声明：根据《环境影响评价公众参与办法》，“第八条 建设项目环境影响评价公众参与相关信息应当依法公开，涉及国家秘密、商业秘密、个人隐私的，依法不得公开。法律法规另有规定的，从其规定。”本次公示的环境影响报告书征求意见稿中涉及商业秘密的相关内容依法未进行公开。

1概　述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $5.6\times10^{5}km^{2}$，石油资源储量约为 $1.067\times10^{10}t$，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^{3}$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司(简称“塔里木油田分公司”)油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油气田之一。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。

目前博孜天然气产区主要包括博孜 1 区块、博孜 2 区块、博孜 3 区块、博孜 7 区块、博孜 9 区块、博孜 11 区块、博孜 12 区块、博孜 14 区块、博孜 15 区块、博孜 18 区块、博孜 19 区块、博孜 23 区块、博孜 27 区块、博孜 28 区块、博孜 29 区块、博孜 1 评价区共 16 个产区。

博孜 3 区块是克拉苏气田博孜区块近年来勘探发现的新区块，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。对促进新疆地区的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定具有重要的意义,为此塔里木油田分公司拟投资*****万元实施“博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期）”，主要建设内容包括：①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)；②在博孜 10 井新建 1 座撬装真空加热炉 150kw,在博孜 17 井新建 1 座 500kW 加热节流橇，在博孜 1301 井、博孜 1302 井分别新建 1 座 315kW 加热节流橇；③在博孜 18 井预留阀室新增预留 4 井阀组，在博孜 3 干线阀室新增预留 4 井阀组；④新建

采气管线 33.92km，新建燃料气管线 27.92km；⑤工程配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施。项目建成后产气量为 395×10^4m^3/d，年产油规模 923t/d。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于天然气开采项目，位于阿克苏地区温宿县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目区域重点推进煤炭、油气资源开发水土流失综合治理工作，属于塔里木河流域水土流失重点治理区；同时本项目占地涉及天然林，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)，本项目属于分类管理名录“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。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 7 月 26 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 7 月 28 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

本项目为天然气开采，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号)，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。因此，本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

(2)规划符合性判定

本项目属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于克拉苏气田博孜区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，与区域主体功能区划目标相协调。

(3)评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境评价等级为三级 B、地下水环境影响评价工作等级为三级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为二级、生态环境影响评价等级为三级、环境风险影响评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1)本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。井场及站场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)本项目废水主要为采出水、井下作业废水，其中采出水随采出液一起最终进入大北天然气处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；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)本项目生产过程中废水主要为采出水和井下作业废水，集输管线采用无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。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，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时，项目采取源头控制、分区防控、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，各井场厂界噪声值满足《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，类比同类天然气开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

(6)本项目井场无人值守，需定期巡检，无新增劳动定员，营运期固体废物主要为油泥(砂)，油泥(砂)集中收集后，定期由有危险废物处置资质单位接收处置。

(7)本项目涉及的风险物质主要包括采出液(凝析油)、天然气(甲烷、乙烷、丙烷)，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

(8)本项目永久占地面积较小,所在区域植被较少,未见大型野生动物出没。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

1.5 主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善相应的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

(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)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(1997 年 3 月 1 日施行，2018 年 12 月 29 日修正)；

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

2.1.2 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)；

(2)《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(国发[2018]22 号)；

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

(4)《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)；

(5)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17 号，2015 年 4 月 2 日发布并实施)；

(6)《国务院关于印发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)；

(7)《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)；

(8)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展改革委令第 29 号，2019 年 10 月 30 日发布，2020 年 1 月 1 日实施)；

(9)《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)；

(10)《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)；

(11)《关于印发<“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案>的通知》(环大气[2017]121 号，2017 年 9 月 13 日发布并实施)；

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告 2018 年 第 48 号)；

(13)《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 日实行)；

(14)《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)；

(15)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709 号，2017 年 11 月 10 日发布并实施)；

(16)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号，2017 年 8 月 29 日发布，2017 年 10 月 1 日实施)；

(17)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 第 3 号，2017 年 5 月 3 日发布，2018 年 8 月 1 日实施)；

(18)《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)；

(19)《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)；

(20)《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)；

(21)《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)；

(22)《关于印发<企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]4 号，2015 年 1 月 8 日发布并实施)；

(23)《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)；

(24)《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)；

(25)《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)；

(26)《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)；

(27)《突发环境事件应急预案管理暂行方法》(环发[2010]113 号，2010 年 9 月 28 日发布并实施)；

(28)《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)；

(29)《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)。

(30)《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)。

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 日修订)；

(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)《关于印发<自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020 年)>的通知》；

(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)《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》(新环发[2016]360 号，2016 年 11 月 16 日发布并实施)；

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

(11)《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)；

(12)《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)；

(13)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》；

(14)《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)；

(15)《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）；

(16)《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2018 年 11 月 30 日发布，2019 年 1 月 1 日施行)；

(17)《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)；

(18)《关于下放陆地石油天然气开采建设项目环评文件审批权限的通知》(新环环评发[2021]102 号)；

(19)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；

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

(21)《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)；

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

(23)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(24)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(25)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(试行)》(新环发[2017]1 号，2017 年 7 月 21 日修订并实施)；

(26)《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。

(27)《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)；

(28)《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)；

(29)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(30)《关于印发<阿克苏地区打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案（2018-2020）>的通知》（阿行署办[2019]5 号）；

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)；

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)；

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)；

(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/T 349-2007)；

(10)《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；

(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)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；

(14)《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单；

(15)《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)；

(16)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《环境质量现状检测报告》；

(2)《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》；

(3)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(4)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地阿克苏地区温宿县一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3)预测本项目对当地环境可能造成影响的程度和范围,从而制定避免和减轻污染的对策和措施，并提出总量控制指标。

(4)分析本项目可能存在的环境风险,预测风险发生后可能影响的程度和范围，对项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

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

(6)为生态环境主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

根据本项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响要素识别结果一览表

环境因素 / 工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土保持
施工期	管线开挖及井场道路	-2D	--	--	-1D	-1C	-1C	-1C	-1C	-1C
	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	—	—	—	—	—
营运期	天然气开采及集输	-1C	—	-1C	-1C	-1C	--	—	—	--
闭井期	封井、井场清理	-1D	—	—	-1D	—	+1C	—	+1C	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、防沙治沙、水土保持等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、地下水、声环境、土壤环境等产生不同程度的直接的负面影响；闭井期对环境的影响体现在对环境空气、声环境的短期影响和对生态环境要素中的植被、防沙治沙的影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　本项目评价因子一览表

环境要素	项　目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NO_2、SO_2、H_2S、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃
	影响评价	PM_{10}、$PM_{2.5}$、NO_2、非甲烷总烃
地下水	现状评价	**基本水质因子：**色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、铬(六价)、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类； **检测分析因子：**K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}

			特征因子：石油类
	污染源		石油类
	影响评价		石油类
土壤环境	现状评价		**建设用地基本因子：**pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 **特征因子：**石油烃(C_{10}～C_{40})
	污染源		入渗型：石油烃(C_{10}～C_{40})
	影响分析		入渗型：石油烃(C_{10}～C_{40})
声环境	现状评价		L_{eq}
	污染源		L_A
	影响评价		L_{eq}
生态环境	现状评价		植被、动物、防沙治沙、水土流失、生态系统
	影响评价		
固体废物	污染源		危险废物(油泥(砂))
	影响分析		
环境风险	风险识别		凝析油、甲烷、乙烷、丙烷
	风险评价	大气	甲烷、乙烷、丙烷
		地下水	凝析油

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

(1)P_{max}及$D_{10\%}$的确定

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率P_i(第i个污染物，简称“最大浓度占标率”)，及第i个污

染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时对应的最远距离$D_{10\%}$。其中P_i定义公式：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m³；

ρ_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

$D_{10\%}$——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离。

(2)城市农村选项确定

本项目周边3km范围内的用地布局。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明:当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目各井场周边3km半径范围内一半以上面积不属于城市建成区和规划区，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 P_{max}=**%，1%≤P_{max}＜10%，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

(1)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 2.4-1。

表 2.4-1　　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/(m³/d)；水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥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。		

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。因此由表 2.4-1 可知，本项目地表水环境评价等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1)建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A，本项目行业类别属于“F 石油、天然气”中的“38、天然气、页岩气开采”，环评类别为报告书，因此本项目地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类。

(2)地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-2。

表 2.4-2　　地下水环境敏感程度分级表

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

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

(3)评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-3。

表 2.4-3　　**地下水评价工作等级划分依据一览表**

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

本项目地下水环境影响评价Ⅱ类项目、环境敏感程度为不敏感，根据表 2.4-3 判定结果，确定本项目地下水环境影响评价工作等级为**三级**。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1)声环境功能区类别

本项目位于阿克苏地区温宿县境内，周边区域居住、工业混杂，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2)敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

本项目各井场周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

(3)评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则•声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价等级划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目不属于造成土壤盐化、酸化、碱化的项目，属于污染影响型建设项目，根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1)建设项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“**采矿业**”行业中“**天然气开采**”，项目类别为**Ⅱ**类。

(2)影响类型

本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

(3)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(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”，本工程新建井场的永久占地面积为 1.884hm^2（<5hm^2），占地规模为**小型。**

(4)建设项目敏感程度

本工程新建井场周边 200m 范围内存在耕地，新建管线穿越农田，土壤环境敏感程度为“敏感”。

(5)评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-4。

表 2.4-4 **评 价 工 作 等 级 分 级 表**

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

本项目类别为Ⅱ类、占地规模为小型、环境敏感程度为敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1)占地范围

本项目总占地面积 42.558hm^2(0.426km^2)，其中永久占地面积 1.884hm^2，临时占地面积 40.704hm^2。新建单井采气管线长度共计 33.92km。本项目占地面积 0.426km^2<2km^2，线性工程长度为 33.92km＜50km。

(2)区域环境

本项目周边涉及戈壁、农田、天然林等，影响区域内涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的重要生态敏感区，因此判定本项目区域属于(HJ19-2011)中规定的**重要生态敏感区**。

(3)评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，生态影响评价工作等级划分办法见表2.4-5。

表 2.4-5　　**生态影响评价工作等级划分表**

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积≥20km^{2}或长度≥100km	面积 2～20km^{2}或长度 50～100km	面积≤2km^{2}或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

根据以上分析及表 2.4-5，确定本项目生态影响评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 建设项目风险源调查

本工程新建采气井场 9 座；新建采气管线共计 33.92km，新建燃料气管线共计 27.92km。涉及的风险物质主要为管线中的甲烷、乙烷、丙烷、凝析油。

2.4.1.7.2 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本项目在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工特点(M)，按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

(1)危险物质数量与临界量比值(Q)

本项目存在多种危险物质，则按式(1-1)计算物质总质量与其临界量比值(Q)：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\frac{q_n}{Q_n}\cdots \quad (式\ 1\text{-}1)$$

式中：$q_1,q_2\cdots q_n$ 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，$Q_2\cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量,t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：(1)1≤Q＜10；(2)10≤Q＜100；(3)Q≥100。

本项目管线均分段敷设，其中单井采气管线单段最长为 5.5km。单井采气管线输送介质中主要为采出气。

经计算，本项目 Q 值为 0.5436＜1，风险潜势为Ⅰ。

2.4.1.7.3 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-6。

表2.4-6 **环境风险评价工作等级划分一览表**

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

对照表2.4-6可知，本项目环境风险潜势为Ⅰ，因此本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-7。

表 2.4-7 **各环境要素评价范围一览表**

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	三级	各井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧向外延伸 200m 范围
4	声环境	二级	各井场边界外 200m 范围

5	土壤环境	二级	各井场边界及管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	三级	各井场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	项目周边区域大气、地下水环境

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标
3	工程分析	**区块开发现状回顾：**主要介绍区块开发现状、三同时手续履行情况、环境影响评价回顾、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见。 **现有工程：**现有工程基本情况、主要工艺及产排污节点、污染源调查、污染物排放量、环境问题及以新带老建议等内容。 **在建工程：**主要介绍博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井、博孜 1301 井、博孜 1302 井 9 口钻井的基本情况、主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容。 **拟建工程：**拟建工程项目基本概况、主要生产设备设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、三本账、污染物总量控制分析。 **依托工程：**与项目相关的大北天然气处理厂、克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、大北地区固废填埋场等依托工程的基本情况
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析：施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析； 营运期环境影响评价：大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响评价，固体废物影响分析，生态环境环境影响评价，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量方式估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日

		常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1)环境质量标准

环境空气：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^{3}的标准；H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^{3}的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准。

土壤：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)中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值；占地范围外非建设用地的土壤参照执行《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 其他类风险筛选值标准。

(2)污染物排放标准

废气：加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值；井场无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

废水：各生产井采出气混输至大北天然气处理厂采出水处理设施处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理

站，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)回注于地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期站场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

(3)控制标准

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
空气	PM_{10}	年平均	70	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24 小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
	H_2S	1 小时平均	10	μg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》

	嗅和味	无	—	(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中III类
	浑浊度	≤3	NTU	
	肉眼可见物	无	—	
	pH	6.5~8.5	—	
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.10		
	铜	≤1.00		
	锌	≤1.00		
	铝	≤0.20		
地下水	挥发性酚类	≤0.002	mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中III类
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.50		
	硫化物	≤0.02		
	钠	≤200		
	总大肠菌群	≤3	CFU/100mL	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类微生物指标
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0		
	氰化物	≤0.05		
	氟化物	≤1.0		
	碘化物	≤0.08		
	汞	≤0.001		
	砷	≤0.01		
	镉	≤0.005		

	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中III类
	苯	≤10.0		μg/L	
	甲苯	≤700			
	石油类	≤0.05		mg/L	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类
声环境	L_{eq}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准
		夜间	50		

表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《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
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		

22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290	mg/kg	《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
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	䓛	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C_{10}～C_{40})	4500		
47	镉	0.6	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，风险筛选值＞7.5
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		

53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-4　　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/m³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m³	《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
废水	采出水	悬浮固体含量	30	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
		含油量	50		
施工噪声	L_{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
场界噪声	L_{eq}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

本项目位于阿克苏地区温宿县境内，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。项目所在区域规划目标为“针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发区迹地的生态修复”。本项目主要建设单井集输管线，主要目的是满足克拉苏气田博孜区块产能开发的需要，开发强度不会超过区域规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区划目标相协调。

2.7.2 生态环境保护规划

根据项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《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》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》等。

本工程与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	本项目属于塔里木盆地油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本工程属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区	符合
《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)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场加热炉采用采用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	符合
	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。钻井和压裂设备应当优先	本工程施工周期较短，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	符合

	使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	生态环境造成影响	
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本工程集输管线采取埋地敷设方式，根据比选方案，各方面选取最优路线避让天然林	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	博大油气开发部制定有《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号 652926-2020-003），后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	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，恢复井场周边及管线临时占地，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，科学合理地确定开发方案，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	本项目开发方案设计考虑了克拉苏气田博孜区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，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	项目井场、管线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	符合
《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）	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	克拉苏气田于 2017 年编制了《克拉苏气田开发规划方案》，并开展了规划环境影响评价，《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》于 2017 年 4 月 12 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅审查意见（新环函[2017]537 号)），克拉苏气田博孜-大北区块已于 2020 年开展后评价工作并完成备案	符合
《阿克苏地区环境	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化	本项目站场无组织废气排放涉及 VOC_s 排放，报告中已针对无组织排	符合

保护“十三五”规划》	物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上，大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机污染物总量控制	放提出提出管道密闭集输，加强管道、阀门的检修和维护的措施	
	强化未污染土壤保护，严控新增污染。按照科学有序原则开发利用未利用地，加强纳入耕地后备资源的未利用地、矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境管理，防止造成土壤污染；排放重点污染物(重金属、多环芳烃、石油烃)的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施，防范建设用地新增污染物	本项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响，事故状况下，如管道泄漏，可能会对区域土壤环境有一定的影响，报告中已针对土壤环境提出源头控制和过程防控的措施，对区域环境影响可接受	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。2017 年起，以拜城县、库车市、沙雅县、温宿县为重点，开展油(气)资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用，加强危险废物综合利用和处置水平	本项目产生的固废主要为油泥(砂)，油泥(砂)采取桶装形式收集后，委托有危废处置资质单位接收处置	符合
	加强防沙固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。实施生态修复，开展禁牧、休牧，推进塔里木盆地周边防沙治沙工程，封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障阿克苏绿洲生态安全	本次评价针对防沙治沙提出：井场平整后，采取砾石压盖；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置等相关要求，在工程开发过程中，要求控制施工作业带，开挖过程中分层开挖，分层回填，尽量减小对区域地表的扰动	符合
	加强对危险废物全过程监管。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。加强石油天然气勘探开发业危险废物监管，建立完善《石油天然气勘探开发井危险废物产生源分布图》。加强危险废物产生、经营单位规范化管理督查考核，规范危险废物识别标示、贮存设施和场所管理。强化石油天然气勘探开发行业危险废物监管	本项目产生的危废主要为油泥(砂)，油泥(砂)采取桶装形式收集后，委托有危废处置资质单位接收处置	符合

《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》	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	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，应在5年内以博孜区块为单位继续开展环境影响后评价工作	符合

表 2.7-2　**石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告第15号)	各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染	本项目施工期通过洒水抑尘减少扬尘产生量	符合
	矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。在采石、采砂和其他矿产资源开采过程中，或者在停办、关闭矿山前，采矿权人应当整修被损坏的道路和露天采矿场的边坡、断面，恢复原有地貌，并按照规定处置矿山开采废弃物，防止扬尘污染	本项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场填埋；闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第18号)	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	本项目营运期产生废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	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，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路	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	本项目集输过程为密闭流程	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	本评价已提出制定严格的施工操作规程，沿线设标志牌，加强环境保护的宣传等生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地	符合

	应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	敷设	
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目运营期采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理，达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	符合

表 2.7-3 **新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《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	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	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	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本项目运营期固体废物为含油废物，桶装收集后委托有危险废物处置资质单位接收处置	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，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本工程营运期井场或站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)及清管废物，定期由有危废处置资质单位接收处置	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	本项目开工建设实行环境监理，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	符合

2.7.3 “三线一单”分析

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 2.7-4。

表 2.7-4 **“三线一单”符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		本工程	符合性
《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)	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。	本项目西南距拟定生态保护红线区 3km，敷设管线未穿越红线，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。	本项目采出水进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目采出液采取密闭集输工艺。本项目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。	符合
	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。	本项目生产过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成较大影响；本项目使用天然气为燃料，天然气属清洁能源，废气污染源为锅炉烟气、井场及站场无组织废气，污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关	本项目属于一般管控单元。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，不会对站场周围大气环境、	符合

		要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	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。	

2.7.4 环境功能区划

本项目位于塔里木油田博孜区块，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；项目周边无地表水体；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区；项目区域以油气开采、工业生产为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，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 2.7-4。

表 2.7-4 **工程区生态功能区划**

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	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
天山山地干旱草原—针叶林生态区	天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区	托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	水源补给、生物多样性维护、土壤保持	水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏	生物多样性和生境极度敏感，土壤侵蚀轻度敏感、不敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原	合理利用天然草地，维护自然景观和生物多样性

由表 2.7-4 可知，本工程位于“托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区”，主要生态服务功能为“水源补给、生物多样性维护、土

壤保持”，主要保护目标为“保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原”，发展方向为“合理利用天然草地，维护自然景观和生物多样性”。

本工程服务于区域油气资源勘探开采，属于博孜区块改扩建项目，新增占地面积较小，与区域主要生态服务功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。

2.8 环境保护目标

3 建设项目工程分析

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地，是我国陆上油气增储上产潜力最大的盆地之一，6000 米深的超深油气资源占我国陆上超深层油气资源总量 60%以上，勘探开发潜力巨大。截至 2020 年底，累计发现和探明 32 个大中型油气田，探明油气储量当量 27.7 亿吨，生产油气超 4×10^8吨，向西气东输供气超 2700×10^8立方米，向南疆供气超 400×10^8立方米，上缴税费超 1610 亿元，为保障国家能源安全和带动地方经济社会发展做出重要贡献。

随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。目前克拉苏气田已形成了克拉 2、大北和克深三大天然气净化处理基地，地面集输管网及配套设施日趋完善，为各大区块开发提供了有力保障。

博孜区块作为大北区块接替区块，对其进行开发是目前塔里木油田公司油气田开发建设的重要战略。对塔里木油田实现油气当量 3500 万吨产能目标和保障下游持续稳定供气具有重要意义。为此塔里木油田分公司拟投资*****万元实施“博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期）”，主要建设内容包括：①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)；②在博孜 10 井新建 1 座撬装真空加热炉 150kW，在博孜 17 井新建 1 座 500kW 加热节流橇，在博孜 1301 井、博孜 1302 井分别新建 1 座 315kW 加热节流橇；③在博孜 18 井预留阀室新增预留 4 井阀组，在博孜 3 干线阀室新增预留 4 井阀组；④新建采气管线 33.92km，新建燃料气管线 27.92km；⑤工程配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施。项目建成后产气量为 $395\times10^4m^3/d$，年产油规模 923t/d。

本项目博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期），不含钻井工程，将博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井、博孜 1301 井、博孜 1302 井作为在建工程进行分析，博孜 18 井预

留阀室、博孜 3 干线阀井作为现有工程进行分析，博孜 13 井、博孜 3 集气站、博孜 301 集气站作为相关工程进行分析。本工程产生的采出液、废水、固废等废弃物将运送至大北天然气处理厂、克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、大北地区固废填埋场处理，所以本次评价将其作为依托工程进行分析。

表 3-2　　工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	克拉苏气田博孜区块开发现状简述	克拉苏气田博孜区块开发现状、主要地面设施情况
2	现有工程	本项目涉及改造的博孜 18 井预留阀室、博孜 3 集气干线阀室概况、现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容
3	相关工程	介绍博孜 13 井、博孜 3 集气站、博孜 301 集气站基本情况
4	在建工程	主要介绍博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井 9 口钻井的基本情况、主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容
5	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设备设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、污染物总量控制分析
6	依托工程	与项目相关的大北天然气处理厂、克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、大北地区固废填埋场等依托工程的基本情况

3.1 克拉苏气田博孜区块开发现状简述

3.1.1 克拉苏气田博孜区块开发现状

塔里木油田分公司博大油气开发部成立于 2019 年 2 月 1 日，博大油气开发部气田包括神木区块、阿瓦区块和克拉苏气田的博孜区块、大北区块、克深 5 区块，地处温宿县和拜城县境内，区域面积为 2200km^2。

博孜区块具有“特低孔特低渗、非均质性强、裂缝较发育、地层压力高、气中含蜡”等特点，根据气藏特点，博孜区块动用干气地质储量 751.99×10^{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。

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

3.2 现有工程

3.2.1 基本情况

（1）博孜 18 井预留阀室

博孜 18 井预留阀室“T”接至博孜 3 集气复干线，阀室内露天设置 1 个 DN300 阀门作为预留接口接收后续单井来气。

3）博孜 3 干线阀室

博孜 3 干线阀室内设有去往大北天然气处理厂的 DN250 博孜 3 集气干线和来自大北天然气处理厂来的 DN100 燃料气干线，阀室内设置有 DN100 燃料气预留接口。

3.2.2 工艺流程及产排污节点

各井场采出液由集输管线混输至博孜18井预留阀室然后通过博孜3集气复干线输送至大北天然气处理厂处理；来自大北天然气处理厂的燃料气通过博孜 3 集气干线输至博孜 3 干线阀室，然后输至各井场加热炉。

博孜 18 井预留阀室、博孜 3 干线阀室废气污染源主要为厂界无组织废气，阀室日常维护，做好密闭措施；固体废物污染源主要为阀门、法兰等设施原油渗漏产生的油泥(砂)，委托有资质单位接收处置。

本项目现有工程污染源及治理措施见表 3.2-3。

表 3.2-3　　**现有工程污染源及治理措施一览表**

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	场站无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	日常维护，做好密闭措施
固废	油泥(砂）	油泥(砂)	间歇	委托有资质单位接收处置

3.2.3 现有工程达标情况

3.2.4 现有工程污染物排放量

3.2.5 环境问题及“以新带老”改进意见

3.3 相关工程

3.3.1 博孜 13 井

本工程暂定接入博孜 13 井预留头,再将油气混输至博孜 3 集气干线预留阀井，通过已建干线外输至博孜 101 井。

博孜 13 井场已建 1 座分离计量撬,博孜 1301 井采出油气接入博孜 13 井计量撬轮换计量。

3.3.2 博孜 3 集气站

原博孜 3 集气站与博孜 3 井合建。博孜 3 井口原料气经二级节流后进入加热节流橇，加热后可与其他单井来气汇合，而后一并进入下游生产分离计量橇进行分离计量，分离出的气相出站后就近接入博孜 3 试采干线，液相进入闪蒸罐，闪蒸后气相直接为单井加热炉提供燃料气,液相进入油水罐储存，集气站设置 4 台 50m^3油水罐，1 套轮换分离计量橇、1 套缓蚀剂加注橇、1 套清管发送装置等。

目前博孜 3 集气站已建的地面工艺设施已拆除，站内仅存发球装置、阴保间及博孜 3 井生产,博孜 3 井两条生产管线，一路接入博孜 3 试采干线，一路通过博孜 301 至博孜 3 联络线接入博孜 3 集气站干线。

3.3.3 博孜 301 集气站

博孜 301 集气站与博孜 301 井合建。博孜 301 井采用“井口节流、加热炉加热后外输”的集输工艺，博孜 3 区块的单井来气进站后，接入站内的 8 井式轮井阀组橇，后进入分离计量橇进行分离计量，各井轮换计量，分离计量后气液混合外输，通过集气干线，输送至博孜 1 集气站进行气液分离。博孜 301 集气站最大集气及外输能力为 300×10^4m^3/d 设计。博孜 301 集气站新增 8 井式轮井阀组橇 1 座、分离计量橇 1 座(生产计量)、分离计量橇 1 座(轮换计量)、集气干线清管发送装置 1 套，放空分液罐 1 座、放空火炬 1 具。进站阀组橇设置天然气进口 8 个(其中 4 个为预留)、天然气出口 2 个。轮换计量分离橇设计处理量为 60×10^4m^3/d，操作弹性 10%～120%，设计压力 22MPa，分离器设备尺寸为 DN1000×5000。

3.4 在建工程

在建工程主要包括博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井 9 口钻井，博孜 29 井、博孜 1301 井、博孜 1302 井现状正在钻井，博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井现状已完钻，目前正在开展验收工作。

3.4.1 基本情况

表 3.4-1　　在建工程基本情况一览表

项　目		内　　容	
建设单位名称		中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	
地点		博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内	
工程内容	主体工程	各井建设内容相同，各建设：钻井平台、应急池(1座，500m³)、放喷池(2座，100m³/座)等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐(11个，60m³/座)、泥浆泵、柴油罐等	
	公用工程	供电系统	钻井用电均就近接入附近电网
		供水	钻井生产用水和生活用水均由水罐车拉运至井场和营地
		供热	钻井泥浆罐保温均采用电伴热，生活区供暖均采用电采暖，测试放喷设备伴热均为电伴热
	环保工程	9 口钻井环保工程相同，均为： (1)废气治理：钻井废气主要为施工扬尘，采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； (2)废水治理:废水包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗），拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置； (3)噪声治理：采取选用低噪设备、基础减振的降噪措施； (4)固废治理：钻井过程中产生的固废主要为岩屑、含油废物和生活垃圾。钻井期岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；其中磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾在统一收集后，定期拉运至大北地区固废填埋场处理	
劳动定员		9 口井劳动定员分别为 60 人，平均钻井周期为 100d	

3.4.2 主要建构筑物、生产设备

博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井的井场建构筑物及主要生产设备设施相同，在建工程中单座井场建构筑物见表 3.4-2。

表 3.4-2 **单井主要建构筑物一览表**

序号	名 称	单位	数量	规格	结构形式
1	应急池	座	1	500m³	混凝土结构
2	主放喷池	座	1	100m³	环保防渗膜
3	副放喷池	座	1	100m³	环保防渗膜
4	钻井平台	座	1	--	--
5	生活污水池	座	1	100m³	环保防渗膜
6	活动板房	座	42	--	彩钢房，撬装装置

3.4.3 在建工程主要经济技术指标

3.4.4 工艺流程及产排污节点

博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井工艺流程及排污节点相同。

钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液(增加钻井液配料)和检修设备。工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热。

钻井结束后，需进行测试放喷，测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经油气分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，放喷时间一般为 1～2 天时间。

在建工程废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境影响

将消失。废水污染源主要为射孔、酸化压裂作业产生的废酸化压裂废水和生活污水，酸化压裂废水在井场加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置；噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取安装消声器、基础减振、疏散周边人员等措施；固体废物主要为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，岩屑用于铺垫井场；其中磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存，完井后委托有危险废物处置资质单位接收处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至大北地区固废填埋场处理。

表 3.4-5　　在建工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	施工扬尘无组织废气	颗粒物	连续	车辆减速慢行，加盖苫布
	放喷废气	颗粒物、SO_2、NO_x、非甲烷总烃	间歇	控制放喷时间
废水	钻井废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备
	压裂废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	采用专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
	生活污水	COD、SS、氨氮	间歇	由生活污水收集罐收集，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置
噪声	泥浆泵	L_{Ar}	间歇	增加隔震垫、弹性材料等减振措施
	钻机		连续	增加隔震垫、弹性材料等减振措施
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员
固废	钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井期岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；其中磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统
	泥浆废弃物	泥浆	间歇	

				收集后，运至克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理
	生活垃圾	生活垃圾	间歇	定期拉运至大北地区固废填埋场处理

3.4.5 污染源调查与评价

根据博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井等钻井工程报告表，结合物料衡算和类比同类型井场，在建工程污染源及治理措施情况见表 3.4-6。

表 3.4-6 **在建工程主要污染源及治理措施一览表**

类别	编号	污染源	排放量(m^3/h)	污染物名称	产生浓度(mg/m^3)	处理措施	排气筒高度(m)	排放浓度(mg/m^3)	排放速率(kg/h)	作业时间(h/a)	排放量(t/a)	9座井场排放总量(t/a)
废气	1	放喷废气	--	颗粒物	--	--	--	--	4.2	48	0.2	1.8
				SO_2	--			--	8.4		0.4	3.6
				NO_x	--			--	29.4		1.4	12.6
				非甲烷总烃	--			--	6.3		0.3	2.7
	2	施工扬尘	--	颗粒物	车辆慢行，加盖苫布		--	--	0.11	3600	0.4	3.6

类别	编号	污染源名称	污染物	产生浓度(mg/L)	治理措施	处理效果		排放量(m^3/d)	排放量(t/a)
						污染物	排放浓度		
废水	1	生活盥洗废水	COD	400	排入生活污水池，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	COD	--	不外排	0
			SS	350		SS	--		
			氨氮	25		氨氮	--		
	2	酸化压裂废水	pH	3～5	加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站	pH	6～9	不外排	0
			SS	200		SS	200		
			COD	500		COD	500		
			石油类	2000		石油类	2000		

类别	编号	污染源名称	台/套	源强[dB(A)]	降噪措施	隔声降噪效果[dB(A)]	达标分析
噪声	1	放喷气流	--	110	疏散周边作业人员	--	场界达标

类别	编号	污染物名称	产生量(9座井场合	固废类别	治理措施	治理效果

			计)(t/a)			
固废	1	膨润土及聚磺体系泥浆钻井岩屑	**m^3	一般工业固体废物	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	全部综合利用或妥善处置
	2	油基体系泥浆钻井岩屑	**m^3	危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物)	岩屑经不落地收集系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理	
	3	泥浆	--	一般工业固体废物	分离后循环使用，完钻后拉走，其他井再利用	
	4	含油废物	0.9	危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物)	含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存，完井后委托有危险废物处置资质单位接收处置	
	5	生活垃圾	72	生活垃圾	定期拉运至大北地区固废填埋场处理	

3.5 拟建工程

3.5.1 基本概况

本项目基本情况见表 3.5-1。

表 3.5-1 **项目基本情况一览表**

项目	基 本 情 况		
项目名称	博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期）		
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	新疆阿克苏地区温宿县境内		
建设性质	改扩建		
建设周期	建设周期 2 个月		
总投资	项目总投资*****万元，其中环保投资**万元，占总投资的**%		
占地面积	占地面积 425580m^2（永久占地面积 18840m^2，临时占地面积 407040m^2）		
规模	天然气 395×10^4m^3/d，年产油 923t/d		
建设内容	主体工	地面工程	①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)； ②在博孜 10 井新建 150kW 真空加热炉 1 座，气液分离器 1 套，缓

	程		蚀剂加注橇 1 套，焚烧池 1 座； ②在博孜 11 井新建缓蚀剂加注橇 1 套，焚烧池 1 座； ④在博孜 17 井新建 500kW 加热节流撬 1 座，分离计量撬Ⅰ型 1 座，缓蚀剂加注撬 1 座； ⑤在博孜 29 井新建缓蚀剂加注撬 1 座，焚烧池 1 座； ⑥在博孜 1301 井新建 315kW 加热节流撬 1 座，缓蚀剂加注橇 1 套； ⑦在博孜1302井新建315kW加热节流撬1座，分离计量撬Ⅰ型1座，缓蚀剂加注撬1座； ⑧博孜18井预留阀室、博孜3干线阀室改造；
		集输工程	①新建博孜 10 井场至博孜 18 井预留阀室采气管线 5.02km，新建博孜 3 干线阀室至博孜 10 井燃料气管线 5.02km； ②新建博孜 11 井场至博孜 3 集气站采气管线 4km； ③新建博孜 17 井至博孜 3 集气干线的阀组预留头采气管线 2.5km，新建博孜 3 集气干线至博孜 17 井燃料气管线 2.5km； ④新建博孜 29 井场至博孜 301 集气站采气管线 2km； ⑤博孜 1201 井至博孜 301 井采气管线 3.1km，同沟敷设燃料气管线 3.1km，10kV 架空电力线路 2.91km、光缆线路 3.6km、四级公路 1.12km； ⑥新建博孜 1202 井至博孜 3 集气站采气管线 5.2km；燃料气管线 5.2km，10kV 架空电力线路 4.65km、光缆线路 4.5km、道路 3.684km； ⑦新建博孜 1203 井至博孜 301 井采气管线 1.8km，同沟敷设燃料气管线 1.8km，10kV 架空电力线路 1.1km、光缆线路 1.4km、四级道路 1.7475km； ⑧新建博孜 1301 井至博孜 13 井采气管线 5.5km，同沟敷设燃料气管线 5.5km； ⑨新建博孜1302井至博孜3集气复线3号阀室采气管线4.8km；同沟敷设燃料气管线4.8km；
	公辅工程		配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；测试放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施； 营运期：采出液密闭输送； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施
		废水	施工期:废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置 营运期：营运期废水包括采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理； 闭井期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：合理安排作业时间

		固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理；含油废物采用钢制桶装收集后委托有危险废物处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北地区固废填埋场处理； 营运期：营运期固体废物主要为生活垃圾、含油废物，生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋，含油废物属于危险废物，委托有危险废物处置资质单位接收处置； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送大北地区固废填埋场处理
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 闭井期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况
		环境风险	营运期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
劳动定员	不新增劳动定员，由博大作业区统一管理		
工作制度	年工作 365d，年工作 8760h		
组织机构	井场依托现有的组织机构，统一管理		

3.5.2 油气水物性

本项目采出液为油气混合物。

(1)凝析油

博孜区块 20℃时地面凝析油密度 0.7936g/cm^3～0.7953g/cm^3，平均 0.7948g/cm^3；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 6628～9130m^3/m^3。总体上具有密度低、粘度低的特点。

(2)天然气

博孜区块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（N_2）平均含量 3.94%，CO_2含量 0.41%，不含 H_2S；干燥系数（C_1/C_1^+）0.877。分析结果表明，博孜气藏天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，为优质天然气。

(3)地层水

地层水水型为 $CaCl_2$型，PH 值平均 5.74，密度平均 1.14g/cm^3，氯根

115000mg/L～118700mg/L，平均 116750mg/L，总矿化度 190400mg/L～196800mg/L，平均 193400mg/L，是封闭条件较好的地层水。

3.5.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.5-4。

表 3.5-4 **本项目主要技术经济指标一览表**

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	产气量	$10^8m^3/a$	0.395
2		产凝析油量	$10^4t/a$	0.923
3		集输管线	km	33.92
4		燃料气管线	km	27.92
5	能耗指标	燃料气年耗量	$10^4m^3/a$	73.6
6		年电耗量	$10^4kWh/a$	***
7	综合指标	总投资	万元	*****
8		环保投资	万元	***
9		劳动定员	人	0，不新增劳动定员

3.5.4 工程组成

博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期）由地面工程、集输工程、配套工程及公辅工程等组成。工程组成一览表见 3.5-6。本工程涉及的主要设备见表 3.5-7。

表 3.5-6 **工程组成一览表**

序号	项目名称	工程内容	单位	规模	备注
1	地面工程	新建采气井场	座	9	博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井
		改造阀室	座	2	博孜 18 井预留阀室、博孜 3 干线阀室
2	集输工程	采气管线	km	5.02	博孜 10 井至博孜 18 井预留阀室
				4	博孜 11 井至博孜 3 集气站
				2.5	博孜 17 井至博孜 3 集气站干线的阀组预留头
				2	博孜 29 井至博孜 301 集气站
				3.1	博孜 1201 井至博孜 301 集气站

				5.2	博孜 1202 井至博孜 3 集气站
				1.8	博孜 1203 井至博孜 301 集气站
				5.5	博孜 1301 井至博孜 13 井
				4.8	博孜 1302 井至博孜 3 集气复线 3 号阀室
		燃料气管线	km	5.02	新建博孜 3 干线阀室至博孜 10 井
				2.5	新建博孜 3 集气干线至博孜 17 井
				3.1	新建博孜 301 集气站至博孜 1201 井
				5.2	新建博孜 3 集气干线至博孜 1202 井
				1.8	新建博孜 301 集气站至博孜 1203 井
				5.5	博孜 13 井至博孜 1301 井
				4.8	博孜 3 集气复线 3 号阀室至博孜 1302 井
3	配套工程	自控系统	-	-	采用 RTU(Remote Terminal Unit)系统完成站场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。
		通信	km	45.014	24/48 芯 ADSS 架空光缆，气田集输光缆线路采用与新建 10kV 电力线路同杆架空敷设，局部(接入部分)单独开沟直埋敷设
		供配电	km	17.974	10kV 外电线路，导线型号为 LGJ-120 和 LGJ-70
		道路	km	6.549	新建进场道路共计 6.549km

本工程涉及的主要设备见表 3.5-7。

表 3.5-7　　**本工程主要设备一览表**

分类	序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
新建井场	1	采气树	--	座	9	每座井场各 1 座
	2	加热炉	150kW	座	1	博孜 10 井
	3	加热节流撬	500kW	座	1	博孜 17 井
	4		315kW	座	2	博孜 1301 井、博孜 1302 井
	5	气液分离器	PN22MPa DN1000×DN5000(切)	座	2	博孜 10 井、博孜 1302 井
	6	分离计量撬Ⅰ型	单井两相　PN22MPa	座	1	博孜 17 井
	7	缓蚀剂加注撬	5L/h	座	4	博孜 10 井、博孜 17 井、博孜 1301 井、博孜 1302 井

	8		10L/h	座	2	博孜 11 井、博孜 29 井
	9	电控信一体化橇	--	座	9	每座井场各 1 座
	10	放喷池	--	座	9	每座井场各 1 座

3.5.4.1 地面工程

3.5.4.1.1 采气井井场

本工程新建 9 座采气井井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)，井场内设置井口区、工艺装置区、加注区、焚烧池、设备间。井场四周采用钢丝网围栏围护。各井场装置均无人职守，定期巡检。

(1)井场平面布置

博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 29 井场主要设置有井口区、工艺装置区、加注区、焚烧池、设备间。井口区位于井口，工艺装置区布置在采气树右侧，加注区布置在井场入口右侧，便于加注缓蚀剂的补充，设备间布置在井场入口左侧，便于巡检也离井口较远；焚烧池布置在井场最小频率风向的上风侧，距井场间距不小于 60m。

博孜 17 井场、博孜 1302 井场主要新建真空加热炉 1 座、电控信一体化橇 1 座、放喷池 1 座、分离计量橇 1 座、缓蚀剂加注撬 1 座。

博孜 1301 井场新建真空加热炉 1 座、缓蚀剂加注撬 1 座、电控信一体化橇 1 座、放喷池 1 座。

博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井井场无人值守，新建电控信一体化橇 1 座、放喷池 1 座。

博孜 10 井、博孜 17 井、博孜 1301 井及博孜 1302 井井口采用加热工艺，在井场设置加热炉，井口来气、液经加热节流后去采气管道，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。井口来气、液经油嘴一次节流后，通过采气管线管输直接进入相应的场站。井口加热炉用燃料气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

3.5.4.2 阀室改造

3.5.4.2.1 博孜 18 井预留阀室

博孜 10 井场原料气接入博孜 18 井阀室预留接口后通过集气干线送至下游处理厂，本次改造内容仅在阀室新建一套原料气“四井阀组”和一套燃料气“四井阀组”，博孜 18 井预留阀室设计压力为 22MPa，运行压力为 17MPa。

3.5.4.2.2 博孜 3 集气干线阀室

博孜 3 干线阀室燃料气干线原 DN50 预留接口接入博孜 18 井预留阀室，在博孜 3 干线阀室预留 DN50 燃料气接口，博孜 3 干线阀室燃料气干线设计压力为 1.6MPa，运行压力为 0.4MPa。

3.5.4.3 油气集输工程

本工程新建采气管线 33.92km,燃料气管线 27.92km。区块内集输管道见表 3.5-10。

表 3.5-10 **集输管道一览表**

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	穿越敏感区情况	输送介质
1	采气管线	博孜 10 井场	博孜 18 井预留阀室	5.02	L245N 无缝钢管，Φ88.9×10	管线穿越农田	采出气
2		博孜 11 井场	博孜 3 集气站	4	L245N 无缝钢管，Φ114.3×12.5	管线穿越牧草地	
3		博孜 17 井场	博孜 3 集气干线阀组预留头	2.5	L360N 无缝钢管，Φ88.9×7.1	管线穿越牧草地	
4		博孜 29 井场	博孜 301 集气站	2	L245N 无缝钢管，Φ114.3×12.5	管线穿越牧草地	
5		博孜 1201 井场	博孜 301 井场	3.1	L360N 无缝钢管，Φ114.3×8	不穿越敏感区，荒漠	
6		博孜 1202 井场	博孜 3 集气站	5.2	L360N 无缝钢管，Φ114×10	管线穿越农田	
7		博孜 1203 井场	博孜 301 井场	1.8	L245N 无缝钢管，Φ114.3×10	不穿越敏感区，荒漠	
8		博孜 1301 井场	博孜 13 井场	5.5	L245N 无缝钢管，Φ114.3×10	不穿越敏感区，荒漠	
9		博孜 1302 井场	博孜 3 及其复线 3 号阀室	4.8	L360N 无缝钢管，Φ114.3×9	不穿越敏感区，荒漠	

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	穿越敏感区情况	输送介质
10	燃料气管线	博孜3干线阀室	博孜10井场	5.02	20#，Φ33.7×3.5	管线穿越农田	天然气
11		博孜3集气干线	博孜17井场	2.5	L245N无缝钢管，Φ60.3×4	管线穿越牧草地	
12		博孜301井场	博孜1201井场	3.1	L245N无缝钢管，Φ60.3×4	不穿越敏感区，荒漠	
13		博孜3集气站	博孜1202井场	5.2	L245N无缝钢管，Φ60×4	管线穿越农田	
14		博孜301井场	博孜1203井场	1.8	L245N无缝钢管，Φ60.3×4	不穿越敏感区，荒漠	
15		博孜13井场	博孜1301井场	5.5	L245N无缝钢管，Φ60.3×3.5	不穿越敏感区，荒漠	
16		博孜3及其复线3号阀室	博孜1302井场	4.8	L245N无缝钢管，Φ60.3×3.5	不穿越敏感区，荒漠	

3.5.4.4 公辅工程

(1)供电工程

博孜 10 井电源就近在 35kV 博孜 1-1 井支线上 T 接一回 35kV 电源供电，并在 T 接处设置 35kV 负荷开关，线路规格 LGJ-120/20，线路总长度 2.2km。

博孜 11 井场的供电电源可依托博孜 3 区块已建的 10kV 克破线。博孜 11 井的电力线路由博孜 12 井 10kV 电力支线“T”接至博孜 11 井，导线规格 LGJ-70，线路长度约为 2.053km。新建 1 座杆式变压器台 50kVA10/0.4kV。新建一套井场低压配电设施。

博孜 17 井井场电源为附近 35kV 电力架空线引来。

博孜 29 井场的供电电源可依托博孜 3 区块已建的 10kV 克破线。博孜 29 井的电力线路由 10kV 克破线 301 电力支线“T”接至博孜 29 井，导线规格 LGJ-70，线路长度约为 1.431km。新建 1 座杆式变压器台 50kVA10/0.4kV。新建一套井场低压配电设施。

博孜 1201 井场西北方向约 3km 处，建有 10kV 1097 克破线博孜 301 支线，导线采用 JL/G1A-120/20，线路富裕容量满足本工程用电负荷需求。

博孜 1202 井场供电电源依托已建的 10kV1097 克破线博孜 12 井支线,新建 10kV 架空线路接自 10kV 1097 克破线博孜 12 井支线 23 号杆。采气井场旁新建 1 座 10/0.4kV 50kVA 杆架式变电站为井场内负荷供电。自控系统、通信系统等，重要负荷采用 3kVA UPS 不间断电源装置（位于仪表配电间内）供电，供电时间≥120min。

博孜 1203 井场依托 10kV 1097 克破线博孜 301 支线-博孜 1201 井线路，导线采用 JL/G1A-120/20，线路富裕容量满足本工程用电负荷需求。

博孜 1301 井场电源为附近 35kV 电力架空线引来，自博孜 17 井 35kV 电力线 G62-1#杆至博孜 1301 井架设 35kV 电力线路 5.346km，导线型号为 LGJ-70/10。

博孜 1302 井井场电源为附近 35kV 电力架空线引来，电力变压器安装在博孜 17 井 35kV 电力线的 G32-1#终端杆上。

(2)通信工程

博孜 10 井场光缆线路采用与新建 35kV 电力线路同杆架空敷设，局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。光缆采用 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆），光缆芯数按 24 芯考虑，长度约为 2.94km。

博孜 11 井、博孜 29 井场通过工业以太网交换机就近接入博孜 3 区块工业以太网传输环网，站场 RTU 数据传输业务上传至大北天然气处理站汇聚交换机并接入自控专业 DCS 系统主机。根据数据传输流向，新建博孜 11 井、博孜 29 井场的 RTU 数据纳入数据传输系统并上传至大北天然气处理站，保证数据安全及实时。

博孜 17 井附近的各井的视频监控数据最终均接入大北处理站,通过工业以太网交换机进行传输。

博孜 1201 井至博孜 301 井场新建光缆线路，光缆沿 10kV 电力线架设。线路分为 2 段；第 1 段由博孜 1201 井场至分歧接头处新建 12 芯 ADSS 电力光缆，长约 2.4km；第 2 段由分歧接头处新建 24 芯 ADSS 光缆至博孜 301 井场，长约 0.8km。24 芯光缆分歧头用于将博孜 1201 井场和博孜 1203 井场接入博孜 301 井场。

博孜 1202 井口配置工业电视监视系统，通信光缆与电力线同杆架设，新建

博孜 1202 井场至博孜 12 井场新建 12 芯 ADSS 电力光缆，长约 4.5km。

博孜 1203 井至博孜 301 井场新建光缆线路，光缆沿 10kV 电力线架设。在光缆分歧接头盒处为博孜 1203 井预留 12 芯光缆，用于博孜 1203 井接入博孜 301 井场。本次工程由博孜 1203 井新建 ADSS 光缆至分歧接头处，长约 1.3km。

博孜 1301 井井场内新建 2 处红外防爆一体化云台网络摄像机，监控数据通过阻燃钢带铠装复合电缆直埋敷设至橇装化机柜间通信机柜。通过与新建电力线同杆敷设 24 芯 ADSS 光缆至博孜 1302 井，博孜 1301 井的视频监控数据传至博孜 1302 井，最终工业电视监控数据在大北处理站集中控制。

博孜 1302 井井场内新建 2 处红外防爆一体化云台网络摄像机，监控数据通过阻燃钢带铠装复合电缆直埋敷设至橇装化机柜间通信机柜。通过与已建电力线同杆敷设 24 芯 ADSS 光缆至博孜 1-1 井，博孜 1302 井的 24 芯光缆里视频监控数据传至博孜 1-1 井，最终工业电视监控数据在大北处理站集中控制。

(3)供热

新建站场设备间设置电暖器供暖。

本项目在博孜 10 井场新建 1 座 150kW 加热炉、在博孜 17 井场新建 1 座 500kW 加热炉、在博孜 1301 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在博孜 1302 井场新建 1 座 315kW 加热炉，共 4 座，负责将油气混合物加热后外输。每天有效运行时间为 16h，年有效运行时间为 4800h，本工程天然气年消耗量总计 73.6 万 m^3。

(4)给排水

①给水工程

施工期:生活用水采用水罐车由大北天然气处理厂分别拉至井场和生活区。

营运期：生活用水采用水罐车由大北天然气处理厂分别拉至生活区。

②排水工程

施工期：废水主要为管线试压废水和生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

营运期：营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集

后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(5)防腐工程

博孜 10 井采气管道采用防腐保温层+阴极保护的联合保护法，燃料气管道推荐采用防腐层+阴极保护的联合保护方案。

博孜 11 井、博孜 29 井线路管道采用三层 PE 常温型普通级防腐层；补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型普通型辐射交联聚乙烯热收缩带（套）（本设计中亦称聚乙烯热收缩带（套）或热收缩带（套）），补伤采用聚乙烯补伤片、聚乙烯热收缩带、热熔修补棒。

博孜 17 井采气管道和燃料气管道采用三层 PE 防腐层+强制电流（利用已建阴极保护站）阴极保护的联合保护措施；计量分离器橇采用防腐涂层进行防护。

博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井采气管线外壁做“防腐层-保温层-防护层”的复合结构（采用“一步法”成型工艺）。燃料气管线采用加强级三层 PE 防腐，采气管线和燃料气管线同时采用强制电流阴极保护。

博孜 1301 井、博孜 1302 井采气管道采用环氧粉末+强制电流（利用已建阴极保护站）的保护方式，燃料气管道采用三层 PE 防腐层+强制电流（利用已建阴极保护站）的保护措施；博孜 1302 井计量分离器撬采用防腐涂层进行防护。

(6)道路工程

本项目新建砂石道路共 5544.191m，利用部分已建道路，分别连接各生产井，并完善各井场道路，形成博孜区块道路环网，大幅减少绕行里程。一般路段路基宽度为 3.5m，路面采用砂石道路，路面结构层为：20cm 厚级配砾石路面+土基。

3.5.5 原辅材料

工程营运期原辅材料消耗主要为站场加热炉使用的天然气、缓蚀剂。

①天然气

本项目合计建设加 4 座加热炉，负责将油气混合物加热后外输，本工程天然气年消耗量总计 73.6 万 m^3。燃料气低位发热值为 33.4MJ/m^3。本项目加热炉建设情况见表 3.5-11，天然气组分见表 3.5-12，天然气用量情况见表 3.5-13。

表 3.5-11　　加热炉建设情况一览表

序号	分类	设备名称	单位	数量	备注
1	新建博孜 10 井场	加热炉	台	1	150kW
2	新建博孜 17 井场	加热炉	台	1	500kW
3	新建博孜 1301 井场	加热炉	台	1	315kW
4	新建博孜 1302 井场	加热炉	台	1	315kW

表 3.5-12　　天然气组分一览表

组分	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	CO_2	N_2	总硫	热值
含量，mol%	90.299	3.994	0.916	0.397	0.138	0.307	3.045	0	33.4MJ/m^3

表 3.5-13　　本工程天然气用量情况一览表

用气单元	小时用量气(m^3/h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m^3/a)
1 座 150kW 采气井场	18.0×1	16	300	8.6
2 座 315kW 采气井场	37.7×2	16	300	36.2
1 座 500kW 采气井场	59.9×1	16	300	28.8
合计	-			73.6

②缓蚀剂

缓蚀剂全部罐装拉运至各场站。缓蚀剂为液体，主要作用为防止站内管道和设备腐蚀，在进站管汇处加入缓蚀剂，本项目博孜 10 井、博孜 17 井、博孜 1301 井、博孜 1302 井使用缓蚀剂用量约为 5L/h，博孜 11 井、博孜 29 井使用缓蚀剂用量约为 10L/h，年用量为 319.2m^3。缓蚀剂理化性质见表 3.5-14。

表 3.5-14　　营运期主要原辅材料理化性质一览表

物料名称	理化性质或成分
缓蚀剂	缓蚀剂种类较多。较常见的包括 CT2-10、CT2-7 缓蚀剂。CT2-10 缓蚀剂主要成分是有机胺，这是一种黄色透明液体，有刺鼻气味，密度 0.997g/cm^3，pH＜4.5，凝固点≤-4.5℃，能与水互溶，与油田常用的灭菌剂、阻垢剂及净化剂等均有良好的配伍性；CT2-7 缓蚀剂以水溶性有机胺盐成膜剂为主要成分，易溶于水，微溶于油，凝固点 11℃，密度 0.97g/cm^3，有低毒，对皮肤有刺激

3.5.6 闭井

闭井期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）及

《油气田开发生产井报废规定》（Q/SY36-2007）进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

3.5.7 工艺流程及排污节点分析

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为地面工程以及气田生产期的采气和油气集输过程。

3.5.7.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为地面工程和管线工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.5.7.1.1 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场配套设备安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将各撬装化装置设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，收集后统一清运至大北地区固废填埋场处理。

3.5.7.1.2 管道工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1)施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约12m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2)管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深≥1.5m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围

裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。

管线穿越砾石路、冲沟、水沟、农田、林木地段时，采用大开挖施工方式。穿越砾石路面时，将路面挖开后放入管线采用钢筋混凝土套管进行保护，套管顶埋深不小于 1.2m；穿越冲沟、水沟时，管道沟埋敷设后，恢复原有的地形地貌，保证管顶最小埋深不小于 2.5m；穿越农田、林木地段时，尽量减少农田、林木地段的占地，根据农田区域内和农业区域边缘的实际情况，设定集输管道管顶埋深不小于 1.1m，分层开挖，分层回填。

管线穿越沥青道路和水渠时，采用顶管穿越施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路、河流，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

首先组织人员熟悉图纸及穿越地质情况，设备材料准备齐全，然后根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接受坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心相吻合，保证施工精确度。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3～4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20～40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间

装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。

(3)管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输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，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存。

(4)管线穿越山间谷地及戈壁地段、冲沟地段

本项目处于山前冲洪积地貌，当管道沿线穿越大小冲洪沟多处，易受到区域汇集洪水冲刷的威胁，该区域洪水汇集后形成泄洪冲沟。根据沿线区域的地形地貌特点，管道通过冲沟位置，可采用大开挖沟埋方式穿越，管顶覆土厚度＞2.0m，管道穿越地区主要为山间谷地及戈壁地段和冲沟地区，对于山间谷地及戈壁地段，需保证管顶的覆土不被冲刷流失，对于冲沟地段，需防止河床的下切和岸坡的崩塌破坏，因此需采取一定的水工保护措施进行防护。当管线穿越山间谷地，需防止汇水形成径流，造成管顶覆土水土流失，致使管道埋深不够或造成管道裸露，因此需对管顶覆土进行水工保护，主要结构形式为：浆砌石过水面。为防止管线下移，可根据地质条件和坡度，按一定间距设置截水墙，主要结构形式为浆砌石截水墙、浆砌石堡坎。当管线穿越冲沟地段时，为了加强管道穿越地段抗冲刷能力，在管顶回填的过程中布设一定的抗冲刷保护措施，管顶覆土采用中砂回填并人工夯实，管沟回填所用中砂料由管沟开挖料筛分获得，中砂上部回填管沟开挖料，并分层夯实。在冲沟河床表面管沟开挖范围内

铺设浆砌石过水面或混凝土过水面，以增强河床断面的抗冲刷能力。对于局部地区可将浆砌石过水面放宽，做成过水渠形式，间接的进行了排水，同时也对管道爬升段护坡进行了一定保护。

(4)站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至集气站，管线与站内阀组连接。

(5)收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于1.5m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

本施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；固体废物主要来源于管道焊接废渣、管道包装材料、弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾，弃土弃渣施工结束后用于回填管沟及场地平整，管道焊接及吹扫产生的废渣和废包装材料运至大北地区固废填埋场处理处置，施工人员生活垃圾收集后运至大北地区固废填埋场处理。

3.5.7.1.3 道路工程

(1)路基工程

气田道路路基工程采取机械施工为主，运距 100m 以内时，采用推土机铲土、

运输；运距 100m～200m 时，采用铲运机铲土、运输；运距 200m 以上时，采用装载机配合自卸汽车挖运土方，由推土机推平、压实即可。

(2)影响识别

道路施工过程中机械设备将产生噪声、扬尘，施工人员产生生活污水、固体废物，这些将随着施工的结束而消失，但是道路工程将占用土地、破坏一定量的地表植被。主要影响识别如下：

①噪声

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

②废气

工程施工过程产生的废气污染物主要为扬尘，扬尘主要来源于土石方的运输和堆放、土石方的开挖和回填等作业过程。支线道路、井场道路采用砂石路面，砂石粒径中等，铺设时卸料过程产生一定粉尘。

③废水

施工期废水主要来源于施工人员产生的生活污水，主要污染因子有 SS、COD、氨氮、BOD_5等。

④固体废物

施工期固体废物主要弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾。其中，弃土弃渣作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用；生活垃圾集中堆放收集，定期统一清运。

3.5.7.2 营运期工艺流程及排污节点分析

3.5.7.2.1 单井工艺

井口来采出液经节流后去采气管道，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)。井口来采出液经油嘴后，当采出液温度足够时经计量后，通过新建采气管线输送到相应的单井、阀室、集气站；当采出液温度不够时需进入加热节流撬加热后，通过新建采气管线输送到相应的单井、阀室、集气站。井口加热

炉用燃料气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2～3 年 1 次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内。

单井采气期间，主要产污环节如下：废气主要为加热炉烟气和井场内采气树阀门泄露形成的挥发性有机废气，加热炉燃烧净化后的天然气，烟气通过烟囱排放，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；废水污染源主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树、加热炉、计量分离撬噪声，采取基础减振措施；固废污染源主要为油泥(砂)，油泥(砂)定期由有危废处置资质单位接收处置。

(2)集输工艺

本工程实施后，采出液通过新建采气管线输送至各单井、阀室或集气站，最终输送至大北天然气处理厂处理。

本工程燃料气来源为大北天然气处理厂处理后的天然气。燃料气管线采用管道输送，输送工程中无污染物的产生和排放。

集输过程中管道密闭输送，无废气、废水、噪声、固体废物产生。

(3)修井作业工艺流程

在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能

够通过套管下入气井内。

修井工程产污节点：噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废水污染源主要为修井产生的井下作业废水，直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；固体废物主要为修井过程中产生的油泥(砂)，定期由有危废处置资质单位接收处置。

3.5.7.3 闭井期工艺流程及排污节点分析

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

闭井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；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至大北地区固废填埋场处置。

3.5.8 施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括井场建设、集输管线建设及道路建设等。

施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.5-16。

表3.5-16　**场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表**

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场	废气	车辆行驶、土方施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	不外排自然地表水体

	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至大北地区固废填埋场填埋	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；距离声环境敏感点较近的需采取基础减振、隔声降噪等综合措施	声环境
	生态	占用土地	永久	土地利用	永久占地改变土地利用类型	生态影响最小化
管道工程	废气	施工扬尘	间断	粉尘	场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	不外排自然地表水体
		试压废水	间断	SS	用于区块绿化用水	
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至大北地区固废填埋场填埋	妥善处置
		施工废料	间断	废弃混凝土等	部分回收利用，剩余收集后运至大北地区固废填埋场填埋处置	综合利用或妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	临时	土地利用植被	严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化
道路工程	废气	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至大北地区固废填埋场填埋处置	妥善处置
		弃土弃渣	间断	废土石	作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境

	生态	占用土地、破坏植被	永久	土地利用植被	充分利用气田勘探阶段形成的土路，严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化

3.5.9 营运期污染源及其防治措施

3.5.9.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》（ HJ884—2018）、《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991—2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019)等要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.5-18。

表 3.5-18 **本项目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	年排放量(t/a)
1	1 座 150kW 井场加热炉烟气(博孜 10 井)	颗粒物	20	使用清洁天然气	8	190	20	0.004	4800	0.018
		SO_2	0				--	--		--
		NO_x	150				150	0.029		0.137
2	1 座 500kW 井场加热炉烟气(博孜 17 井)	颗粒物	20	使用清洁天然气	8	634	20	0.0127	4800	0.061
		SO_2	0				--	--		--
		NO_x	150				150	0.095		0.456
3	2 座 315kW 井场加热炉烟气(博孜 1301 井、博孜 1302 井)	颗粒物	20	使用清洁天然气	8	399	20	0.008	4800	0.076
		SO_2	0				--	--		--
		NO_x	150				150	0.060		0.576
合计										0.155
										--
										1.169
4	9 座井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.018321	8760	0.160506
5	2 座改造阀室无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.000372	8760	0.003252
合计										0.163758

3.5.9.2 废水污染源及其治理措施

(1)气田采出水

气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。本工程采出水主要为采气井投产后新增采出水，根据设计单位反馈的资料，项目采出水量为 427.19m^3/d。

(2)井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要是通过酸化、压裂等工序，产生大量的酸化、压裂废水。平均每次修井产生废水45m^3，按同类项目类比，每口井平均4年修井一次，因此每口井井下作业废水年产生量为11.25m^3/a。本项目共部署9口井，则井下作业废水每年产生量合计101.25m^3。废水中主要含有酸、盐类和有机物，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.5.9.3 噪声污染源及其治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在井场，噪声源为采气树、加热炉等，噪声源强在 90～105dB(A)，采取基础减振的措施，降噪效果可到 15dB(A)。

3.5.9.4 固体废物及其治理措施

气田生产过程中产生的固体废物主要是油泥(砂)。

工程营运期设备定期维护、阀门和法兰等处泄漏、管线破损时产生的油泥(砂)，根据类比调查，油泥(砂)产生量约为 0.9t/a，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

表 3.5-21　**拟建工程营运期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	0.9	阀门、法兰等设施凝析油渗	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，定期由

				漏及井下作业凝析油溅溢						有危废处置资质单位接收处置

3.5.10 闭井期污染源及其防治措施

闭井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建筑垃圾等，属于一般工业固体废物，废弃建筑垃圾等收集后送大北地区固废填埋场处置。

3.5.11 非正常排放

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本项目属于天然气开采过程，若井口压力过高，采出气通过放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。

表 3.5-22 **非正常排放情况一览表**

项目	持续时间(min)	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	非甲烷总烃	0.25
		颗粒物	0.1
		SO_2	0
		NO_X	0.0675

本项目集输管线刺漏时，采出液从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。

3.5.12 清洁生产分析

3.5.12.1 清洁生产技术和措施分析

3.5.12.1.1 运行期清洁生产工艺

(1)集输及处理清洁生产工艺

①本项目井场采出液经集输管线输送至集气站，最终进入大北天然气处理厂集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②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，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中,对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦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，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2)节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③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；

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，提高了管理水平。

(3)建立有效的环境管理制度

本项目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。

3.5.12.2 清洁生产水平分析

(1)评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)2009 中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指

标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标;二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低(小)越符合清洁生产要求(如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标)；另一类是该指标的数值越高(大)越符合清洁生产要求(如水的循环利用率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

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 3.5-23、表 3.5-24。

表 3.5-23　**井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	占地面积	--	5	符合行业标准要求	3600	5
		洗井液消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	--	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	--	正常水平	5
		废气	kg/井次	5	--	正常水平	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50; 乙类区：≤70	≤50	5

续表 3.5-23　**井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(4)污染物产生指标	25	一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
(1)原辅材料	15	洗井液的毒性	无毒	15	15
(2)生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性	有效	7	7
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	6	6
		防溢设备（防溢池设置）	具备	6	6
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	8	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	8	8
(3)符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规		10	10
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		5	5
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况		15	15

表 3.5-24　**采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	本工程	
						估算值	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	22	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	30	5
		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

续表 3.5-24　　**采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	本工程	
						估算值	得分
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	--	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本工程评价
					得分
（1）原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注	10	10
（2）生产工艺及设备要求	35	井筒质量		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
（3）符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规		10	10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核		10	10
（5）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

①定量评价指标的考核评分计算

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。

②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：

P_2——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。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P_1——定量评价指标考核总分值；

P_2———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 3.5-25。

表 3.5-25　**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 3.5-23、表 3.5-24 计算得出：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；综合评价指数平均得分 97 分，该分值与表 3.5-25 中相比，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.5.12.3 清洁生产结论

本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

本项目在油田内部采用混输模式，管道密闭输送。本项目在采气输送等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析和类比已开发区块，本项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.5.13 三本账

3.5.14 污染物总量控制分析

3.5.14.1 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，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：SO_2、NO_x和 VOCs

废水污染物：COD、NH_3-N

3.6 依托工程

3.6.1 大北天然气处理厂

大北天然气处理厂包含于克拉苏气田大北区块地面建设工程内。《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部以环审[2014]199 号文予以批复。2016 年，新疆维吾尔自治区环保厅以新环函

[2016]2030 号文进行了竣工环保验收。大北天然气处理厂天然气总处理规模为 $66.7\times10^{8}m^{3}/a$、凝析油处理规模 $22.6\times10^{4}t/a$、采出水处理规模为 $7.081\times10^{5}m^{3}/a$。

3.6.1.1 处理工艺

大北区块天然气经集气干线气液(35℃,11.6MPa)混输至大北天然气处理厂集气装置入口，经集气装置气液分离器分离后，分离天然气经空冷器降温后进入脱水脱烃装置进行处理，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置吸附去除固体杂质后作为产品气外输。从集气装置气液分离器分离出来的烃液，经流量计计量后进入凝析油处理装置，经凝析油处理装置稳定的凝析油送至罐区储存，定期装车外运。从脱水脱烃装置低温分离器底部出来的醇烃混合液经换热进入乙二醇再生及注醇装置三相分离器(根据气液密度以及未稳定凝析油与乙二醇的密度差异原理分离)进行分离，分离出的闪蒸气作为燃料气，分离出未稳定凝析油进入凝析油稳定装置处理，分离出的乙二醇富液则进入乙二醇再生及注醇装置处理。

3.6.1.2 依托可行性

3.6.2 克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站

本工程产生的磺化泥浆废弃物依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 81° 31′ 47.33″，北纬 41° 42′ 33.37″，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)。

3.6.2.1 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。

(2)水处理工艺

一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺。具体废水处理装置功能特点如下：

①絮凝沉降：目的是将泥水分离后得到的废水中的悬浮物和胶体物质通过絮凝去除，去除悬浮固体的同时，也除去部分有机物等。

②酸化曝气：去除水中部分有机物，同时调节水的 pH 值，确保之后的微电解反应保持在酸性状态下进行。将沉降后的废水中加入一定量的 pH 调节剂，在曝气条件下，反应一段时间后泵入微电解反应罐。

③微电解氧化：去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中 COD 含量。

④二级氧化罐：微电解后的废水中含有亚铁离子等，与加入的过氧化氢组成还原氧化体系，产生氧化性强的无选择性的羟基自由基氧化降解水中的有机物。

⑤二次絮凝、中和沉降罐：确保废水的 pH 值在 6～9 之间，加入聚丙烯酰

胺和氢氧化钠絮凝沉降水中的絮体和重金属，从而降低水中 COD 和重金属含量。在废水中加入中和剂和絮凝剂后，静置沉降使絮体与水分离。

⑥过滤装置：进一步除去水中的悬浮物含量。经过活性炭过滤，保证出水中悬浮物含量低。出水大部分回用，一小部分用于场地和合格岩屑堆场洒水抑尘。

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过(半透过)性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

3.6.2.2 依托可行性

本项目产生的井下作业废水可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，井下作业废水处理达标后回注地层。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

温宿县隶属新疆维吾尔自治区西部天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地西北边缘。北纬 40° 52′ ～42° 15′，东经 79° 28′ ～81° 30′，东西长 171km，南北宽 158km，总面积 14569.3km^2。东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤。

本工程位于新疆阿克苏地区温宿县境内，工程博孜 11 井东北距温宿县城约 60.5km。

4.1.2 地形地貌

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

本工程位于温宿县北部山前洪积扇平原，地势呈西北高，东南低，海拔在 2000～2812m 之间，自然坡度 0.5%～2%，地形坡降较大。

4.1.3 地表水系

木扎提河发源于县境西北天山山脉，上源为南木扎尔特冰川和卡拉格玉勒冰川。木扎提河上源冰川规模大，冰舌伸延海拔高度低，融水补充丰沛。木扎提河沿温宿县、拜城县届汇集两岸大小支流、山泉，由南向北，经阿克布隆水文站出山口后，朝东往南北逶迤而下，流经拜城盆地汇入喀普斯浪、克孜尔等河，出却勒山后始称渭干河，汇入塔里木河。水量主要由冰川、融雪和降水形成，为县境内最大的常年性河流。流出山口后多分支散流，两岸多为河滩草地

或沼泽。木扎提河流经国营羊场、老虎台乡、大宛其农场、察尔齐农场、大桥乡、温巴什乡、米吉克乡、康其乡、托克逊乡、塞里木乡及克孜尔乡。河流全长 210km，河宽 70～300m，流域面积 2870km^2，年径流量 1450 亿 m³，多年平均流量为 45.94m³/s，灌溉面积为 27280.3hm^2。

工程场地及周边紧邻区域无地表水体，东北距最近地表水体木扎尔特河 6.7km。本项目位于山前冲积扇平原，易受洪水影响，本项目设有防洪设施如钢筋石笼、浆砌石护坡等防冲刷设施，防止项目受洪水影响。

4.1.4 地层地质

工程所在区域位于塔里木地台库车山前坳陷北部边缘，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°～62°，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(Q_4^{ml})：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(Q_4^{al+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。

4.1.5 水文地质

本区域的地质构造、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。克拉苏气田北部山区的低山地区为地下水的补给区，主要由冰雪融化水、降雨补给，山前冲洪积平原区为地下水径流区，径流方向与地表水流向基本一致，排泄方式主要有侧向径流、蒸发、泉排、人工开采。根据地下水赋存条件、水理性质、水力特性将评价区地下水划分为以下二种类型。分述如下：

(1)碎屑岩类裂隙孔隙水

主要分布于区域北部低山丘陵区及低山地区，含水岩组由上第三系上新统砂岩、粉砂岩组成。由于地下水含大量易溶盐类矿物，加上该区蒸发作用强烈，因此地下水的溶滤-浓缩作用强烈，造成该区地下水水质恶劣，矿化度普遍＞101g/L，属 Cl•SO_4-Na•Ca 型水。其中区域北部低山丘陵区地下水涌水量 10～100m^3/d。

(2)第四系松散岩类孔隙水

分布于冲洪积平原区，含水层类型为孔隙潜水－承压水，含水岩组主要由卵砾石和砂砾石组成。其中靠近北部低山丘陵区潜水水位埋深 3～30m，含水层厚度 80～100m，富水性贫乏，地下水涌水量＜100m^3/d。其它地段富水性中等区，地下水埋深 80～110m，含水层厚度大于 100m，富水性 100～1000m^3/d，化学类型主要以 HCO_3型为主，水质较好。

工程所在区域地下水主要为第四系松散堆积层孔隙潜水,地下水埋深较深。

4.1.6 气候气象

项目区地处天山中段的托木尔峰南麓，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长。

本工程虽然位于温宿县，但地理位置属于拜城盆地，气象条件与拜城县接近，故采用拜城县气象要素。拜城县的主要气象要素数据见表 10。

拜城县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1　　**拜城县主要气候要素一览表**

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	11	极端最高	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	12	极端最低	-27.4℃

3	年平均风速	1.7m/s	13	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	14	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	15	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	16	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	17	年均大风日数	30d

4.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要有淡棕钙土、石膏棕漠土等。土壤中有机质含量较低，地表植被稀疏。其中淡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。石膏棕漠土地表为残积、坡积的盐屑层所覆盖，棕漠土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧室层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。

评价区域土壤类型为淡棕钙土、石膏棕漠土等。

4.2 环境敏感区调查

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

4.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目西南距离拟定生态保护红线区最近为 3km，不在红线内。

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《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 19615.9km^2，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 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域

重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域温宿县位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、拦沙减沙、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。

4.2.3 天然林

天然林指天然起源的森林，包括自然形成与人工促进天然更新或者萌生所形成的森林。天然林是森林资源的主体和精华，是自然界中群落最稳定、生态功能最完备、生物多样性最丰富的陆地生态系统，是维护国土安全最重要的生态屏障。天然林是建设美丽中国的根基，保护好天然林是建设美丽中国的必然要求。按其退化程度可以大致分为原生林、次生林和疏林。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价收集阿克苏地区 2019 年的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.3-1 所示。

表 4.3-1　　区域环境空气质量现状评价一览表

点位名称	污染物	年评价指标	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
阿克苏地区	$PM_{2.5}$	年平均值	35	55.5	158	**超标**
		24 小时平均第 95 百分位数值	75	117.4	156	
	PM_{10}	年平均值	70	182.7	261	**超标**
		24 小时平均第 95 百分位数值	150	451	300	
	SO_2	年平均值	60	7	11.6	达标
		24 小时平均第 98 百分位数值	150	13	8.6	
	NO_2	年平均值	40	31.4	78.5	达标
		24 小时平均第 98 百分位数值	80	63	78.7	
	CO	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	1.89	0.04	达标
	O_3	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	94	58.7	达标

由表 4.3-1 可知，项目所在区域 $PM_{2.5}$、PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095－2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区，季节性春季沙尘天气是造成空气质量不达标的主要因素。根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函[2019]590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后塔里木油田公司应不断强化大气污染源防治措施。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1)补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目

所在区域地形特点以及当地气象特征，本次监测点的环境空气质量现状监测数据在一定程度上能够反映本工程所在区域环境质量现状。

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1)评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

(2)评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度(mg/m^3)；

C_{io}——i 评价因子评价标准(mg/m^3)。

(3)评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^{3}的标准;H_2S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4)其他污染物环境质量现状评价

根据监测结果，非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^{3}的标准；H_2S1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

4.3.2 地下水环境现状监测

区域潜水**地下水流向为由西北向东南方向**，本项目引用《博大油气开发部气田环境影响后评价项目》中 2 个潜水质量现状监测数据，和《博孜天然气处理厂建设工程环境质量现状监测》中 1 个潜水质量现状监测数据，其监测点与本工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本工程所在区域地下水环境质量现状。

根据地下水监测结果显示，区域地下水监测因子均满足《地下水质量标准》

(GB/T14848-2017)Ⅲ类水质要求，其中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

4.3.3 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

根据项目位置情况和周围敏感点关系,在井场边界各布设 4 个噪声监测点。监测结果表明，井场场界噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境现状监测

各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

4.3.5 生态环境

4.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于博孜区块。区域地貌属山前冲积平原地带，属于荒漠生态系统。根据区域生态环境特点，考虑生态环境特点、地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为各井场及站场边界及管线两侧外延 200m 范围。

4.3.5.2 土地利用现状调查

本项目位于博孜区块,井场、管线占地面积共计 42.588hm^2(即 0.42588km^2)，工程主要用地类型为草地、耕地、裸地。

4.3.5.3 生态背景调查

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。

4.3.5.3.1 植物资源调查与评价

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内。按中国植被区划，

管道所在区域与博孜气田区同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。

实地调查结果表明，区域大部分处于山前荒漠地带，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型。组成项目地区植被的植物生活型主要是盐柴类半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群。半灌木主要为琵琶柴、假木贼、小半灌木猪毛菜等，区域植被具有明显的防治水土流失的作用。项目生态评价范围内主要涉及的植被类型为琵琶柴、假木贼，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 40%，平均生物量 0.45t/hm^2。

4.3.5.3.2 动物资源调查与评价

项目区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，区域重点野生保护动物为国家二级保护动物鹅喉羚。

本项目所在区域因农村开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物等，无大型哺乳类动物及国家、地方重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。管线靠近农田段动物以适应性较强的常见动物为主，如鼠、兔等，区域无珍稀动物资源分布。

4.3.5.4 水土流失现状

(1)温宿县水土流失现状

温宿县沙化土地总面积为 294747.47hm^2，占温宿县国土总面积的 19.90%。其中：固定沙地 1997.74hm^2，占 0.135%；半固定沙地 50058hm^2，占 3.38%；流动沙地 64.07hm^2，占 0.004%；风蚀劣地 6225hm^2，占 0.42%；戈壁 236403.19hm^2，占 15.96%。

(2)水土流失重点防治分区

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)，本项目所在温宿县属于Ⅱ$_3$塔里木河流域水土流失重点治理区。

(3)水土流失成因

项目区地形起伏大，地表地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具备发生侵蚀的条件。

(4)项目区水土流失现状

根据项目区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，依据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)，确定项目区土壤侵蚀类型为轻度风力侵蚀，原地貌土壤侵蚀模数确定为 1800t/km^2·a，容许土壤流失量确定为 1800t/km^2·a。

4.3.5.5 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，温宿县属于“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。

温宿县沙化土地总面积为 294747.47hm^2，占温宿县国土总面积的 19.90%。其中：固定沙地 1997.74hm^2，占 0.135%；半固定沙地 50058hm^2，占 3.38%；流动沙地 64.07hm^2，占 0.004%；风蚀劣地 6225hm^2，占 0.42%；戈壁 236403.19hm^2，占 15.96%。

4.4 区域污染源调查

评价范围内项目区块现有工程及在建工程为区域主要污染源，具体见工程分析区块现有工程、在建工程内容。

5 施工期环境影响分析

本工程建设过程中施工内容主要为单井井场建设及阀室改造、管道铺设、及配套地面设施建设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的固体废物。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为临时占用土地，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1 施工废气影响分析

5.1.1 施工废气来源及影响分析

(1)地面工程、管道工程及道路工程施工废气

在地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

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

(2)机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是

有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3)环境影响分析

本工程施工阶段地面工程和管道工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、柴油发电机废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.2 施工扬尘污染防治措施

(1)施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《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)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(DB XJJ000-2019)等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	洒水抑尘措施	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	
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染	

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

(2)机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1)施工噪声影响分析

①施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、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 5.1-2。

表 5.1-2　　**项目主要施工设备噪声源不同距离声压级**　单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	挖掘机	84/5	4	运输车辆	86/5
2	装载机	93/5	5	吊装机	95/5
3	压路机	90/5	—	—	—

②施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散

衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$L_r=L_{ro}-20lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3　　**主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表**

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。根据本项目各井场、站场分布位置，与最近的噪声敏感点的距离大于 500m，因此施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

另外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围其他声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1)合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。

②施工现场设置施工标志，施工运输车辆在驶经声敏感点时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

(2)合理安排施工时间

在博大公寓附近的地面工程建设施工时，采取控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工来减缓影响。

(3)采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工活动分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾等。

①施工土方

施工土方全部用于管沟和井场回填，施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理，项目开挖土方***万 m^3，回填土方****万 m^3，借***万 m^3，借方主要来源于****，无弃方。

②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和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为**t/km，本工程施工废料产生量约为**t。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进行处置。

③生活垃圾

生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至大北地区固废填埋场进行处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.4 施工废水影响分析

项目施工期废水主要有地面工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

(1)管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用。试压结束后排入防渗的暂存池，后续用于区块绿化。

(2)生活污水

地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

本工程施工期间无废水直接外排，且项目周边无地表水体，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

本项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管线作业带占地，本项目部署的9口单井已履行单井钻井环评手续，其井

场、进场道路等占地影响已评价过，本项目不再重复评价。

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。本工程永久占地和临时占地分别为 1.884hm^{2}和 40.704hm^2，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。

5.1.5.2 对土壤环境影响

本工程永久占地和临时占地分别为 1.884hm^{2}和 40.704hm^2，主要土壤类型为淡棕钙土、石膏棕漠土等。

(1)管线临时占地对土壤环境的影响

管线开挖临时占地面积共 40.704hm^2。主要土壤类型是淡棕钙土、石膏棕漠土等，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

(2)车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.1.5.3 对植被的影响分析

(1)占地

由影响因素分析和油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，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生

态的影响程度与植被恢复能力有直接关系。

(2)占地对植被的影响

项目区占地类型为草地、耕地及裸地，占地涉及天然林，面积**hm^2，采取相应措施后，对植被影响较小。

(3)生物量损失

本工程永久占地面积 1.884hm^2，临时占地 40.704hm^2，本工程永久占地和临时用地都会导致生物量损失。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，hm^2；W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

本工程站场、管线及道路施工区域涉及林地、草地及耕地，植被覆盖度约为 40%，平均生物量 0.45t/hm^2，将造成 0.8478t 永久植被损失和 18.3168t 临时植被损失。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。

(4)污染物对植物的影响

①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要有地面工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，其中试压废水试压结束后用于区块绿化；生活污水定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理，不会对植被产生影响。

(5)人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，

施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.5.4 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、骑车的喧闹，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。

5.1.5.5 生态环境影响减缓措施

5.1.5.5.1 井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

②严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

③井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

5.1.5.5.2 管线及道路施工生态保护工程措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

③施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”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。

⑨施工开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

5.1.5.6 水土流失影响

(1)水土流失影响分析

本工程所在区域温宿县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围内，具体工程量为：①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)；②在博孜 10 井新建 1 座撬装真空加热炉 150kw，在博孜 17 井新建 1 座 500kW 加热节流橇，在博孜 1301 井、博孜 1302 井分别新建 1 座 315kW 加热节流橇；③在博孜 18 井预留阀室新增预留 4 井阀组，在博孜 3 干线阀室新增预留 4 井阀组；④新建采气管线 33.92km，新建燃料气管线 27.92km；⑤工程配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施。本工程可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气

干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设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，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力。由于站场工程和管道工程等分建(构)物建设、基础开挖与回填、大量松散土体的临时堆积、建(构)筑材料的临时堆放，造成项目区地表扰动和再塑，使地表失去固土抗冲能力。站场及管线建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

(2)水土流失保护措施

根据项目建设特点和区域自然条件，因地制宜、有针对性的提出适宜的水土流失防治措施，主要包括工程措施、临时措施两部分。

①工程措施：对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，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地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

②临时措施：施工机械在不得在道路、井场以外的区域行驶和作业，保持地表不被扰动；在管沟施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；项目所在区域具有降水量少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

5.1.5.7 防沙治沙分析及措施

5.1.5.7.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资*****万元。建设内容包括：

①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)；②在博孜 10 井新建 1 座撬装真空加热炉 150kw，在博孜 17 井新建 1 座 500kW 加热节流橇，在博孜 1301 井、博孜 1302 井分别新建 1 座 315kW 加热节流橇；③在博孜 18 井预留阀室新增预留 4 井阀组，在博孜 3 干线阀室新增预留 4 井阀组；④新建采气管线 33.92km，新建燃料气管线 27.92km；⑤工程配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施。本项目建成后产气规模 395×10^4m^3/d，产凝析油规模 923t/d。

(2)项目区地理位置、范围和面积

本项目位于新疆阿克苏地区温宿县县境内，克拉苏气田博孜区块。项目总占地预计 42.588hm^2，其中永久占地 1.884hm^2(主要包括井场永久占地)，临时占地 40.704hm^2(主要包括管线临时占地)，占地区域无沙地，评价范围内也无沙化封禁保护区。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目所在区域地处于塔里木地台库车山前坳陷北部边缘，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。项目区主要植被为琵琶柴、合头草、芨芨草、锦鸡儿、猪毛菜等。所在区域河流主要为木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉河和克孜勒河，项目区域无地表径流，仅分布冲沟。项目区域含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于 1.5L/s•m，渗透系数 4～80m/d，单井涌水量 400～5000m^3/d，水量丰富。地下水矿化度一般在 0.60～1.71g/L 之间，水化学类型为 HCO_3-SO_4-Ca-Mg 或 SO_4-Cl-K-Na-Ca 型水。

(4)项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

温宿县沙化土地总面积为 319973.2hm^2，可治理面积 53848.6hm^2，比重为 16.83%。

区域防沙治沙工作已实施“三北”防护林工程，“三北”防护林体系工程是党中央、国务院针对我国西北、华北和东北的风沙危害和水土流失严重的现实情况而决定建设的大型防护林体系工程，也是为改善区域生态环境而列入我

国国民经济和社会发展规划中的重大建设项目。

项目实施以来，温宿县累计工程面积 9.62 万 hm^2，其中：人工造林面积累计 8.77 万 hm^2，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万 hm^2。

5.1.5.7.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1)占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本工程永久占地面积 1.884hm^2，临时占地面积 40.704hm^2，其中荒漠化土地面积为25.5528hm^2，占总占地面积的60%。

(2)弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、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管沟和铺垫井场。

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。

(3)损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)

拟建工程占地主要为草地、耕地及裸地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4)可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

项目施工期主要包括地面工程，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，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。

5.1.5.7.3 防沙治沙内容及措施

(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（物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施）

本项目占地主要为裸岩及戈壁，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

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。

(5)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。

5.1.5.7.4 方案实施保障措施

(1)组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全,促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中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

①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。

②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)防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资 90 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

(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区块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，得到有效保护。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

本项目位于阿克苏地区温宿县境内，但地理位置属于拜城盆地，距离该项目最近的气象站为拜城县气象站，项目周边地形、气候条件与拜城县气象站一致。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用拜城县气象站的常规地面气象观测资料。本次评价收集了该气象站多年主要气候统计资料，主要包括气温、风速、风向、年平均相对湿度、降水量等。

(1)温度

拜城县多年月平均温度 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℃。拜城县多年平均温度的月变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 **多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(℃)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.8

(2)风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 **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)	0.4	0.6	0.9	1.4	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8	0.5	0.4	0.4	0.8

由表 5.2-2 分析可知，区域近 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频见表 5.1-3，年均风频的月变化见表 5.1-4，各季及全年风向玫瑰见图

5.2-1、图 5.2-2。

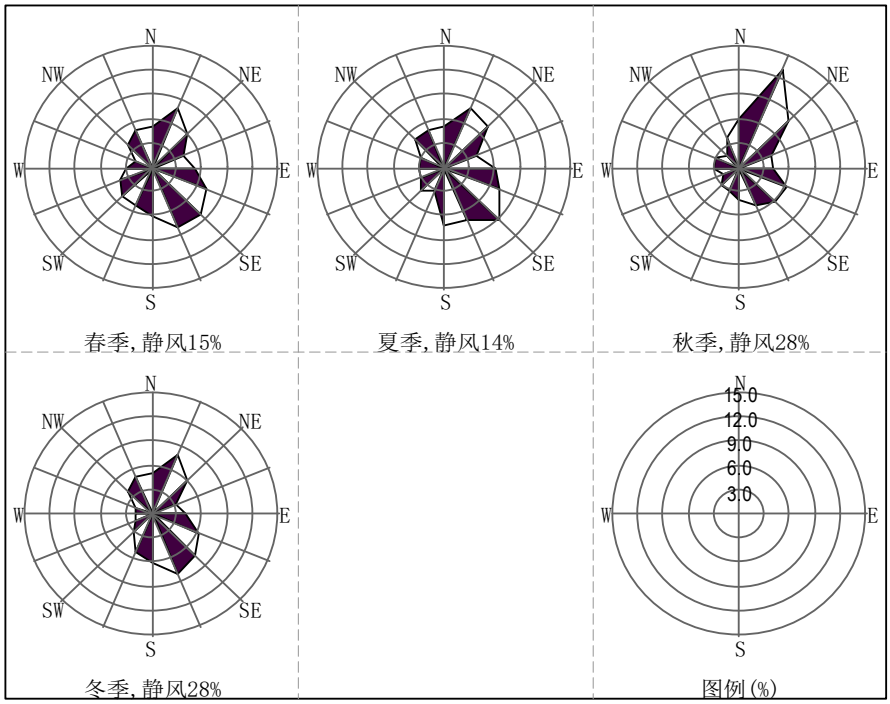


图 5.2-1　拜城县各季风向玫瑰图

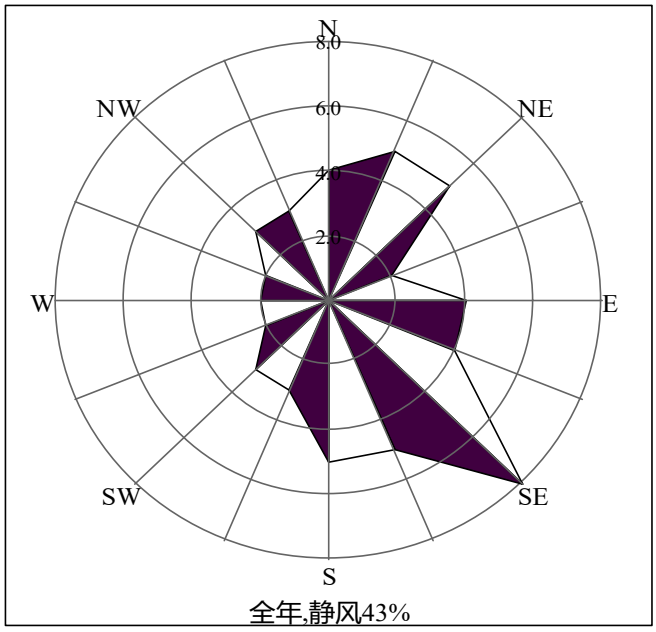


图 5.2-2　拜城县全年风向玫瑰图

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

(1)预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)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 5.2-3。

表 5.2-3　　**项目估算模式参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	--
2	最高环境温度/℃		40.9
3	最低环境温度/℃		-27.4
4	土地利用类型		沙漠化荒地 / 农作地 / 草地
5	区域湿度条件		干燥气候
6	高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2)预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-4。

表 5.2-4　　**主要废气污染源参数一览表(点源)**

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m^3/h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
1	150kW 井场真空加热炉烟气(博孜 10 井)	81.007593	41.683471	2036	8	0.2	190	1.68	120	4800	正常	PM_{10}	0.0038
												$PM_{2.5}$	0.0019
												NO_x	0.0285
2	315kW 井	80.96	41.70	2300	8	0.2	399	3.53	120	4800	正常	PM_{10}	0.008

	场加热节流橇烟气(博孜1302井代表)	9357	9474								$PM_{2.5}$	0.004
											NO_x	0.0599
3	500kW井场加热炉烟气(博孜17井为代表)	80.916417	41.727998	2560	8	0.2	634	5.61	120	4800	正常	PM_{10}	0.0127
												$PM_{2.5}$	0.00635
												NO_x	0.0951

表 5.2-5　**主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)**

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)									
1	井场无组织废气(博孜10井为代表)	81.007593	41.683471	2036	6	6	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.002079
2	博孜18井预留阀室无组织废气	81.017216	41.717857	2195	6	6	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.000186

注：本工程废气污染源面源包括9座井场及2座阀室，各井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取以博孜10井无组织废气为代表井场进行预测。

表 5.2-6　**P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表**

名　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
150kW井场真空加热炉烟气(博孜10井)	PM_{10}	1.0477	450	0.23	7.96	101
	NO_X	7.5960	200	3.8		
315kW井场加热节流橇烟气(博孜1302井代表)	PM_{10}	0.81	450	0.18		30
	NO_X	6.0748	200	3.04		
500kW井场加热炉烟气(博孜17井为代表)	PM_{10}	2.1295	450	0.47		81
	NO_X	15.9290	200	7.96		
井场无组织废气(博孜10井为代表)	非甲烷总烃	4.0250	2000	0.20		10
博孜18井预留阀室无组织废气	非甲烷总烃	0.3251	2000	0.02		10

由表 5.2-6 可知，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 2.1295μg/m³、占标率为 0.47%；NO_2 最大落地浓度为 15.9290μg/m³、占标率为 7.96%；非甲烷总烃最大落地浓度为 4.0250μg/m³、占标率为 0.20%，$D_{10\%}$ 均未出现。

5.1.3 废气源对四周厂界贡献浓度

为说明本工程实施后厂界无组织排放达标情况，本次新建井场预测四周厂界贡献值，无组织废气对站场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-7。

表 5.2-7　　**站场四周边界浓度计算结果一览表**　　单位：μg/m³

场地	污染物	场界	贡献值
井场无组织废气	非甲烷总烃	东场界	4.0250
		南场界	3.5825
		西场界	2.1516
		北场界	1.2709
阀室无组织废气	非甲烷总烃	东场界	0.3251
		南场界	0.3088
		西场界	0.3251
		北场界	0.3251

由表 5.2-7 预测结果可知，本工程实施后，站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 1.2709～4.0250μg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。根据预测结果，井场无组织废气污染源中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 15.9290μg/m³，最大占标率为 7.96%。

5.2.1.5 大气环境防护距离

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

5.2.1.4 非正常排放影响分析

5.2.1.4.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放

等。

本项目属于天然气开采过程，若井口压力过高，采出气通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将博孜 10 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.2-8。

表 5.2-8　　**非正常工况下污染物排放一览表**

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	井场放喷口(以博孜10井作为代表)	81.007593	41.683471	2036	8	3	0	8	0.5	非正常	非甲烷总烃	0.25
											颗粒物	0.1
											NO_X	0.0675

注：本项目包括9座井场，各井场放喷口废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率基本一致，因此选取博孜10井场放喷口废气进行预测。

5.2.1.4.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-9。

表 5.2-9　　**非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表**　　单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井场放喷口	非甲烷总烃	676.9	33.8	91.4	10	50
		PM_{10}	270.8	60.2			250
		NO_X	182.8	91.4			525

由表 5.2-9 计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 676.9μg/m³，占标率为 33.8%，$D_{10\%}$对应距离为 50m；PM_{10}最大落地浓度为 270.8μg/m³，占标率为 60.2%，$D_{10\%}$对应距离为 250m；NO_X最大落地浓度为 182.8μg/m³，占标率为 91.4%，$D_{10\%}$对应距离为 525m。

由以上分析可知，本项目非正常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。

5.2.1.5 污染物排放量核算

(1)有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-8。

表 5.2-8 **大气污染物有组织排放量核算表**

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
1	150kW 井场真空加热炉烟气(博孜 10 井)	颗粒物	20	0.0038	0.018
		NO_x	150	0.0285	0.137
2	315kW 井场加热节流橇烟气(博孜 1302 井代表)	颗粒物	20	0.008	0.038
		NO_x	150	0.599	0.288
3	500kW 井场加热炉烟气(博孜 17 井为代表)	颗粒物	20	0.0127	0.061
		NO_x	150	0.0951	0.456
合计		9 座井场中，新建 1 座 150kW 的加热炉，新建 2 座 315kW 的加热炉，新建 1 座 500kW 的加热炉，污染物排放量合计		颗粒物	0.155
				NO_x	1.169

(2)无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.2-9。

表 5.2-9 **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(mg/m³)	
1	井场无组织废气(博孜10井为代表)	非甲烷总烃	密闭工艺	《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	非甲烷总烃≤4.0	0.018214
2	井场无组织废气(博孜11井为代表)	非甲烷总烃	密闭工艺	《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	非甲烷总烃≤4.0	0.016504
3	阀室无组织废气(博孜18井预留阀室为代表)	非甲烷总烃	密闭工艺	《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	非甲烷总烃≤4.0	0.001626

合计	非甲烷总烃	9座采气井场，有燃料气管线的井场7座以博孜10井为代表，无燃料气管线的井场2座以博孜11井为代表，以及2座阀室以博孜18井预留阀室为代表，污染物排放量合计	0.163758

(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5.2-10。

表 5.2-10　　**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	颗粒物	0.155
2	氮氧化物	1.169
3	非甲烷总烃	0.163758

5.2.1.6 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、硫化氢、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。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.7 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11　　**大气环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□		边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥ 2000t/a□	500～2000t/a□		＜500t/a☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物(非甲烷总烃)		包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录D☑	其他标准 □
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	（2020）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☑	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源☑

		现有污染源☑						
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(PM_{10}、NO_2、非甲烷总烃)				包括二次$PM_{2.5}$☐ 不包括二次$PM_{2.5}$☐		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%☐			$C_{本项目}$最大标率＞10% ☐		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%☐			$C_{本项目}$最大标率＞30% ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（0.5）h		$C_{本项目}$占标率≤100% ☐		$C_{非正常}$占标率＞100%☑		
大气环境影响预测与评价	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：（颗粒物、NO_x、非甲烷总烃）			有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑		无监测☐	
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测☑	
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距（ ）厂界最远（ ）m						
	污染源年排放量	SO_2：(-)t/a	NO_x:（1.169）t/a	颗粒物:（0.155）t/a		VOC_s:(0.163758) t/a		
注：“☐”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项								

5.2.2 地表水环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)评价工作分级判据规定，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级B。

本工程营运期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废水。采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，采用“沉降-除油-过滤”处理工艺，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及生活污水不会对周边水环境产生影响。

5.2.2.1 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1)采出水处理

本项目建成投运后，本项目单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证 10 小时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过新建注水注水管线转输至博孜区块回注井中，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

本工程采出水为 427.185m^3/d，大北天然气处理厂采出水处理站满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2)井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理采取一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺，处理规模为 300m^3/d，富余量 120m^3/d，本工程井下作业废水产生量为 0.28m^3/d，仅占克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模的 0.09%，因此克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求，项目井下作业废水产生量为 0.28m^3/d，采用 8m^3的罐车，每 60 天定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。

综上，本工程评价范围内无地表水体，采取的废水处置措施有效且采出水、井下作业废水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

表 5.2-13　　**地表水环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目
影响	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□

识别	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；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□

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1)地下水赋存条件

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系-新近系，其富水性在南北近山前要小于平原的中部，单位涌水量在南部的十六连是 2.54L/s·m，向中部至九连一带为 3.45L/s·m，地下水埋深均大于 20m。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好，单位涌水量为 12.64 L/s·m，地下水埋深较上游的九连变小，在 5～7m 左右。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，地下水埋深大于 10m，单位涌水量为 0.53L/s·m，并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，单位涌水量在 5.11～14.82L/s·m 之间，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，较其西部区域颗料变小，含水层岩性以砂砾石层主为，单位涌水量在 5.31～7.61L/s·m 之间，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)项目区水文地质条件

①地层

根据现有大北天然气处理厂水文地质钻孔揭露的地层信息，场地内 180m 深度地层岩性为第四系松散堆积物，地层岩性特征自上而下分述如下：

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

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

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

②含水层的分布特征及补给、径流、排泄条件

大北天然气处理厂位于山前倾斜平原区的中上部,由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物,形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，山前倾斜平原区第四系孔隙潜水的埋藏条件和水量水质变化，具有一定的水平分带性。该区分布面积甚广，赋存有丰富的地下水，含水层主要由上更新统——中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成。在水平方向上，岩性由粗变细，含水层的赋水性由北向南成有规律的变化。含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于 1.5L/s•m，渗透系数 4～80m/d，单井涌水量 400～5000m^3/d，水量丰富。地下水矿化度一般在 0.60～1.71g/L 之间，水化学类型为 HCO_3-SO_4-Ca-Mg 或 SO_4-Cl-K-Na-Ca 型水。

③地下水动态

参考项目区域水文地质资料，本项目博孜区块内的单井所在区域地下水主要为第四纪松散层不含水或不均匀含水，在其余存在地下水的区域地下水埋深普遍超过 100m，枯水期和丰水期地下水埋深变化范围 2～3m。

④水文地质参数

根据区域收集地质资料及现状调查，含水层主要由上更新统——中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成。在水平方向上，岩性由粗变细，含水层的赋水性由北向南成有规律的变化。含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于 1.5L/s•m，渗透系数 4～80m/d，单井涌水量 400～5000m^3/d，水量丰富。地下水矿化度一般在 0.60～1.71g/L 之间，水化学类型为 HCO_3-SO_4-Ca-Mg 或 SO_4-Cl-K-Na-Ca 型水。

包气带岩性为充填砂土的砂砾石层，所以垂向渗透系数较大，变化范围 1.2×10^{-3}～1.4×10^{-3}cm/s，平均为 1.2×10^{-3}cm/s，大于 10^{-4}cm/s。因此，本项目所在区域包气带防污性能属于“弱”类。

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

本项目引用区域地下水监测点位。现状监测结果表明，区域地下水潜水含水层监测因子均未超标。

5.2.3.4 地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为三级，因此，本次评价采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.2.3.3.1 正常状况

(1)废水

本工程运营期单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证10小时的沉降时间，沉降除油后成为净化过后的采出水；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2)油泥(砂)

采气过程中产生的油泥(砂)，转移到下层的量很少。根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中油类物质基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于气田气候干旱少雨，无地

表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。油泥(砂)一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少油泥(砂)量，故油泥(砂)对区块区域地下水的影响可接受。

(3)集输管线

本工程正常状况下，集输管线采用无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3.2 非正常状况

集输管道泄漏事故对地下水的影响

管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

通常管道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采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本工程非正常状况下，管线链接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，少量凝析油可能下渗对地下水造成影响,由于本项目所在区域为透水不含水层，包气带厚度大于 100m,所以本次评价将采出液泄漏入渗包气带作为评价的预测情景。

5.2.3.4 预测模型

a.垂直入渗包气带污染影响情景分析

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

考虑本项目采出液及包气带土壤特征，本次评价为事故状况下，设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏的石油烃对包气带土壤垂直下渗的污染。

b.垂直入渗包气带预测模型

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

(1)一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\le z<0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

②非连续点源：

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

c.预测参数选取

本项目所在区域预测模型参数取值见表 5.2-14。

表 5.2-14　　**垂直入渗预测模型参数一览表**

包气带质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重(kg/m^3)
杂填土(以人工回填为主)	1.6	4.41	0.34	0.36	1	1.45×10^3

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏，凝析油下渗对包气带的影响。

d.包气带污染预测结果

(1)石油烃预测结果

设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 820000mg/L，预测时段按项目运行期 7300 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为，T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年。

由包气带模拟结果可知，石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm。

e.预测结论

根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在包气带表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表。因此，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1)源头控制措施

①输送凝析油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②集输管线采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

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

(2)分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-16、图 5.2-5～图 5.2-10。

表 5.2-16 **分区防渗要求一览表**

站场	项目		防渗要求
营运期井场	一般防渗区	井口、放喷区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
	简单防渗区	工艺装置区、电控信一体化撬	实施地面硬化

(3)管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的集气站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4)地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游地下水井为本工程地下水水质监测井。

(5)应急响应

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

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

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

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1)环境水文地质现状

评价区域位于拜城盆地中部区域，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。

(2)地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，管线与法兰连接处石油类渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(3)地下水环境污染防控措施

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

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

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本

项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系,对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(4)地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

本项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目产噪设备主要包括井场采气树、加热炉、计量分离撬等设备。选取博孜 10 井及博孜 11 井、博孜 17 井场噪声为代表井场进行预测。本评价以场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

本次新建博孜 11 井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 37.0～40.1dB(A)；博孜 17 井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 39.1～42.6dB(A)；本次新建博孜 10 井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 38.1～41.6dB(A)；满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

本工程产生的固体废物包括油泥(砂)。根据《一般固体废物分类与代码》(GB／T39198-2020)、《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令 第 15 号，2020 年 11 月 5 日发布，2021 年 1 月 1 日实施)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本工程固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下：

凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)；根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥(砂)属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-20。

表 5.2-20　　**危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	0.9	阀门、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1)危险废物运输

本工程建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对油泥(砂)进行收集。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择；

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

本工程产生的危险废物按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。

(2)危险废物运输过程影响分析

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源

生态环保科技有限责任公司西北距项目约 55.5km，沿线无水体、重要敏感目标，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。

(3)危险废物委托处置环境影响分析

本工程油泥(砂)全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

5.2.6 生态环境影响分析

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

(1)对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，不会对野生动物产生明显影响。

(2)植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，对荒漠地带植被的影响是可接受的。

(3)生态系统完整性影响评价

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。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态系统，荒漠生态系统稳定性较差，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。在油气田开发如井场、管线和道路等建设中，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。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

(4)景观影响分析

区域经过气田开发，已经形成了采气工业、自然景观交替的景观。本工程站场设施及永久性建构筑物的增加，对现有景观影响有限。

项目建设完成后，集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

(5)小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响,项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到自然恢复。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1，

本工程建设内容属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为Ⅱ类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

本工程营运期外排废气中主要颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃，不涉及废水外排。本工程采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液垂直入渗影响，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 5.2-21。

表 5.2-21 **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 5.2-21 可知,本工程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，本工程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，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3)影响源及影响因子

本工程输送介质为采出液(凝析油和天然气)，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。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-22。

表 5.2-22 **土壤环境影响源及影响因子识别表**

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

5.2.7.2 土壤环境现状调查

5.2.7.2.1 调查范围

本工程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。

5.2.7.2.2 敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤保护目标主要为调查评价范围内的居民区、耕地及草地，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 范围内的农田、草地。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1)土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场及各站场新增永久占地、管线及道路占地为草地、耕地、裸地等。

(2)土地利用历史

通过调查以往资料，土地利用历史情况为草地、耕地、未利用地。

(3)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。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为石膏棕漠土、淡棕钙土。

5.2.7.3 土壤环境影响评价

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

由土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污

染深度为 26cm。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1)源头控制

加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，一旦产生含油废物及时、彻底进行回收清理；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2)过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

5.2.7.5 结论与建议

本工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

本工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-27。

表 5.2-27 **土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑	
	占地规模	42.588hm^2	

	敏感目标信息	敏感目标(耕地、牧草地)、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他()				
	全部污染物	石油烃(C_{10}-C_{40})				
	特征因子	石油烃(C_{10}-C_{40})				
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a)☑；b)☑；c)☑；d)☑				
	理化特性	--				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0.2m	
		柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷，1，2-二氯乙烷，1，1-二氯乙烯，顺-1，2-二氯乙烯，反-1，2-二氯乙烯，二氯甲烷，1，2-二氯丙烷，1，1，1，2-四氯乙烷，1，1，2，2-四氯乙烷，四氯乙烯，1，1，1-三氯乙烷，1，1，2-三氯乙烷，三氯乙烯，1，2，3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1，2-二氯苯，1，4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})				
现状评价	评价因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷，1，2-二氯乙烷，1，1-二氯乙烯，顺-1，2-二氯乙烯，反-1，2-二氯乙烯，二氯甲烷，1，2-二氯丙烷，1，1，1，2-四氯乙烷，1，1，2，2-四氯乙烷，四氯乙烯，1，1，1-三氯乙烷，1，1，2-三氯乙烷，三氯乙烯，1，2，3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1，2-二氯苯，1，4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})				
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他()				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响	预测因子	石油烃(C_{10}-C_{40})				

<table>
<tr><td rowspan="3">预测</td><td>预测方法</td><td colspan="3">附录 E☑；附录 F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="3">影响范围：井场占地
影响程度：贡献值、预测值</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a)□；b)□；c)☑
不达标结论：a)□；b)□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他()</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td></td></tr>
<tr><td>1（博孜 10 井布设）</td><td>石油烃</td><td>3 年/次</td><td></td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">石油烃(C_{10}-C_{40})</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">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。</td></tr>
</table>

5.2.8 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防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、凝析油，甲烷、乙烷、丙烷主要存在于集输管线内。

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

本工程主要建设内容包括：①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)；②在博孜 10 井新建 1 座撬装真空加热炉 150kw，在博孜 17 井新建 1 座 500kW 加热节流橇，在博孜 1301 井、博孜 1302 井分别新建 1 座 315kW 加热节流橇；③在博孜 18 井预留阀室新增预留 4 井阀组，在博孜 3 干线阀室新增预留 4 井阀组；④新建采气管线 33.92km，新建燃料气管线 27.92km；⑤工程配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施。

本工程新建的井场及管线涉及的风险物质主要为天然气及凝析油，天然气、凝析油存在于管线中。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.2-28 确定环境风险潜势。本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.2-29。

表 5.2-28 **建设项目环境风险潜势划分一览表**

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

表 5.2-29 **建设项目 Q 值确定表**

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
采气管线	1	甲烷	74-82-8	4.582	10	0.4582
	2	乙烷	74-84-0	0.547	10	0.0547
	3	丙烷	74-98-6	0.186	10	0.0186
	4	凝析油	/	1.875	2500	0.0007
采气管线Q值Σ						0.5322
燃料气管线	1	甲烷	74-82-8	0.098	10	0.0098
	2	乙烷	74-84-0	0.012	10	0.0012
	3	丙烷	74-98-6	0.004	10	0.0004
燃料气管线Q值Σ						0.0114
Q值Σ						0.5436

经计算，本项目 Q 值为 0.5436，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。

5.2.8.1.3 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 5.2-30。

表 5.2-30　　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。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，部分站场周边存在居住区。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、凝析油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-32。

表 5.2-32　　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	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	
4	凝析油	可燃液体	集输管线

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于采气管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、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 5.2-33。

表 5.2-33　　**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	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

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输天然气泄漏时，天然气泄露进入大气引起人员中毒事故及天然气泄露不完全燃烧产生 CO，引发周围人员 CO 中毒事件(次生灾害)；天然气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。一旦管道发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

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。如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成采出气液泄漏主要集中在站场及管线区域范围，加之泄漏采出气液量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，各类管线及道路施工不穿越地表水体，仅穿越少量冲沟（仅夏季雨水冲刷形成）、水渠(穿越耕地时)，因此在事故下造成采出气液泄漏不会对区域地表河流造成污染。

井喷事故一旦发生，大量的采出气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1～2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的石油类喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。项目周边无地表水体，因此在事故下造成采出气液泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排；本工程可能泄露的危险液态物料主要为采出液中的石油类，液态物料会泄露至储罐区，在及时发现并清理收集泄露的物质后，对区域地下水造成污染的环境风险可接受；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。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 管道事故风险预防措施

(1)施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2)运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的集气站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②定期对管线及储罐进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③利用管线和储罐的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3)管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法;按计划进行定期维护;有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

(4)油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.2 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，为可能发生的事故制定应急措施，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、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，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处理。

(2)火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3)管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，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理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。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油气开发部突发环境事件应急预案》(备案编号 652926-2020-003)中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致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

本工程实施后的环境风险主要有采出液泄漏，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一氧化碳有害气体进入大气，采出液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油气开发部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，本工程环境风险是可防控的。

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

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，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。

闭井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。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。

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、废弃建筑垃圾等固体废物，对这些废弃管线、建筑垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定处理场填埋处理。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。气田设施退役后，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。

5.3.2 闭井期生态保护措施

气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1)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如原油等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

(2)闭井期井场集输管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(3)各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

(5)严格控制临时施工场地与施工道路面积和范围，减少对地表植被的破坏。

(6)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。

(7)对废弃井应封堵内井眼,拆除井口装置,截去地下一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(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 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

(2)为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4)在管线和道路作业带内施工作业。

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

项目运营期无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

(1)真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2)本工程营运期无组织废气主要产污环节场站内阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本工程将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

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。

根据监测数据，井场无组织废气均可达标排放，因此本项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，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。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工期水环境污染源为管线试压废水和施工队生活污水。

(1)管线试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后排入防渗的暂存池，后续用于博孜区块绿化。

(2)施工队生活污水

地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，其污染物主要为SS、COD，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

(1)采出水处理措施可行性分析

项目建成投运后，单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证 10 小

时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过新建注水管线转输至博孜区块回注井中，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

大北天然气处理厂采出水处理站采出水设计规模为 1940m^3/d，本工程采出水产生量为 427.185m^3/d，可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2)井下作业废水处理措施可行性分析

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理采取一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺，处理规模为 300m^3/d，富余量 120m^3/d，本工程井下作业废水产生量为 0.28m^3/d，仅占克拉苏钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模的 0.09%，因此克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求，项目井下作业废水产生量为 0.28m^3/d，采用 8m^3的罐车，每 60 天定期拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站。

6.2.3 闭井期水环境污染防治措施

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括站场工程和管线工程，高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。

采取的隔声降噪措施如下：

(1)合理控制施工作业时间；

(2)运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

(3)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。

类比同类型项目施工作业，施工期噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准要求。

6.3.2 运营期噪声防治措施

营运期噪声源主要包括井场采气树、加热炉、计量分离撬等产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1)提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2)对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3)在运营期时应给加热炉、计量分离撬加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

根据噪声预测结果并类比同类型井场场界噪声监测数据，运营期站场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

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和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理；生活垃圾集中收集后，拉运至大北地区固废填埋场处理。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)，根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥(砂)属于危险废物，收集后定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处理。在加强环境管理的前提下，不会对环境产生不利影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 6.4-1。

表 6.4-1　　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	0.9	阀门、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，由库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处理

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1)危险废物贮存及运输

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源生态环保科技有限责任公司东南距项目约 93km，沿线无水体、重要敏感目标，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。

(2)危险废物处置单位

本工程油泥(砂)全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送大北地区固废填埋场妥善处理。大北地区固废填埋场内垃圾填埋场现有富余能力填埋一般固废，因此废弃管线、废弃建筑垃圾处置措施可行。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

(1)农田保护措施

①应根据当地农业活动特点组织本项目施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。合理安排施工进度。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。

②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。

③管道占用的农田，建设单位应按照国家相关标准给予补偿。在工程预算时必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算。在施工过程中，要尽量缩小影响范围，减少损失，降低工程对农业生态系统的破坏。

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

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。

(3)荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

(4)野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法(2014 年修订)》、《中华人民共和国大气污染防治法(2018 年修正)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017 年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018 年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2020 年修订)》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 682 号)《中华人民共和国野生植物保护条例(2017 年修订)》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制油田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项

等。

6.5.2 营运期生态恢复措施

项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1)在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2)及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(3)井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在几年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地为草地、耕地、裸地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

(1)对油气田内的永久性占地(井场)合理规划，严格控制占地面积。

(2)按设计标准规定，严格控制施工作业带(开挖)面积，以减少地表破坏。

(3)施工机械在不得在道路、井场以外的地方行驶和作业，保持地表不被扰动。

(4)井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

通过采取以上措施，本工程井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.5.4 生态恢复治理方案

本工程新建采气管线 9 条总长 33.92km，新建燃料气管线 7 条长 27.92km，采气与燃料气管线同沟敷设，管线开挖临时占地面积共 40.704hm^2。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟

回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对 40.704hm^2 临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1)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如原油等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

(2)闭井期井场集输管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(3)各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

(5)严格控制临时施工场地与施工道路面积和范围，减少对地表植被的破坏。

(6)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。

(7)对废弃井应封堵内井眼,拆除井口装置,截去地下一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(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。

7 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

本项目项目投资*****万元，环保投资**万元，环保投资占总投资的比例为**%。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。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气资源供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

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。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1)废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。真空加热炉采用清洁能源-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。

(2)废水

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(3)固体废物

本工程运营期固体废物主要为油泥(砂)，油泥(砂)桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

(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。

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。

7.3.2 环境损失分析

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

本项目将扰动、影响荒漠生态系统，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。

7.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等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**万元，环境保护投资占总投资的**%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

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。

8.1.1 管理机构及职责

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大油气开发部现有 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。

8.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了博大油气开发部 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。

8.1.3 环境管理职责

博大油气开发部 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，制修定环境保护规章制度；

(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环保部门检查。

8.1.4 排污口规范化管理

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)，采油一厂应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，便于污染源的监督管理和常规监测工作的进行。

8.1.5 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工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 **本工程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，尽量少占用天然林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，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当地生态环境主管

		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		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		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		建设单位环保部门及当地生态环境主管
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	建设单位环保部门及当地生态环境主管
	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		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	处理达标后排放		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送大北地区固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		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		建设单位环保部门及当地生态环境主管
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	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		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		当地生态环境主管
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当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场填埋妥善处理		
		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		

8.1.5 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。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.1.6 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，应在 5 年内以博孜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。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1)基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内

主要产品及规模：①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)；②在博孜 10 井新建 1 座撬装真空加热炉 150kw，在博孜 17 井新建 1 座 500kW 加热节流橇，在博孜 1301 井、博孜 1302 井分别新建 1 座 315kW 加热节流橇；③在博孜 18 井预留阀室新增预留 4 井阀组，在博孜 3 干线阀室新增预留 4 井阀组；④新建采气管线 33.92km，新建燃料气管线 27.92km；⑤工程配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施。项目建成后产气量为 $395\times10^4m^3/d$，年产油规模 923t/d。

(2)排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表**。

本项目污染物排放标准见表**。

本项目污染物排放量情况见表**。

本项目污染物总量控制指标情况见表**。

(3)环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见塔西南勘探开发公司博大油气开发部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**。

8.2.2 公开方式及时间要求

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。

8.3 污染物排放清单

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

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

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

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)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，也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)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。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

9 结论与建议

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新建 9 座井场(博孜 10 井、博孜 11 井、博孜 17 井、博孜 29 井、博孜 1201 井、博孜 1202 井、博孜 1203 井场、博孜 1301 井、博孜 1302 井)；②在博孜 10 井新建 1 座撬装真空加热炉 150kw，在博孜 17 井新建 1 座 500kW 加热节流橇，在博孜 1301 井、博孜 1302 井分别新建 1 座 315kW 加热节流橇；③在博孜 18 井预留阀室新增预留 4 井阀组，在博孜 3 干线阀室新增预留 4 井阀组；④新建采气管线 33.92km，新建燃料气管线 27.92km；⑤工程配套自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路等辅助系统设施。

建设规模：项目建成后产气量为 $395\times10^4m^3/d$，年产油规模 923t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资*****万元，其中环保投资**万元，占总投资的**%。

劳动定员及工作制度：井场无人值守，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内。区域以油气开采为主，现状占地为草地、耕地、裸地，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求，工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

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

本项目属于塔里木油田分公司油气开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 PM_{10}、$PM_{2.5}$年平均浓度值超标，则参照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定：“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知，本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明：监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3的标准。

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

声环境质量现状监测结果表明：声环境监测值昼间为**～**dB(A)，夜间为**～**dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值。

9.2.2 环境保护目标

本工程将大气评价范围内村庄作为环境空气保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将土壤环境调查评价范围内的耕地作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护

的对象，将生态环境影响评价范围内植被和动物、天然林及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土保持产生明显影响；将评价范围内的村庄和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1)真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

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

(3)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行；

(4)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施；

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本工程采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理。加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

(1)提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2)对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3)在运营期时应给加热炉、计量分离撬加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

9.3.4 固体废物及处理措施

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)，根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)属于

危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

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

9.4.2 地下水环境影响

(1)环境水文地质现状

根据区域收集地质资料及现状调查，评价区域位于拜城盆地中部区域，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。

包气带岩性为充填砂土的砂砾石层，所以垂向渗透系数较大，变化范围 1.2×10^{-3}～1.4×10^{-3}cm/s，平均为 1.2×10^{-3}cm/s，大于 10^{-4}cm/s。因此，本项目所在区域包气带防污性能属于“弱”类。

(2)地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采气树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(3)地下水环境污染防控措施

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

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

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本

项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系,对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(4)地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.3 声环境影响

项目实施后,本次新建博孜 11 井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 37.0～40.1dB(A)；博孜 17 井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 39.1～42.6dB(A)；本次新建博孜 10 井场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 38.1～41.6dB(A)；满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本项目井场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

9.4.5 土壤环境影响

本工程站内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值，同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

9.4.6 生态影响

本工程永久占地面积1.884hm^2，临时占地面积40.704hm^2，项目区生态完整

性变化主要受区域自然环境变化影响，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。

9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：SO_2、NO_X。项目稳产期 SO_2 排放量为***t/a，NO_x 排放量为***t/a。

9.6 环境风险评价

本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔西南勘探开发公司博大油气开发部现有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。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可防控范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设在公示期间未收到公众反对意见。

9.8 项目可行性结论

本项目建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。