里木油田地面工程十四五规划;
- (2) 现有工程环境影响评价报告、批复及验收文件;
- (3) 项目环境质量现状监测报告;
- (4) 关于本项目环境影响评价委托书;
- (5) 建设单位提供的其它资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、气田开采、集输等内容,对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场以及管线敷设,输电线路架设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主,运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主,环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	站场	永久性占地、动植物影响	-
		钻井工程	永久性占地、动植物影响、水土流失、钻井泥浆、岩屑、施工废料	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-

		改变自然景观	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N
		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类
		井下作业废液	石油类
		无组织废气排放	非甲烷总烃
		设备噪声	影响声环境质量
		落地油、清管废渣	送有资质单位处置
		天然气生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废
		场地恢复	生态

注：“-”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	单项工程	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	井场地面工程	
		施工期	施工期	施工期	施工期	运营期
大气		颗粒物	SO ₂ 、NO _x	SO ₂ 、NO _x	颗粒物	非甲烷总烃
地下水		耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	石油类
土壤		—	pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	—	—
生态		地表扰动面积及类型	—	—	—	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量

					损失、物种多样性、生态系统完整性等
噪声	—	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	—	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，项目区没有划分环境空气功能区划。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本工程距离木扎尔特河最近（博孜 108 井）约 400m，木扎尔特河为Ⅱ类水体。

项目所在区域地下水未进行功能区划分，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

2.4.1.3 声环境

项目区远离城镇规划区，没有划分声环境功能区划。按《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，油田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于天山山地温性草原、森林生态区（Ⅲ），天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区（Ⅲ₃），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（43）和拜城盆地绿洲农业生态功能区（44）。区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

根据新水水保〔2019〕4 号文，工程所在区域拜城县属于塔里木河流域水

土流失重点治理区（Ⅱ₃）。

2.4.1.5 土壤环境

本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值(μg /m ³)			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

2.4.2.2 水环境

本工程博孜 108 井西南 400m 为木扎尔特河，水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。

具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地表水环境质量标准限值（mg/L，pH 值无量纲）

序号	污染物	地表水环境质量标准	标准来源
1	pH	6~9	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002） （II类）
2	五日生化需氧量（BOD ₅ ）	≤3	
3	化学需氧量（COD _{Cr} ）	≤15	
4	氨氮（NH ₃ -N）	≤0.5	
5	总磷	≤0.1	

序号	污染物	地表水环境质量标准	标准来源
6	挥发酚	≤0.002	
7	氰化物	≤0.05	
8	氯化物	≤250	
9	硝酸盐氮	≤10	
10	砷	≤0.05	
11	汞	≤0.00005	
12	六价铬	≤0.05	
13	硫化物	≤0.1	
14	石油类	≤0.05	

工程区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准值 单位：mg/L，pH 除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	砷	≤0.01
2	总硬度	≤450	21	镉	≤0.005
3	溶解性总固体	≤1000	22	六价铬	≤0.05
4	硫酸盐	≤250	23	铅	≤0.01
5	氯化物	≤250	24	钾	/
6	铁	≤0.3	25	钙	/
7	锰	≤0.10	26	镁	/
8	挥发酚	≤0.002	27	铜	≤1.00
9	耗氧量	≤3.0	28	锌	≤1.00
10	氨氮	≤0.50	29	镍	≤0.02
11	硫化物	≤0.02	30	碳酸盐	/
12	钠	≤200	31	重碳酸盐	/
13	总大肠菌群	≤3.0	32	石油类	≤0.05
14	细菌总数	≤100			
15	氰化物	≤0.05			
16	亚硝酸盐氮	≤1.0			
17	硝酸盐（以氮计）	≤20			
18	氟化物	≤1.0			
19	汞	≤0.001			

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准

2.4.2.3 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.2.4 土壤环境

地面工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-4。

地面工程场站外土壤参照执行《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，见表2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	标准限值（mg/kg）pH>7.5
		单位	
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200

9	锌	mg/kg	300
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

*石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

2.4.3 污染物排放标准

（1）大气污染物

运营期非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。

2.4-6 大气污染物排放标准一览表

阶段	污染物		标准值	标准来源
运营期	非甲烷总烃	边界	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求

（2）废水

本工程运营期产生的采出水依托博孜天然气处理厂处理达标后回注气田，不向外环境排放，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），回注水《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求。运营期间不新增劳动定员，无生活废水。

（3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应的标准值；运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

表 2.4-8 噪声排放标准

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效 A 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准

2.4.3 固体废物控制标准

根据工程产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行

《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2003）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）。危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求，用于铺垫井场和井场道路。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为 3 个井场采气、集输过程主要为管线接口、阀门等处产生的无组织排放的非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算本项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其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% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1

评价工作等级判别表

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2

估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		41.2℃
最低环境温度		-28.7℃
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3

主要废气污染源参数一览表（面源）

序号	污染源名称	面源长度 m	面源宽度 m	面源有效排放高度 m	污染物排放速率 (kg/h)
					非甲烷总烃
1	博孜 108 井场	40	40	6	0.0130
2	博孜 112 井场	40	40	6	0.0130
3	大北 18JS 井场	40	40	6	0.0130

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4

AERSCREEN 筛选计算结果

序号	污染源名称	非甲烷总烃	
		占标率（%）	$D_{10\%}$ （m）
1	博孜 108 井场	0.93	0
2	博孜 112 井场	0.93	0
3	大北 18JS 井场	0.93	0
各源最大值占标率（%）		0.93	

表 2.5-4 的估算计算结果表明，本项目最大占标率为：0.93%（来自大北 18JS 井场无组织排放的非甲烷总烃）；最大占标率 $P_{\max} < 1\%$ ，根据《环境影响

评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的评级范围确定规定，三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

2.5.2 地表水影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.5-6。

表 2.5-6 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d)；水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—
注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。		
注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。		

本项目运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水。采出水随凝析油一起送至博孜天然气处理厂处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注地层。根据表 2.4-6，确定本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.3 地下水影响评价等级

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），项目区对地下水环境影响状况和评价区水文地质条件等，确定该项目地下水环境影响评价的工作等级。

（1）地下水环境影响评价分类：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，该项目属于 F 石油、天然气，38、天然气、页岩气开采（含净化），为Ⅱ类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-7）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

具体等级划分见表 2.5-7。

表 2.5-7 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	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；为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他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

注：“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。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于 II 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-8，评价等级为三级。

表 2.5-8 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流。根据查表法，各井场、站场评价范围确定为：分别以各井场、站场为中心，西北—东南方向长 3km，西南—东北方向宽 2km 的矩形区域；集输管线评价范围确定为：管线两侧向外延伸 200m 范围。评价范围见图 2.4-1。

2.5.4 声环境影响评价工作等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包

括施工期内机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类地区，依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为井场、站场边界向外扩 50m 作为评价范围。

2.5.5 生态环境影响评价工作等级和评价范围

（1）生态评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），按以下原则确定评价等级：

- a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
- b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；
- c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
- d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- f) 当工程占地规模大于 20km² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；
- g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；
- h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

（2）项目占地及生态敏感性

本项目新增总占地面积为 0.0874km²≤20km²，评价范围内不涉及国家公园、

自然保护区、世界自然遗产、重要生境、生态保护红线，地表水评价等级为三级 B，土壤影响范围内无湿地等生态保护目标。

(3) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态影响评价等级为三级。

(4) 评价范围

评价范围为井场、站场边界向外延伸 500m 范围，管线两侧 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.4-1。

2.5.6 环境风险评价工作等级和评价范围

(1) 风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；

(3) $Q \geq 100$ 。

表 2.5-10 项目危险物质储存情况一览表

序号	风险单元		危险物质	单元内最大存在量 t
1	管线	博孜 108 井 单井集输管线	凝析油	0.31
			甲烷	1.68
			乙烷	0.19
2		博孜 112 井 单井集输管线	凝析油	0.08
			甲烷	0.44
			乙烷	0.05
3		大北 18JS 井 单井集输管线	凝析油	0.32
			甲烷	1.74
			乙烷	0.20

涉及的危险物质数量与临界量比值 (Q) 确定表见表 2.5-11。

表 2.5-11 项目危险物质数量与临界量比值 (Q) 确定表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	q/Q 值	Q 值 划分
1	博孜 108 井 单井集输管线	凝析油	--	0.31	2500	0.000124	$Q < 1$
		甲烷	74-82-8	1.68	10	0.168	
		乙烷	74-84-0	0.19	10	0.019	
		Q 值 Σ				0.187124	
2	博孜 112 井 单井集输管线	凝析油	--	0.08	2500	0.000032	$Q < 1$
		甲烷	74-82-8	0.44	10	0.044	
		乙烷	74-84-0	0.05	10	0.005	
		Q 值 Σ				0.049032	
3	大北 18JS 井 单井集输管线	凝析油	--	0.32	2500	0.000128	$Q < 1$
		甲烷	74-82-8	1.74	10	0.174	
		乙烷	74-84-0	0.20	10	0.02	
		Q 值 Σ				0.194128	
4	危险废物		/		/	/	/

由上表可知，本项目 Q 值划分为 $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，本项目危险物质数量与临界量比重 $Q < 1$ ，该项目环境风险潜势为 I，则项目工作等级均划分为简单分析，项目各环境要素大气、地表水及地下水评价工作等级均划分为简单分析。

(3) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，无须设置评价范围。

2.5.7 土壤环境影响评价工作等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域土壤盐分含量大于 2g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1)建设项目类别

根据导则附表 A.1，本项目建设内容属于“采矿业”中的“天然气开采项目”，属于 II 类项目。

(2)占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\text{hm}^2 \sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目永久占地 0.48hm^2 ，为小型项目。

(3)建设项目敏感程度

①污染影响型

污染影响型建设项目敏感程度见表 2.5-12。

表 2.5-12 污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度
博孜 108 井	井场周边 1km 范围内涉及耕地、村庄敏感点	敏感
博孜 112 井	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
大北 18JS 井	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感

②生态影响型

生态影响型建设项目敏感程度见表 2.5-13。

表 2.5-13 生态影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	土壤含盐量(g/kg)	pH	环境敏感程度
博孜 108 井	>4	7.81	敏感
博孜 112 井	>4	7.96	敏感
大北 18JS 井	>4	7.93	敏感

(4)评价工作等级判定

①根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境污染影响评价工作等级划分见表 2.5-14。

表 2.4-10

评价工作等级分级表

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

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.5-15。

表 2.5-15

土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
博孜 108 井	II	井场周边 1km 范围内涉及耕地、村庄敏感点	敏感	二
博孜 112 井	II	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感	三
大北 18JS 井	II	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感	三

②根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境生态影响评价工作等级划分见表 2.5-16。

表 2.4-12

评价工作等级分级表

敏感程度 \ 项目类别	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.5-17。

表 2.5-17

土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量(g/kg)	pH	环境敏感程度	评价等级
博孜 108 井	II	>4	7.81	敏感	二
博孜 112 井	II	>4	7.96	敏感	二
大北 18JS 井	II	>4	7.93	敏感	二

综上，本项目为 II 类中的小型项目，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)，本项目土壤环境影响评价生态影响型二级评价范围为占地范围外 2km，污染影响型二级评价范围为占地范围外 0.2km，综合评价范围为井场四周 200m 及管线两侧外扩 2km 范围。

2.6 环境功能区划

项目所在区域环境空气属《环境空气质量标准》（GB3095—2012）规定的二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095—2012）二类标准及修改单要求；地下水属《地下水质量标准》（GB/T14848—2017）规定的III类标准；声环境属《声环境质量标准》（GB3096—2008）规定的2类区，执行《声环境质量标准》（GB3096—2008）2类标准。

2.7 环境保护目标

项目评价区域内无重点保护文物及珍稀动植物资源。根据区域环境特征和工程污染特征，确定本项目的环境保护目标主要为评价区环境空气和声环境质量、生态环境质量、地下水环境质量、土壤环境质量等，具体见表2.7-1和2.7-2。

表2.7-1 环境保护目标

环境要素	保护目标			相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度	方位	距离（m）	
大气环境	科台克吐尔村			博孜 108 北侧	400	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准
地表水	木扎尔特河			博孜 108 井南侧	400	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值
声环境	井场站边界 200m 范围 管线 200m 范围					《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
土壤	井场四周 200m 及管线两侧外扩 2km 范围，水土流失重点治理区					《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值标准要求
环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，评价范围为自井场边界外延 500m 的区域，管线两侧 200m，范围内无敏感点。					加强风险防范，保证居民正常生产生活及生命财产安全不受到威胁
生态环境	塔里木流域水土流失重点治理区			占用		避让重要野生植物，减少植被破坏，保护野生动物
	农田			博孜 108 北侧 60m		

表2.7-2 地下水环境保护目标一览表

序号	敏感目标	供水人口数量	相对项目位置		井深（m）	取水层位	保护要求
			方位	距离（m）			

1#	评价区范围潜水含水层	/	/	/	/	第四系松散岩类孔隙潜水含水层	《地下水质量标准》（GB/T14848—2017）III类水标准
----	------------	---	---	---	---	----------------	----------------------------------

3 工程概况及工程分析

3.1 区块开发现状及回顾性分析

3.1.1 区块开发状况回顾

博大采油气管理区成立于 2019 年 2 月 1 日，博大采油气管理区气田包括神木区块、阿瓦区块和克拉苏气田的博孜区块、大北区块、克深 5 区块，地处拜城县境内，区域面积为 2200km²。博大采油气管理区克拉苏气田开发现状概况见表 3.1-1。

表3.1-1 博大采油气管理区克拉苏气田开发现状概况一览表

分区		开发情况
克拉苏气田	博孜区块	博孜区块动用干气地质储量 751.99×10 ⁸ m ³ ，凝析油地质储量 442.03×10 ⁴ t，建成天然气产能规模 17.66×10 ⁸ m ³ /a，平均单井日产气 26.75×10 ⁴ m ³ /d。
	大北区块	大北区块共投产 21 口井，开井 15 口，日产气 447.09×10 ⁴ m ³ /d，日产油 99t/d，累计生产天然气 69.17×10 ⁸ m ³ ，凝析油 9.73×10 ⁴ t。
	克深 5 区块	克深 5 区块共开井 5 口，日产气 204.5×10 ⁴ m ³ /d，累计生产天然气 7.53×10 ⁸ m ³ 。

目前博大区块集输系统见图 3.1-1。

图 3.1-1 博大区块集输系统框图

本次评价拟部署的 3 口（博孜 108 井、博孜 112 井、大北 18JS）采气井场，其中博孜 108 井、博孜 112 井为新井；大北 18JS 已经完成钻井，本次评价只评价集输及油气产能。

本次工程施工期产生的固废将运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理；本项目运营期采出物依托博孜天然气处理厂处理；产生的危险废物依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。因此将博孜天然气处理厂、克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、库车畅源生态环保科技有限责任公司作为依托工程进行分析。

3.1.2 环保手续

自开发以来，博大采油气管理区气田区域内与博孜区块相关的已先后实施了博孜1井试采地面工程、博孜区块试采工程、克拉苏气田博孜区初步开发项目等一系列项目。环保手续履行简况见表3.1-2。

表3.1-2 环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	审批单位	批复文号	验收情况
环评及验收情况				
1	博孜1井试采地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]829号	自主验收
2	博孜区块试采工程、博孜101集气站	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1703号	自主验收
3	克拉苏气田博孜区初步开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1085号	还未全部完成建设，正在进行部分分项工程的竣工环保验收
4	博孜1区块2021年产能建设项目（一期）	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2022]6号	自主验收
5	博孜3区块2021年产能建设项目（一期）	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]8号	自主验收
6	克拉苏气田博孜3区块开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]57号	自主验收
7	博孜12区块开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]145号	尚未验收
8	博大区块产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2023]154号	尚未验收
9	克拉苏气田博孜101-博孜105断块开发地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2023]178号	尚未验收
10	克拉苏气田博孜1-博孜24断块开发地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2023]177号	尚未验收
11	克拉苏气田博孜102-博孜106断块开发地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2023]198号	尚未验收
12	克拉苏气田博孜9区块开发方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2024]50号	尚未验收
环境风险应急预案				
塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案		博大采油气管理区编制完成《塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》并于2023年9月20日完成拜城县环境保护局备案工作(备案编号652926-2023-045-L)		

3.1.3 环境影响评价回顾

根据《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》（2021年4月6日备案，备案号：新环环评函[2021]304号）及本次现场踏勘情况，对克拉苏气田大气环境、水环境、声环境、固体废物及生态环境等情况进行回顾性评价，并对环保措施落实情况进行回顾。

（1）大气环境影响回顾评价

气田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于导热油炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为SO₂、NO_x及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及凝析油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

①各类加热炉

根据《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》，气田有组织废气监测结果见表3.1-3。

表3.1-3 有组织废气污染源监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m ³ /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
1	DB103 井 场加热炉	99-222	烟尘	1.6-2.1	《锅炉大气污染 物排放标准》 (GB13271-2014) 表2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	20	达标
2			SO ₂	<3		50	达标
3			NO _x	24-26		200	达标
4			林格曼黑度	<1		1	达标
5	DB208 井 场加热炉	204-255	烟尘	2.5-4.1		20	达标
6			SO ₂	<3		50	达标
7			NO _x	93-100		200	达标
8			林格曼黑度	<1		1	达标
9	DB2 井场 加热炉	114-145	烟尘	2.4-2.7		20	达标
10			SO ₂	<3		50	达标
11			NO _x	25-27		200	达标
12			林格曼黑度	<1		1	达标
13	DB102 井 场加热炉	112-214	烟尘	1.9-3.2		20	达标
14			SO ₂	<3		50	达标
15			NO _x	78-82		200	达标
16			林格曼黑度	<1		1	达标
17	DB204 井 场加热炉	105-192	烟尘	1.4-2.2		20	达标
18			SO ₂	<3		50	达标
19			NO _x	16-17		200	达标
20			林格曼黑度	<1		1	达标
21	DB101-1 井 场加热炉	174-220	烟尘	2.3-2.4		20	达标
22			SO ₂	<3		50	达标
23			NO _x	90-94		200	达标

序号	污染源	烟气量 (m³/h)	监测因子	浓度范围 (mg/m³)	执行标准	标准限值 (mg/m³)	达标 情况
24			林格曼黑度	<1		1	达标
25			烟尘	1.6-3.0		20	达标
26	DB201-1 井 场加热炉	139-150	SO ₂	<3		50	达标
27			NO _x	66-73		200	达标
28			林格曼黑度	<1		1	达标
29			烟尘	2.5-3.6		20	达标
30	大北 101-5 井场加热炉	155-178	SO ₂	<3		50	达标
31			NO _x	66-73		200	达标
32			林格曼黑度	<1		1	达标
33	凝析油规模 1#导热油炉	2869-4104	烟尘	1.6-2.7		20	达标
34			SO ₂	<3		50	达标
35	凝析油规模 1#导热油炉	2869-4104	NO _x	100-106	《锅炉大气污染 物排放标准》 (GB13271-2014)	200	达标
36			林格曼黑度	<1	表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	1	达标
37	大北天然气 处理厂 3# 导热油炉	3330-4671	烟尘	3.0-4.0		20	达标
38			SO ₂	<3		50	达标
39			NO _x	81-85		200	达标
40			林格曼黑度	<1		1	达标

由监测结果可知，监测期间各监测点加热炉或导热油炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，污染物可以实现达标排放。说明各加热炉有组织废气污染防治措施适用、有效。

②无组织废气

根据后评价报告中对大北天然气处理厂、大北 11 集气站、大北 101 集气站、博孜 1 集气站等监测点的监测结果可知，监测期间各监测点场界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中浓度限值 要求，无组织硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建项目二级标准要求。

(2) 水环境影响回顾评价

气田运营期产生的废水主要为气田采出水、含油污水及职工生活污水。

①气田采出水及含油污水的处理

将各个井场采出气液混输至大北天然气处理厂进行处理，分离出的采出水经生产废水处理装置处理达到回注标准后回灌至地层内；修井产生的含油废水拉运至博大。

根据后评价报告书，大北天然气处理厂生产废水处理装置废水监测结果见表 3.1-4。

表3.1-4

生产废水监测结果一览表

序号	监测因子	浓度	执行标准	标准限值	达标情况
1	pH	5.55	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	/	达标
2	悬浮固体含量	20mg/L		30	达标
3	含油量	3.72mg/L		50	达标
4	平均腐蚀率	0.014mm/a		0.076	达标
5	腐生菌	2.5 个/mL		10 ⁴	达标
6	硫酸盐还原菌	6 个/mL		25	达标
7	铁细菌	25 个/mL		10 ⁴	达标
8	溶解氧	0.01mg/L		0.1	达标

由监测结果可知，除粒径中值外，各因子满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求

②生活污水

利用已有博大作业区生活污水处理设施进行生活污水处理。生活污水经排水管网收集后首先排放至化粪池进行预处理，再进入生活污水调节池中，经地埋式污水处理设备处理后储存于净水池中，夏季用于绿化，冬季输至生活污水蒸发池蒸发。生活污水蒸发均采用近年来在塔里木油田广泛应用的环保型防渗材料。

根据后评价报告书，博大采油气管理区生活污水处理设施废水监测结果见表 3.1-5。

表3.1-5

生活废水监测结果一览表

序号	污染源	监测因子	浓度 (mg/L)	执行标准	标准限值 (mg/L)	达标情况
1	博大采油 气管理区 生活污水 处理设施	pH	7.22	《城镇污水处理厂污 物排放标准》 (GB18918- 2002)表 1 二级 标准	6~9	达标
2		COD	49.9		150	达标
3		氨氮	30.8		25	超标
4		动植物油	1.4		15	达标
5		TN	37.4		--	达标
6		TP	4.71		--	达标
7		BOD ₅	20.4		30	达标
8		SS	15		150	达标
9		阴离子表面活性剂	0.349		10	达标

由监测数据可知，博大采油气管理区生活污水处理装置生活污水出水不满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准，超标因子为氨氮。同时，新疆维吾尔自治区《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)于 2019 年 10 月 24 日发布，2019 年 11 月 15 日起施行，该标准适用于城镇建成区以外的 500m³/d(不含)以下规模的农村生活污水处理设施的水污染物排放，边远矿山、

远离城镇的公路、铁路服务区、收费站、变电站、管道和输变电路配套生活设施的 500m³/d(不含)以下规模的生活污水处理设施，经有审批权的生态环境部门批准后，按照该标准执行。该标准规定，荒漠生态恢复的灌溉执行《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表 2 中 C 级标准，即 COD 为 200mg/L、悬浮物为 100mg/L，未对氨氮指标做出限制要求。对比该标准限值要求，博大采油气管理区生活污水处理装置生活污水出水达标。

(3) 声环境影响回顾评价

气田开发过程中的噪声源主要是钻井噪声、集气站和大北天然气处理厂等构筑物施工机械噪声；运营期噪声源主要集中在大北天然气处理厂和集气站，噪声源为各类机泵(注水泵、混输泵、真空泵、热水泵、喂水泵、污水泵等)、加热炉、空压机、火炬等。

根据后评价报告书，气田噪声监测结果见表 3.1-6。

表3.1-6 噪声监测结果一览表

监测点位	时段	昼间				执行标准	标准限值	是否达标
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界			
大北天然气处理厂	昼间	48	42	52	47	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准	65	达标
	夜间	45	40	49	45		55	达标
大北 11 集气站	昼间	38	48	48	42		65	达标
	夜间	36	45	46	39		55	达标
大北 101 集气站	昼间	46	47	54	52		65	达标
	夜间	43	45	52	49		55	达标
博孜 1 集气站	昼间	49	48	54	51		65	达标
	夜间	46	46	52	48		55	达标
DB103 井	昼间	55	44	41	45		65	达标
	夜间	52	41	39	42		55	达标
DB208 井	昼间	48	50	55	50		65	达标
	夜间	45	48	53	48		55	达标

由监测结果可知，监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准要求，说明本工程已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

(4) 固体废物影响回顾评价

气田运营期产生的固体废物主要为含油污泥、清管废物、天然气净化过程中产生的含汞废物、一般工业固废及生活垃圾。含油污泥、清管废物、天然气净化过程中产生的含汞废物属于危险废物，交由具有相应资质的单位进行回收、

处置；运营期间作业区产生的一般工业固废及生活垃圾送至博大采油气管理区气田固废填埋场分类填埋处理。

（5）生态环境影响回顾评价

博大采油气管理区气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。气田基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。

3.1.4 区块环境管理现状

博大区块已建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有 QHSE 管理体系，博大采油气管理区目前制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

2016 年 11 月 10 日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：“落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。”根据管理区各独立生产单元和所处县市，管理区共计 6 个排污登记。2021 年 2 月取得排污登记 5 个，2023 年 4 月 20 日进行变更，登记名称及登记编号如下：塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区（大北采气作业区）9165280071554911XG101Z；塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区（博孜试采作业区-拜城）9165280071554911XG102X；塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区（博孜试采作业区温宿区块）9165280071554911XG103X；塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区（大宛齐采油作业区）9165280071554911XG104X；塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区（大北处理站）9165280071554911XG105X；2023 年 9 月 18 日新增排污登记 1 个，登记名称及登记编号如下：塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区（博孜天然气处理厂）9165280071554911XG113X。

根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，博大采油气管理区已建立完善的自行监测制度及排污口规范化管理制度。

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”整改措施

根据现场调查，博大区块目前正处在滚动开发期，除正在开发建设的井场、管线外，已建成工程，主要存在以下问题：

项目区部分井场内临时性占地的地表基本裸露，植被恢复慢，其原因主要为在施工过程中地表碾压严重，土壤紧实度增加，不利于持水及植物生长。井场外植被基本已经恢复，长势较好。

项目区已建的管线顶部自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。对于水分条件较好的区域，植被恢复较好。

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场地表均用水泥硬化处理，站外没有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水、降水，前期环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

在今后日常环保工作中，应加强滚动建设工程施工期环境监理，及时落实各项目环评、批复提出的生态环境保护措施。对已有环评手续工程尽快开展竣工环保验收工作。建议区域内已有环评手续工程，尽快开展竣工环保验收。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称、性质和建设单位

（1）项目名称：塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 18JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目。

（2）建设性质：滚动开发

（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。

3.2.1.2 建设地点

新疆阿克苏地区拜城县。

3.2.1.3 建设内容及规模

本项目建设内容及规模：新钻采气井 2 口（博孜 108 井、博孜 112 井），均为直井，部署采气井场 3 口（博孜 108 井、博孜 112 井、大北 18JS 井），项目新建 3 条集输管线，管线总长度为 6.2km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施，项目建成后，产气规模 $2.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油规模 $2.27 \times 10^4 \text{t/d}$ 。工程组成及主要建设内容详见表 3.2-1。

表3. 2-1 拟建工程主要建设内容一览表

项目	工程组成	具体内容	
主体工程	井场	博孜108井	采气树、缓蚀剂加注撬，PN22MPa 150kW电磁加热器1座，对原料气进行加热；计量依托博孜108井的轮换计量阀组和计量分离器进行计量。
		博孜112井	主要安装采气树、缓蚀剂加注撬、PN22MPa 150kW电磁加热器1座，对原料气进行加热；设置PN22MPa DN1000气液分离器1台，对油气水进行计量。
		大北18JS	要安装采气树、缓蚀剂加注撬、PN22MPa 150kW电磁加热器1座，对原料气进行加热；设置PN22MPa DN1000气液分离器1台，对油气水进行计量。
	钻井	新钻直井(博孜108、博孜112)2口，采用七开七完井身结构，配套建设钻井基础、应急池100m ³ 、岩屑池1000m ³ 、主放喷池100m ³ 、副放喷池100m ³ ；	
	管线	博孜108井单井集输管线	起点：博孜108井；止点：博孜1集气干线1号阀室；长度：2.7km，DN80，20MPa，材质：22Cr。
		博孜112井单井集输管线	起点：博孜 112 井；止点：大北 11-H2 计量站；长度：0.7km，DN80，20MPa，材质：22Cr。
		大北18JS井单井集输管线	起点：大北 18JS 井；止点：大北 11-H2 计量站；长度：2.8km，DN80，20MPa，材质：22Cr。
辅助工程	供电	博孜 112 井场和大北 18JS 井场各新建 1 座 50kVA 杆上式变压器，电源引自己建 35kV 博宛线，新建 35kV 电力线路径为 JL/G1A-120/20，总长度约 3.0km。 在各新建采气井场均设置 1 套 3kVA、后备时间 2h 的单机在线式 UPS。	
	供水	施工期用水由罐车拉运，运行期主要为设备外部清洁用水，由罐车从附近村镇拉运。	
	自控	本项目在各采气井场分别设置一套 RTU 控制系统，将采气井场过程生产数据传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络最终上传至油气物联网系统进行集中监控。	
	通信	各井场均为无人值守井场，气田内部传输采用光纤以太网传输，井场数据就近接入现有光缆，实现各井场 RTU 数据的远程集中监控。	
	道路	本项目依托油田内部已建道路，不新建道路。	
	防腐保温	1) 线路采气管道采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层的防腐保温层预制。 2) 井场埋地原料气管道管径与线路管道相同，采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层的防腐保温层预制，与线路管道一起预制。 3) 井场埋地放空管道采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。 4) 出入地面管道防腐层/防腐保温层宜采用原埋地管道防腐层/防腐保温层，外缠铝箔胶带作为耐候防护层。	

		5) 地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备 材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘： 洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。 焊接烟尘： 无组织排放。 施工机械和车辆尾气： 选择符合排放标准的施工机械，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。
		运营期	井场无组织废气： 本工程采用密闭集输工艺，少部分无组织气体场内逸散。
		闭井期	施工扬尘： 洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。
	废水	施工期	生活污水： 井场设环保厕所，定期消毒、清掏，生活污水暂存于生活污水池，定期拉运至拜城县给排水公司城区污水处理厂妥善处理。 管道试压废水： 用于场地洒水抑尘。
		运营期	运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水、井下作业废液。 采出水：采出水随凝析油一起送至博孜天然气处理厂处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注地层。 井下作业废液：井下作业废水采用专用废水回收罐收集，委托有资质单位处置。
		闭井期	无废水产生
	噪声	施工期	施工设备噪声： 采用低噪声设备、合理安排施工时间，采取围挡措施。
		运营期	设备噪声： 采用低噪声设备，加装基础减振，合理布置高噪声机械设备。
		闭井期	运输车辆噪声： 合理安排作业时间和运输路线。
	固废	施工期	剩余土方：用于管线施工作业带平整，不外运。 施工废料：首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处置。 生活垃圾：集中收集后定期运至拜城县市政环卫服务中心处理。 钻井泥浆岩屑：一开二开非磺化泥浆岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺设作业区内部井场、道路；三开磺化泥浆罐装拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；四开、五开、六开、七开油基泥浆，方罐进行收集，拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。
运营期		落地油、废防渗材料、清管废渣： 桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。	
退役期		废弃管线、建筑垃圾： 收集后拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处置。	
依托工程	博孜天然气处理厂		设计集气规模为 2000×10 ⁴ m ³ /d； 2 套 1000×10 ⁴ m ³ /d 脱水脱烃装置， 2 套 430t/d 烃液提馏装置， 2 套 1450t/d 的凝析油闪蒸装置； 2 套 80t/d 乙二醇再生装置； 4 座 2500m ³ 混烃储罐； 1 套 400m ³ /d 采出水处理系统，依托博孜天然气处理厂处理的采气井交替运行，当无开采价值之后即进行封井。
	克拉苏油田钻试修废弃物		克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处

	环保处理站	理规模 100m ³ /d，钻试修废水处理规模 300m ³ /d。占地面积约 99725m ² ，站址由西向东依次为 15000m ³ 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m ³ 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。克拉苏钻试修废弃物环保处理站剩余处理规模为 119.6m ³ /d（43654m ³ /a）。
	库车畅源生态环保科技有限责任公司	本项目产生的落地油、废防渗材料、清管废渣等危险废物委托至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，实际处理量为 35 万 t/a，富余处理量为 11 万 t/a；本工程运营期产生清管废渣 0.007t/a，废防渗材料 0.75t/a，依托是可行的。

3.2.1.4 工程投资

项目总投资 43810 万元，其中环保投资 1087 万元，约占总投资的 2.5%。

3.2.1.5 劳动组织及定员

博大区块运行管理由博大采油气管理区负责，根据数字化、自动化设计水平，油区井场计转站均实现无人值守，不新增定员。

3.2.1.6 工程进度

2024 年度实施建设，预计开工时间为 2024 年 6 月，2025 年 10 月投产试运行。

3.2.2 油气物性

3.2.2.1 天然气

项目所在区域天然气平均相对密度为 0.67，天然气甲烷平均含量 83.02%，乙烷平均含量 7.69%，丙烷平均含量 2.32%，氮气（N₂）平均含量 3.94%，CO₂ 含量 0.41%，不含 H₂S；干燥系数（C₁/C₁⁺）0.877。分析结果表明，气藏天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，为优质天然气。

3.2.2.2 凝析油

项目所在区域 20℃时地面凝析油密度 0.7936g/cm³~0.7953g/cm³，平均 0.7948g/cm³；50℃时动力粘度 1.0280mPa·s~1.0590mPa·s，平均 1.0440mPa·s；凝固点 4.0℃~6.0℃，平均含蜡 14%，胶质 0.13%，沥青质 0.07%，凝析油析蜡点 23℃，气油比 6628~9130m³/m³。总体上具有密度低、粘度低的特点。

3.2.2.3 地层水

项目所在区域现有地层采出水化验数据见表 3.2-2。

表3. 2-2 地层水物理性质

系	组	密度 (g/cm ³)	氯根 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
白垩系	巴什基奇克组	1.0355~1.1008	35100~80100	59700~130700	氯化钙

3.2.3 工程布局

本项目建设内容及规模：新钻采气井 2 口（博孜 108 井、博孜 112 井），均为直井，部署采气井场 3 口（博孜 108 井、博孜 112 井、大北 18JS 井），项目新建 3 条集输管线，管线总长度为 6.2km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施，项目建成后，产气规模 $2.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油规模 $2.27 \times 10^4 \text{t/d}$ 。

项目各井场及管线起终点坐标详见表 3.2-3。

表3. 2-3 项目各工程布局情况一览表

序号	名称		坐标	
			经度	纬度
1	井场	博孜 108 井		
2		博孜 112 井		
3		大北 18JS		
4	管线	博孜108井单井集输管线	起点	
			终点	
5		博孜112井单井集输管线	起点	
			终点	
6		大北18JS井单井集输管线	起点	
			终点	

注：采用 2000 国家大地坐标系，3°分带，中央子午线 81°。

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻井工程、井场工程和集输工程。

3.2.4.1 井场工程

本工程新建采气井场 3 座（博孜 108 井、博孜 112 井、大北 18JS 井）。全部为无人值守井场，定期巡检。井口采出液经节流、加热后去集输管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采气树自带)。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至天然气处理厂集中监控。典型井场平面布置图见图 3.3-4。

图 3.3-4 典型井场平面布置图

井场主要工程内容见表 3.2-4。

表3. 2-4 井场工程主要设备设施一览表

序号	井场	设备名称	规格	单位	数量
1	博孜 108 井	采气树	--	套	1
2		缓蚀剂加注橇	Class1500 5L/h	台	1
3		无人值守设备间	--	座	1
4		电磁加热器	PN22MPa 150kW		
4	博孜 112 井	采气树	--	套	1
6		缓蚀剂加注橇	16MPa 5L/h	台	1
7		无人值守设备间	--	座	1
		电磁加热器	PN22MPa 150kW		
		气液分离器	PN22MPa DN1000		
	大北 18JS 井	采气树	--	套	1
		缓蚀剂加注橇	16MPa 5L/h	台	1
		无人值守设备间	--	座	1
		电磁加热器	PN22MPa 150kW		
		气液分离器	PN22MPa DN1000		

3.2.4.2 管线工程

(1) 管线长度及规格

项目新建 3 条集输管线，管线总长度为 6.2km，管径均为 DN80~DN100，设计压力为 22MPa。集输管线将气井采出的油气就近输送至集气站，然后混输至博孜天然气处理厂。

本次项目新建 3 座井场，井场采用电磁加热炉撬。项管线具体工程见表 3.2-5。

表3. 2-5 管线工程主要设备设施一览表

序号	起点	终点	长度(km)	管径(mm)	压力(MPa)	材质	输送介质
1	博孜 108 井	博孜 1 集气干线 1 号阀室	2.7	DN80	22	22Cr	油气水混合物
2	博孜 112 井	大北 11-H2 计量站	0.7	DN80	22	22Cr	油气水混合物
3	大北 18JS 井	大北 11-H2 计量站	2.8	DN80	22	22Cr	油气水混合物

(2) 管道敷设

①敷设方式

管道采用沟埋敷设，管顶最小埋深为 1.6m，沟底宽度约 1m，地表开挖宽度为 2m。

当管道与其它地下管道交叉时，其垂直净距应大于 0.3m。当管道与电力、通信电缆交叉时，其垂直净距应不小于 0.5m，并原则上从其下方穿过。如无法满足以上要求时，可以采取有效保护措施。

②管道埋深及回填

管道均需埋设在冻土层以下，管道埋设深度应在最大冻土深度以下 100mm。管沟回填应先用细土回填至管顶以上 0.3m，再用土、砂或粒径小于 100mm 的碎石回填并压实。管沟回填土高度应高出地面 0.3m。

③施工作业带

管道施工作业带只临时性使用土地，施工完毕后应立即恢复地貌。

作业带宽度：项目单条集输管线（含燃料气同沟敷设）施工作业带宽度为 8m，多条集输管线同沟敷设施工作业带宽度为 10m。

④管网穿越工程

管道穿越沥青公路时，穿越段管道采用钢套管保护，套管应伸出路堤或路边沟坡脚外边缘不小于 2.0m。穿越省道、国道、高速公路的要求按照《关于规范公路桥梁与石油天然气管道交叉工程管理的通知》公交路发(2015)36 号规定执行。本项目管线穿越包含土路穿越、乡道、公路穿越、及沟渠穿越，穿越方式见表 3.2-6。

表3. 2-6 管线穿越方式统计表

穿越目标	施工方式	保护方式
土路、砂石路	大开挖	混凝土盖板
乡道、公路	顶管	混凝土套管

本次项目集输管线穿越砾石路 1 次，穿越长度合计为 7m。项目穿越具体情况见表 3.2-7。

表3. 2-7 管线沟渠、乡道等穿越情况统计表

序号	管线名称	穿越对象/类型	长度(m)	穿越次数	穿越方式
1	博孜 112 井采气管道	井场砂石路	10m/次	2	开挖+套管
2	大北 18JS 井采气管道	井场砂石路	10m/次	2	开挖+套管
3	博孜 108 井采气管道	井场砂石路	10m/次	1	开挖+套管
4	博孜 108 井采气管道	沥青路	10m/次	1	开挖+套管

3.2.4.3 钻井工程

本工程新钻 2 口采气井（博孜 108 井、博孜 112 井），主要开采白垩系气藏，采用七开七完井身结构，直井设计井深在 7673m。

（1）钻井工程建设内容

本工程新建 2 口采气井，钻井工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四个部分，单座井场钻井工程主要内容和工程量情况见表 3.2-8。

表3. 2-8 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场面积	/	m²	12600	新建，区域井场施工占地面积为90m×140m
2	钻井基础	--	套	1	新建
3	应急池	100m³	个	1	随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑。采用环保防渗膜+混凝土设施。
4	岩屑池	1000m³	个	1	暂存膨润土泥浆钻井岩屑。采用环保防渗膜+混凝土设施。
5	主放喷池	100m³	个	1	采用撬装装置。
6	副放喷池	100m³	个	1	采用撬装装置。
7	材料爬犁	带护栏	个	2	
8	生活污水池	300m³	个	1	采用撬装装置。
9	活动房	--	座	37	撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装和调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数，并对岩层孔隙度等进行测量			
完井		进行完井作业后，拆除井场设备，安装采气树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产油气量无工业开采价值，则进行水泥封井			
钻后工程					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复，做到料净、场地清等			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采气树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐（油罐）、放喷管线等			
测试放喷		项目放喷目的：为证实可能油气层的储性			

钻井工程井场布置主要包括钻井区、机房区、泥浆罐区、不落地系统、值班室等。典型钻井工程井场平面布置图见下图所示。

图 3.2.5 钻井工程典型井场平面布置图

（2）井身结构

采用七开完井身结构，见表 3.2-9。井身结构示意图见图 3.2-1。

表3. 2-9 井身结构

一开	Φ762mm 钻头钻至 200m 左右，下入 Φ609.6mm 套管，封固地表疏松地层；
二开	Φ558.8mm 钻头钻至库车组下部，下入 Φ473.08mm 套管，封固库车组上部低压易漏层；
三开	Φ431.8mm 钻头钻至第一套盐层顶部，下入 Φ374.65+Φ365.12mm 套管，封固盐上低压地层；
四开	Φ333.4mm 钻头钻至第一套盐层底部，下入 Φ273.05mm+Φ293.45mm 套管，封固第一套盐层；
五开	Φ241.3mm 钻头钻至第二套盐层顶部，下入 Φ219.08mm 套管，封固两套盐间低压地层；
六开	Φ190.5mm 钻头钻至第二套盐层底部，下入 Φ168.28mm 套管，封固第二套盐层；
七开	Φ135.5mm 钻头钻至目的层底部，下入 Φ114.3mm 套管，封固目的层，完钻后回接 Φ206.38+Φ196.85mm 套管至井口。

图 3.2-1 采气井井身结构示意图

（3）钻井液体系

本项目钻井液体系见表 3.2-10。

表3. 2-10 钻井液体系

一开	采用膨润土-聚合物体系。
二开	采用聚合物/KCl 聚合物体系，强造浆段可加 1%~5% KCl，控制固相含量。
三开	采用 KCl-聚磺体系，KCl 加量 7%~10%，增强抑制性，抗温性和抗污染能力；加足防塌剂（防塌剂加量 2%~4%）。
四开	采用油基体系。
五开	采用油基钻井液体系。
六开	采用油基体系。
七开	采用油基钻井液体系。
由于钻井液体系设计塔里木油田分公司商业机密、技术秘密，故本次不再对钻井液相关信息进行分析。	

（4）固井方案

本项目固井方案见表 3.2-11。

表3. 2-11 固井方案

一开	采用常规密度水泥浆、内插法固井一次上返封固，封固表层易垮塌井段，为下步钻进创造条件。
二开	采用单级固井，浆柱结构：前置液+常规密度双凝水泥浆。
三开	采用封隔式分级箍双级固井方式。 一级浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+（钻井液密度+0.05，≥1.88）双凝防窜水泥浆；

	二级浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+（钻井液密度+0.05， ≥ 1.88 ）单凝水泥浆。
四开	采用双级固井方式，采用“扩眼+小接箍”组合技术，保证固井质量。 一级浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+（钻井液密度+0.05）双凝防窜水泥浆； 二级浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+（钻井液密度+0.05）单凝水泥浆。
五开	采用尾管固井，评估地层承压能力，明确固井作业安全密度窗口。 尾管浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+常规密度双凝防窜水泥浆。
六开	采用尾管+回接固井，采用“扩眼+小接箍+控压”组合技术，配套窄密度窗口固井顶替技术，保障盐层固井质量。 尾管浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+（钻井液密度+0.05）双凝防窜水泥浆（尾浆封固裸眼段）。 回接浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+常规密度单凝水泥浆。
七开	采用尾管固井，评估地层承压能力，明确固井作业安全密度窗口。 尾管浆柱结构：（钻井液密度+0.02）前置液+常规密度双凝防窜水泥浆。

（5）完井方式

本次新钻井采用选用套管固井射孔完井筛管完井。

（6）钻井工程主要设备设施

钻井使用 ZJ90 型钻井，并根据气田运行钻机情况选用核实钻机。另外钻井作业过程中，需配套齐全的辅助设备、救生消防等防护装备。单座井场主要设备设施情况见表 3.2-12。

表3. 2-12 单座井场主要设备设施情况一览表

部件名称	数量	功能参数及技术要求
一、井架及底座		
井架	1 套	1、最大载荷 $\geq 6750\text{kN}$ ；2、有效高度 $\geq 48\text{m}$ ，前开口型。
底座	1 套	1、转盘梁最大载荷 $\geq 6750\text{kN}$ ；2、立根载荷 $\geq 3250\text{kN}$ ；
二、提升系统		
天车	1 台	最大钩载 $\geq 6750\text{kN}$
游车	1 台	
大钩	1 台	
水龙头	1 台	1、最大钩载 6750kN ；2、额定工作压力 $\geq 52\text{MPa}$
三、转盘		
转盘	1 台	1、规格 ZP375Z；2、通孔直径 $\Phi 37\ 1/2''(952.5\text{mm})$ ；3、最高转速 300r/min ；4、最大静载荷 7250kN 。
四、绞车		
绞车	1 台	1、名义钻探范围（6000~9000）m（ $\Phi 114\text{mm}$ 钻杆）；2、额定功率 $\geq 2237\text{kW}$ ；3、最大提升速度不低于 1.4m/s ；4、最大快绳拉力 $\geq 643\text{kN}$ 。
五、钻井液循环系统		
钻井泵及其驱动电机	3 台	1、最低配置要求：2 台 2200HP+1 台 1600HP；2、推荐配置要求：2 台 2200HP+1 台 3000HP；3、最大排出压力 $\geq 52\text{MPa}$ 。

部件名称	数量	功能参数及技术要求
钻井液管汇	1 套	1、额定工作压力 $\geq 70\text{MPa}$ ；2、双立管；3、正灌和反灌管线应有隔断闸门、互不干涉；4、配置抗震压力表，每根立管安装 1 个，位置要便于司钻观察。
振动筛	4 台	1、高频振动筛；2、清除粒度为 $74\mu\text{m}$ 以上的固相；3、处理量 $\geq 180\text{m}^3/\text{h}$ ，60 目筛网，钻井液 $1.85\text{g}/\text{cm}^3$ ；4、筛网目数：（60~200）目；5、振动形式：直线、平动或椭圆形。
清洁器	1 套	含除砂器、除泥器、除气器等。
离心机	2 台	
循环罐	1 套	1、有效容积 $\geq 600\text{m}^3$ ，不包含锥形罐；2、罐与罐之间采用开口明槽连接；3、将一个循环罐分隔为前后仓，其中一仓容积为（30~45） m^3 ，能够与钻井泵、加重泵连接，用以堵漏和配解卡剂。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整。
储备罐	1 套	1、有效容积 $\geq 240\text{m}^3$ ；2、配备独立循环加重系统。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整。

（7）钻井工程主要原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。各井场原材料消耗与井身结构有关，单座井场钻井原材料消耗情况见表 3.2-13。

表3. 2-13 单座施工井场钻井主要原辅材料消耗一览表

序号	材料名称	规格型号	单位	数量	备注
1	新鲜水	--	m^3	117.6/122.4	直井/大斜度井，由罐车拉运至井场，主要用于配置钻井液
2	水泥+硅粉	--	t	1141.67	固态原料
3	磺化酚醛树脂	--	t	38.78	磺化钻井液配制
4	磺化褐煤树脂	--	t	14.63	磺化钻井液配制
5	加重剂	--	t	12.21	主要成分为 CaCO_3 ，用于减轻钻井液对产层的损害
6	氯化钾	--	t	2.68	用于配制钻井液
7	酸溶性矿物纤维	--	t	19.27	用于配制钻井液
8	超细碳酸钙 I 型	--	t	1.25	用于配制钻井液
9	超细碳酸钙 II 型	--	t	1.25	用于配制钻井液
10	碱式碳酸锌	--	t	0.94	用于配制钻井液
11	烧碱	--	t	1.99	基础材料，用于调节钻井液 pH 值
12	防塌剂	K-PAM	t	17.72	聚丙烯酰胺钾盐，具有包被、防塌性能
13	降失水剂	LS-2	t	1.17	聚乙烯、聚丙烯塑料调节泥浆的流动性、抗压强度
14	增粘剂	CMC-HV	t	13.21	羧甲基纤维素钠，具有增粘、絮凝、改流型、降滤失等作用
15	润滑剂	FRH	t	0.68	极化性沥青+皂化沥青+固体润滑剂，防塌
16	柴油	--	m^3	28.7	柴油作为项目发电机的原料

3.2.4.4 设计产能

设计产能情况见表 3.2-14。

表 3.2-14 设计井产能情况

序号	井号	日产气 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	日产油 (t/d)	天然气产能 ($\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	原油产能 (10^4t/a)
1	博孜 108 井	25	24.5	0.825	0.81
2	博孜 112 井	25	24.5	0.825	0.81
3	大北 18JS 井	20	19.51	0.66	0.65
小计		70	68.1	2.31	2.27

3.2.5 公辅工程

项目辅助工程包括给排水、供热、供配电、自控、通信、道路、防腐保温等。

3.2.5.1 给排水

(1) 施工期

给水：本工程施工期用水主要包括钻井用水、管道试压用水和生活用水。

钻井用水、管道试压用水和生活用水均由罐车从附近村镇拉运至井场和施工营地。

排水：本工程施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和生活污水。

(2) 运营期

运营期无生产用水，人员内部调配，不新增生活用水。

项目运营期无生活废水产生；采出水随油气送博孜天然气处理厂处理，处理达标后回注地层，井下作业废水委托有资质单位处置。

3.2.5.2 供热

项目井场无人值守，施工期、运营期均无需人员供暖。井场采用电磁加热炉撬。

3.2.5.3 道路

依托现有道路。

3.2.5.4 自控

新建博孜 112 井、博孜 108 井、大北 18JS 井场均单独设置远程终端单元 RTU（由井下工程提供），本次新增的工艺参数信号接入远程终端单元 RTU，达到无人值守自动控制的水平。

新建井场设置的可燃气体探测器、声光报警器、手动报警按钮信号接入 RTU 设置独立的 I/O 卡件，对全站的可燃气体泄漏进行监视和报警。当装置发生可燃气体泄漏时，现场探测器报警触发报警，提醒操作人员进行相关复核并实施相关预案，对全站的可燃气体泄漏进行监视和报警。

3.2.4.5 通信

本工程新建 3 座采气井场通过工业以太网交换机就近接入现有工业以太网传输环网，环网的中心站设于博孜天然气处理站。根据数据传输流向，采气井场的自控生产数据传输并汇接至博孜天然气处理站自控系统主机。新建工艺站场（远端业务节点）设网管型模块化百兆接入层交换机 1 台，每个节点开通以太网数据业务。各节点配有 2 个 FE 业务接口，各站 SCADA 数据采用 2M 带宽上传，各站数据相互隔离。

3.2.5.6 供配电

施工期由网电供电，柴油发电机作为备用电源。

各采气井场均配套建设低压配电柜 1 座，为用电设备供电。

3.2.5.7 防腐保温

采气管道外壁采用保温、防护一体结构，保温层为聚氨酯泡沫，保温层厚度 40mm，防护层采用高密度聚乙烯，防护层厚度为 1.4mm，轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ，采用“一步法”成型工艺。单管预制合格后两端加防水帽。管道补口保温层材料同管体，外防护层采用补口套。

站内地面保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

站内地面不保温管道外壁：二道环氧富锌底漆（ $60\mu\text{m}$ ）—二道环氧云铁中间漆（ $100\mu\text{m}$ ）—二道交联氟碳面漆（ $80\mu\text{m}$ ），防腐层干膜厚度 $\geq 240\mu\text{m}$ 。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 博孜天然气处理厂

(1) 基本情况

博孜天然气处理厂位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县，博孜 1 评价区块内，设计处理能力为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要收集处理博孜区块和临近的大北 14 区块天然气。博孜天然气处理厂主要建设 1 套集气装置，设计集气规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建 2 套 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 脱水脱烃装置，新建 2 套 430t/d 烃液提馏装置，新建 2 套 1450t/d 的凝析油闪蒸装置；新建 2 套 80t/d 乙二醇再生装置；新建 4 座 2500m^3 混烃储罐；新建 1 套 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水处理系统，同时配套建设集输管道和博孜生活区等辅助工程。2022 年 4 月 2 日，新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局出具《关于博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2022〕146）号（附件 12）。

2. 工艺流程

(1) 天然气处理

天然气处理分为集气、脱水脱烃、烃液提馏、凝析油闪蒸、闪蒸气增压、乙二醇再生及产品外输等工序。

1) 集气

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

① 分离

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

通过进站管线的持液量计算，本工程在集气装置内设置 2 具 100m^3 的段塞流捕集器以满足单条进站管道清管工况下的气、液分离要求；在集气装置设置一级闪蒸分离器，液相停留时间为 3~5min，满足气、液分离要求。集气装置主要工艺设备设有收球筒、段塞流捕集器和一级闪蒸分离器。

② 多气源进站工艺

博孜天然气处理厂共设置 4 条进站集气管道，分别设置收球筒。各集气干线来气进入集气汇管，然后进入段塞流捕集器。对各进站气源进行压力控制，保证各条集气干线进站压力和进站流量。同时在集气汇管预留后期进入区块接入口。

2) 脱水脱烃

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

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

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

3) 烃液提馏

来自 J-T 阀脱水脱烃装置的低温醇烃液（-20℃、8.1MPa）经过节流至-36℃、2.7MPa，加热后进入醇烃液一级换热器，与闪蒸气增压装置来的闪蒸气换热至-24℃，然后进入醇烃液二级换热器，与闪蒸塔塔底来混烃换热至 10℃后进入醇烃液三相分离器。

醇烃液三相分离器分离出的闪蒸气进入闪蒸气增压装置，分离出的乙二醇富液进入乙二醇再生装置，分离出的烃液进入闪蒸塔顶部，闪蒸塔是仅有提馏

段的半塔，通过塔底温度以实现对塔底混烃产品饱和蒸气压的控制。闪蒸塔顶部气进入闪蒸气增压装置，闪蒸塔底部的混烃进入醇烃液二级换热器换热至 40℃后进入混烃储罐（操作压力 1.0MPa，操作温度 40℃）。

4) 凝析油闪蒸

自集气装置来的未稳定凝析油（20℃，2.5MPa）进入凝析油换热器，与三级闪蒸分离器分离出的热流换热后进入二级闪蒸分离器，分离后的未稳定凝析油（37℃，1.1MPa）经过凝析油加热器加热至 80℃后进入三级闪蒸分离器。三级闪蒸分离器分离出来的气进入闪蒸气增压装置，分离出来的混烃产品与一级闪蒸分离器出口冷液换热至 40℃后进入 4 座 2500m³ 混烃储罐储存（球罐，压力 1.0MPa，操作温度 40℃）。

5) 闪蒸气增压装置

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

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

6) 乙二醇再生

为再生和循环利用乙二醇，需建设乙二醇再生装置将脱水脱烃装置分离出来的乙二醇富液进行提浓再生。为保证外输商品天然气的烃露点、水露点合格，乙二醇需连续不断注入且浓度保持在约 80%。本工程建设 2 套乙二醇再生及注醇装置（处理能力相同，单套装置处理量为 80t/d）。

从烃液提馏装置分离出来的醇烃液（10℃，0.5MPa）进入乙二醇再生装置。先经醇烃液加热器与乙二醇贫液（80℃，0.28MPa）换热至温度 45℃后进入乙二醇富液三相分离器，从乙二醇富液三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的少量未稳定凝析油相进入闭式排放罐。从乙二醇富液三相分离器分离出的乙二醇富液经依次进入乙二醇富液机械预过滤

器、乙二醇富液活性炭过滤器和乙二醇富液机械后过滤器，以除去富液中可能存在的杂质及降解产物。过滤后的乙二醇富液进入贫富液换热器换热至 101℃ 后从顶部进入乙二醇再生塔。塔顶出来的蒸气（105℃，0.02MPa）经再生塔顶空冷器冷却到 40℃ 后进入再生塔顶回流罐，从再生塔顶回流罐出来的蒸汽冷凝水经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分至采出水处理装置处理。再生塔半贫液（约 129℃）进入再生塔底重沸器换热后成气液两相（约 137℃）返回到塔的下部。从再生塔底出来的贫液（约 137℃）经乙二醇贫液泵增压后进入乙二醇贫富液换热器换热到 80℃，经贫液换热器冷却至 46℃ 后，进入乙二醇贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经乙二醇贫液注入泵分别注入脱水脱烃装置各注入点。

7) 产品外输

①天然气

从脱水脱烃装置分离出的天然气进入输气首站，在输气首站设置交接计量、清管装置，计量后经外输管线输往轮南轻烃厂进行进一步处理。

②混烃

混烃储罐输出的混烃经过混烃给油泵、混烃外输增压泵增压后进入输油首站，在输油首站设置交接计量、清管装置，混烃经计量后通过外输管线输往牙哈处理站进行进一步处理。

图 3.2.14 天然气处理总体工艺线路图

(2) 采出水处理

根据《克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程》内容可知，《博孜天然气处理厂建设工程》中只考虑了采出水的水量，采出水处理能力为 400m³/d，不能满足博孜 1 区块气田水、采出水量的处理，需对博孜处理厂采出水处理装置进行扩建，考虑气田排水与采出水的水质不同，对气田水进行分质处理。在博孜处理厂新建气田排水水处理装置 1 套，气田排水处理装置规模为 1450m³/d；同时对采出水处理装置进行扩建，采出水处理装置规模为 1350m³/d。

①采出水处理工艺

气田来水→混凝沉降罐→缓冲罐→油水分离器→气浮装置→过滤吸附装置

→滤后水罐-外输水泵。

气田采出水自分离器余压至混凝沉降罐沉降后自流入缓冲罐，经一级提升泵提升至混合反应装置，反应后进入破乳反应罐进行破乳反应，然后再投加药剂进行絮凝反应；药剂经充分反应后余压进入高效油水泥分离器进行分离，有效将油、水、泥进行分离，污油排至卧式收油罐；污泥自底部泥斗排至污泥收集罐，污水进入下级单元处理，降低清罐工作量；出水利用高度差自流进入喷射气浮装置，利用喷射气浮装置的多级反应达到高效的分离效果，深度去除油及悬浮物；出水经增压至组合吸附过滤装置，组合吸附过滤装置能达到中、深度去除悬浮物的目的；最后进入滤后水罐，处理后采出水由污水外输泵输送至回注井场。

采出水工艺流程见图 3.2.15。

图 3.2.15 扩建采出水处理工艺流程图

②气田排水处理工艺

博孜处理站拟新建处理规模 1450m³/d 的气田排水处理系统，采用“混凝沉降+二级过滤”的处理工艺。经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8μm，油含量≤30mg/L），处理后的采出水用于地层回注。

博孜 1 区块新建排水干线来水(T=40℃，P≥0.15MPa，含油≤300mg/L，悬浮物≤300mg/L)进入 2 座 800m³ 混凝沉降罐进行水量、水质调节，来水经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮物，出水（含油≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L）经污水提升泵提升至两级过滤器（新建）处理悬浮物，出水（含油≤30mg/L，悬浮物≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8μm）进入已建滤后注水罐用于注水外输。利用拟建加药撬对来水进行加药，调储罐前端设置缓蚀阻垢剂投加点，调节原水水质；混凝沉降罐和压力除油装置需要定期收油排泥，污油收至拟建污油回收罐。

气田排水工艺流程见图 3.2.16。

图 3.2.16 新建气田排水处理工艺流程图

（3）依托可行性分析

①处理规模依托可行性

根据总体布局规划，博孜天然气处理厂主要接收处理博孜区块和大北 14 区块（气质与博孜区块相近）的天然气，预测以上区块合计天然气年最大处理量为 60.02×10⁸m³/a，凝析油年最大处理量 61.58×10⁴t/a。

本工程位于博孜区块范围内，采气量和凝析油产生量已包含在预测规模内，因此本工程依托博孜天然气处理厂可行。

待博孜处理厂扩建设计规模 $1350\text{m}^3/\text{d}$ 的采出水处理装置和 $1450\text{m}^3/\text{d}$ 的气田排水处理装置后，能够满足整体采出水的处理需求。

②投产时序依托可行性分析

根据环境影响报告书可知，博孜天然气处理厂预计 2023 年 3 月投产，本工程预计 2024 年 8 月开始正式施工，因此本工程依托可行。

3.2.6.3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，中心地理坐标为是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复（阿地环函字[2019]260 号），并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见（阿地环函字[2019]834 号）。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。占地面积约 99725m^2 ，站址由西向东依次为 15000m^3 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、 200m^3 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

处理工艺

（1）磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配制成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒(油)三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率小于 5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物(磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂)和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机

物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场；分离后的废水进入水处理系统。

3.2.6.4 库车畅源环保科技有限公司

本工程运营期产生的油泥（砂）、废压裂液、废酸化液、废洗井液、废防渗材料等危险废物依托库车畅源环保科技有限公司处理。

（1）基本情况

本工程运营期产生的油泥砂、清管废渣，属于危险废物（HW08），依托库车畅源环保科技有限公司处置，该厂址位于库车市经济技术开发区内（简称开发区），中心坐标为北纬。经营许可证号：6529230024。经营代码：071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-218-08、900-221-08、900-249-08（限于其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油）。

库车畅源环保科技有限公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。《库车畅源环保科技有限公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函〔2019〕26 号）（见附件），危险废物经营许可证见附件。

HW08 类危险废弃物处理工艺采用化学水洗工艺、回转窑焚烧工艺处理固态含油污泥，采用低温热解析工艺处理水洗工艺装置回收的燃料油。整体工艺流程为 HW08 类危险废弃物的接收、暂存，而后根据含油污泥的含油率不同确定采取不同的处理措施：

①含油率大于 5%的含油污泥进化学水洗工艺装置处理；水洗工艺装置回收含水率大于 5%的污油进低温热解析工艺装置处理。

②含油率小于 5%含油污泥、化学水洗工艺装置处理后污泥和磺化体系废弃物进回转窑焚烧工艺装置处理；

工程总体工艺流程见图 3.2-2。

图 3.2-2 固废处理工艺流程图

(2) 依托可行性

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）目前 HW08 类危险废弃物目前设计处理规模为 46 万 t/a，实际处理量为 35 万 t/a，富余处理量为 11 万 t/a；本工程运营期产生油泥（砂）161.7t/a，压裂液 395.85m³/a，酸化液 123.45m³/a，洗井液 38.39t/a，废防渗材料 0.75t/a，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）是可行的。

3.3 工程分析

3.3.1 影响因素及污染源构成

本工程气田建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

施工建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井工程、地面工程建设、油气集输等施工作业内容，基本属于施工建设期和生产运营期的建设活动。项目建设期污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井工程	钻前工程：扬尘、尾气、噪声、弃方； 钻井工程：岩屑、废泥浆、废水	间断性污染源
地面建设	施工扬尘	间断性污染源
	临时占地	生态影响
	噪声	间断性污染源
采气和集输	采气废水	持续性影响环境的污染源
	烃类气体	持续性影响环境的污染源

	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

环境影响因素主要来源于采气、集输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

本项目运营期污染物排放流程见图 3.3-1。

图 3.3-1 运营期污染物排放流程图

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.3.2.1 生态影响因素

本工程新建采气井井场 3 座，新建各类集输管线 6.2km。

生态影响主要体现在钻井、井场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场和道路占地。地面工程施工作业包括井场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本项目总占地面积 8.74hm²，其中永久性占地面积为 0.48hm²，临时占地面积 8.26hm²，工程占地类型主要为其他草地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)		备注	占地类型
		永久占地	临时占地		
1	井场	0.48	3.3	单井临时占地 90×140m，单井永久占地 40×40m，临时占地已扣除永久占地范围	博孜 108 井、博孜 112 井，大北 18JS 井，井场为其他草地
3	各类集输管线	0	4.96	集输管线 6.2km 作业带宽度	其他草地

				8.0m	
	小计	0.48	8.26		
	合计	8.74			

*项目初设数据

3.3.2.2 施工期污染源分析

钻井阶段排放的主要污染物为：燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

本工程新钻井 2 口，均为采气井，且均为直井，平均单井进尺 7673m。

(1) 废气

①钻井废气

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为 NO₂、CO 和烃类等。

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

本工程按采气井 2 口计算，采气井平均单井钻井周期为 377d，合计 754d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 1508t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.722g，NO₂：32.792g，THC：3.385g。计算可知本工程钻井期间共向大气中排放 CO：16.169t，NO₂：49.45t，THC：5.105t。

根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg，钻井期间 SO₂ 排放量为 0.03t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②扬尘

1) 车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位: kg/辆·km

$\begin{matrix} P \\ \text{车速} \end{matrix}$	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

2) 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要,一些建材需露天堆放,一些施工点表层土壤需开挖、堆放,在气候干燥又有风的情况下,较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关,减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

(2) 废水

钻井过程中产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和生活污水。废水产生量随钻井周期、钻井深度和难度而异。

① 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗,还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物,其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关,主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高,多在 8.5-9.0 之间;悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间,COD 多在 3000~4000mg/L 之间,石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程新钻 2 口采气井,均为直井,平均单井进尺 7673m;根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表,2 口直井为普通气井(≥4km 进尺)产污系数 52.64t/100m 进行估算,本工程采气井钻井总进尺为 15346m,则钻井废水产生量为 8078t。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理,分离后的液相回用于钻井液配制,不外排。

② 压裂返排液

根据工程开发方案,本工程 2 口气井均进行压裂,根据塔里木油田分公司

多年施工经验，单井产生压裂返排液量约 50~60m³/口（本工程按 60m³/口计），则压裂返排液产生量为 120m³，压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

③管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 6.2km，试压废水为 15.5m³，试压废水可用作场地降尘用水。

④生活污水

本工程单井钻井施工人数约 60 人、地面工程 40 人，采气井钻井平均单井施工天数约为 377d，2 口井钻井总施工天数 754 天；地面工程平均单井施工天数为 40d，3 座井场地面工程总施工天数 120 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则钻井施工期生活用水量为 1810m³，地面工程施工期生活用水量为 192m³，施工期生活用水量共计 2002m³。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 1602m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等；类比其他气田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD₅ 为 170mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD：0.561t；BOD：0.272t；氨氮：0.0096t；SS：0.038t。

井场生活污水进入污水罐，定期拉运至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。

（3）噪声污染源

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-4。

表 3.3-4 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强 (dB(A))
钻机	105
泥浆泵	100
柴油发电机	105
推土机	90
混凝土翻斗车	90
挖掘机	92

混凝土搅拌机	95
运输车辆	75
井下作业	105

(4) 固体废物

本工程施工过程产生的固体废弃物主要包括泥浆、钻井岩屑、含油废物、施工废料以及施工人员生活垃圾。

① 钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（m³）

D—井眼的平均直径（m）

h—井深（m）

本工程直井采气井单井钻井进尺为 7673m，钻井泥浆产生量见表 3.3-5。

表 3.3-5 本工程直井采气单井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~200	762	132.80	膨润土—聚合物
二开	200~3002	558.8	523.48	聚合物-KCl
三开	3002~6021	431.8	409.94	KCl-聚磺
四开	6021~6151	333.4	90.34	油基
五开	6151~6551	241.3	103.52	油基
六开	6551~7333	190.5	119.35	油基
七开	7333~7673	135.5	94.71	油基
合计			1474.14	

根据以上计算可知，本工程新钻 2 口井共产生钻井泥浆 2948.28m³。

其中一开、二开一般聚合物水基泥浆 1312.56m³，三开磺化泥浆为 819.88m³，四开、五开、六开、七开油基泥浆为 815.84m³。

② 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入泥浆不落地系统。本工程钻井岩屑可用下式计算：

$$W = 1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑排放量，m³

D——井的直径，m

h——井深，m

本工程直井采气井单井钻井进尺为 7673m，产生的岩屑量见表 3.3-6。

表 3.3-6 本工程直井采气单井钻井岩屑产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	岩屑量 m ³	钻井液体系
一开	0~200	762	91.21	膨润土—聚合物
二开	200~3002	558.8	687.18	聚合物-KCl
三开	3002~6021	431.8	442.10	KCl-聚磺
四开	6021~6151	333.4	11.35	油基
五开	6151~6551	241.3	18.29	油基
六开	6551~7333	190.5	22.29	油基
七开	7333~7673	135.5	4.90	油基
合计			1277.32	

根据以上计算可知，新钻 2 口井排放的岩屑总量为 2554.64m³。

其中一开、二开一般聚合物水基岩屑 1556.78m³，三开磺化岩屑为 884.2m³，四开、五开、六开、七开油基岩屑为 113.66m³。

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。油基泥浆岩屑方罐进行收集后，拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程拟建各类管线总长度为 6.2km，则施工废料产生量约为 1.24t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场。

④机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.5t/口，本工程新钻井 2 口，废润滑油量产生量为 1t，根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》，含油废弃物属于 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，可委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处置。

⑤施工队生活垃圾

根据开发方案，本工程单井钻井施工人数约 60 人、地面工程 40 人，采气井平均单井钻井施工天数约为 377d，钻井工程施工天数共 754d，地面工程施工天数共 120d。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，整个钻井和施工过程生活垃圾共计 25.02t，生活垃圾集中收集后运至拜城县市政环卫服务中心处置。

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废水污染源

废水主要是采出水、井下作业废水和生活污水。

(1) 采出水

根据开发方案，本项目 3 口井年产气 $2.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，目前没有得到试采数据，因此参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油与天然气开采行业中天然气工业废水产排污系数（0.77 吨/万立方米-产品），计算出最大采出水量为 $48.7 \text{m}^3/\text{d}$ （ $17787 \text{m}^3/\text{a}$ ）。

采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.783t、80.04t、1.24t、0.0027t。

本项目采出水依托博孜天然气处理厂污水处理系统处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求回注地层，不外排。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括气井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据

《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120 石油和天然气开采业专业及辅助性活动行业系数手册”（详见表 3.3-7）计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-7 井下作业废水产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	34679	回收回注	0
				石油类	克/井	6122	回收回注	0

结合项目实际特点，井区内气井为高压高产气井，参照非低渗透油井系数，采用表非低渗透油井洗井作业产污系数计算本工程运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.3-8。

表 3.3-8 本项目 3 口井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)
工业废水量	76.0t/井	228
化学需氧量	104525g/井	0.314
石油类	17645g/井	0.053

井下作业废水收集后委托有资质单位处理。

(3) 井下作业废液

本工程运营期井下作业为压裂作业和修井作业，此过程会产生一定量的压裂返排液和洗井废液。在根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数核算详见表 3.3-9。

表 3.3-9 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	263.9 立方米/井	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	气井酸化压裂	废酸化液（酸化返排液）	82.3 立方米/井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井	无害化处理/处置/利用	0

每 2 年进行 1 次井下作业，经计算本工程气井废压裂液产生量为 395.85m³/a，废酸化液 123.45m³/a，废洗井液产生量 38.39t/a。

井下作业采用带罐作业，废液集中收集后委托有资质单位处理。

(4) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

3.3.3.2 废气污染源

本项目主要工程为钻井工程、井场部署及集输管线工程。井场加热采用电磁加热器，因此本项目主要污染源为井场无组织废气。

(1) 井场无组织废气

设备与管线组件密封点泄露非甲烷总烃源强，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对源强进行核算。实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-10。

表 3.3-10 本工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	单座场站年总排放量 (t/a)	年总排放量 (t/a)
1	井场无组织废气 (3 座)	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0520 (3 座)	8760	0.1139	0.3417

源强核算过程：

在油气集输环节产生的挥发性有机物(VOCs)主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。本工程运营过程中井场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：E_{设备}——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{VOCs, i}$ ——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{TOC, i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

详见表 3.3-11。

表 3.3-11 设备与管线组件 $e_{TOC, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC, i}$ /(kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目井场和计转站阀组涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-12 所示。

表 3.3-12 本工程井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
1	单座采气	阀	35	0.036	0.0038	8760	0.0333
2	井场	法兰	70	0.044	0.0092	8760	0.0806
合计					0.0130		0.1139

经过核算，本工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0130kg/h (0.1139t/a)，3座井场共计新增非甲烷总烃量0.3417t/a，因此本工程无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为0.3417t/a。

3.3.3.3 固体废物污染源

①落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.3t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100% 回收，回收后的落地原油委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

②废防渗材料

工程运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 3 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 1.5t，油井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 0.75t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③清管废渣

工程运营期管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目新建管线共计 6.2km，每次废渣量约 7.13kg，由此计算可知废渣量约 7.13kg/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），清管废渣危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 251-001-08 清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物，本项目产生的清管废渣由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。

④生活垃圾

本工程运营期不新增工作人员，无新增生活垃圾。

本工程运营期固体废物产排污统计表详见表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	落地原油	HW08	071-001-08	0.3	石油开采产生的油泥和油脚	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	处理厂回收
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
3	清管废渣	HW08	071-001-08	0.007	清管作业	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装收集后，委托库车畅源生态环保科技

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
											有限责任公司接收处置。

3.3.3.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、计转站机泵等，噪声级为 60~105dB（A），见表 3.3-15。

表 3.3-15 噪声源设备

噪声源名称		声功率级〔dB（A）〕	排放规律	噪声特性
采气井场	井下作业	80~105	间歇	机械
	加热撬	70~85	连续	机械
	采气树	60~70	连续	机械

3.3.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-16。

表 3.3-16 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
	无组织排放	烃类	0.3417t/a	0.3417t/a	大气
废水	采出水	采出水量	17787t/a	0	采出水进入博孜天然气水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求回注地层
		SS	0.783t/a	0	
		COD	80.04t/a	0	
		石油类	1.24t/a	0	
		挥发酚	0.0027t/a	0	
	井下作业废水	废水量	152t/a	0	委托有资质单位处置
		COD	0.208t/a	0	
		石油类	0.036t/a	0	
	酸化液	石油类	123.45m³/a		委托有资质单位处理
	废洗井液	石油类	38.39t/a		
	废压裂液	石油类	395.8m³/a		
固体废物	油泥（砂）	石油类	161.7t/a	0	委托库车畅源环保科技有限公司进行处理
	清管废渣	石油类	0.0046t/a	0	
	废防渗材料	石油类	0.75t/a	0	
	落地原油	石油类	0.3t/a	0	本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至博孜天然气处理厂处理系统进行处理。

3.3.3.6 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”核算，见表 3.3-17。

表 3.3-17 运营期主要污染物排放变化情况表 单位：t/a

项目	单	现有工程	本工程	总体工程
----	---	------	-----	------

类别	位	产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老”消减量	排放量	增减量
一、废气								
SO ₂	t/a	0.253	0	0		0	0	
NO _x	t/a	10.091	0	0		0	0	
颗粒物	t/a	0.164	0	0		0	0	
烃类	t/a	1.036	1.036	0.3417	0.3417	0	1.3777	0.3417
H ₂ S	t/a	0.0007	0.0007	0		0	0.0007	
二、废水								
采出水	万 t/a	17.07	0	17787		0	0	17787
洗井废水	m ³ /a	988	0	152		0	0	152
三、固废								
油泥(砂)	t/a	4856.73	0	0		0	0	0

3.3.4 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.3.5 非正常工况

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，凝析油、天然气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。本项目非正常排放见表 3.3-18。

表3.3-18 本项目非正常排放情况一览表

污染源	污染物	非正常排放原因	非正常排放浓度 ug/m ³	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/min	年发生频次/次	应对措施
放喷口	石油类、非甲烷总烃	井口压力过高	--	0.1	10	1 次	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，交由库车畅源环保科技有限公司处理。
			--	0.001			

本项目若发生非正常工况污染物排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。本项目集输管线刺漏时，凝析油从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。

刺漏除修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

3.4 清洁生产水平分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

②优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）井场部署清洁生产工艺

在井场加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

（3）节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③采气区采用自动化管理，提高了管理水平。

（4）建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②在采气过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

(5) 清洁生产

①评价指标

根据《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》，不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-1。

表3.4-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核	
							实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 天然气	30	天然气： ≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用 率		%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利 用率		%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	50	0
		COD		mg/L	5	乙类区： ≤150	150	5
		落地凝析油回收率		%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	≥60	7.5
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水达标排放率		%	7.5	≥80	达标	7.5
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	清洁生产审核
								得分
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地凝析油产生措施	20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		/	/
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5

定量指标				
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

②评价指标体系计算

定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

B.定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

C.综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：P=0.6P₁+0.4P₂

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P₁—定量评价指标考核总分值；

P₂—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-2。

表3. 4-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P<90

由表 3.4-14 计算得出：工程进行清洁生产审核前分数：定量指标得分 85 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 91 分，与表 3.4-16 中相比较，属于清洁生产先进企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

（6）清洁生产建议

①建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

②做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

③需进一步提高清洁生产审核的参与度。

④对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

⑤加强放空天然气回收研究工作。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此在今后的生产过程中，企业还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到自身管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.5 总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs，

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 总量指标

采出水经博孜天然气处理厂处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本次评价采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.3417t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：

废气：VOCS:0.3417t/a

3.6 选址、选线合理性分析

本工程新建采气井场 3 口，建成天然气产能规模 $2.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，凝析油产能规模为 $2.27 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建集气管线 6.2km；以及电力、消防、结构、通信、暖通、自控、防腐、热工等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

（1）采气井场选址分析

本工程井场占地土地类型主要为其他草地、内陆滩涂，不涉及永久占用基本农田。建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。占用草地须向地方林草主管部门办理相关手续。严格按照有关规定办理建设用地审批手续，经批准占用，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行复垦补偿。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本工程从选址分析，整体上具有唯一性。

（2）管线选线合理性分析

本工程新建集气管线 6.2km，集输管线线路走向顺直，地形起伏小，且避开了基本农田、植被茂密地段，不存在环境制约地域和因素，选线基本合理。

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

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。四周群山环抱，为带状盆地。西北高东南低，自然坡降较大，地形复杂，北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟。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，行政区面积 15554km²。

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，交通便利，公共通讯信号覆盖本区，博孜天然气处理厂已投运，依托条件比较完善。

项目地理位置图见图 4.1-1。

4.1.2 区域地质条件

4.1.2.1 地形地貌

拜城县为典型的凹陷盆地地貌，周围环山，中部为平原，总的地势由北向南逐渐降低。拜城盆地呈西北向东南展布，长达 150km，南北宽达 30km，盆地中心位于拜城-托克逊一带。拜城盆地周围的山间还嵌有多个盆地、洼地，称为盆中之盆。

拜城县山地面积约占全县总面积的 86.2%，拜城盆地由木扎尔特河、喀普斯浪河、克孜尔河、台勒维丘克河等北部诸水系所形成的洪积、冲积平原所组成，约占全县总面积的 13.8%。

项目位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带上，拜城盆地北缘，山前冲积扇，海拔约 1421m。

4.1.2.2 地质构造

工程所在区域位于塔里木地台库车山前拗陷北部边缘，项目区以北为南天山地槽褶皱带，以南为秋立塔克弧型构造带。距穿越断面较近的(约15km)、规模较大的断裂为阿德儿断裂，该断裂位于穿越断面以北，为逆断层，走向近东西向，断层北倾，倾角 $57^{\circ}\sim 62^{\circ}$ ，断裂西端有酸性岩侵入，在其北部又有张性分支断裂，被断裂切割的灰岩有泉出露。工程所在区域覆盖层由第四系全新统松散堆积物构成，厚度大于 16.0m，局部地段分布有人工填土。现由新至老叙述：

(1) 第四系全新统冲积卵石层(Q4ml)：杂色，含漂石，结构松散~密实，呈次圆、次棱角状，分选较好，粒径变化大，岩性不均匀，分布在河床和右岸表层。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、闪长岩、花岗岩等。漂石约占 20%，粒径一般 30cm~40cm 之间，个别大于 90cm；卵石约占 65%，粒径一般 4cm~9cm，个别 18cm；砾石约占 15%。骨架间充填中砂，含少量粘性土。本层厚 2.0m~3.8m，层面高程 1341.90m~1343.42m。

(2) 第四系全新统冲洪积卵石层(Q4al+pl)：杂色，含漂石，稍密~很密，磨圆度较好，岩性不均匀。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、石英岩、长石石英砂岩等。漂石约占 10%，粒径一般 25cm~35cm，个别大于 50cm；卵石约占 70%，粒径一般 3cm~12cm，个别 15cm；砾石约占 20%。骨架间充填砾砂、粗砂，含粘性土和少量粘土团块。层面高程 1338.41m~1349.80m。

4.1.3 区域水文地质

4.1.3.1 地表水

拜城县境内河流有 11 条，其中主要河流 5 条。自西向东有木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河和克孜尔河。木扎提河由北南流经察尔齐大桥后东折流入拜城盆地，在米吉克、康其、温巴什 3 乡交汇处与喀普斯河、台勒维丘克河两河相汇，至托克逊乡。地表水总的分布规律是：西部多，东部少。5 条河的年径流总量为 $27.92\times 10^8\text{m}^3$ ，集水面积为 $9545\times 10^8\text{m}^2$ 。全县引水量 $14.536\times 10^8\text{m}^3$ ，为总流量的 52.2%。

4.1.3.2 水文地质

①北部山区

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系-新近系，其富水性在南北近山前要小于平原的中部。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93~14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m，部分地区为透水不含水区。

②中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布苏朗河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即座落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布苏朗河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在米吉克乡以北的喀布苏朗河冲洪积扇中部，地下水富水性优良。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两

乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m。

③东部克孜尔河下游冲洪积平原区

属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜尔的东部古近系-新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。

4.1.4 气候特征

拜城县地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长，与工程相关的灾害性气象因素有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨等，主要气象要素如表4.1-1。

表4. 1-1 拜城县主要气象要素表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	8	极端最高	41.2℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	9	极端最低	-28.7℃
3	年平均风速	1.7m/s	10	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	11	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	12	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	13	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	14	年均大风日数	30d

4.1.5 土壤

气田区土壤类型自南向北分别为灌淤土、棕漠土、石质土、棕钙土和栗钙土。规划范围的山前丘陵区主要是石质土，山前冲洪积倾斜平原主要是棕漠土，冲积平原区主要是灌淤土。土壤中有机质含量较低，地表植被稀疏。棕漠土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧实层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。棕钙土的形成是以草原土壤腐殖质积累作用和钙积作用为主，并有荒漠成土过程的一些特点，发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层。

评价区域土壤类型主要为棕钙土、石质土和棕漠土。

土壤类型见图4.1-2。

4.2 环境敏感区调查

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

4.2.1 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。

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目与拟定生态保护红线的最近距离为15km。距本项目最近的生态红线为水源涵养生态保护红线区，本项目不在该红线保护范围内。

本项目与新疆维吾尔自治区生态保护红线的位置关系详见图4.2-1。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新水水保〔2019〕4号》，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，属于塔里木河流域重点治理区范围内。

所在区域水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙治沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城

镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

本项目类型属于天然气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复和管沟回填，并采取了完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持造成影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

本项目地处阿克苏地区拜城县，根据2022年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表4.3-1。

表4.3-1 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2022年					
SO ₂	年平均	6μg/m ³	60μg/m ³	10	达标
NO ₂	年平均	24μg/m ³	40μg/m ³	60	达标
PM ₁₀	年平均	94μg/m ³	70μg/m ³	134.29	超标
PM _{2.5}	年平均	41μg/m ³	35μg/m ³	117.14	超标
CO	24小时平均第95百分位数	2000μg/m ³	4000μg/m ³	50	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	133μg/m ³	160μg/m ³	83.125	达标
2021年					
SO ₂	年平均	6μg/m ³	60μg/m ³	10	达标
NO ₂	年平均	29μg/m ³	40μg/m ³	72.5	达标
PM ₁₀	年平均	87μg/m ³	70μg/m ³	124.3	超标
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	35μg/m ³	100	达标

CO	24小时平均第95百分位数	1700 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	4000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	42.5	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	124 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	77.5	达标
2020年					
SO ₂	年平均	7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	11.7	达标
NO ₂	年平均	28 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	70.0	达标
PM ₁₀	年平均	95$\mu\text{g}/\text{m}^3$	70$\mu\text{g}/\text{m}^3$	135.7	超标
PM _{2.5}	年平均	39$\mu\text{g}/\text{m}^3$	35$\mu\text{g}/\text{m}^3$	111.4	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1500 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	4000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	37.5	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	122 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	76.3	达标
2019年					
SO ₂	年平均	7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	12	达标
NO ₂	年平均	31 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	78	达标
PM ₁₀	年平均	101$\mu\text{g}/\text{m}^3$	70$\mu\text{g}/\text{m}^3$	144	超标
PM _{2.5}	年平均	39$\mu\text{g}/\text{m}^3$	35$\mu\text{g}/\text{m}^3$	111	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1900 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	4000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	47.5	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	130 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	81.3	达标
2018年					
SO ₂	年平均	8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	10	达标
NO ₂	年平均	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60	达标
PM ₁₀	年平均	137$\mu\text{g}/\text{m}^3$	70$\mu\text{g}/\text{m}^3$	195.7	超标
PM _{2.5}	年平均	53$\mu\text{g}/\text{m}^3$	35$\mu\text{g}/\text{m}^3$	151.4	超标
CO	24小时平均第95百分位数	2200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	4000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	55	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	139 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	86.9	达标

根据上表结果，近5年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为PM₁₀、PM_{2.5}，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

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。本工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

(1) 监测因子

非甲烷总烃。

(2) 监测布点

本次环评在项目所在区域下风向设置1个监测点，监测点位置及监测因子见表4.3-2和图4.3-1。

表4.3-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		与项目工程 相对方位	距离 (m)	监测因子
		经度	纬度			
G1	科台克吐尔村西北 3km			西北	3000	非甲烷总烃

(3) 监测时段及频次

监测时段：非甲烷总烃监测时间为2024年4月20日至2024年4月26日，连续监测7天。

监测频次：非甲烷总烃监测1小时平均浓度，每日监测4次，监测时间分别为北京时间02：00、8：00、14：00及20：00时，每次采样时间不少于45min。

监测期间同时对地面风向、风速、气温、气压等常规气象因素进行观测。

(4) 监测分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》（大气部分）进行，监测分析方法按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中表2和《空气和废气监测分析方法（第四版）》有关规定进行。

分析方法、依据及检出下限见表4.3-3。

表4.3-3 大气污染物分析方法表

序号	检测项目	分析方法	检出限（mg/m ³ ）
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）	0.07

(5) 其他污染物现状监测结果

根据监测结果及相关评价标准，其他污染物现状监测及评价结果见表4.3-4。

表4.3-4 其他污染物现状监测及评价结果一览表

监测点 名称	监测因子	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度 范围 (mg/m^3)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
科台克吐尔 村西北 3km	非甲烷总烃						

注：<检出限表示未检出。

由监测结果可知，各监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准

详解》中相关标准。

4.3.2 地表水环境现状监测与评价

本次地表水环境现状委托新疆齐新环境服务有限公司进行检测。

(1) 监测点位

项目在木扎尔特河设 1 个监测点，监测点位置见表 4.3-5。

表4.3-5 地表水环境监测点位表

序号	监测点	监测点坐标		监测日期
		经度	纬度	
1	木扎尔特河			2024.04.26

(2) 监测项目

水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD_{Cr}、BOD₅、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群。共 24 项。

(3) 监测时间及频率

采样时间为 2024 年 4 月 26 日，监测 1 天，每个点采样 1 次。

(4) 监测分析方法

按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法执行，无规定方法的项目参照《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）执行。

(5) 评价标准

根据《中国新疆水环境功能区划》，木扎尔特河规划主导功能为饮用水源，功能区类型为饮用水源保护区，水质目标为Ⅱ类；其现状使用功能为饮用、农业灌溉，现状水质类别为Ⅱ类。地表水环境质量现状评价按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准进行评价。

(6) 评价方法

采用水质指数法，计算公式为：

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{is}$$

式中：S_{ij}—评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

C_i—评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{is}—评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

pH 值评价采用如下模式：

当实测 pH 值 ≤ 7.0 时, $S_{\text{PHi}}=(7.0-\text{pH}_i)/(7.0-\text{pH}_{\text{min}})$

当实测 pH 值 > 7.0 时, $S_{\text{PHi}}=(\text{pH}_i-7.0)/(\text{pH}_{\text{max}}-7.0)$

式中: S_{PHi} —监测点 pH 值的污染指数;

pH_i —监测点 pH 值的实测值;

pH_{min} —pH 值的环境质量标准值下限;

pH_{max} —pH 值的环境质量标准值上限。

溶解氧 (DO) 的标准指数评价采用如下模式:

$S_{\text{DO}, j}=\text{DO}_s/\text{DO}_j \quad \text{DO}_j \leq \text{DO}_f$

$S_{\text{DO}, j}=|\text{DO}_f-\text{DO}_j|/(\text{DO}_j-\text{DO}_s) \quad \text{DO}_j > \text{DO}_f$

式中: $S_{\text{DO}, j}$ —溶解氧的标准指数, 大于 1 表明该水质因子超标;

DO_j —溶解氧在 j 点的实测统计代表值, mg/L;

DO_s —溶解氧的水质评价标准限值, mg/L;

DO_f —饱和溶解氧浓度, mg/L, 对于河流, $\text{DO}_f=468/(31.6+T)$,

对于盐度比较高的水库及入海河口、近岸海域, $\text{DO}_f=(491-2.65S)/(33.5+T)$;

S—实用盐度符号, 量纲一;

T—水温, $^{\circ}\text{C}$ 。

(7) 监测结果及评价结果

木扎尔特河水质监测结果及评价结果见表 4.3-6。

表4. 3-6 木扎尔特河水质监测结果及评价结果

序号	监测项目	单位	木扎尔特河 1#		标准值 (mg/L)
			监测值	水质指数	
1	pH	无量纲			6-9 (无量纲)
2	氨氮	mg/L			0.5
3	阴离子表面活性剂	mg/L			0.2
4	总磷	mg/L			0.1
5	总氮	mg/L			0.5
6	高锰酸盐指数	mg/L			4
7	氟化物	mg/L			≤ 1.0
8	(总) 氰化物	mg/L			≤ 0.05
9	硫化物	mg/L			≤ 0.1
10	挥发酚	mg/L			≤ 0.02
11	化学需氧量	mg/L			15

12	五日生化需氧	mg/L			3
13	粪大肠菌群	MPN/L			2000（个/L）
14	镉	μg/L			≤0.005
15	铜	mg/L			≤1.0
16	铅	μg/L			≤0.01
17	锌	mg/L			≤1.0
18	汞	μg/L			≤0.00005
19	水温	℃			-
20	溶解氧	mg/L			≥6
21	砷	μg/L			≤0.05
22	硒	μg/L			≤0.01
23	六价铬	mg/L			≤0.05
24	石油类	mg/L			≤0.05

根据监测结果可知，木扎尔特河监测项目满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。

4.3.3 地下水环境现状监测与评价

4.3.3.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法。

4.3.3.2 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中对现状监测点的布设点位和监测频率的要求，本次评价共布设 5 个地下水水质点，取样时间为 2024 年 4 月 26 日，地下水水质监测点位布设见表 4.3-7。

表4. 3-7 本工程地下水监测点情况统计表

监测点位置	纬度/N	经度/E	与项目位置关系	监测对象
项目区			项目区内	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌数、细菌总数、耗氧量，以及石油类、硫化物
项目区上游西北方向			上游西北	
项目区西南方向			西南方向	
项目区东北方向			东北方向	
项目区下游东南方向			东南方向	

4.3.3.3 监测频率

均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.3.3.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD_{Cr}、BOD₅、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群共 24 项。

(2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ T164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。

4.3.3.5 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

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：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \quad pH \leq 7 \text{ 时};$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \quad pH > 7 \text{ 时};$$

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。

4.3.3.6 监测及评价结果

地下水水质现状监测数据及标准指数见表 4.3-7。根据数据分析可知，各监测点的各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

地下水水化学类型分析

5 个地下水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.3-9。

表 4. 3-8

地下水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准 限值	项目区内		项目区上游西北		项目区西南		项目区东北		项目区下游东南	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH	无量纲	6.5~8.5										
2	溶解性总固体	mg/L	1000										
3	总硬度	mg/L	450										
4	氨氮	mg/L	0.5										
5	六价铬	mg/L	0.05										
6	亚硝酸盐氮	mg/L	1										
7	耗氧量	mg/L	3										
8	挥发酚	mg/L	0.002										
9	硝酸盐氮	mg/L	20										
10	总氰化物	mg/L	0.05										
11	硫酸盐	mg/L	250										
12	总大肠菌群	MPN/100mL	3										
13	菌落总数	CFU/mL	100										
14	铁	mg/L	0.3										
15	锰	mg/L	0.1										
16	钠	mg/L	200										
17	氟化物	mg/L	1										
18	氯化物	mg/L	250										
19	硫化物	mg/L	0.02										
20	石油类	mg/L	0.05										
21	铅	μg/L											

序号	监测项目	单位	标准 限值	项目区内		项目区上游西北		项目区西南		项目区东北		项目区下游东南	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
22	汞	μg/L											
23	砷	μg/L											
24	镉	mg/L											
25	钡	mg/L											

表 4. 3-9

地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		项目区内			项目区上游西北			项目区西南			项目区东北			项目区下游东南		
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳 离 子	钾															
	钠															
	钙															
	镁															
	合计															
阴 离 子	碳酸氢根															
	氯离子															
	硫酸根															
	碳酸根															
	合计															
水化学类型																

4.3.3.7 包气带污染现状调查

(1) 监测点位

本次评价于 2024 年 4 月进行一期包气带现状监测，共布设 2 个包气带监测点，监测点位见表 4.3-10。

表 4.3-10 包气带现状监测布点情况表

序号	位置	坐标	监测深度
B1	博孜 112 井占地范围内		0-0.2m
B2	DB18JS 井占地范围内		

(2) 监测因子

石油类。

(3) 监测方法

本次采取包气带污染源调查采用水振荡法，提取水溶液进行监测。

(4) 监测结果

本次评价对包气带污染源调查结果可知，各点位各监测因子均未检出，说明本区现有工程包气带未受到影响。

表 4.3-11 包气带土壤监测结果

监测点位置		博孜 112 井占地范围内	DB18JS 井占地范围内
监测因子	单位	监测值	监测值
石油类	mg/kg		

4.3.4 环境噪声现状监测与评价

4.3.4.1 监测点布设

根据项目特点，共设 2 个声环境监测点。监测点设置情况见表 4.3-12。

表 4.3-12 声环境现状监测点布点一览表

序号	监测点	井场或集气站坐标(°)	
		经度	纬度
Z1	博孜 108 井		
Z2	DB18JS 井		

4.3.4.2 监测时间、监测项目

监测时间 2024 年 4 月 27 日至 4 月 28 日，监测项目为等效连续 A 声级。

（3）监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA6228+型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.3.3.3 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

4.3.3.4 评价标准

拟建井场执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准（昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A））。

4.3.3.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.3.3.6 监测及评价结果

噪声监测结果见表 4.3-13。

表 4.3-13 噪声现状监测结果 单位：dB（A）

监测时间	监测点位	昼间		
		监测结果	标准限值	是否达标
2024 年 4 月 27 日-4 月 28 日	博孜 108 井		60	达标
	DB18JS 井		60	达标
	博孜 108 井		50	达标
	DB18JS 井		50	达标

由表 4.3-13 可知，项目各井场监测点监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

4.3.4 土壤环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区永久占地范围内的土壤类型以棕钙土、棕漠土、石质土。

4.3.4.2 土壤理化性质

工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性

质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为 DB18JS 井、博孜 112 井、博孜 108 井北侧农田内表层土。

分析结果如表 4.3-14 所示。

表 4.3-14 土壤理化特性调查表

采样点位		DB18JS 井	博孜 112 井	博孜 108 井北侧农田
采样深度/层次		表层 (0-0.2m)	表层 (0-0.2m)	表层 (0-0.2m)
现场记录	颜色			
	土壤结构			
	土壤质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
实验室测定	pH 值 (无量纲)			
	阳离子交换量 cmol+/kg			
	氧化还原电位 (MV)			
	饱和导水率 cm/s			
	土壤容重 g/cm ³			
	孔隙度%			
	含水率%			

4.3.4.3 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ 964-2018) 规定。项目属于污染类二级评价、生态类二级评价，因此评价工作等级为二级。委托新疆齐新环境服务有限公司进行监测。

(1) 监测点位

项目根据区域土壤类型、工程布置及生态影响型、污染影响型，在占地范围内和占地范围外，设置柱状样点、表层样点见表 4.3-15。

表 4.3-15 土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		与厂界 相对方位	距离 (m)	功能区	取样 方法	监测因子
		经度	纬度					
TN1	博孜 108 井			--	--	建设 用地	柱 状 样	石油烃 (C ₆ -C ₉)、 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
TN2	博孜 112 井			--	--	建设 用地		石油烃 (C ₆ -C ₉)、 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
TN3	DB18JS 井			--	--	建设 用地		石油烃 (C ₆ -C ₉)、 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
TN4	DB18JS 井			--	--	建设 用地	表层样	45 项基本因子+石 油烃 (C ₆ -C ₉)、石 油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)

TW1	DB18JS 井场外			--	--	农用地	表层样	8 项基本因子+pH 值、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
TW2	博孜 108 井北侧农田			--	--	农用地	表层样	8 项基本因子+pH 值、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
TW3	博孜 112 井外			--	--	农用地	表层样	8 项基本因子+pH 值、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
TW4	博孜 108 井进站管线西侧			--	--	农用地	表层样	8 项基本因子+pH 值、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）

（3）监测项目

①井场范围内

建设用地监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本项目，即砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共计 45 项。

特征因子：石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）。

②井场范围外

农用地监测《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）表 1 中 8 项基本项目，即镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：pH 值、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）。

（3）采样时间、采样方法

采样时间：2024 年 4 月 21 日-4 月 25 日。

采样方法：参照相应国标或《环境监测分析方法》、《土壤元素的近代分析方法》、《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每

个表层样在 0~20cm 取 1 个土样；每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。分析方法及检出限见表 4.3-16。

表 4. 3-16 土壤监测项目分析及检出限

序号	检测项目	分析及来源	检出限 (mg/kg)
1	pH	《土壤 pH 测定 电位法》(HJ962-2018)	--
2	砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法》第 2 部分：土壤中总砷的测定 (GB/T 22105.2-2008)	0.01
3	六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	0.5
4	镉	《土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法》(HJ803-2016)	0.7
5	铜		0.5
6	铅		2.0
7	铬		2.0
8	镍		2.0
9	锌		7.0
10	汞	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法》第 1 部分：土壤中总汞的测定 (GB/T 22105.1-2008)	0.002
11	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	0.0013
12	氯仿		0.0011
13	氯甲烷		0.0010
14	1,1-二氯乙烷		0.0012
15	1,2-二氯乙烷		0.0013
16	1,1-二氯乙烯		0.0010
17	顺-1,2-二氯乙烯		0.0013
18	反-1,2-二氯乙烯		0.0014
19	二氯甲烷		0.0015
20	1,2-二氯丙烷		0.0011
21	1,1,1,2-四氯乙烷		0.0012
22	1,1,2,2-四氯乙烷		0.0012
23	四氯乙烯		0.0014
24	1,1,1-三氯乙烷		0.0013
25	1,1,2-三氯乙烷		0.0012
26	三氯乙烯		0.0012
27	1,2,3-三氯丙烷		0.0012
28	氯乙烯		0.0010
29	苯		0.0019
30	氯苯		0.0012
31	1,2-二氯苯		0.0015
32	1,4-二氯苯		0.0015
33	乙苯		0.0012
34	苯乙烯		0.0011
35	甲苯		0.0013
36	间/对二甲苯		0.0012

37	邻二甲苯			0.0012
38	硝基苯		《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ834-2017）	0.09
39	苯胺	4-氯苯胺		0.09
		2-硝基苯胺		0.08
		3-硝基苯胺		0.1
		4-硝基苯胺		0.1
40	2-氯酚			0.06
41	苯并[a]蒽			0.1
42	苯并[a]芘			0.1
43	苯并[b]荧蒽			0.2
44	苯并[k]荧蒽			0.1
45	蒽			0.1
46	二苯并[a,h]蒽			0.1
47	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1	
48	萘		0.09	
49	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		《土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	6.0
50	阳离子交换量		《森林土壤 阳离子交换量的测定》LY/T1243-1999	--

（4）评价方法

土壤质量评价采用单因子污染指数法，计算公式为：

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

式中：P_i—监测点某因子的污染指数；

C_i—监测点某因子的实测浓度，mg/L；

C_{is}—某因子的环境质量标准值，mg/L。

（6）监测结果与评价

本次土壤现状监测结果及评价结果见表 4.3-17~4.3-19。

表 4.3-17 土壤监测结果表

检测项目	单位	TN1						标准值
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3.0cm		
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg							
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg							
		TN2						
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg							
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg							
		TN3						
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg							
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg							

注：<表示未检出

表 4. 3-18

土壤监测结果表

监测项目	单位	TN4		标准值
		0~0.2m		
		监测值	Pi	
pH	无量纲			--
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg			4500
石油烃（C ₆ -C ₉ ）*	mg/kg			
盐分含量	g/kg			
砷	mg/kg			60
铅	mg/kg			800
汞	mg/kg			38
镉	mg/kg			65
铜	mg/kg			18000
镍	mg/kg			900
六价铬	mg/kg			5.7
四氯化碳	μg/kg			2800
氯仿	μg/kg			900
氯甲烷	μg/kg			37000
1,1-二氯乙烷	μg/kg			9000
1,2-二氯乙烷	μg/kg			5000
1,1-二氯乙烯	μg/kg			66000
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg			596000
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg			54000
二氯甲烷	μg/kg			616000
1,2-二氯丙烷	μg/kg			5000
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg			10000
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg			6800
四氯乙烯	μg/kg			53000
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg			840000
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg			2800
三氯乙烯	μg/kg			2800
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg			500
氯乙烯	μg/kg			430
苯	μg/kg			4000
氯苯	μg/kg			270000
1,2-二氯苯	μg/kg			560000
1,4-二氯苯	μg/kg			20000
乙苯	μg/kg			28000
苯乙烯	μg/kg			1290000
甲苯	μg/kg			1200000
间,对-二甲苯	μg/kg			570000
邻-二甲苯	μg/kg			640000
硝基苯	mg/kg			76

苯胺	mg/kg			260
2-氯酚	mg/kg			2256
苯并[a]蒽	mg/kg			15
苯并[a]芘	mg/kg			1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg			15
苯并[k]荧蒽	mg/kg			151
蒽	mg/kg			1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg			1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg			15
萘	mg/kg			70

表 4.3-19 土壤监测结果表

监测项目	单位	TW1		TW2		TW3		TW4		标准值
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
pH	无量纲									--
盐分含量	g/kg									--
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg									4500
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg									--
砷	mg/kg									25
铅	mg/kg									170
汞	mg/kg									3.4
镉	mg/kg									0.6
铜	mg/kg									100
镍	mg/kg									190
铬	mg/kg									250
锌	μg/kg									300

由表 4.3-17~表 4.3-19 可知，项目所在区域建设用地土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求，石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求；项目所在区域农田土壤监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，区域土壤环境质量良好。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

4.3.5.1 生态功能区划

本工程位于阿克苏地区拜城县境内。根据现场调查和资料搜集，项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，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和拜城盆地绿洲农业生态功能区。本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-20，生态功能区划见图 4.3-2。

表 4.3-11 项目所在区域生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区	Ⅲ ₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	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	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感	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
		44. 拜城盆地绿洲农业生态功能区	农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游	水土流失、局部土壤盐渍化	土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化轻度敏感	保护基本农田、保护文物古（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑

项目类型属于天然气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是采气管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区。施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本项目不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的天然气集输项目，项目的实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

4.3.5.2 生态单元划分

本工程主要包括 3 座单井井场，3 条集输管线，管线总长度为 6.2km。

根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.3-12。

表 4.3-12 生态环境现状调查

序号	生态单元	区域建设内容	土地利用类型	植被类型
1	博孜 108 井（管线）	新钻井	内陆滩涂、管线经过农田区之间	以人工植被群系为主，植被主要为小麦
2	博孜 112 井（管线）	新钻井	主要为裸土地及采矿用地	植被稀疏，盖度低，以灌丛为主，盖度 5%~10%
3	大北 18JS 井（管线）	探井转采	主要为裸土地及采矿用地	植被稀疏，盖度低，以灌丛为主，盖度 5%~10%

4.3.5.3 生态系统结构和特征

(1) 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统包括荒漠生态系统、农田生态系统。荒漠生态系统主要分布于博孜 112 井、大北 18JS 井、周边区域，农田生态系统主要分布于博孜 108 井周边区域。

(2) 生态系统特征

①荒漠生态系统

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季(非植物生长季)。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流(风沙)，威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

②农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中、低产土壤；受到干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植小麦等作物，亩产量约 500kg。总体看，区内农田生态质量环境处于中低水平。

4.3.5.3 土地利用现状

拜城县辖区土地总面积为 1589098.52hm²，根据拜城县第二次土地调查结果，全县有农用地 826263.04hm²，建设用地 12424.51hm²，其他土地 750410.97hm²。拜城县垦殖率为 5.23%%，建设用地率为 0.78%，土地资源开发利用程度不高。拜城县地处渭干河干流上游区，境内有三大平原，耕作土壤的肥力偏低，土壤盐渍化较严重，后备耕地资源不足，但土地开发和农村居民点整理潜力较大。拜城县其他土地中的自然保留地为 719572.15hm²，占土地总面积的 45.30%，但是大部分为山地和河流水面，土地开发利用潜力较小。拜城县基本农田保护区面积为 63837.4hm²，其中基本农田面积为 5504.59hm²，主要分布在察尔其乡、米吉克乡、托克逊乡、吐尔乡、温巴什乡和老虎台乡。

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。

生态现状调查范围内土地利用类型为水浇地、其他草地、裸土地及采矿用地。博孜 108 井生态现状调查范围内主要为水浇地及内陆滩涂，博孜 112 井、大北 18JS 井生态现状调查范围内主要为其他草地、裸土地及采矿用地。

土地利用现状图见附图 4.3-3。

4.3.5.5 植被现状调查与评价

本项目所在区域为荒漠生态系统，主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观。博孜 108 井北侧 60m 有农田分布，但本工程井场、管线均不占用农田。

（1）植物资源调查与评价

项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。按中国植被区划，项目所在区域属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。

评价区低山丘陵和山前冲洪积扇的区域分布着典型的盐柴类荒漠，基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等。区域植物有 30 种，分属 9 科，详见表 4.3-13。

表 4.3-13

区域主要植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Crosporum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>
	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria songaria</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Squibbora alpecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri Kom</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 <i>Elagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E. mongolica</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小蓟	<i>Cirsium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium secalinud</i>
	猪毛菜	<i>Salsola collina Pall</i>
	戈壁针茅	<i>Stipa tianschanica Roshev</i>

根据《国家重点保护野生植物名录》、《新疆国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区内无保护植物。

（2）评价区植物种类

项目区位于天山南麓、拜城盆地西北部，为冲洪积扇区，根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括合头草、猪毛菜、琵琶柴、膜果麻黄、假木贼等，自然植被以灌丛为主，植被类型具体见图 4.3-4。

（3）植被利用现状

工程区的荒漠植被均为砂砾质温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木和半灌木组成，主要是琵琶柴、麻黄、假木贼、猪毛菜等。据调查，该区域草场均为

冬季草场。草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，即以草地草群的品质之优劣确定草地的质况--“等”，以草群地上部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况--“级”，用此来反映草地资源的经济价值。

按统一规定从目前实际出发，在确定草群品质的优劣时主要以组成草群植物的适口性特点为依据，通过野外的实地观察，向实际从事多年牧业生产的牧民群众访问了解和多年研究工作经验的积累，进行综合评价。按其适口性优劣划分为优、良、中、低、劣五类不同适口性级别的牧草。再以优、良、中、低、劣这五类不同品质牧草在各草群中所占的重量百分比比例划分出不同“等”草地。各“等”草地划分的具体标准如下：

- 一等草地：优等牧草占60%以上；
- 二等草地：良等牧草占60%以上，优等及中等占40%；
- 三等草地：良等牧草占60%以上，良等及低等占40%；
- 四等草地：低等牧草占60%以上，中等及劣等占40%；
- 五等草地：劣等牧草占60%以上。

以草地草群生产量多少衡量草地状况是草地经济价值的另一重要体现。草群生产量的高低，不仅体现了草地生产力的载畜潜力的大小，而且也反映出了组成草地草群中各优、良、中、低、劣牧草的参与量及产量的比例构成。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》规定，以年内草地产量最高月份的测定值代表草地草群的自然生产力水平，并规定按单位面积产量高低确定和划分出不同的草地级，划分各级的标准如下：

- 第1级草地 每公顷产鲜草 12000kg以上；
- 第2级草地 每公顷产鲜草 12000~9000kg；
- 第3级草地 每公顷产鲜草 9000~6000kg；
- 第4级草地 每公顷产鲜草 6000~4500kg；
- 第5级草地 每公顷产鲜草 4500~3000kg；
- 第6级草地 每公顷产鲜草 3000~1500kg；
- 第7级草地 每公顷产鲜草 1500~750kg；
- 第8级草地 每公顷产鲜草 750kg以下。

评价区属于砂砾质温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木和半灌木组成，主要是琵琶柴、麻黄、假木贼、猪毛菜等。据调查，该区域草场为冬季草场。根据实地调查，管线沿线大部分为五等 7 级草场。覆盖度 5-10%，平均鲜草量 1200kg/hm²。

4.3.5.6 动物资源调查与评价

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为低山丘陵和山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.3-15。

表 4.3-15 项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	低山丘陵	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++	++		+
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++			
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++			
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++			
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>				+	
鸟类	32 种					
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+	
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+	+	
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++	
小鸨	<i>Otis tetrda</i> ×	T	±		±	
大鸨	<i>Otis tarda</i>	T	±		±	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±			
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates parado</i> ×us	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B		+		
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R		++		
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S		+		
楼燕	<i>Apus apus</i>	B		+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		+		
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B		±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+	+	+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R		+	+	
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±	++	+	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R		+	+	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+	+	+	
哺乳类	8 种					

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	低山丘陵	水域
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—			++	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±	+	+	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+			
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—		++		
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—		+		
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—		++		
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+			
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>	—	±		±	

注：（1）R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

（2）±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

（1）野生动物调查方法

现状调查应遵循整体与重点相结合的原则，整体上兼顾项目所涉及的各个陆生动物生境，突出重点区域和关键时段的调查，并通过实地踏勘，核实收集资料的准确性，以获取实际资料和数据。本次陆生脊椎动物调查采用样线调查法、历史现场调查、资料收集法和历史现场调查法开展。

① 样线调查法

为固定宽样线法，即沿预先布设的样线开展调查，记录沿线观察到或听到的动物种类及其个体数量，同时填写起止时间、起止点经纬度等信息。在项目区域设置若干条样线，样线应覆盖样地内所有生境类型，每条样线长度在1~2km左右。样线法调查使用单双筒望远镜观察，调查分组进行，每组2~3人。在晴朗、风力不大的天气条件下，沿样线步行匀速前进。步行速度一般为2~3 km/h。记录观测者的前方及两侧所见动物数量（应包括样线预定宽度以外的实体或活动痕迹），记录动物与观测者的垂直距离，或测量动物活动痕迹与样线的垂直距离。避免重复记录或漏记。对观测过程中遇到的哺乳动物拍照记录，以便于物种鉴定。调查记录动物实体、尸体（包括死亡后留下的遗体和骸骨）、取食痕迹、粪便、足迹、毛发、卧迹等。记录发现点的位置、坡度、坡向、生境类型、数量等。灌丛样线单侧宽度约为50~100 m；草地样线单侧宽度约为100~500 m。

② 资料收集法

收集现有的可以反映陆生脊椎动物现状及其栖息地背景的资料，分为现状资料和历史资料，包括相关文字、图件和影像等。如收集到该影响评价区以往的基础资料、当地林业和草原局提供的资料等。同时，使用非诱导性语言对样线护林员、当地居民等人员进行访问调查，访问时先请受访者简要介绍相应动

物的形态特征、叫声特点和分布区域生境特征等，初步判断其所说信息正确与否，然后采取图片展示，图片指认的方式进一步确定其介绍的动物种类、分布及多度状况等。访问调查数据仅用于补充物种名录，不进行定量统计分析。

③ 实地走访调查

对当地林草管理部门、乡镇政府及评价区周围居民和工作人员进行了走访调查，对评价区内的野生动物资源动态、保护管理政策方法、动物识别和保护意识有了初步了解，尤其是对可能的重点保护动物情况进行了排查。

(2) 生境类型

根据《生物多样性观测技术导则》（环境保护部公告 2014 年 第 74 号）发布的一系列野生动物相关技术导则，参考拟建道路沿线土地利用和植被类型，将拟建道路沿线的野生动物生境划分为以下类型：

① 灌丛

该生境类型在本项目评价区内分布面积比例较大，灌丛以膜果麻黄为主，植被分布稀疏，野生动物种类稀少，主要一爬行动物和鸟类为主。

② 草地

本项目评价区内的草地生境面积较小，分布的野生动物主要为鸟类；以及爬行动物。

4.3.5.7 水土流失现状

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

项目所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。项目区地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属典型温带大陆性干旱气候。气候特征：气候干旱、降雨稀少、冬寒夏热、日温差大、日照丰富，大风较多。

4.3.5.8 区域土地沙化现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，拜城县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合

治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

拜城县沙化土地总面积为 241394.1hm²，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm²，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm²，占 4.65%；风蚀劣地 3hm²，占 0.001%；戈壁 229935.71hm²，占 95.25%。

根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地沙化现状。评价区地处低山丘陵区 and 山前冲洪积扇平原区，冲沟较发育，主要土地利用类型为其他草地和内陆滩涂，主要植被为荒漠植被。区域荒漠植被如果遭到破坏，草场退化，使土地就地起沙，就形成沙地。

4.3.5.9 项目区公益林调查及分析

公益林是指以生态效益和社会效益为主体功能，依据国家和省有关规定划定，经批准公布并签有公益林保护协议的森林、林木以及宜林地，包括防护林、特种用途林。公益林分为国家级、省级和市县级公益林。

本工程不涉及公益林。

4.3.5.10 生态环境现状小结

根据现场调查及资料收集，项目区无自然保护区、世界自然和文化遗产地等特殊生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。项目区所属的拜城县属于塔里木流域水土流失重点治理区。项目区土地利用类型主要为草地和灌木林地，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。植被主要是盐柴类灌木、半灌木。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等。总体来看评价区域景观单一，植被盖度约 5-20%，无野生动物活动。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油气田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程主要包括 3 座单井井场，集输管线 6.2km。

本项目总占地面积 8.26hm²，其中永久性占地面积为 0.48hm²，临时占地面积 8.26hm²，占地类型为其他草地（大北 18JS 井、博孜 112 井）和内陆滩涂（博孜 108 井）。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植

被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏将增加土壤风蚀量，气田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据（新水水保〔2019〕4号）和（新水〔2019〕4号），项目所在区域拜城县属于水土流失重点治理区。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

(3) 对气田区管线、井场的危害

评价区内春季为多风季节，尤其是春季大风频繁，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场工程、管线敷设工程等建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.2.4 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

博大区块经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

由影响因素分析和气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的其他草地和内陆滩涂。在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目投入运营后，其中有 0.48hm²的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 8.26hm²土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

(2) 生物量损失

本项目永久性占地面积为永久占地 0.48hm²、临时占地 8.26km²，工程占地类型主要为内陆滩涂、其他草地。

生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；

S_i ——占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

本项目实施后生物量变化见表 5.1-1。

表 5.1-1 工程建成后生物量损失

植被类型	永久占用面积 (hm ²)	临时占用面积 (hm ²)	单位面积生物量 (t/hm ²)	永久占地生物量减少 (t)	临时占地生物量减少 (t)
内陆滩涂、其他草地	0.48	8.26	0.75	0.36	6.195
合计				0.36	6.195

根据土地利用现状调查，内陆滩涂、其他草地按照荒漠草地计算，按照《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》标准，五等八级草场生物量约 $0.75\text{t}/\text{hm}^2$ ，根据上表计算，本项目施工期将造成 0.36t 永久植被损失和 6.195t 临时植被损失。要求应加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

（3）管线修建对植被的影响

本项目新建集输管线 6.2km 。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在气田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是凝析油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是生产过程中不慎将凝析油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 $0\sim 20\text{cm}$ 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右， 50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

气田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使规划区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。但评价区植被密度极低，植被覆盖度很小，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

（6）事故排放对植被的影响

气田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为凝析油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着

的油质越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对凝析油和采出水的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械、车辆的喧闹，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

(2) 对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

博大区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.2.6 对景观及生态系统结构、功能影响分析

① 景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

气田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。本工程占地面积较小，工程实施后可以与现有的区域景观相协调。

② 对生态系统结构、功能的影响

本工程站场工程、管线工程及道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时工程区内

系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但工程占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本工程的影响亦较小。并且由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，工程实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

工程区内的生态系统以绿洲农业生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前工程所在区域内已存在一定人为干扰，人为保持着绿洲农业生态环境，生态完整性较好。本工程建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建工程对生态系统稳定性的影响不大。

5.1.2.7 对农田的环境影响

本工程不占用农田但井场北侧 80m 为基本农田，种植的经济作物主要为一年生小麦。

本项目管线不经过农田区域，利用农田斑块之间缝隙布设，宽度控制在 3m 左右，深 1.5m 左右，管沟采用挖掘机机械开挖，造成的影响主要为开挖宽度内的土壤结构被完全破坏，尤其是土壤中的团粒结构，必须经过较长的时间才能恢复，除管沟开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放占用的临时占地表层土也收到一定程度的破坏。

为减少对农作物的破坏，管线施工计划在农作物秋收完成后集中施工，春耕前复垦完毕，避开了农作物的种植期、生长期和收获期，避免对农田耕作制度造成影响，最大限度减少农作物损失。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在气田开发如井场、站场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠

生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于本项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

根据项目区动物、植物影响分析，本项目的建设对区域陆生动植物的种群数量、物种丰富度、分布情况、群落结构不会产生较大影响；不会产生明显的生境分割、阻隔、破碎化，且在评价区周边分布有适宜野生动植物生存的替代生境，对生境的影响较小；通过绿化或植被恢复，将大大弥补生态功能损失，对区域生态系统结构和功能不会造成明显影响。综合上述对物种、生境及生态系统的影响程度，可判定本项目建设对区域生物多样性的影响较低。

项目区生态系统的主要生态功能为水土保持，主要表现为：防风固沙、截留降水、涵蓄土壤水分、保护土地资源、改善环境等。项目占用的生态系统主要为草地生态系统。草地生态系统在当地广泛分布，因此工程占用对其影响较小，工程占用不会导致草地生态系统的水土保持功能明显减弱。

5.1.5 小结

本项目总占地面积 8.74hm²，其中永久性占地面积为 0.48hm²，临时占地面积 8.26hm²，占地类型为其他草地和内陆滩涂。占地以临时占地为主，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为管线敷设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

(1) 施工机械和运输车辆燃料废气

本项目的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准

的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

(2) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油气田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 施工过程中扬尘的影响分析

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在项目区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 基础气象资料分析

本项目核定的大气评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本项目位于阿克苏地区拜城县境内，因此本次收集拜城县 20 年的地面观测数据进行统计分析。统计结果分析见表 5.2-1。

表 5.2-1 项目所在地区域主要气象要素

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%	8	极端最高	41.2℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	9	极端最低	-28.7℃
3	年平均风速	1.7m/s	10	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	11	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	12	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	13	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	14	年均大风日数	30d

(1) 温度

拜城县 20 年月平均温度 1 月最低，为-12.2℃，7 月份平均温度最高，为 21.8℃，全年平均温度为 7.8℃。拜城县近 20 年平均温度的月变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年平均温度的月变化

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
温度(℃)													

(2) 风速

拜城县近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)													

由表 5.2-3 分析可知，拜城县近 20 年平均风速为 0.8m/s，4、5 月份平均风速最大为 1.4m/s，12 月份平均风速最低，为 0.4m/s。

(3) 风向、风频

根据拜城县气象站观测资料，拜城县常年主导风向为 SE 风，年均频率为 8%，主导风向不明显。全年静风频率较高，年均频率为 43%。拜城县各季及全年风向玫瑰见图 5-2.1、图 5-2.2。

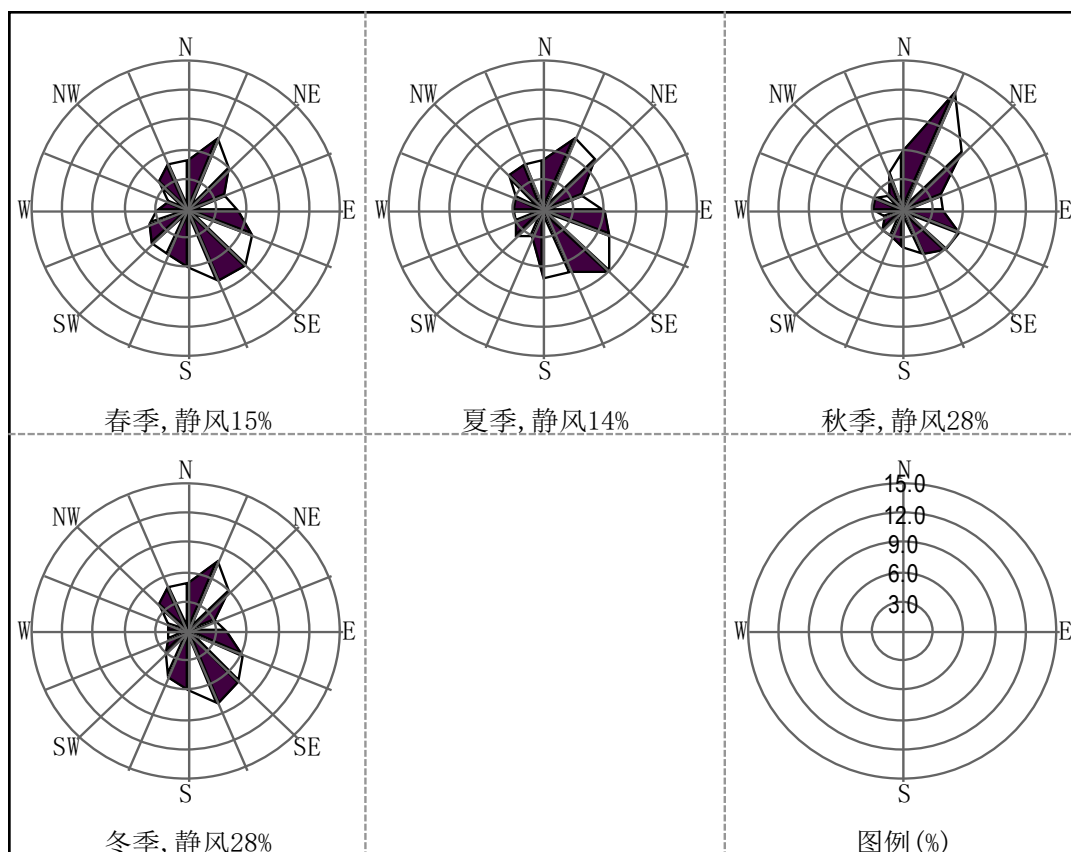


图 5-2.1 拜城县各季风向玫瑰图

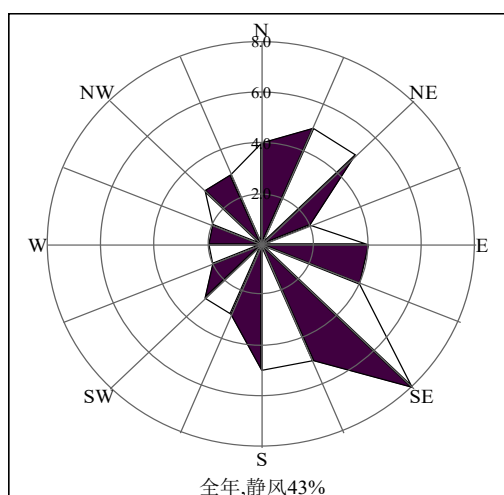


图 5-2.2 拜城县全年风向玫瑰图

5.2.2.2 大气环境影响分析

(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式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 本项目估算模型参数一览表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		41.2℃
最低环境温度		-28.7℃
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

（2）预测源强

根据工程分析确定，本项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-5。

表 5.2-5 主要废气污染源参数一览表（面源）

序号	污染源名称	面源长度 m	面源宽度 m	面源有效排放高度 m	污染物排放速率 (kg/h)
					非甲烷总烃
1	博孜 108 井场	40	40	6	0.0130
2	博孜 112 井场	40	40	6	0.0130
3	大北 18JS 井场	40	40	6	0.0130

（3）估算结果

大气估算结果见表 5.2-6。

由表5.2-6可知，本项目污染源中非甲烷总烃最大落地浓度为18.56μg/m³、占标率为0.93%，D_{10%}均未出现。

5.2.2.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

表5. 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	ρ_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	博孜 108 井场	非甲烷总烃	18.56	2000	0.93	0.93	27	0
2	博孜 112 井场	非甲烷总烃	18.56	2000	0.93	0.93	27	0
3	大北 18JS 井场	非甲烷总烃	18.56	2000	0.93	0.93	27	0

5.2.2.4 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-7。

表5. 2-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值	
1	博孜 108 井场 无组织废气	非甲烷 总烃	采取管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	4mg/m ³	0.1139
2	博孜 112 井场 无组织废气	非甲烷 总烃			4mg/m ³	0.1139
3	大北 18JS 井场 无组织废气	非甲烷 总烃			4mg/m ³	0.1139

(3) 项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-8。

表5. 2-8 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	0.3417

5.2.2.5 评价结论

本项目位于环境质量不达标区, 污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%, 污染物的贡献浓度较低, 且出现距离较近, 影响范围较小。本项目废气污染源对各场站四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见下表 5.2-9。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

气井退役后各种相关辅助工作均停止, 采气造成的环境空气污染源将消失, 气井停止后将进行一系列清理工作, 包括地面设施拆除、封井、井场清理等, 将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较, 清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的, 且该区域内活动人群较少, 主要为井场清理的油田工作人员。

表5. 2-9

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☐			三级 ☒		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC)						包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☒	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状 调查数据来源	长期例行监测数据 ☐			主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☐						不达标区 ☒	
污染源 调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目 污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长 ≥50km ☐			边长 5~50km ☐			边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 ()						包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐	
	正常排放 短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 ≤100% ☐						C 本项目最大占标率 >100% ☐	
	正常排放 年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率 ≤10% ☐			C 本项目最大占标率 >10% ☐		
		二类区		C 本项目最大占标率 ≤30% ☐			C 本项目最大占标率 >30% ☐		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h			c 非正常占标率 ≤100% ☐			c 非正常占标率 >100% ☐	
保证率日平均浓度和 年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐						C 叠加不达标 ☐		

	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□			k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☒		无监测 □
	环境质量监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受□				
	大气环境保护距离	距厂界最远（0）m				
	污染源年排放量	SO ₂ ：（ ） t/a	NO _x ：（ ） t/a	颗粒物：（ ） t/a		VOCs：（0.3417） t/a

5.3 地表水环境影响分析

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

(1) 管道施工对木扎提河河道的影响

根据设计方案，本项目管道位于木扎提河河道管理区范围内，总长度为1.5km。河道内长期无水，施工采取大开挖方式，同时施工前与管理部门协商，因此正常施工期对木扎提河河道不会造成影响。

(2) 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD等。废水中的pH值高，多在8.5~9.0之间；悬浮物含量多在2000~2500mg/L之间，COD多在3000~4000mg/L之间，石油类多在60~70mg/L之间。

本项目钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

(3) 压裂返排液

本项目压裂返排液产生量为120m³，压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

(4) 管道试压废水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，最终可用作场地降尘用水，对水环境的影响很小。

(5) 施工期施工人员生活污水

根据以往施工经验，项目施工是分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，因此施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施处理。因此，只要控制不让生活污水进入河道，就不会造成水体污染。

综上，在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2007）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下，可大大减少对地表水环境的影响。落实开发期各项环保措施的情况下，本项目施工期废水对水环境的影响较小。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，本工程地表水环境评价等级为三级B。

（1）气田区运营期地表水环境影响分析

本项目运营期产生的废水主要为采出水、井下作业废水和井下作业废液。

采出水与气一同进入博孜天然气处理厂处理，经处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注于地层，采取上述水污染控制措施后，本工程采出水不会对周边水环境产生影响。

博孜处理厂采出水处理装置须进行扩建，在博孜处理厂新建气田排水水处理装置1套，气田排水处理装置规模为1450m³/d；同时对采出水处理装置进行扩建，采出水处理装置规模为1350m³/d。本项目位于博孜区块范围内，在博孜天然气处理厂收气范围内，本次项目采出水已在其设计处理规模内，因此依托博孜天然气处理厂处理可行。

井下作业废水和井下作业废液自带回收罐回收，最终委托有资质单位进行处理。

（2）管道运营期地表水环境影响分析

正常工况下，由于输气管线是全封闭系统，输运的天然气不会与管线所占的河道水体之间发生联系，采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，如不发生泄漏事故，正常运营期对占有的河道不会造成影响，对周边环境基本无任何影响。

综上，本项目采取的废水处理措施有效且采出水不外排，故本项目对地表水环境影响可接受。

表 5.3-1

地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☒	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☒	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐	
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐
现状调查	区域污染源	调查项目	
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	拟替代的污染源 ☐
	受影响水体水环境质量	调查时期	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	数据来源
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐	
	水文情势调查	调查时期	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	数据来源
	补充监测	监测时期	监测因子
丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		()	监测断面或点位个数 () 个
现状	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²	
	评价因子	()	

评价	评价标准	河流、湖库、河□：Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□；Ⅴ类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境保护目标质量状况□：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□	达标区□ 不达标区□
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河□及近岸海域：面积（ ）km ²	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□	
	预测情景	建设期□；生产运行期□；服务期满后□ 正常工况□；非正常工况□ 污染控制和减缓措施方案□ 区（流）域环境质量改善目标要求情景□	
	预测方法	数值解□；解析解□；其他□ 导则推荐模式□；其他□	
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求□ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□	

	满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求,重点行业建设项目, 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、 主要水文特征值影响评价、 生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目, 应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐						
影响预测	污染源排放量核算		污染物名称 ()		排放量 (t/a) ()	排放浓度 (mg/L) ()	
	替代源排放情况		污染源名称 ()	排污许可证编号 ()	污染物名称 ()	排放量/ (t/a) ()	排放浓度/ (mg/L) ()
	生态流量确定		生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m；鱼类繁殖期 () m；其他 () m				
	环保措施		污水处理设施 ☒ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域消减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
	监测计划		监测方式 手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		污染源 手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		
防治措施	监测计划		监测点位 ()		()		
	监测计划		监测因子 ()		()		
	污染物排放清单		☒				
	评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				

5.4 地下水环境影响预测与评价

5.4.1 评价区水文地质条件

(1) 地下水赋存条件

本项目评价区所在区域的地貌类型为山前平原区。

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系-新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物下更新统砾岩与上新统均以向斜构造形态构成盆地基底的一部分。因下更新统亦为粗颗粒沉积，故盆地内更新统的卵砾石层形成了巨大的贮水空间。盆地海拔高 1180~1400 米，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，地下水埋深就达到了 80m 左右。

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。

(2) 地下水埋藏及分布规律

评价区位于拜城盆地西部木扎提河冲积洪积平原区。根据收集水文地质资料及调查，该区域地下水的埋深普遍较大，均大于 50m。区内含水层主要由上更新统及中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成，厚度 150~400m。含水层岩性

主要为砂卵砾石，单位涌水量大于 $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，含水层岩性分选差，磨圆度中等。

(3) 地下水类型与含水岩组富水性

a. 水量丰富区（单井涌水量 $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）

分布在冲积扇的中上部、木扎提河以南的平原区，调查评价区东部区域的地下水富水程度属于该区。含水层是巨厚（ $100\sim 300\text{m}$ ），粗大的砾卵石层，含水丰富，根据前人的抽水试验资料，单井推算涌水量为 $1035.85\sim 4033.57\text{m}^3/\text{d}$ 。渗透系数 $6.96\sim 8.5\text{m/d}$ 。

b. 水量中等区（单井涌水量 $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ）

分布于木扎提河西部的冲积平原区，调查评价区中部及西部区域的地下水富水程度属于该区。根据前人资料，区内含水层为上更新统砾卵、漂砾层，水量丰富，含水层厚度为 70m ，渗透系数 1.37m/d 。

评价区水文地质图见图 5.4.1。

图 5.4-1 本项目水文地质图

评价区水文地质剖面图见图 5.4.2。

图 5.4.2 水文地质剖面图

(4) 地下水补给、径流、排泄条件

评价区的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定着地下水的补给、径流、排泄条件。北部山区对评价区地下水的补给主要通过两条河道的河谷潜流进行补给。而具有开采价值的地下水主要是平原区第四系松散岩类孔隙水，由于评价区内有两条河流流经，地表水资源丰富，同时两河出低山丘陵后，河道宽阔，河道内为松散的卵砾石层，河水对地下水的补给是以悬河的形式补给，补给量较为稳定，地表水的直接入渗成为评价区地下水的主要补给

源。另外通过评价区的渠道多有浆砌石防渗渠道，渠道利用率也可达到 75%，沿途渗漏转化补给的地下水量远小于天然河道的入渗量，也是评价区地下水的另一个主要补给源。本区气候干燥，降雨稀少，植被稀少，无农田分布。年降水量为 96.2-124.6mm，而蒸发量却在 1537.7-3000mm，评价区内地下水普遍埋藏较深，降水对地下水的补给作用不大。因此，评价区的补给方式主要是河谷潜流、河水入渗及渠系的渗漏补给。

评价区含水层为中上更新统卵砾石、砂砾石，渗透性好，地下水在北部接受河道潜流补给后，地下径流自河流冲洪积扇顶部向扇缘方向流动，木扎提河以北区域地下水自西北向东南方向径流，以南区域地下水自西向东径流。在木扎提河上、中部主要是漂砾、卵砾石沉积物，含水层颗粒粗，厚度大，渗透性强，地下径流通畅，地下水水力坡度为 5‰。

评价区地下水埋深普遍埋藏较深，地面蒸发对地下水没有影响，因此评价区地下水主要以侧向径流和人工开采方式排泄。

（5）地下水动态

地下水动态主要受气象、水文和水文地质条件及人类活动因素控制。根据区域的地下水动态监测资料，区内潜水水位动态主要表现为水文型。

位于河流冲洪积的河间地块，潜水的动态特征曲线与两河的丰枯特征较相似，表现出水文型动态特征。河流的丰枯特征 10 月至翌年 3 月份为枯水期，4 月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6~8 月河流径流量最高，地下水水位动态特征随两河丰枯特征出现很直观的变化，地下水高水位出现在 9 月，比河流丰水期稍滞后，9、10 月地下水水位持续下降，水位最低值出现时间比河流枯水期迟后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及径流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6~7 月份以后地下水位急剧上升，9 月份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值 6.16m，主要是河水径流量年内分布极不均衡。

（6）水化学特征

第四系松散层孔隙水的化学类型与矿化度主要受补给、径流、排泄条件与埋藏条件的控制。拜城盆地内的第四系松散层多是单一、巨厚的卵砾石层，孔

隙率高，地下水主要靠来自低矿化的河水及引自河水的渠道水的大量渗漏补给。补给、径流条件都好，所以地下水的化学类型与矿化度和补给它的河水相近似。但在各冲积扇扇缘溢出带，由于径流、排泄条件的差异，才使局部地段的地下水矿化度和矿化类型复杂化。

（7）场地包气带特征

参照《拜城水文地质调查》中勘探孔 3 的钻孔柱状图，评价区地表出露的地层比较简单，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为砂、砾石、卵石。包气带厚度达 50m。松散、大小颗粒混杂，卵石呈半滚圆状，砾石呈半菱角状分选性差。一般粒径 10cm-25cm，最大粒径 35cm 左右主要岩石成分有花岗岩块，花岗闪长岩块，灰岩块，石英岩块，及砂岩块等。

取出岩芯主要是卵石，岩芯从上到下粒径成分无明显变化地层中砂，砾石成份约 50%。包气带防污性能为弱。

图 5.4.3 勘探孔 3 钻孔柱状图

5.4.2 正常状况下水环境影响分析

(1) 废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。采出水随采出油气输送至博孜天然气处理厂处理，经处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注于地层；井下作业废水和井下作业废液自带回收罐回收，最终委托有资质单位进行处理。

(2) 落地油

油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 管线

本项目各类集输管线采用全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

正常状况下基本不会对地下水产生污染影响。

5.4.3 非正常状况下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层，采气树管线链接和阀门、集输管线的采出液及含油物质的泄露等，污染物主要为石油类，如不及时修复，可能对地下水造成影响。对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井喷后的含油污染物、落地油、采出液的跑、冒、滴、漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。采气过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）油水窜层对地下水的污染影响（穿透污染）

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

根据区域水文地质条件，本工程潜水位埋藏深度较深。钻井过程中采用固井措施，正常情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，集输管线中的各类污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙径流至第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对工程区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

本项目采出液主要为天然气、凝析油及水组成，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取特征因子石油类进行预测。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

④预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污

水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

该预测情景下，污染物在浅层含水层中的迁移，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

- 以上式中：x—距注入点的距离，m；
- t—时间，d；
- C（x，t）—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；
- C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；
- u-水流速度，m/d；
- n—有效孔隙度，无量纲；
- D_L—纵向弥散系数，m²/d；
- erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂砾石。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.16m/d	地下水的平均实际流速u= KI /n，根据区内抽水试验资料，评价区内水量中等区渗透系数为1.37m/d，水量丰富区渗透系数为6.96~8.5m/d，本次取最大值8.5m/d，地下水的水力坡度为5‰。
2	D _L	纵向弥散系数	1.6m ² /d	D _L =αLu，αL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	27%	依据《水文地质手册》，砾石孔隙度为0.27，确定区域有效孔隙度取27%。

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	根据工程分析，采出水中石油类浓度为69.53 mg/L，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。检出限为0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100d、1000d、3650d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-2、表 5.4-3，图 5.4.4。

表 5.4-2 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	18.000	0	18.000	0	18.000
10	14.900	50	17.800	120	18.000
20	10.300	100	16.300	240	18.000
30	5.740	150	11.500	360	17.700
40	2.480	200	5.180	480	15.000
50	0.816	250	1.300	600	7.940
60	0.203	317	0.050	720	1.870
68	0.050	344	0.010	883	0.050
76	0.010	400	0.000	936	0.010
90	0.001	450	0.000	1080	0.000
100	0.000	500	0.000	1200	0.000

表 5.4-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	68	76	无
	1000d	317	344	无
	3650d	883	936	无

图 5.4.4 发生长期泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，在水动力弥散作用下，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 68m、317m、883m，影响距离分别为 76m、344m、936m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有

影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）泄漏事故对地下水的污染影响（渗透污染）

本工程集输管线输送的物质主要为湿气，含有少量凝析油、凝析水、饱和水蒸气，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

通常泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄露物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表

扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏，建设单位会立即通过截断阀室进行截断，并组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

本次考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

②预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L (t - t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ;

$erfc()$ —余误差函数。

④预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是是油气开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.4-1。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-4，图 5.4.5。

表 5.4-4 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	0.022	0	0.000	0	0.000
10	0.050	50	0.002	100	0.000
20	0.071	100	0.009	200	0.000
30	0.068	150	0.019	300	0.000
40	0.046	200	0.018	400	0.002
50	0.022	236	0.010	500	0.007
57	0.010	300	0.001	632	0.010
70	0.002	350	0.000	700	0.007
80	0.000	400	0.000	800	0.002
90	0.000	450	0.000	900	0.000
0	0.022	0	0.000	0	0.000

图 5.4.5 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 57m、236m、632m，故泄露事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。故井场、集输管道必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

本次预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.5 地下水评价结论

本项目运营期的采出水依托博孜天然气处理厂处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后，回注油气层。井下作业废水和井下作业废液自带回收罐回收，最终委托有资质单位进行处理。在正常情况下，本项目产生的废水不外排，项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景，结合评价区水文地质条件，进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施的情况下，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.5 声环境影响预测与评价

5.5.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-

2013) 中表 A.2, 并类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况, 本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.5-1。

表 5.5-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

机械名称	离施工点不同距离的噪声值 (dB(A))				
	10m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	58	54	52
推土机	80	66	60	56	54
电焊机	67	53	47	43	41
轮式装载车	85	70	64	60	58
吊管机	75	61	55	51	49

通过类比分析可知, 本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中, 昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(昼间 75dB (A)), 而夜间往往在 200m 以外都会超标 (夜间 55dB (A))。施工期的这些噪声源均为暂时性的, 项目施工区 200m 范围内无声环境敏感点, 由于地面工程在局部地段的施工周期一般为 2~3 个星期, 其周边噪声影响时间相对来说较短, 因此施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

5.5.2 运营期声环境影响分析

5.5.2.1 噪声源强

本项目集输管线均埋设在地下, 油气集输不会对周围声环境产生影响, 拟建工程产噪设备主要为采气树以及井场内的加热撬。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 项目噪声源及噪声值情况一览表

序号	声源名称		型号	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z	声功率级 /dB (A)		
1	采气井场 (博孜 108、博孜 112、大北 18JS)	采气树	--	0	0	5	55	基础减振	昼间、夜间

5.5.2.2 预测因子、方位

- (1) 预测因子: 等效 A 声级
- (2) 预测方位: 厂界外 1m

5.5.2.3 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中: $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级, dB;

L_w —倍频带声功率级, dB;

D_c —指向性校正, dB;

A —倍频带衰减, dB;

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 计算总声压级

① 计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

② 预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(3) 噪声预测点位

本工程噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.5.2.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.5-3。

表 5.5-3 噪声预测结果 单位：dB(A)

序号	预测点名称	采气井场周界贡献值
1	东厂界	30.2
2	南厂界	20.6
3	西厂界	19.7
4	北厂界	30.1

根据预测结果，井场噪声源对场界的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求。综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.5.2.5 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求，但是由于本项目气井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.5.2.6 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此不会产生噪声扰民问题。

5.5.2.7 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表见表 5.5-4。

表 5.5-4

声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐		
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐						
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐						
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐	
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐						
	现状评价	达标百分比		100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐						
声环境影响 预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 ☒		其他 ☐				
	预测范围	200m ☐		大于 200m ☐		小于 200m ☒		
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐						
	厂界噪声贡献值			达标 ☒		不达标 ☐		
	声环境保护目标 处噪声值			达标 ☐		不达标 ☐		

5.5.2.8 声环境影响评价小结

综上所述，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点。施工期噪声会对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。运营期新建井场和试采点噪声源对场界的噪声贡献值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准要求。退役期噪声主要源自井场设备拆卸，也不会产生噪声扰民问题。

5.6 固体废物环境影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

本次气田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工土方、施工废料以及施工人员产生的生活垃圾。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目拟建各类集输管线 6.2km，则施工废料产生量约为 1.24t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 25.02t，生活垃圾集中收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处置。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量。

5.6.2 运营期固体废物影响

5.6.2.1 危险废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、清管废渣和废防渗材料等。

(1) 落地油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据工程分析，本工程运行后落地油总产生量约 0.3t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油依托处理站进行处理。

(2) 清管废渣

清管废渣中含有少量管道中的油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，根据工程分析，每次废渣量约 0.007t，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

(3) 废防渗材料

废防渗膜主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，根据工程分析，本项目产生废弃防渗布最大量约 0.75t/a。含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(4) 生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本项目固体废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.6-1。

表 5. 6-1

固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	清管废渣	HW08	071-001-08	0.007t/a	未经分离的凝析油天然气集输与处理环节	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装收集后，委托库车畅源环保科技有限公司接收处置。
2	落地原油	HW08	071-001-08	0.3t/a	含凝析油天然气藏的井下作业、采气环节和集输与处理环节	固态、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由处理站回收
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75t/a	场地清理环节	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托库车畅源环保科技有限公司进行处理

5.6.2.2 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本工程产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

5.6.4 固废环境影响评价小结

本项目施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处置。

本项目运营期产生的固体废物包括落地油、清管废渣和废防渗材料。落地油 100%回收，回收后的落地原油依托处理站进行处理。清管废渣和废防渗材料，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

本项目对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.7 土壤环境影响分析

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

油气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于农作物和植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后农作物和植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(2) 水土流失影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

(3) 管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带最大宽度 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。

由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.7.2 运营期土壤环境影响分析

5.7.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

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

(2) 影响类型及途径

本项目运营期外排废气中主要为非甲烷总烃，不涉及废水外排。项目采出气采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液垂直入渗影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.7-1。

表 5.7-1 建设项目影响类型表

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

由表 5.7-1 可知，本项目不会因人为因素引起地下水位变化造成的土壤盐化、碱化等土壤生态影响后果的影响途径，本项目影响途径主要为运营期事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响，因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本项目输送介质为采出液（天然气和凝析油），管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见表 5.7-2。

表 5.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故状况

5.7.2.2 土地利用类型调查

本项目土壤环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤现状调查范围为站场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

（2）敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤保护目标主要为调查评价范围内的低覆盖度草地及农田，根据现场调查，本项目土壤敏感目标主要为集输管线两侧 200m 范围内的低覆盖度草地及农田。

（3）土地利用类型调查

① 土地利用现状

② 土地利用规划

本项目所在区域属于克拉苏气田博孜区块，以油气田开采为主，区域无相关土地利用规划。

（4）土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型主要以棕钙土、石质土、棕漠土为主。

评价区域土壤类型分布见图 4.1.2。

5.7.2.3 土壤环境影响评价

（1）包气带岩性及厚度

包气带岩性详见表 5.7-3。

表 5.7-3 本项目包气带岩性

土层 m	层厚度 m	岩性
0-50	50	棕钙土

（2）渗漏源强设定

本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时并不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。根据工程相关设计，为最大限度预测污染物长期运移扩散情况，本次在模拟时段内，预测污染物浓度变化过程与规律，为评价本项目建成后对土壤环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。

污染情景具体情况表述如下：

污水输送管道等因长时间不检修，防渗层出现“跑、冒、滴、漏”等，可能

进入包气带的污染物源强见表 5.7-4:

表 5.7-4 土壤预测源强一览表

情景设定	时段	特征污染物	污染物浓度(mg/L)	泄漏特征
非正常状况	运营期	石油烃	18	短期连续泄漏

(3) 建立数学模型

根据《建设项目环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）采用一维非饱和溶质运移模型，重点预测其影响的深度。

一维非饱和溶质运移模型控制方程如下：

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

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—土壤水动力弥散系数，m²/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿 Z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

预测条件

b) 初始条件

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

c) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件

$$c(z,t)=c_0 \quad t>0, \quad z=0 \quad (\text{适用于连续点情景})$$

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases} \quad (\text{适用于非连续点源情景})$$

第二类 Neumann 零梯度边界

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

(4) 预测结果

图 5.7.2 石油烃在不同时间沿土壤迁移情况

根据预测结果可知，石油烃浓度最大值为 0.001739mg/cm³，换算后为 1.3×

10-6mg/kg，远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值 4500mg/kg。

综上分析，本项目的正常运营对土壤环境基本无影响，当发生非正常泄漏时，对局部土壤会产生一定程度的影响，但污染物的产生量及影响范围均较小，是可接受的。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.7-5。

表5.7-5

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☒ ; 未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	() km ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 (项目区内)				
	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	石油类				
	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	以棕钙土、石质土、棕漠土为主				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	0	20cm	
		柱状样点数	/	/	/	
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中基本项目 45 项和 pH、石油烃; 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 中基本项目 8 项和 pH、石油烃					
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 (☒)				
	预测分析内容	影响范围 (/) 影响程度 (/)				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		1	石油烃		1 次/5 年	

	信息公开 指标	-	
	评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行	
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。			

5.7.3 结论与建议

本工程各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.8 闭井期环境影响分析

5.8.1 闭井期污染源

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入闭井期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，运营期产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

采气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑垃圾等固体废物，应进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.8.2 闭井期生态保护措施

根据《废弃井封井回填技术指南（施行）》和《矿山生态环境保护与恢复

治理技术规范（施行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

（1）闭井后应拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如凝析油等。经治理井口装置及相应设施应达到不漏油、不漏气、不漏电，井场地面无油污、无垃圾。

（2）闭井期地埋集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。并按要求对管线进行吹扫，确保管线内的残留物清空干净，管线两端使用盲板进行封堵。

（3）尽量依托现有伴井道路，各种机动车辆固定行驶路线，禁止随意开路。

（4）井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免拆除作业对区域表层土的扰动引起土地沙化。

（5）严格控制闭井施工场地的面积和范围，减少对地表植被的破坏。

（6）地面设施拆除和井场清理产生的固体废弃物，应集中收集处理。

（7）对停采的采气井应拆除井口装置，截去地下一定深度的表层套管并用水泥灌注封井。

（8）保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层产生二次污染。

6 环境保护措施可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本项目建设期对环境的影响主要来自管线敷设、井场建设等方面。

6.1.1 生态环境影响保护措施

6.1.1.1 生态影响的避让

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，本项目井场选址具有唯一性，可采取防护、治理、补偿和补植措施。

本项目博孜 112 井至大北 11-H2 支线阀室集输管线走向所占用地及周围均为其他草地，植被稀疏，无法避让，因此可采取防护、治理措施。

博孜 108 井集输管线走向所占用地为内陆滩涂，植被稀疏无法避让，可采取防护、治理措施。穿过农田段，利用田间道路或间隔，避让农田。

在选址上采取防护治理措施的基础上，要明确施工用地范围，禁止施工人员、车辆进入非施工占地区域，避免对施工区附近非施工占地区域动植物造成破坏。

6.1.1.2 生态影响的防护

(1) 针对井场、管线工程生态防护措施

① 对油气田区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

井场永久性占地 4800m²；

管线施工临时占地作业带宽度不得超过 8m；

② 严禁任何施工活动进入生态保护红线区内。

③ 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，

并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡。

④ 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

⑤ 加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（2）针对野生动植物的生态保护措施

① 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物膜果麻黄应当采取避让的措施，若无法进行避让，不得铲除保护植物，需采取保护措施。

② 管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

③ 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

6.1.1.3 生态影响的治理

（1）针对井场、管线工程生态治理措施

① 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

② 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

（2）针对野生动植物的生态治理措施

注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

6.1.2 重点区域环境影响保护措施

6.1.2.1 农田保护措施

本工程不占用农田但井场北侧 60m，为基本农田，种植的经济作物主要为一年生小麦。

①不得占用基本农田。

②严格限定施工范围，管道施工尽量控制在 8m。

③严格限定施工范围，农田区域管道施工尽量控制在 3m。

④保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

⑤提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。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。

⑦施工完毕后，及时清理现场，恢复好农田田埂、农业灌溉沟渠。管道破坏的田坎，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。

6.1.2.2 草地保护措施

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。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。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复

生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.2.3 水土流失防治措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。油田开发建设区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

① 对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

② 加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③ 工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

（2）管理措施

① 施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以明示车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

② 根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③ 严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

（3）工程防治措施

① 集输管道经过冲沟发育地区，管道需要进行水工保护。管道穿越冲沟（渠），对岩质构造设混凝土连续覆盖防护。管道通过沟渠时，在沟渠两侧扰动区域设挡墙。对管道穿越开挖方式的等级公路两侧设挡土墙或护坡，保护道路及管道。

② 管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推

土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③ 站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

④ 地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多惜土。

⑤ 对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑥ 施工作业结束后，并将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

⑦ 严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

⑧ 碎石覆盖，在井场区空地采用碎石覆盖，采用 0.5cm 厚碎石铺砌，压实系数为 93%，粒径为 2~3cm。

（4）各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.1.2.4 防沙治沙措施

由于本项目位于塔里木盆地，根据《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138 号)及《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》等文件要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，减少植被破坏。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影

响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

（1）采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

② 《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136号）；

③ 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）；

④ 《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：① 科学性、前瞻性与可行性相结合；② 定性目标与定量指标相结合；③ 注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④ 节约用水和合理用水相结合；⑤ 坚持因地制宜的原则。

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

（3）治沙措施

针对井场施工过程，提出如下措施：① 井场平整后，采取砾石压盖；② 井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：① 施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。② 遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③ 管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④ 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤ 管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

（4）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

（5）方案实施保障措施

① 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

② 技术保证措施

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

II 塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③ 防沙治沙措施投资资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目环保投资中考虑。

④ 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计克拉苏气田博孜 1 区块植被覆盖度能维持现状。

（6）开展环境监理

委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，保护植物的移栽，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线工程项目承包招标书中。

本项目防沙治沙措施实施后，区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

6.1.2.5 其他生态保护措施要求

(1) 在项目施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 项目结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

综上，本项目建设期采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气；井场、站场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，提出以下大气污染防治措施：

(1) 使用质量可靠的柴油机械及施工机械和运输车辆，使用符合国家标准的柴油，并定期对设备、机械和车辆进行保养维护，确保正常运行。

(2) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(5) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

综上，本项目建设期采取的废气污染防治措施可行。

6.1.4 废水污染防治措施

6.1.4.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工期水环境污染源为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

本项目钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

(2) 压裂返排液

本项目压裂过程产生的压裂返排液共 120m^3 ，压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理，不外排。

(3) 管线试压废水

管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(4) 施工生活污水

根据工程分析，本项目生活污水产生量约为 1602m^3 。排入污水罐或防渗污水池后，定期拉运至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施装置进行处理。博大采油气管理区生活污水处理装置设计处理能力 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水经排水管网收集后首先排放至化粪池进行预处理，再进入生活污水调节池中，经埋地式污水处理设备处理后储存于净水池中，夏季用于绿化，冬季输至生活污水蒸发池蒸发。根据《关于塔里木油田分公司申请油田作业区 21 处生活污水执行《农村生活污水处理排放标准》有关事项的复函》，博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施执行《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表 2 中 C 级标准，根据历史监测结果，博大采油气管理区生活污水处理装置生活污水出水达标。剩余处理规模满足本项目处理需求，可以依托。

6.1.4.2 管线施工占木扎提河河道污染防治措施

①施工营地不能建在木扎提河河道内，禁止施工人员废水排入地表水体。

②在木扎提河河道内不准给施工机械加油或存放油品储罐，不准在木扎提河河道内清洗施工机械或车辆。

③防止施工污染物的任意弃置，特别是防止设备漏油遗撒在水体中。防止

设备漏油污染的主要措施包括：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在重点地方设立接油盘；为了防止漏油后蔓延，在设备周围设置围堰，并及时清理漏油。

④严格控制施工范围，尤其是占木扎提河河道管线段，应尽量控制施工作业面，以免对河道造成大面积破坏。

⑤要加强施工管理，河道滩面尽量减少堆积施工物料，施工废弃物及时清理到指定的弃渣场，严禁倒入河道，施工结束后，临时工程要及时拆除清理干净，恢复河道原貌，确保河道安全。

⑥河道沿线设置标志桩，以保护管道安全。

综上，本项目施工期采取的废水污染防治措施可行。

6.1.4.3 钻井施工

钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，其中膨润土泥浆废弃物采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

综上，本项目建设期采取的废水污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管道的作业带宽度为 8m；

(5) 管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准；

(6) 建立临时声障，在施工过程中可根据情况适当建立单面声障。

综上，本项目建设期采取的噪声污染防治措施可行。

6.1.6 固体废物污染防治措施

施工期固废主要为施工土方、施工废料、生活垃圾。施工土方全部用于管沟回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处置；生活垃圾集中收集后运至拜城县市政环卫服务中心处置。

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺设作业区内部道路，同时远离行政村 5km 以上，远离省级公路 10km 以上，且不得用于农田区域道路铺设；磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后采用专用的方罐进行收集，拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。以上岩屑储存区底部均铺设 HDPE 防渗膜。

综上，本项目建设期采取的固废废物污染防治措施可行。

6.1.7 土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本项目建设期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

① 针对本项目的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

② 选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③ 针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

① 加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

② 在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③ 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④ 在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤ 为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥ 管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦ 本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场无组织排放。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、场站阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）站场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制泄漏。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；

（3）结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

① 监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

② 管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_s 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。本工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水。

（1）采出水处理措施

采出水随采出油气一起送博孜天然气处理厂处理，处理达标后回注油层。

本工程位于博孜区块范围内，在博孜天然气处理厂收气范围内，本工程建成投运后，采出水及排水输送至博孜天然气处理厂处理，处理达标后回注油气

层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

根据《克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块开发地面工程》，在博孜处理厂新建气田排水水处理装置 1 套，气田排水处理装置规模为 $1450\text{m}^3/\text{d}$ ；同时对采出水处理装置进行扩建，采出水处理装置规模为 $1350\text{m}^3/\text{d}$ 。

采出水处理工艺：气田来水→混凝沉降罐→缓冲罐→油水分离器→气浮装置→过滤吸附装置→滤后水罐-外输水泵。

气田排水处理工艺：博孜处理站拟新建处理规模 $1450\text{m}^3/\text{d}$ 的气田排水处理系统，采用“混凝沉降+二级过滤”的处理工艺。

经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求，处理后的采出水用于地层回注。

本次工程采出水已在其设计处理规模内，扩建后的处理规模满足本工程废水的处理需求，因此依托博孜天然气处理厂处理可行。

（2）井下作业废水拉运管控措施

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理，不外排。为防止井下作业废水拉运过程中的跑冒滴漏污染土壤和地下水，需做到如下措施：

①运输车辆管理

建设单位应当按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好：严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车正常上路，

②井下作业废水台账管理

本工程的井下作业废水应严格管理，收集后使用密闭罐车定期拉运；严禁跑冒滴漏，随意排放，并建立台账，记录拉运时间，拉运量，拉运路线，交接记录，做好相应的人员管理措施。

6.2.4 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.4.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

(1) 各类管线采用密闭输送方式，并进行防腐保护；

(2) 各类管线在投入使用前采取试压和探伤检测管道的密闭性；

(3) 各类管线加装在线压力监控装置，一旦检测管线发生破损，应立即采取措施防止泄漏；

(4) 建立管线巡检制度，定期对管线壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道污染物泄漏事件的发生，防止对土壤、地表水和浅层地下水的造成污染。

(5) 对井口装置、管道等各装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(6) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72号）对完成油气开采的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.2.4.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程

度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目分区防控措施根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597—2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”，提出防渗技术要求。

具体划分方案见表6.2-1。

表 6.2-1 项目污染防渗区划分

站场	防渗分区		防渗要求
钻井期井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		泥浆罐区	
	一般防渗区	柴油罐区（地上罐）	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		岩屑池	
		应急池	
		生活污水池	
	危废暂存间		防渗层为至少 1 m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2 mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。
运营期井场	一般防渗区	采气树	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		井口撬	
	简单防渗区	电信控一体化撬	一般地面硬化

6.2.4.3 污染监控措施

(1) 污染跟踪监控措施

结合项目区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本项目需在上游、下游、项目区周边布设一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.4-2。

表 6.4-2 地下水监测计划

点位	区位	坐标	监测层位	监测频率	主要监测项目
G1	上游		孔隙潜水	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	石油类
G2	项目内				
G3	下游				

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油气开发部安全环保部门汇报，对于常规监测数据应进行公开。

(2) 管理措施

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向博大采油气管理区安全环保科汇报，对于常规监测数据应进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，博大采油气管理区应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②博大采油气管理区应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

③建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测系统；

④按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

6.2.4.4 应急响应

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

(1) 切断和控制泄漏点以及控制危险区

集输、排水等各类管道泄露等突发环境事件发生后，运营维护单位在报告事件的同时，要按照风险应急预案的要求立即采取关闭、封堵、围挡等措施，切断和控制泄漏点。涉及封锁事故现场和危险区域的，应当按照应急预案的要求，迅速撤离，疏散现场人员，设置警示标志，同时设法保护相邻设施、设备，严禁一切火源，切断一切电源，防止静电火花，采取有效措施，积极组织抢救，防止次生衍生灾害发生，避免事件扩大。

(2) 发现异常或发生事故，加密地下水监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。井场、管线等设备的阀门关闭后，现场查找泄漏源的位置，组建泄漏应急救援处置技术专家，同时对刺漏现场进行隔离，严禁无关人员进入隔离区，严禁一切烟火。刺漏管线处置技术专家分析周围泄

漏源的环境（环境功能区、人口密度等）和区域管线分布情况，确定是否已有泄漏物质进入大气、地下水等场所。估算事故的实际泄漏量及影响范围。

（3）根据各类管道突发环境事件情景，采取拦截、围挡、导流等措施防止油污染蔓延扩散。针对油类物质泄漏场地污染、地表水污染，采取挖建防渗集水池、构筑拦截坝等措施开展应急处置，并对刺漏管线进行维修。针对管道火灾爆炸事故，做好有毒有害物质和消防废水、废液等的收集、清理和安全处置，防范次生污染。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.5 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

本项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.2.6 固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的固体废物包括落地油、清管废渣、废防渗材料生活垃圾等，其中落地油、清管废渣、废防渗材料属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物。

（1）落地油，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油依托处理站进行处理。

（2）清管废渣

清管废渣中含有少量管道中的油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（3）废防渗材料

废防渗膜主要在修井作业过程中产生。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处置。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜；

（2）危险废物的主要管理要求如下：

① 含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方生态环境主管部门的环保规定。

② 主要管理职责

危险废物产生单位为危废管理责任主体，负责日常管理工作；

危险废物产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明危险废物产生原因、回收数量和地点，负责与危险废物处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

危险废物产生和处置单位应建立健全危险废物管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足政府地方生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

危险废物产生和处置单位制定相关应急预案，报地方生态环境主管部门和公司安环部备案。

含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安环部备案。

公司安环部会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处

置)场》(GB 15562.2)等有关规定,对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

落实危险废物转移联单制度,转移危险废物的,应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物,应当采取防止污染环境的措施,并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

落实排污许可制度,执行排污许可管理制度的规定。

危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物,运输过程中不准设置中转储存点,严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

产生单位向处置单位转移危险废物时,交接数量必须与地方生态环境主管部门批准的转移量相符。

综上,本项目采取的固废废物污染防治措施可行。

6.2.7 土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状,在分析土壤污染途径的基础上,根据环境影响预测与评价结果,按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.2.7.1 源头控制措施

从生产过程入手,在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施,从源头最大限度降低集输管线中凝析油、采出气泄漏的可能性和泄漏量,使项目区污染物对土壤的影响降至最低,一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区和站场设备与管线组件密封点处,是否有泄漏现象发生。

(2) 项目选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线,可有效的防止管线腐蚀穿孔,防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修,将事故发生的概率降至最低,有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生管道的采出物渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

(1) 按顺序停泵或关井在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

(2) 回收泄漏凝析油首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏凝析油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

(3) 挖坑应急因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据凝析油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.2.7.2 过程控制措施

根据项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.2.7.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对采气树管线接口处可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个柱状样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

- (1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。
- (2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。
- (3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着采气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、

转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

① 井场生态恢复治理范围

本项目新建采气井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

② 生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

① 管线生态恢复治理范围

本项目需新建管线总长度为 6.2km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

② 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内（过农田段控制在 3m），施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.4 环境影响经济损益分析

6.4.1 项目的社会效益和经济效益

6.4.1.1 社会效益

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

6.4.1.2 经济效益

由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

6.4.1.3 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

(3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2 环保投资估算

项目总投资 43810 万元，其中环保投资 1087 万元，约占总投资的 2.5%。

具体环保投资估算见表 7.2-1。

6.4.3 环保措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过博孜天然气处理厂的污水处理系统处理，处理达标后回注地层，节约了使用新鲜水的资金。

(1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

采出废水依托博孜天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 $1.78 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部处理后回用，

相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费2元/m³进行计算，产生的经济效益为35600元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及清管废渣依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

表6. 4-1

环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)
期 施 工 期	生态 环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	120
		生态修复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	5
		水土保持	水土保持措施	20
		防沙治沙	防沙治沙措施	20
	大气环境	站场、管线等施工产生的 施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网）， 逸散性材料运输采用苫布遮盖	—
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	—
	水环境	管线水工保护	管线沿途穿越水渠时的水工保护	3
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
运 营 期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	120
	地下水环境	井场、站场防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行	30
		污染监控	在项目区的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井	45
		井下作业废液	采用专用废液收集罐收集	30
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	9
	固体废物	油泥沙、清管废渣等	拉运与处置	60
	土壤环境	/	跟踪监测	10
退 役 期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	90
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的 永久占地释放后植被和土壤的恢复	450
	环境风险	环境风险	可燃气体报警器	15
		环境风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌	15
		应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	10
	环境管理	环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	30
合计				1087

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

6.4.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1087 万元，环境保护投资占总投资的 2.5%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7 环境风险评价

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

7.1 评价依据

7.1.1 风险调查

本项目新部署采气井场 3 口，项目新建 3 条集输管线，管线总长度为 6.2km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施，项目建成后，产气规模 $2.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油规模 $2.27 \times 10^4 \text{t}/\text{d}$ 。油气外输及处理均依托已有地面设施。本项目涉及的风险物质主要为天然气及凝析油，存在于管线中。

7.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 7.1-1 确定环境风险潜势。

表7.1-1 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

博孜 108 井单井集输管线 2.7km，管径为 DN80，根据计算，管道中危险物质存在量：甲烷 1.68t、乙烷 0.19t、凝析油 0.31t。

博孜 112 井单井集输管线 0.7km，管径为 DN80，根据计算，管道中危险物质存在量：甲烷 0.44t、乙烷 0.05t、凝析油 0.08t。

大北 18JS 井单井集输管线 2.8km，管径为 DN80，根据计算，管道中危险物质存在量：甲烷 1.74t、乙烷 0.20t、凝析油 0.32t。

本项目危险物质存在量及 Q 值具体见表 7.1-2。

表7. 1-2 建设项目Q值确定表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	博孜 108 井单井集输管线	凝析油	--	0.31	2500	0.000124	Q<1
		甲烷	74-82-8	1.68	10	0.168	
		乙烷	74-84-0	0.19	10	0.019	
		Q 值 Σ				0.187124	
2	博孜 112 井单井集输管线	凝析油	--	0.08	2500	0.000032	Q<1
		甲烷	74-82-8	0.44	10	0.044	
		乙烷	74-84-0	0.05	10	0.005	
		Q 值 Σ				0.049032	
3	大北 18JS 井单井集输管线	凝析油	--	0.32	2500	0.000128	Q<1
		甲烷	74-82-8	1.74	10	0.174	
		乙烷	74-84-0	0.20	10	0.02	
		Q 值 Σ				0.194128	
4	危险废物		/		/	/	/

经计算，本项目各个管线 $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 要求，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I，不再对行业及生产工艺（M）及环境敏感程度(E)进行判定。

7.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中环境风险评价工作级别划分的判据见表 7.1-3。

表7. 1-3 环境风险评价工作级别划分一览表

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

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

7.2 环境敏感目标概况

本项目以油气开采为主，项目各要素环境风险等级为简单分析，评价范围为自井场边界外延 500m 的区域，管线两侧 200m，环境风险评价范围内无敏感点。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、凝析油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 7.3-1。

表7. 3-1 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线、 燃料气管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	凝析油	可燃液体	集输管线

7.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于集输管线中。

7.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 7.3-2。

表7. 3-2 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
开采阶段	井喷	试油过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；开采阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故，造成次生污染物 CO 排放	大气、土壤、地下水

7.4 环境风险分析

7.4.1 大气环境风险分析

本项目涉及风险物质主要为天然气中的甲烷、乙烷和凝析油。天然气泄露进入大气引起人员中毒事故；天然气和凝析油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是 H_2O 和 CO_2 ，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的 CO ，引发周围人员 CO 中毒事件（次生灾害），但 CO 产生量较少、扩散较快，所以项目实施后对周围环境的影响是可以接受的。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天能得以控制。由于站场及管道位于荒漠地带，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

7.4.2 地表水环境风险分析

管道沿途穿越 1 处河道。由于输送的介质天然气密度比空气小，且在水中溶解率很低，在事故状态下，即一旦输气管线发生破裂，天然气对水质的直接影响很小，但管道的维修和维护将会对水环境造成一定的影响，通过严格管理，规范施工，可以将影响降低到最小。

本项目对跨河集输管道加强巡检和定期检测。通过采取以上措施，可降低管道风险概率，尽量避免对地表水体的影响。

7.4.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排；本项目可能泄露的危险液态物料主要为凝析油，非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境

管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

7.5 环境风险防范措施及应急要求

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

7.5.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(3) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(4) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.2 集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管

内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.5.3 窜层污染事故的防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对气田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样 2 次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

7.5.4 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管

线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

① 管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、灌渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；② 每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

7.5.5 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，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。

（4）本项目实施后，将本项目相关工程纳入各开发部环境风险应急预案中。

7.5.6 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

① 按顺序关井

在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防治工作，把损失控制在最小范围内。

② 回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

（2）火灾事故应急措施

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

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

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

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

（3）管道刺漏事故应急措施

本项目根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b. 堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

c. 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，

确保无泄漏产生。

d. 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处置。

7.6 突发环境事件应急预案

为提高项目对突发事故的整体应急处理能力，确保在发生突发事故时，能够采取有序的应急和救助措施，有效地保护人民群众的生命、财产安全，保护生态环境和资源，把各种损失降至最低，博大采油气管理区制定了突发环境风险事故应急预案，以确保在突发事故时做到应急有序、处理有方，具体见表7.6-1。

表7.6-1 博大采油气管理区气田突发环境事件应急预案

序号	应急预案名称	备案编号	适用范围
1	塔里木油田分公司 突发事件总体应急预案	6501002013002	塔里木油田分公司
2	塔西南勘探开发公司油气开发部 突发环境事件应急预案	652926-2020-003	塔西南勘探开发公司 博大采油气管理区

定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议对《塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》进行备案更新，将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入其中，进行必要的完善和补充。

7.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

运营期危险因素为集输管线老化破损导致天然气、采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

（2）环境敏感性及事故环境影响

本项目评价范围内的村庄作为风险目标。本项目实施后的环境风险主要有天然气、采出液泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质及甲醇可能污染土壤并渗流至地下

水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司“塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案”中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

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

表7.7-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田克拉苏气田博孜108-大北18JS井区 白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区拜城县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	甲烷、乙烷以及凝析油，均存在于集输管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，本项目油气田开发建设过程中采气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、泄漏等。			
风险防范措施要求	① 生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； ② 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； ③ 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； ④ 制定环境风险应急预案，定期演练。详见5.8.5节			

8 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建项目运营期井场采用电磁加热，无需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场、阀组站建设内容，不涉及转油站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建项目井场、阀组站的法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建项目未实施甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表8. 1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表8. 1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 18JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建项目涉及火炬燃烧排放、CH₄逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中:

$E_{GHG_火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

$E_{CO_2_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放, 单位为吨 CO₂;

$E_{CO_2_事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO₂ 排放, 单位为吨 CO₂;

$E_{CH_4_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放, 单位为吨 CH₄;

$E_{CH_4_事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH₄ 排放, 单位为吨 CH₄;

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告, 100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力, 因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中:

i -火炬系统序号;

$Q_{正常火炬}$ -正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量, 单位为万 Nm³;

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm³;

OF -第 i 号火炬系统的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

V_{CO_2} -火炬气中 CO₂ 的体积浓度, 取值范围为 0~1;

V_{CH_4} -为火炬气中 CH₄ 的体积浓度;

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c.

事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j [GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_j$$

上式中：

J-事故次数；

GF 事故,j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm³/小时；

T 事故,j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非 CO₂）j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V（CO₂）j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表8. 1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速度（万 Nm ³ /h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO ₂ 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm ³ ）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积浓度
1	3座井场	正常工况	0.025	48	2.55	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 3.04 吨 CO₂。

（2）CH₄ 逃逸排放

本项目运营期排放的温室气体主要为原油开采过程中井口装置和接转站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4_开采逃逸}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年·个）$ ；井口装置为 0.23，阀组站为 0.18；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年·个）$ ；井口装置为 2.5。

本项目工程开采逃逸的 CH_4 为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4-开采逃逸} &= Num_{oil, 油井井口} \times EF_{oil, 油井井口} + Num_{oil, 油井加热炉} \times EF_{oil, 油井加热炉} \\ &\quad + Num_{oil, 接转站} \times EF_{oil, 接转站} + Num_{oil, 气井井口} \times EF_{oil, 气井井口} + Num_{oil, 气井加热炉} \times EF_{oil, 气井加热炉} \\ &= 3 \times 0.23tCH_4 + 1 \times 0.18tCH_4 = 0.87tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH_4 为 0.87t，折算成 CO_2 排放量为 18.27t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量约 450MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 300.2t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{-回收}}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{\text{CO}_2\text{-回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建项目实施后 CO_2 排放总量见表 8-1-5 所示。

表8. 1-5 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO ₂ ）	占比（%）
拟建工程	火炬燃烧排放	2.55	0.8
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	18.27	5.7
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	300.2	93.5
	合计	321.02	100

由上表 8.1-5 分析可知，拟建项目 CO₂ 总排放量为 321.02 吨。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

项目所在的博大采油气管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 321.02 吨。

在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力；

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

本项目日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE 管理制度体系建设要求，建立了博大采油气管理区QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.3 环境管理职责

博大采油气管理区QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

- (1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；
- (2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；
- (3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；
- (4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；
- (5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；
- (6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；
- (7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；
- (8) 配合政府环保部门和上级生态环境主管部门检查。

9.2 生产区环境管理

9.2.1 日常环境管理

- (1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期采出水送至博孜天然气处理厂采出水处理系统，处理达标后回注油气藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强加热炉有组织排放和油气集输、处理过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

- (2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

9.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

9.2.3 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境主管部门审批本项目的环境影响报告书，阿克苏地区生态环境局和拜城县分局监督所辖行政区内该项目的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

目前博大采油气管理区已申请固定污染源排污登记，登记编号分别为 916531007291855484017X；登记编号：916531007291855484019X。

9.2.4 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第十条，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

② 协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④ 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 井位选址布设是否满足环评要求; 2) 各站场施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; 3) 施工作业是否超越了限定范围, 施工结束后, 施工现场是否进行了及时清理; 4) 站场硬化是否达到要求; 5) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理。	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度; 3) 挖土方放置是否符合要求, 管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填, 管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 施工季节是否合适; 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为。	

9.2.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结

合区域环境特征，分施工期和营运期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.2-2。

表 9.2-2

本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议		实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，尽量少占用林地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃建筑垃圾，合理处置弃土等		施工单位及建设单位	建设单位环保部门及阿克苏地区生态环境局和拜城县分局
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等			
		植被	保护荒漠灌丛植被及草地；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被			
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等			
施工期	生态保护	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被		施工单位及建设单位	
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等			
		废水	施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施处理			
			管道试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压			
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处置			
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		施工单位及建设单位		
运营期	正常工况	废水	采出水处理装置和回注系统		建设单位	
		废气	净化后的天然气			
		固体废弃物	集中堆放，委运处理			
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施			
		设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测			
	事故风险		事故预防及天然气泄漏应急预案			阿克苏地区生态环境局
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘		施工单位及建设单位	建设单位环保部门及阿克苏地区生态环境
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处置			
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			

	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况		局和拜城县分局
--	------	---	--	---------

9.2.6 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

9.2.7 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工

作的通知》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前克拉苏气田博孜-大北区块，已于2021年完成环境影响后评价工作。本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在5年内以博孜1区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.3 企业环境信息公开

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：新钻井2口，部署采气井场3座，项目新建3条集输管线，管线总长度为6.2km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施，项目建成后，产气规模 $2.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油规模 $2.27 \times 10^4 \text{t/d}$ 。

（2）排污信息

本项目污染物排放标准见2.4.3节。

本项目污染物总量控制指标情况见3.5节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见博大采油气管理区突发环境事件现行应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表8.5-1。

公示方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

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

9.4 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.4-1。

表9.4-1

博大区块产能建设项目污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 (h/a)	排放浓度 (mg/m³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
类别	新建井场（3座）	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	/	非甲烷总烃	8760	/	/	/	0.3417	非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求及《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求		
废水	气田采出水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂处理			/	不外排	/	/	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）		
	废压裂液		委托有资质的单位处置			/	/	/	/	无害化处置		
	废酸化液					/	/	/	/			
	废洗井液					/	/	/	/			
类别	噪声源	污染因子	治理措施			处理效果	执行标准				环境监测要求	
噪声	井下作业（修井、洗井等）	Leq	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施			厂界达标	厂界 昼间≤60dB（A）； 夜间≤50dB（A）				《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	井口装置	Leq										
	阀组撬	Leq										
序号	污染源名称	固废类别	处理措施					处理效果	执行标准	监测要求		
固体废物	废防渗材料	HW08	收集后定期由有库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置									
	清管废渣	HW08										

	落地油	HW08	处理站回收处理		
环境风险防范措施	严格按照风险预案中相关规定执行				

9.5 环境及污染源监测

9.5.1 监测目的

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

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

9.5.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业（HJ 1248—2022）》等要求，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.5.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农

用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业（HJ 1248—2022）》等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划和工作方案。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.5-1。

表9.5-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	博孜 108、博孜 112、大北 18JS 井下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水环境	潜水含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	区块内及上、下游监测井（3 口）	每年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油烃	井场采气树管线接口处	每 5 年监测 1 次
生态		沙化土地的动态变化信息	场站及管线占地外延 200m 范围内	每 5 年一次
		生物多样性		
设备泄漏检测		阀门、开口阀、取样连接系统		每半年一次
		法兰及其他连接件、其他密封设备		每年一次

9.5.4 管线泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

（1）泄漏检测周期

① 对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象：

② 阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；

③ 法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次；

④ 设备和管线组件初次启动或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测；

（2）泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

① 密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

② 液态 VOC_s 物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于 2000 μ mol/mol。

（3）泄漏修复

① 当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

② 符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车（工）检修期间完成修复。

a. 装置停车（工）条件下才能修复；

b. 立即修复存在安全风险；

c. 其他特殊情况

（4）记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

9.6 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.6-1。

表9.6-1

三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
项目	非甲烷总烃	博孜 108、博孜 112、大北 18JS 井场	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
					《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
废水	采出水	井场	输送至博孜天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注地层		《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求
	生活污水	井场	依托博大采油气管理区公寓现有生活污水处理设施装置进行处理		《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准
地下水	采出液	井场	井场防渗：井口用永久占地		等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
		站场	计量阀组		
		井场、站场	在项目区的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准
噪声	井口装置、井下作业	井场、站场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准
固废	井下作业固废	井场	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理		无害化处置
	油泥（砂）、清管废渣	井场、管线	依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置		无害化处置，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）
土壤	采出水、井下作业固废、油泥砂、清管废渣	井场、管线	井场占地范围内、占地范围外 200m 内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

生态恢复	项目占地	井场、管线	临时占地植被恢复；集输管线作业带宽度8m，井场占地，集气站占地	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
	水土防治区	井场、管线	水土保持	维护生态安全
	沙区	井场、管线	物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施	防止土地沙化
	项目占地	井场、管线	草地，管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填，征地手续	保护耕地
			公益林补偿，征地手续	保护公益林
环境管理	纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

10 环境影响评价结论

10.1 结论

10.1.1 项目概况

(1) 项目概况

项目名称：塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 18JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目

建设性质：滚动开发

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设地点：新疆阿克苏地区拜城县境内

项目投资：项目总投资 43810 万元，其中环保投资 1087 万元，约占总投资的 2.5%。

建设内容：部署采气井场 3 口，项目新建 3 条集输管线，管线总长度为 6.2km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施，项目建成后，产气规模 $2.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油规模 $2.27 \times 10^4 \text{t/d}$ 。

劳动定员及工作制度：本项目不新增劳动定员，工作制度生产系统年工作 7920h，年生产 330 天。

10.1.2 产业政策符合性

项目对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于目录中第七类“石油、天然气”中第一条“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目。项目结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，因此本项目符合国家和地方当前产业政策要求。

10.1.3 环境质量现状评价

(1) 环境空气：根据环境空气质量模型技术支持服务系统中新疆维吾尔自治区阿克苏地区近 5 年来环境空气质量数据进行判定，近 5 年来工程区域为环

境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ ，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

各监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准。

(2) 地表水：根据监测结果可知，木扎尔特河监测项目满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 II 类标准。

(3) 地下水：地下水水质现状监测数据可知，各监测点的各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

(4) 声环境：项目各井场监测点监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

(5) 土壤环境：项目所在区域建设用地土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018) 中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求，石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求；项目所在区域农田土壤监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018) 表 1 筛选值标准，区域土壤环境质量良好。

(6) 生态环境现状：根据现场调查及资料收集，项目区无自然保护区、世界自然和文化遗产地等特殊生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。项目区所属的拜城县属于塔里木流域水土流失重点治理区。项目区土地利用类型主要为其他草地，以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。植被主要是盐柴类灌木、半灌木。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等。总体来看评价区域景观单一，植被盖度约 5-20%，无野生动物活动。

10.1.4 环境影响分析

10.1.4.1 环境空气影响分析

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和退役期。

施工期主要是施工扬尘、电焊烟尘、机械及车辆尾气对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运营期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃对大气环境造成的影响，集输工艺全过程密闭，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏，经估算，本项目对周边环境的影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

退役期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。采取以上措施后，闭井期对大气环境影响可接受。

10.1.4.2 地表水环境影响分析

项目运营期和闭井期不产生废水。项目废水主要为施工期的试压废水及生活污水。试压废水用于场地洒水抑尘，不外排；井场设环保厕所，定期消毒、清掏，生活污水暂存于生活污水池，定期拉运至拜城县给排水公司城区污水处理厂妥善处理。

运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，采出水随凝析油一起送至博孜天然气处理厂处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注地层；井下作业废水送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

综上，本项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

10.1.4.3 地下水环境影响分析

在防渗失效条件下跑、冒、滴、漏过程中，石油类污染物随着时间推移均在砂砾石层或含土砂砾石层中运移，不能穿过粘土层向下运移。由于项目管线防腐防渗，井场采取分区防渗，可有效防止污染物下渗进入地下水。针对施工期和运行期非正常工况，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在相关保护

措施实施后，该项目对地下水环境的影响是可以接受的，从环境保护角度讲，该项目选址合理，项目可行。

10.1.4.4 声环境影响分析

本项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运营期噪声主要来自采气树、电磁加热撬等，通过基础减振等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不造成扰民现象。

退役期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境的影响可接受。

10.1.4.5 固体废物环境影响分析

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料和生活垃圾。开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整，不外运；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置；生活垃圾集中收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置。

项目运营期固废主要为油泥（砂）、清管废渣、落地原油和废防渗材料，桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

闭井期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑垃圾、废弃管线，通过采取集中收集，收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置妥善处置，不外排。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

10.1.4.6 生态环境影响分析

本项目总占地面积 8.74hm^2 ，其中永久性占地面积为 0.48hm^2 ，临时占地面积 8.26hm^2 ，占地类型为其他草地和内陆滩涂。占地以临时占地为主，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

10.1.4.7 环境风险评价

该项工程采取的环境风险措施及制定的预案切实可行。在严格落实风险防范措施、应急预案后，环境风险达到可接受水平，项目环境风险是可防控的。

10.1.5 总量控制

运营期总量控制指标为 VOCs: 0.3417t/a;

10.1.6 选址合理性分析结论

项目位于其他草地、内陆滩涂，井场、敷设管线未占用、穿越红线，不在生态保护红线范围内。从环保角度分析，本项目选址可行。

10.2 要求与建议

10.2.1 要求

(1) 建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线，并征得当地环保、规划等部门同意，对于跨越公路等必须征得有关部门的同意。应尽可能避开耕地、林地、地表水体。

(2) 切实做好井场防渗，防止污染土壤和地下水环境。

(3) 建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。

(4) 要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据油气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

(5) 项目正式投产或运营后，应定期开展环境影响后评价工作。

10.2.2 建议

(1) 建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

(2) 加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。