

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 $5.6 \times 10^5 \text{ km}^2$ ，石油资源储量约为 $1.067 \times 10^{10} \text{ t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。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，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。

目前克拉苏气田大北区块内已建成大北天然气处理厂、大北 11 集气站、大北 101 集气站和大北 201 集气站等场站，同时已建有完善集输系统，包括大北 11 集气干线、大北 101 集气干线、大北 201 集气干线、大北试采管道、博孜试采管道及燃料气干线等。

大北 12 区块是克拉苏气田大北区块近年来勘探发现的新区块，干气地质储量 $547.64 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，凝析油地质储量 $101.19 \times 10^4 \text{ t}$ ，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 191389 万元实施“克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程”，主要建设内容包括：①部署 13 口井，其中 7 口采气井（新钻井 3 口、已钻井 4 口），6 口老井利用（老井 4 口、排水井 1 口，老井转注水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂、大北 11 集气站、老井 1201 井；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设、集气干

线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 26km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。2022 年项目建成后年产气 $12.05 \times 10^8 \text{m}^3$ ，年产凝析油规模 $2.23 \times 10^4 \text{t}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于天然气开采项目，位于拜城县境内，参照《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)，项目位于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，该区域重点推进煤炭、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。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)”，项目涉及环境敏感区(项目所在区域属于水土流失重点治理区)，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 4 月 6 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评工作。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 4 月 7 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。项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，因此，本项目符合国家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十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于克拉苏气田大北区块，属于区块开发项目，符合《克拉苏气田开发规划方案》。本项目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，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(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二级、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。井场无组织废气非甲烷总烃可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值，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、修井废液和生活污水，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；修井废液送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置，均不外排，不会对周围地表水环境产生影响。

(3) 本项目生产过程中废水主要为采出水、修井废液和生活污水，集输管线采用柔性复合管，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，类比同类石油天然气开采项目，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，本工程集输管线较长，距离大北作业区较远，因此新增定员 8 人，营运期固体废物主要为生活垃圾、落地油泥及清管废渣，生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋，落地油泥及清管废渣收集后，委托克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理。

(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)、甲醇，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，所在区域属植被较少，未见野生动物出没。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、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》(2018 年 12 月 29 日修正, 2003 年 9 月 1 日施行);

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

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

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

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

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

(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)。

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

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

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 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)。

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(2012 年修正)》(2012 年 3 月 28 日修订并实施)；

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2016 年修订)》(2018 年 9 月 21 日修订并实施)；

(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)；

(11)《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)；

(12) 《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)；

(13) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(15) 《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)；

(16)《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)；

(17)《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)；

(18)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(19)《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)；

(20)《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)；

(21)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》。

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)

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

(18)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《关于克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书的批复》(环审(2014)199 号)；

(2)《关于克拉苏气田大北区块地面建设工程竣工环境保护验收合格的函》(新环函[2016] 2030 号)；

(3)《环境质量现状检测报告》；

(4)《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》；

(5)《塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大油气开发部(大北处理站)固定污染源排污登记回执》；

(6)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(7)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

工程活动 \ 环境因素		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	景观	水土流失
	管线开挖及井场道路	-2D	--	--	-1D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C
	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	--	--
营运期	原油开采及集输	-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、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、景观、水土流失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、声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的短期影响和对生态环境要素中的植被和景观利好影响。

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 、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃
	影响评价	PM ₁₀ 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃
地下水	现状评价	基本水质因子: pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、氰化物、氟化物、碘化物、砷、汞、硒、镉、铬(六价)、铅、硫化物; 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、蒽、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}

续表 2.3-2

本项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
生态环境	现状评价	动物、植物、景观、水土流失、生态系统
	影响评价	
固体废物	污染源	TEG溶液预过滤器产生过滤废渣、TEG溶液活性炭过滤器产生废活性炭、TEG溶液后过滤器产生过滤废渣、脱汞吸附塔废脱汞剂、凝析油储罐含汞污泥、水处理设施含汞污泥
	影响分析	
环境风险	风险识别	凝析油、甲烷、乙烷、丙烷、甲醇
	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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

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

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半径范围内均无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”。

(3) 评价工作等级判定

根据上述计算结果,本工程外排废气污染物 $P_{max} = **\% < 10\%$, 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

本项目营运期产生的废水主要有采出水、修井废液和生活污水。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;修井废液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;生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置。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 2.4-1。

表 2.4-1 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。

续表 2.4-1

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
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,在建和规划的引用水水源)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,在建和规划的引用水水源)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 2.4-2。

表 2.4-2 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 2.4-6 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

本项目厂址位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内,周边区域以石

油天然气勘探开采为主要功能,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

项目厂址周围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

①根据导则附表 A.1,本项目属于“采矿业”中的“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,土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(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($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”,本项目占地规模为小型。

(4)建设项目敏感程度

拟建输气及排水管线周边 200m 范围内有耕地,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1.4-3。

表 1.4-3 评 价 工 作 等 级 分 级 表

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

续表 1.4-3

评价工作等级分级表

敏感程度 \ 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
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、环境敏感程度为不敏感，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

本项目位于大北区块，管线总长度 $\geq 100\text{km}$ 。

(2) 区域环境

本项目周边为戈壁，影响区域内不涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的特殊生态敏感区和重要生态敏感区，因此判定本项目区域属于(HJ19-2011)中规定的一般区域。

(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2.4-4。

表 2.4-4

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 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50 \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目占地范围内，影响区域属一般区域，区域地势较平坦，根据以上分析结果判断，本项目生态影响评价工作等级为二级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 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)：

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

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 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

经计算，本项目 Q 值 < 1 ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 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2.4-5。

表2.4-5 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2.4-11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 2.4-6，各环境要素评价范围图见 2.4-7。

表 2.4-6 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、站场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—

续表 2.4-6 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
3	地下水环境	三级	各井场及站场地下水流向上游 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
4	声环境	二级	各井场及站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	各井场及站场边界及管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	二级	各井场及站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	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
2	工程分析	区块开发现状回顾： 主要介绍区块开发现状、区块污染源达标情况、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 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井等 4 口已完钻井的基本情况、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。 依托工程： 与项目相关的克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、克深 207 油基固废处理站、大北地区固废填埋场等依托工程的基本情况
3	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
4	施工期环境影响分析	施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析
5	营运期环境影响评价	环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，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、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性

续表 2.5-1

评价内容一览表

序号	项目	内容
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：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 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/m³ 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：执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值。

(2) 污染物排放标准

废气：真空加热炉烟气执行《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；非甲烷总烃无组织排放厂界执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值。

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 1.6-1 至表 1.6-3。

(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	μ g/m ³	《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			μ g/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单				
		24 小时平均	75								
	SO ₂	年平均	60					μ g/m ³	《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								
		1 小时平均	500								
	NO ₂	年平均	40							μ g/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24 小时平均	80								
		1 小时平均	200								
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单						
		1 小时平均	10								
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μ g/m ³								
	1 小时平均	200									
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准							
地下水	色	≤15		铂钴色度单位		《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					
	嗅和味	无		—							
	浑浊度	≤3		NTU							
	肉眼可见物	无		—							
	pH	6.5~8.5		—		《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类					
	总硬度	≤450		mg/L							
	溶解性总固体	≤1000									
	硫酸盐	≤250									

续表 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
地下水	氯化物	≤250		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
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面 活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3	CFU/100m L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类微生物 指标	
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学 指标中Ⅲ类	
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	苯	≤10.0			μ g/L
	甲苯	≤700			
	石油类	≤0.05	mg/L	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类	

续表 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
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

建设用地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		

续表 2.6-2 建设用地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
26	苯	4	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
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		
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	蒽	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	4500		

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉 烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值
		SO ₂	50		
		NO _x	200		
		烟气黑度	1	林格曼黑度, 级	
	场界无组织	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值(GB37822-2019)标准

续表 2.6-3

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
施工噪声	L_{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界噪声	L_{eq}	昼间	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

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

本项目位于拜城县境内，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的限制开发区和禁止开发区，与主体功能区划不冲突。

2.7.2 生态环境保护规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，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规划“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》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规划第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	符合

续表 1.7-1

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
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区 1 千米以内禁止建设非金属矿采选项目	本项目油田区不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，不在重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，大北处理厂距最近居民聚集区 **km	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内，其它 III 类水体岸边 200 米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	边界*距木扎提河***km	符合
	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)	本项目场界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求	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
《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、修井废液及生活污水，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；修井废液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；生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置，无石油类污染物排放	符合

续表 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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年第 18 号)	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	本项目油气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, 应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区, 应采取措施, 保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道, 集输管线采用埋地敷设	符合
	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; 修井废液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; 生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置	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

续表 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)	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落地油泥, 桶装收集后委托克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置, 必须符合国家 and 自治区有关规定; 不具备处置、利用条件的, 应当送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	本项目产生的危险废物定期由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理	符合

2.7.3 “三线一单”分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号), 要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限和环境准入负面清单(以下简称“三线一单”)为手段, 强化空间、总量和准入环境管理。将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限, 以及所属行业及区域环境准入负面清单相关要求对比分析如下。

(1) 生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》, 红线区为水源涵养生态保护红线区, 项目西北距水源涵养生态保护红线区**km, 不在红线范围内。

(2) 环境质量底线

根据阿克苏地区例行监测点数据可知, 项目所在区域属于大气环境质量不达标区域, 不达标原因主要是因为受沙尘暴影响, PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 超标现象严重。

本项目产生的废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施, 且施工周期较短, 随着施工期结束将消失。运营期主要为井场及站场无组织废气, 井场及站场管线阀门连接处定期检测, 污染物能达标排放, 采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求, 符合环境质量底线的要求, 不会对环境质量底线产生冲击。

(3) 资源利用上线

项目所在区域设置有水资源、土地资源及能源上限。本工程属于现有油田区块内的改扩建项目，本工程用水量较小，不属于高耗水项目，不会对区域水资源造成较大影响；永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少；区块内建有完善的电力系统，区块内配电网均较为完善，对区域电力能源影响较小。

综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上限。

(4) 环境准入负面清单

项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改规[2020]1880号)，属于许可准入类项目。此外，项目符合国家、地方各项环境政策、规范以及各项规划的要求，不在环境准入负面清单范围。

2.7.4 环境功能区划

本项目位于塔里木油田大北区块，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；项目位于以工业生产(油气开采)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 和图 2.7-1。

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
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	天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设

由表 2.7-4 可知，本工程位于“天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区”，主要生态服务功能为“天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游”，主要保护目标为“保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施”。本工程为服务于区域油气资源勘探开采，属于大北区块改扩建项目，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。塔里木油田 2011 年~2020 年期间天然气大发展的资源基础逐步得到落实，天然气产能建设将会出现一个高潮。克拉苏气田天然气资源量为 $20856.65 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，预计到 2020 年其天然气产量将达到 $300 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，有望成为塔里木第一大气田。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的应急气量的资源能力，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。

大北 12 区块是克拉苏气田大北区块近年来勘探发现的新区块，干气地质储量 $547.64 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，凝析油地质储量 $101.19 \times 10^4 \text{ t}$ ，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 191389 万元实施“克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程”，主要建设内容包括：①部署 13 口井，其中 7 口采气井（新钻井 3 口、已钻井 4 口），6 口老井利用（老井 4 口、排水井 1 口，老井转注水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂、大北 11 集气站、老井 1201 井；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设、集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 26km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。2022 年项目建成后年产气 $12.05 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，年产凝析油规模 $2.23 \times 10^4 \text{ t}$ 。

本项目克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程，部署 13 口井，其中 7 口采气井（新钻井 3 口、已钻井 4 口），6 口老井利用（老井 4 口、排水井 1 口，

老井转注水井 1 口），改造大北处理厂、大北 11 集气站。将 7 口新建采气井中的已钻 4 口井（DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井）作为在建工程进行分析，6 口老井（吐北 401 井、大北 12 井、DB206 井、DB12-1 井、吐北 4 井、大北 1201 井）及大北天然气处理厂、大北 11 集气站作为现有工程进行分析。将本工程依托的克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、克深 207 油基固废处理站、大北地区固废填埋场作为依托工程进行分析

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	克拉苏气田大北区块开发现状简述	克拉苏气田大北区块开发现状、主要地面设施情况
2	现有工程	主要介绍 6 口老井（吐北 401 井、大北 12 井、DB206 井、DB12-1 井、吐北 4 井、大北 1201 井）、大北 11 集气站及大北天然气处理厂，本次拟建工程涉及改造的站场现状、污染源调查、污染物排放量、环境问题等内容
3	在建工程	主要介绍 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井等 4 口已完钻井的基本情况、主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容
4	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设施、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
5	依托工程	与项目相关的克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、克深 207 油基固废处理站、大北地区固废填埋场等依托工程的基本情况

3.1 克拉苏气田大北区块开发现状简述

目前克拉苏气田大北区块内已建成大北天然气处理厂、大北 11 集气站、大北 101 集气站和大北 201 集气站等场站，同时已建有完善集输系统，包括大北 11 集气干线、大北 101 集气干线、大北 201 集气干线、大北试采管道、博孜试采管道及燃料气干线等。截至 2019 年 12 月底共投产 31 口井，开井 24 口，日产气 $821.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 $131 \text{t}/\text{d}$ ，累计生产天然气 $109.29 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油 $18.38 \times 10^4 \text{t}$ 。

3.2 现有工程

3.2.1 现有井场现状

3.2.1.1 4 口老井（不涉及改造）

本次开发方案中共涉及 6 口老井，分别为吐北 401 井、大北 12 井、DB206

井、DB12-1 井、吐北 4 井、大北 1201 井，其中吐北 401 井、大北 12 井、DB12-1 井本次方案中不涉及改造处于正常生产中，井下采出液自喷采出后，通过井口模块油嘴一级节流后经过井场加热炉加热后由现有集输管线输至大北 11 集气站，最终送至大北天然气处理厂处理。DB206 井现状为一口注水井，从大北天然气处理厂采出水处理装置出来达标的水，通过已建注水管道将处理达标后的水输送至大北 206 井回注到地层中。

表 3.2-1 现有井场主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
现有 4 口采气井井场	1	采气树	座	4	-
	2	RTU 机柜间	座	4	-
	3	加热炉	座	4	-

3.2.1.2 大北 1201 井

本次开发方案中涉及的老井大北 1201 井，现状处于正常生产状态，井下采出液自喷采出后，通过井口模块油嘴一级节流后经过井场加热炉加热后由现有集输管线输至集输干线，最终送至大北天然气处理厂处理。本次大北 12 井场改造内容为新建 4 井式轮井计量阀组橇。大北 1201 井场主要设备见表表 3.2-2。

表 3.2-2 大北 1201 井场主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
大北 1201 井场	1	采气树	座	1	已建
	2	RTU 机柜间	座	1	已建
	3	加热炉	座	1	已建
	4	4 井式轮井计量阀组橇	座	1	新建

3.2.1.3 吐北 4 井

本次开发方案中涉及的老井吐北 4 井，现状处于封井状态。

3.2.2 大北 11 集气站

3.2.2.1 基本情况

目前大北 11 井、大北 1101 井、吐北 401 井、大北 12 井、DB12-1 井采出液经已建单井采气管线混输接入大北 11 集气站轮井阀组橇，经过轮井计量后，

气液经大北 11 集气干线及集输管道输送至大北天然气处理厂集中处理。本次改造内容仅在大北 11 集气站新建一套清管收球装置。

集气站设置轮井阀组橇、计量分离橇、气液分离橇、闪蒸分离橇、油水储罐橇、加热炉橇、燃料气调压橇、出站阀组橇、火炬除液器橇、排污罐橇、放空火炬等主要工艺设备。

3.2.2.2 工艺流程及产排污节点

大北 11 集气站所辖各单井采出气液经已建单井采气管线混输接入大北 11 集气站轮井阀组橇，经过轮井计量后，气液经加热炉加热后，经大北 11 集气干线及集输管道输送至大北天然气处理厂集中处理。

大北 11 集气站废气污染源主要为加热炉烟气和厂界无组织废气，其中加热炉燃料为净化后的天然气，站场日常维护，做好密闭措施；噪声污染源主要为计量装置、加热炉等，采用基础减振的降噪措施；固体废物污染源主要为清管废渣，清运至库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

3.2.1.3 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

大北 11 集气站采用加热炉加热。

(2) 供电

大北 11 集气站用电依托附近电网。

(3) 给排水

大北 11 集气站生产过程中不消耗水，生产过程中无废水产生。

3.2.1.4 大北 11 集气站达标情况

为分析大北 11 集气站达标排放情况，本次大北 11 集气站加热炉烟气采用博大油气开发部对大北 11 集气站开展的例行监测数据；大北 11 集气站站场无组织废气及厂界噪声采用《大北气田大北 11 区块开发方案地面工程》环评编制期间对大北 11 集气站开展的污染源监测数据各污染源均可达标排放。

3.2.1.5 大北 11 集气站污染物排放量

3.2.1.6 环境问题及“以新带老”改进意见

3.2.3 大北天然气处理厂

大北天然气处理厂于 2014 年 8 月 19 日取得原中华人民共和国环境保护部批复《关于克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书的批复》(环审[2014]199 号),于 2016 年 12 月取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见《关于克拉苏气田大北区块地面建设工程竣工环境保护验收合格的函》(新环函[2016]2030 号)。为达到相应指标,对大北处理厂厂内污水处理装置进行了改扩建,改扩建内容包含于《克拉苏气田大北区块开发调整地面工程》中,该工程与 2018 年 8 月 4 日取得阿克苏地区生态环境局批复《关于克拉苏气田大北区块开发调整地面工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2018]305 号),目前该工程正在开展验收工作。大北区块危废暂存间塔西南勘探开发公司于 2020 年编制完成《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》并于 2020 年 9 月 7 日完成拜城县环境保护局备案工作,该环境风险应急预案包含大北处理厂等内容。大北处理厂于 2021 年 02 月 07 日取得排污许可《大北处理站固定污染源排污登记回执》(登记编号:916531007291855484015X)。上述工程手续执行情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 工程环保执行情况一览表

序号	类别	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	环保手续	克拉苏气田大北区块地面建设工程	原中华人民共和国环境保护部	环审[2014]199 号	2014.8.19	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2030 号	2016.12.30
2		克拉苏气田大北区块开发调整地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2018]305 号	2018.8.4	目前正在组织开展验收工作		
3	环境风险应急预案	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	编制完成《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》并于 2020.9.7 日完成拜城县环境保护局备案工作(备案编号 652926-2020-003)					
4	排污许可	大北处理厂	于 2021.2.7 日取得排污许可《大北处理站固定污染源排污登记回执》(登记编号: 916531007291855484015X)					

2.1.1 基本情况

大北天然气处理厂由于水处理装置处理后的水质不能稳定达标，本次工程对水处理装置进行改造，内容为：新建 500m³ 混凝沉降罐 2 座、新建集配式双滤料过滤器撬 1 座、新建核桃壳过滤器撬 1 座、新建加药撬 3 套。

2.1.2 主要建构筑物、生产设备及技术经济指标

2.1.3 现有工程主要经济技术指标

2.1.4 工艺流程及产排污节点

2.1.5 产品

2.1.6 公辅设施概况

2.1.9 污染源调查与评价

根据《克拉苏气田大北区块地面建设工程竣工环境保护验收调查报告》、《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》及大北处理厂例行监测数据，现有工程各环保治理措施稳定运行，各污染源均可达标排放。

2.1.10 污染物排放量

2.1.11 现有工程存在的环境问题及整改措施

2.1.12 环境问题及“以新带老”改进意见

3.3 在建工程

在建工程主要包括 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井等 4 口井，现状已完钻，目前正在开展验收工作。

3.3.1 基本情况

表 3.3-1 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		DB12-5、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内	
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	DB12-5、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 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，完井后运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理；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	
工作制度		均采用四班三运转工作制，每班 8 小时，年工作 3600 小时	

3.3.2 主要构筑物、生产设备

在建工程主要构筑物见表 3.3-2，主要生产设备设施见表 3.3-3。

表 3.3-2 在建工程主要构筑物一览表

序号	名 称	单位	数量				规格	结构形式
			DB12-5 井	DB12-7 井	DB12-8 井	DB12-9 井		
1	应急池	座	1	1	1	1	500m ³	混凝土结构

续表 3.3-2

在建工程主要建构筑物一览表

序号	名 称	单位	数量				规格	结构形式
			DB12-5 井	DB12-7 井	DB12-8 井	DB12-9 井		
2	主放喷池	座	1	1	1	1	100m ³	环保防渗膜
3	副放喷池	座	1	1	1	1	100m ³	环保防渗膜
4	钻井平台	座	1	1	1	1	—	—
5	生活污水池	座	1	1	1	1	100m ³	环保防渗膜
6	活动板房	座	42	42	42	42	—	彩钢房，撬装装置

表 3.3-3

主要生产设施一览表

序号	设备名称	规格参数	台(套)			
			DB12-5 井	DB12-7 井	DB12-8 井	DB12-9 井
1	机械钻机	ZJ70	1	1	1	1
2	井架	JJ450/45-X	1	1	1	1
3	底座	DZ450/10.5-X	1	1	1	1
4	绞车	JC70LDB	1	1	1	1
5	天车	TC450	1	1	1	1
6	游车 /大钩	YC450/DG450	1	1	1	1
7	水龙头	SL450-5	1	1	1	1
8	转盘	ZP375	1	1	1	1
9	柴油 发电机	CAT34T2	3	3	3	3
10	泥浆泵	3NB-1600F	2	2	2	2
11	循环罐	—	7	7	7	7
12	振动筛	—	2	2	2	2
13	除气器	ZCQ220	1	1	1	1
14	钻井液清 洁器	CS-250×3/CN100×16	1	1	1	1
15	离心机	GW458-842/GL255-1250	1	1	1	1
16	液气 分离器	NQF1200/0.7	1	1	1	1
17	钻台紧急 滑道	—	1	1	1	1

续表 3.3-3

主要生产设备设施一览表

序号	设备名称	规格参数	台(套)			
			DB12-5 井	DB12-7 井	DB12-8 井	DB12-9 井
18	环形防喷器	FH35-35	1	1	1	1
19	单闸板防喷器	FZ35-70	1	1	1	1
20	双闸板防喷器	2FZ35-70	2	2	2	2
21	压井管汇	YG78/103-70	1	1	1	1
22	节流管汇	JG78/103-70	1	1	1	1
23	运输车辆	—	10	10	10	10
24	装载机	—	2	2	2	2
25	采油树	—	1	1	1	1
26	三相计量分离器	—	1	1	1	1
27	原油储罐	50m ³	4	4	4	4
28	放空管	—	1	1	1	1

3.3.3 在建工程主要经济技术指标

在建工程主要经济技术指标见表 3.3-4。

表 3.3-4

在建工程主要技术经济指标一览表

项目	序号	指标名称	单位	技术指标
DB12-5 井 (直井)	1	预计钻井深度	m	5453m
	2	钻井目的层	—	白垩系巴什基奇克组
	3	钻井泥浆体系	—	膨润土泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆
DB12-7 井 (直井)	1	预计钻井深度	m	5453m
	2	钻井目的层	—	白垩系巴什基奇克组
	3	钻井泥浆体系	—	膨润土泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆
DB12-8 井 (直井)	1	预计钻井深度	m	5453m
	2	钻井目的层	—	白垩系巴什基奇克组
	3	钻井泥浆体系	—	膨润土泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆
DB12-9 井 (直井)	1	预计钻井深度	m	5453m
	2	钻井目的层	—	白垩系巴什基奇克组
	3	钻井泥浆体系	—	膨润土泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆

3.3.4 工艺流程及产排污节点

DB12-5、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 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，对环境的影响将消失。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，完井后运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理；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 3.3-5 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 _{Air}	间歇	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	钻机		连续	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	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
	泥浆废弃物	泥浆	间歇	
	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

3.3.5 原辅材料

3.3.6 公辅设施概况

3.3.7 给排水

3.3.8 污染源调查与评价

根据 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 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 3.3-6。

表 3.3-6 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 (m³/h)	污染物 名称	产生 浓度 (mg/m³)	处理 措施	排气 筒高 度(m)	排放 浓度 (mg/m³)	排放 速率 (kg/h)	作业 时间 (h/a)	排放量 (t/a)	4 座井 场排放 总量 (t/a)
废气	1	放喷 废气	—	颗粒物	—	—	—	—	4.2	48	0.2	0.8
				SO ₂	—			—	8.4		0.4	1.6
				NO _x	—			—	29.4		1.4	5.6
				非甲烷总烃	—			—	6.3		0.3	1.2
	2	施工 扬尘	—	颗粒物	车辆慢行，加 盖苫布		—	—	0.11	3600	0.4	1.6
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 (m³/d)	排放量(t/a)		
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	泥浆泵	2	95	选用低产噪设 备、基础减振	10	场界达标					
	2	钻机	1	95		10						
	3	放喷气流	—	110	疏散周边作业 人员	—						
类别	编号	污染物 名称	产生量 (4 座井场合 计) (t/a)	固废类别	治理措施						治理 效果	
固废	1	膨润土及 聚磺体系 泥浆钻井 岩屑	***m³	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	

续表 3.3-6 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染物名称	产生量 (4 座井场合 计) (t/a)	固废类别	治理措施	治理效果
固废	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	全部 综合 利用 或妥 善处 置
	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	**	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) 处理	
	5	生活垃圾	**	生活垃圾	定期拉运至大北地区固废填埋场处理	

3.3.9 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查, 目前DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井等 4 口井, 现状已完钻, 目前正在开展验收工作, 现场调查过程中暂未发现以上井场环境问题。

3.4 拟建工程

3.4.1 基本概况

本项目基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目基本情况一览表

项目	基 本 情 况		
项目名称	克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程		
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县境内		
建设性质	改扩建		
建设周期	建设周期两年, 预计 2023 年 6 月正式投产运营		
总投资	项目总投资 191389 万元, 其中环保投资**万元, 占总投资的**%		
占地面积	占地面积***m ² (永久占地面积***m ² , 临时占地面积***m ²)		
规模	年产天然气 12.05×10 ⁸ m ³ , 年产凝析油 2.23×10 ⁴ t		
建设内容	主体 工程	钻井 工程	新钻井 3 口分别为 DB1202 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井
	地面 工程		①新建采气井场 7 座, 新建排水井场 1 座; ②改造老井 1201 井、大北 11 集气站、大北天然气处理厂

续表 3.4-1

项目基本情况一览表

项目	基 本 情 况	
建设内容	主体工程	集输工程 ①新建采气支线 12.1km 及采气支干线 1km、燃料气支线 13.1km，采气管线与燃料气管线同沟敷设；②新建集气干线 12.4km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30km
	公辅工程	配套建设通信、道路、防腐、自控、供配电等工程
	环保工程	废气 施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、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：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，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：废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。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；酸化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；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、修井废液和生活污水，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，修井废液送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置； 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
	环保工程	固体废物 施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。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；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非碘化水基泥浆废弃物，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；碘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利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物采用钢制桶装收集和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，含油废物完井后运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理，废烧碱包装袋由区域具有危废处置资质的公司接收处置；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、落地油泥及清管废渣，生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋，落地油泥及清管废渣属于危险废物，由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理； 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

续表 3.4-1

项目基本情况一览表

项目	基 本 情 况		
建设内容	环保工程	环境风险	施工期：各井场设置 2 座放喷池和 1 座应急池； 运营期：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	新增 8 名管线巡检员，由大北作业区统一管理		
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		

3.4.2 油气水物性

本项目采出液为油气混合物。

(1) 凝析油

采出液中凝析油特性参数指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目凝析油特性参数指标一览表

项目	密度	粘度	凝固点	含蜡量	初馏点	析蜡点
单位	g/cm ³	mPa·s	℃	%	℃	℃
指标	0.8	1.91	6	10.3	86.89	9.3

(2) 天然气

大北 12 区块天然气以甲烷为主，天然气特性参数见表 3.4-3。

表 3.4-3 本项目天然气特性参数指标一览表

项目	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈ ⁺	N ₂	CO ₂	H ₂ S
单位	V%	V%	V%	V%	V%	V%
指标	96.4	1.02	0.06	1.96	0.56	0

(3) 地层水

地层水水样密度 1.14g/cm³，氯根 6.29~10.8×10⁴mg/L，矿化度 11.2~15.8×10⁴mg/L，水型属于氯化钙型。

3.4.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.4-4。

表 3.4-4 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	钻井数量	新钻井	口	3
		完钻井	口	4
2	产气量		$10^8\text{m}^3/\text{a}$	12.05
3	产凝析油量		$10^4\text{t}/\text{a}$	2.23
4	开发指标	集输管线	km	25.5
5		燃料气管线	km	20.6
6		排水管线	km	41.5
7		气举管线	km	3.5
8		井场道路	km	26
9		燃料气年耗量	$10^4\text{m}^3/\text{a}$	***
10		年电耗量	$10^4\text{kWh}/\text{a}$	318.4
11	综合指标	总投资	万元	191389
12		环保投资	万元	800
13		劳动定员	人	8

3.4.3 开发方案

方案设计开发层案为白垩系巴什基奇克组、巴西改组，动用天然气地质储量 547.64 亿立方米、凝析油地质储量 101.19 万吨。采用一套井网衰竭式开发，井型为直井和水平井，沿构造高部位轴线布井，实施早期边部排水措施降低气井出水出砂风险。

2022 年建成年产天然气规模 12.05 亿立方米，年产凝析油规模 2.23 万吨，稳产期 9 年，采气速度 2.2%；生产期 30 年末累产天然气 271.1 亿立方米，累产凝析油 50.09 万吨。

3.4.4 工程组成

克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程由钻井工程、地面工程、内部集输工程、公用工程等组成。工程组成一览表见 3.4-5。

表 3.4-5 工程组成一览表

建设内容	项目名称	工程内容		单位	规模	站场	备注
	钻井工程	新钻水平井		座	3	DB1202 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井	钻井工程
	油气集输工程	站场工程	新建 I 型井场	座	3	DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-9 井	井场内各新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座
			新建 II 型井场	座	3	DB12-8 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井	井场内各新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座、计量分离撬 1 座
			新建 III 型井场	座	1	DB1202 井	井场内新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座、计量分离撬 1 座、4 井式轮井计量撬 1 座、清管发球装置 1 套、缓蚀剂加注撬 1 座
			新建排水井场	座	1	吐北 4 井	井场内新建缓冲分离撬 1 座、气举压缩机撬 1 座、甲醇加注撬 1 座
			改造单井井场	座	1	大北 1201 井	井场内新建 4 井式轮井计量撬 1 座
			改造集气站	座	1	大北 11 集气站	集气站内新建清管收球装置 1 套
			改造处理厂	座	1	大北天然气处理厂	大北天然气处理厂水处理装置改造：新建 500m ³ 混凝沉降罐 2 座、集配式双滤料过滤器撬 1 座、核桃壳过滤器撬 1 座、加药撬 3 套
		集输管线	集气干线	km	12.4	具体见油气集输工程	
			采气支干线	km	1		
			采气支线	km	12.1		
			燃料气支干线	km	7.5		
			燃料气支线	km	13.1		
			排水干线	km	30		
			排水支线	km	11.5		
			气举支线	km	3.5		

续表 3.4-5 工程组成一览表

建设内容	项目名称	工程内容		单位	规模	站场	备注
	油气集输工程	集输管线	线路阀池	座	9	集气干线阀池 1 座、采气支线阀池 2 座、采气支线预留阀池 5 座、集气干线预膜阀池 1 座	
	配套工程	供热	加热炉	座	7	—	—
		供电	架空线路	km	20	—	35kV 线路
			杆架式变电站	座	7	—	35/0.4kV 50kVA
			落地式变电站	座	1	—	35/0.4kV 630kVA
		通信	通信光缆	km	12.5	—	与电力杆同杆架设
		道路工程	巡井道路	km	26	—	砂石路面
		防腐工程	阴极保护系统	套	2	—	—
			阴保间	座	1	—	—

本工程涉及的主要设备见表 3.4-6。

表 3.4-6 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建井场	1	采气树	座	7	每座井场 1 座
	2	电控信一体化橇	座	7	每座井场 1 座
	3	放喷池	座	7	每座井场 1 座
	4	加热炉	台	7	3 台 200kW 和 4 台 315kW
	5	计量分离橇	座	4	DB12-8 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井、DB1202 井 4 座井场各 1 座
	6	4 井式轮井计量橇	座	1	DB1202 井
	7	缓蚀剂加注橇	座	1	DB1202 井
	8	清管发球装置	座	1	DB1202 井
新建吐北 4 井排水井场	1	缓冲分离橇	座	1	—
	2	气举压缩机橇	座	1	
	3	甲醇加注橇	座	1	
改造大北 1201 井	1	4 井式轮井计量橇	座	1	—
改造大北 11 集气站	1	清管收球装置	座	1	—

续表 3.4-6 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
改造大北天然气处理厂	1	500m ³ 混凝沉降罐	座	2	大北天然气处理厂水处理装置改造
	2	集配式双滤料过滤器撬	座	1	
	3	核桃壳过滤器撬	座	1	
	4	加药撬	套	3	

3.4.4.1 新钻井工程

3.4.4.1.1 新钻井基本数据及井身结构

3.4.4.2 地面工程

3.4.4.2.1 采气井井场

本工程新建 7 座采气井井场 (DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井、DB1202 井)，井场内设置井口区、工艺装置区、电控信一体化撬 1 座，站外设置放喷池。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。

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。

3.4.4.2.2 排水井井场

吐北 4 井位于大北 12 区块边缘，本次在井场新建缓冲分离撬 1 座、气举压缩机撬 1 座、甲醇加注撬 1 座，采用气举排水工艺，气举启动气源从邻近生产井 DB1202 井引接，气举气在排水井场循环增压气举；气田水通过新建排水支线和排水干线输至大北天然气处理厂集中处理，处理合格后通过已建注水管线输

至注水井增压回注。

3.3.4.2.3 大北 11 集气站

大北 11 集气站现有有轮井阀组橇、计量分离橇、气液分离橇、闪蒸分离橇、油水储罐橇、加热炉橇、燃料气调压橇、出站阀组橇、火炬除液器橇、排污罐橇、放空火炬等主要工艺设备，本次改造内容仅在集气站内新建一套清管收球装置。

3.3.4.2.5 大北天然气处理厂

大北天然气处理厂主要工艺装置有：集气装置、脱水脱烃装置、天然气脱固体杂质装置、凝析油稳定装置、乙二醇再生及注醇装置、输气首站。从天然气处理厂集气装置气液分离器出来的天然气经空冷器后，分 3 路进入脱水脱烃装置，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置，分离后进入输气首站，计量后输至克拉 2 清管站。

大北天然气处理厂由于水处理装置处理后的水质不能稳定达标，本次工程对水处理装置进行改造，内容为：新建 500m³ 混凝沉降罐 2 座、新建集配式双滤料过滤器橇 1 座、新建核桃壳过滤器橇 1 座、新建加药橇 3 套。

3.4.4.3 油气集输工程

本工程新建集气干线 12.4km、采气支干线 1km、采气支线 12.1km；燃料气支干线 7.5km、燃料气支线 13.1km；排水干线 30km、排水支线 11.5km；气举支线 3.5km。

表 3.4-7 集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径	输送介质	管线占地现状
1	采气支线	DB12-5 井	采气支干线	0.8	DN80	天然气	荒漠
2		DB12-7 井	采气支干线	1.6			
3		DB12-8 井	大北 1201 井	1.1			
4		DB12-9 井	集气干线	5			
5		DB12-H1 井	DB1202 井	0.7			
6		DB12-H2 井	DB1202 井	2.7			
7	采气支干线	采气支干线	集气干线	1	DN100		

续表 3.4-7 集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径	输送介质	管线占地现状
8	集气干线	DB1202 井	大北 11 集气站	12.4	DN250	天然气	
9	燃料气支线	DB12-7 井燃料气支线	DB12-5 井	0.8	DN50	燃料气	
10		燃料气支干线	DB12-7 井	2.6			
11		大北 1201 井	DB12-8 井	1.1			
12		燃料气支干线	DB12-9 井	5			
13		DB1202 井	DB12-H1 井	0.7			
14		DB1202 井	DB12-H2 井	2.7			
15	燃料气支干线	大北 9 阀室	DB1202 井	7.5	DN80		
18	气举支线	DB1202 井	吐北 4 井	3.5	DN80	天然气	
20	排水支线	吐北 4 井	大北 11 集气站	11.5	DN50	采出水	
22	排水干线	大北 11 集气站	大北天然气处理厂	30	DN80		

3.4.4.4 公辅工程

(1) 供电工程

大北 12 区块建有完善的电力系统，区块内 35kV 配电网均较为完善，本次新建 35kV 架空线路为新建井场供电，电源就近“T”接自在建的 35kV 架空线路，新建架空线路长度约 20km。本项目耗电量为 $318.4 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h/a}$ 。

在每座采气井场旁新建 1 座 35/0.4kV 50kVA 杆架式变电站为井场内负荷供电；在排水井场旁新建 1 座 35/0.4kV 630kVA 落地式变电站及 0.4kV 箱式开关站为井场内负荷供电。

(2) 通信工程

在每个新井场分别新建 2 套网管型工业以太网二层交换机，分别用于传输 RTU 数据和视频数据，同时，在大北处理厂新建 2 套网管型工业以太网三层交换机满足各新建井场的 RTU 数据和视频数据接入需求。通过新建的工业以太网链路将各井场 RTU 数据和视频数据上传至大北天然气处理厂集中监控。

(3) 供热

本项目在 DB1202 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-5 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-7 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-8 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-9 井场新建 1 座 200kW 加热炉、在 DB12-H1 井场新建 1 座 200kW 加热炉、在 DB12-H2 井场新建 1 座 200kW 加热炉，共 7 座，负责将油气混合物加热至后外输；合计建设加热炉 7 座。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**万 m³。

(4) 给排水

① 给水工程

钻井期：钻井用水采用井场内自备水源井（井深为 30m~50m），根据周边地下水水质监测数据，项目区地下水水质可满足钻井工程用水要求，自备水源井主要用于配制泥浆。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

钻井期：废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。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；酸化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；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；生活污水经博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理后，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。

(5) 防腐工程

新建 7 座采气井场和 1 座排水井场的管道外壁防腐；新建 7 条采气支线外

壁防腐保温，1 条采气支干线外壁防腐保温，1 条集气干线外壁防腐保温，1 条气举支线外壁防腐保温，单井配套的燃料气管线外壁防腐保温；大北 1201 井、大北 11 集气站改造部分和处理厂改造部分新建管线外壁防腐保温。

(6) 道路工程

本项目新建巡检砂石道路共 26km，分别连接新建生产井 7 口（DB1202 井、DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井），排水井 1 口（吐北 4 井），并完善 1201 井道路，形成大北 12 区块道路环网，大幅减少绕行里程。

一般路段路基宽度为 4.5m，采用砂石道路，路面结构层为：25cm 厚级配砾石路面+土基；过水路面采用 18cm 厚 C30 水泥砼+30cm 厚浆砌卵石基础+15cm 厚天然砂砾基础。

(7) 危险化学品间

本项目钻井期配制泥浆所用原辅材料中烧碱属于危险化学品，其生产、储存严格按照《危险化学品安全管理条例》相关要求执行。在井场单独设置撬装式危险化学品间存放烧碱，烧碱为袋装形式包装，撬装式危险化学品间应高出地面，且应处于阴凉、干燥、通风处，并经过防腐、防渗处理。危险化学品间应在醒目位置设置警示牌，应包括烧碱理化特性表、应急措施等内容。

(8) 危废暂存间

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间底部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部设置有不同的分区，主要存放钻井期间产生的废润滑油和烧碱废包装袋。废润滑油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，烧碱废包装袋折叠后打包存放在危废暂存间内，并与废润滑油存放在不同的分区内。

3.4.5 原辅材料

(1) 钻井期原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等，消耗的能源主要为柴油。

钻井工程原辅材料中的水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，作为能源的柴

油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。

(2) 营运期原辅材料

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、DB1202 井加注的缓蚀剂、吐北 4 井加注的甲醇等。

3.4.6 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钻井过程、地面工程以及气田生产期的采气和油气集输过程。

3.4.6.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为钻井工程、地面工程和管线工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.6.1.1 钻井工程

本工程包含新钻井 3 口，井型全为***，水平井钻完井周期***天。新井平均井深***m，采用 ZJ70 钻机或以上级别钻机。钻井作业主要分为钻前工程(进场道路、井场平整、井场建设)、钻井工程(设备搬运及安装、钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分。

(1) 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

①道路建设

本工程需铺设井场砂石路，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为4.5m。

②井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石及合格还原土对井场进行铺垫。

(2) 钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进

行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

(3) 钻井工艺简介

工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电，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，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；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。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于铁桶内，完井后运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

本工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔里木油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

本工程表层钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会沾附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

(4) 测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。

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，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气、完井后放喷期天然气燃烧产生的废气。废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。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；酸化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；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。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、

废烧碱包装袋和生活垃圾。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；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；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利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，含油废物完井后运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理，废烧碱包装袋由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北地区固废填埋场处理。

3.4.6.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、改造大北 11 集气站、改造大北天然气处理厂及配套设施安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将井口撬、三相分离器、加热炉等设备拉运至井场及站场，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。

3.4.6.1.3 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、配套设施安装、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 8m 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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m ，沟深 $\geq 1.5\text{m}$ ，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。本工程集输管线采用柔性复合管，不做外防腐；柔性复合高压输送管连头采用扣压螺纹连接。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

本工程穿越柏油路时采用顶管施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管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。管道施工示意图见图27、28、29。

(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) 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大北11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。

施工阶段工艺流程见图 3.4-1。

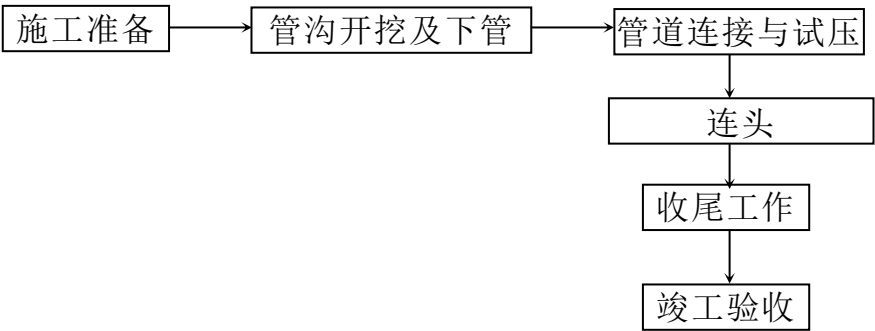


图3.4-1 施工阶段工艺流程图

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。



图 3.4-2 穿越道路施工作业示意图

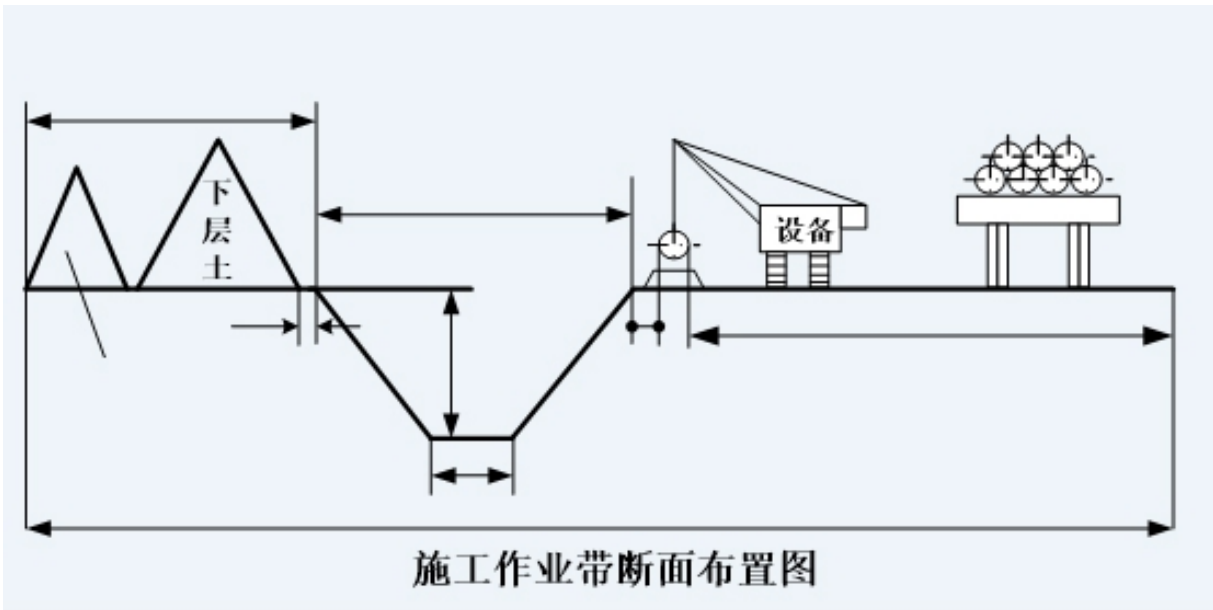


图 3.4-3 一般地段管道施工方式断面示意图

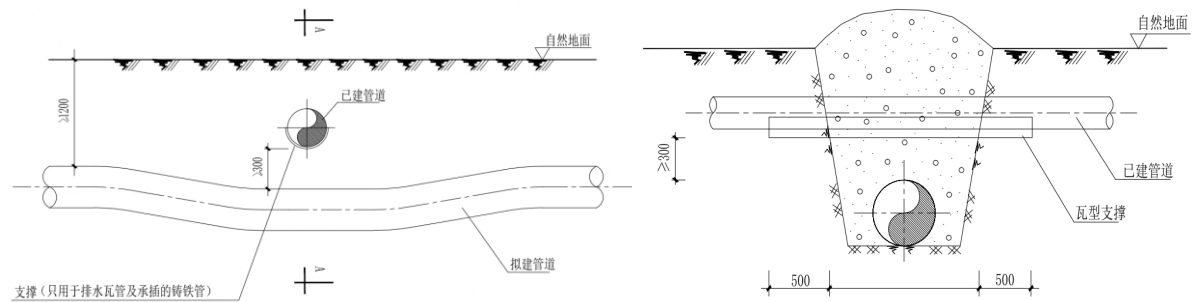


图 3.4-4 管道交叉施工作业示意图

3.4.6.1.4 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。

道路施工工艺见图 3.4-5。

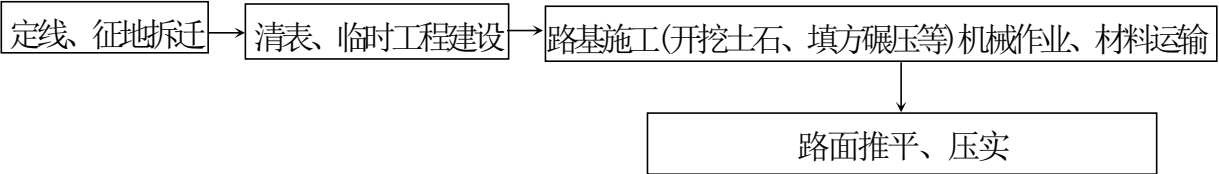


图 3.4-5 道路施工工艺流程图

(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、BOD₅ 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。

3.4.6.2 营运期工艺流程及排污节点分析

(1) 单井工艺

本项目在井场新建加热炉、机柜间等生产设施。油气通过节流装置节流后再进加热炉加热，最后通过采气管线输送至就近的集气站。

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、泵类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、泵类等泄露挥发；废水污染源主要为采出水、修井废液和生活污水，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，修井废液送克拉苏钻

试修废弃物环保处理站处理，生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置；噪声污染源主要为采气树、加热炉噪声，采取基础减振措施；固废污染源主要为含油废物及生活垃圾，含油废物委托克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用率(巴州新瑞)处理，生活垃圾收集后运至大北地区固废填埋场处理处置。

(2) 集输工艺

集输工艺中固体废物主要为清管废渣，收集后委托克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用率(巴州新瑞)处理。

(3) 气举排水

吐北 4 井采用气举排水工艺，气举气在排水井循环增压气举，吐北 4 井气田水经新建排水管道转输至大北天然气处理厂。

气举排水过程中废气污染源主要为井场(管道、阀门、法兰)无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢；噪声污染源主要为采气树节流、气举压缩机产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施；固体废物主要为含油废物，桶装收集克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用率(巴州新瑞)处理。

(4) 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；废液主要为修井产生的废液，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含油废物，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率(巴州新瑞)处置。

3.4.6.3 闭井期

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。

3.4.7 施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括钻井工程，管线敷设及油田内部道路建设，井场建设及场站改建等。

3.4.7.1 钻井工程

本次新钻井3口，钻井阶段排放的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，污染物的排放仅发生在钻井期内，作业一旦结束，污染物的排放即告结束。

(1) 废气

正常钻井作业时由柴油发电机作为动力来源。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为 NO_x 、烃类、CO 等。

(2) 废水

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束

后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站妥善处置。

③生活污水

钻井工程在施工营地旁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。

(3) 噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等设备运转时产生的噪声。根据调查并类比可知，钻井过程中主要产噪设备柴油发电机、钻机噪声源强在100~110dB(A)、泥浆泵噪声源强在95~105dB(A)、射孔机和压裂泵车噪声源强在100~110dB(A)。

(4) 固体废物

钻井过程中产生的固体废弃物主要是施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。

①施工土方、施工废料

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。

②钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然

蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多,在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用,不外排;磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池,拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理,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)处理。通过上述措施,钻井期间的固体废物得到妥善处置,同时加强其收集、运输管理工作,不会对环境产生明显污染影响。

④废润滑油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油,检修期间地面应铺设防渗膜,采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中,防治废润滑油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程,钻井期间产生的废润滑油量约为0.5t/口,本工程新钻井3口,废润滑油量产生量为1.5t,废润滑油运至克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

⑤烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物,及时回收烧碱废包装袋,暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程,钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口,本工程新钻井3口,烧碱废包装袋产生量为***t,由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥生活垃圾

根据开发调整方案,本次区块开发新钻井3口,平均钻井完井周期**天。单井施工人数约60人,平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计29.25t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶,定期清运大北地区固废填埋场处理。

3.4.7.2 地面工程建设

地面工程建设主要分为三类,第一是井场建设及场站改建,第二是集输管线建设,第三是道路建设。

3.4.8 营运期污染源及其防治措施

3.4.8.1 废气污染源及其治理措施

结合《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019)和《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对源强进行核算。

3.4.8.2 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英买处理厂处理，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。

(2) 生活污水

生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置。

(3) 修井废液

修井废液送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

3.4.8.3 噪声污染源及其治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在各场站，噪声源为各类机泵、加热炉、压缩机、火炬等。噪声源强在 90~105dB(A)，常用设备如压缩机、加热炉、各种机泵类采取基础减震的措施，降噪效果可到 15dB(A)；火炬属于偶发噪声，持续时间短，随着操作的结束而消失。

3.4.8.4 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含油废物、清管废渣及生活垃圾。

(1) 含油废物

工程营运期设备定期维护、阀门和法兰等处泄漏、管线破损时会产生含油污泥，根据类比调查，含油废物产生量约为**t/a，桶装收集后由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理。

(2) 清管废渣

集气支干线清管作业产生清管废渣，每年清管 1~2 次。根据类别调查，产

生量最多约为**t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

(3) 生活垃圾

本项目井场无人值守，需定期巡检，本工程集输管线较长，距离大北作业区较远，因此新增定员 8 人。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场处理。

3.4.9 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 依托工程

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

拜城县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东北部。地处塔里木盆地西北部，天山中段南麓、却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。四周群山环抱，为带状盆地。西北高东南低，自然坡降较大，地形复杂，北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟。北依天山与昭苏、特克斯县相连，南隔却勒塔格山与新和县为界，东与库车市毗邻，西与温宿县接壤。拜城县地理坐标为北纬 $41^{\circ}31'24'' \sim 42^{\circ}38'48''$ ，东经 $80^{\circ}30'00'' \sim 82^{\circ}57'31''$ 之间。全县东西长 184km，南北宽 105km，行政区域面积 19320km²。

4.1.2 地形地貌

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

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

工程位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带上，拜城盆地北缘，山前冲积扇，海拔约 1541~1988m。

4.1.3 地表水系

拜城县境内主要河流有木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉河和克孜勒河。

喀普斯浪河发源于县境西北哈尔克他乌山中段的阿克亚依拉亚克和阿克毛拉山。河水由北向南在恰木鲁克水文站流出山口，继而折向县城西面 2km 处绕向东南，与台勒维丘克河会合，在康其乡库台依鲁克处注入木扎尔特河。其山

区段河床稳固，多处流经基岩，断面狭窄，坡陡流急，携带大量石灰质。河水为冰雪融水和降水形成。洪枯季节，水量相差悬殊。河水流经铁热克镇、米吉克乡、拜城镇、康其乡，全长 96km，河宽 20~50m，流域面积 2045km²，年径流量 6.69 亿 m³，多年平均流量为 18.76m³/s，最大流量 606m³/s，最小流量 16.6m³/s，灌溉面积为 18075.7hm²。

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 ***km。本项目位于山前冲积扇平原，易受洪水影响，本项目北侧已设有防洪堤和导流沟，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拗陷北部边缘，项目区以北为南天山槽褶皱带，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(Q₄^{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(Q₄^{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 $>101\text{g/L}$ ，属 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水。其中区域北部低山丘陵区地下水涌水量 $10\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ 。

(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 $3\sim 30\text{m}$ ，含水层厚度 $80\sim 100\text{m}$ ，富水性贫乏，地下水涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。其它地段富水性中等区，地下水埋深 $80\sim 110\text{m}$ ，含水层厚度大于 100m ，富水性 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，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

拜城县地处欧亚大陆腹地，塔里木盆地北缘，地貌多样，地势地形复杂，属欧亚大陆性亚热带干燥气候，冬春较长，夏秋昼夜温差大，春季行北风，四季变化明显。北部山区和南部盆地的气候差异显著，北部山区气候寒冷，湿度相对较大，蒸发较小；南部盆地光照充足，蒸发较大，降水稀少，气候干燥。

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℃

续表 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
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，主要以棕漠土为主。棕漠土也称棕色荒漠土，是暖温带漠境条件下发育的地带性土壤类型。土壤的形成过程完全受漠境水热条件所左右，碳酸钙、石膏与易溶盐的聚积作用普遍。地表通常为成片的黑色砾幕，全部表面由砾石或碎石组成。剖面分化比较明显，腐殖含量极低，多小于 0.3%，呈碱性反应，土壤代换量很小。

①棕漠土的剖面特征：棕漠土的地表通常亦为黑色的砾幕，全剖面主要由砾石或碎石组成，但剖面分化亦明显。表层为一发育很弱的孔状结皮，厚度小于 1cm；在结皮下为棕色或玫瑰红色的铁质染色层，细土颗粒增加，但无明显结构，土层厚度只有 3~8cm；石膏聚集层在上述土层以下；石膏层以下有时出现黑灰色的坚硬盐磐；盐磐层以下即过渡到沙砾石或破碎母岩。

②棕漠土的理化特征：在结皮层中碳酸钙最多，可达 60~110g/kg，向下急剧减少；在表层或亚表层中，石膏含量相当高，而在石膏聚积层中，最高含量可达 300g/kg 以上；从表层起即有易溶盐出现，盐分组成常以氯化物为主，如剖面下部出现盐磐层，其中易溶盐含量可高达 300g/kg~400g/kg，个别可超过 500g/kg；有机质含量极低，多小于 3g/kg；呈强碱性反应，一般不含苏打，也没有碱化现象；颗粒组成为粗骨性，在石砾部分，直径大于 5 毫米以上，砾石可占总重的 500g/kg 以上，细粒部分以中、细沙为主，粘粒含量一般在 180g/kg 以下。

4.2 环境敏感区调查

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

区和重点治理区等。

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，本项目西北距离拟定生态保护红线(水源涵养生态保护红线区)最近为**km，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19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域拜城县位于塔里木河流域重点治理区范围内。

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。

项目所在区域PM_{2.5}、PM₁₀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，本次引用《克拉苏气田大北 9 区块试采方案地面工程环境影响报告表》环境质量现状监测数据，监测点位于本工程各拟建采气井场的西南侧，最近距离约 2.2km，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。

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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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

根据引用监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准； H_2S 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 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

为评价工程区地下水质量现状，本项目引用《大北气田大北 11 区块开发方案地面工程环境影响报告表》中地下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环境质量现状。根据地下水监测结果显示，各监测因子满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求

4.3.3 声环境现状监测与评价

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

监测结果表明,占地范围内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)表 1 其他类风险筛选值标准

4.3.5 生态环境

4.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于大北区块。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

根据遥感调查结果,采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析,即将遥感影像与线路进行叠加,以确定项目区内的土地利用类型,并统计各类土地利用类型的面积,将成果绘制成土地利用现状图。

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拜城县境内。按中国植被区划,管道所在区域与大北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。

根据《国家重点保护野生植物名录》(第一批)和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批),区域植物有 30 种,分属 9 科。

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、合头草、盐爪爪,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。

(1)评价区植被单元划分如下:

①山前冲洪积扇区

管线前半部分位于山前冲洪积扇区。此区域主要为合头草群系,并伴生有猪毛菜、琵琶柴、新疆绢蒿等。

②低山丘陵区

大北气田北区地处低山丘陵区,地势相对高差 50-200m,土壤主要为石质土,植被以典型的荒漠小半灌木植被为主,主要为猪毛菜、合头草。

(2)评价区主要植被群落有三种,分别介绍如下:

①琵琶柴群系

这一群系在天山南坡分布在海拔 1500m-2000m 的山麓洪积扇上部和山前的低山带,它所处土壤为砾质石膏棕漠土,琵琶柴在群落中形成高 30-50cm 的层片,群落种类组成简单,伴生植物有合头草、盐爪爪等。

②合头草群系

合头草群系广泛分布于天山南坡,在海拔 1400m-1700m 均有分布,生长土壤机械组成可以是砾质、石质的,也可以是沙壤质的,这一群系中绝大多数群落为合头草单优势种,群落组成简单,伴生有假木贼、琵琶柴等。

③盐爪爪群系

这一群系分布于天山南坡的山前倾斜平原上部,群落种类组成很贫乏,有时伴生有少量琵琶柴。

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。

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。

4.4 区域污染源调查

4.4.1 污染源调查

5 施工期环境影响分析

气田开发过程中施工内容主要为钻井工程、集输管道敷设等，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，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油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，新建井场及站场呈点状分布在开发区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1 施工废气影响分析

5.1.1 施工废气来源及影响分析

在油气田地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地平整等，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。设备安装在焊接时有焊接烟气。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，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) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆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

气田开发阶段，站场工程和管线工程，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，伴随着随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、焊接烟气、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

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、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	施工车辆冲洗设施	在施工现场出口处设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及出口周边的道路不得存留建筑垃圾和泥土	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

续表 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
4	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、 《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	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	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、 《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》 《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
6	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查 III级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 II级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外) I级(红色)预警：停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、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	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)

(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

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、阀组、计转站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况,项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.2-1。

表 5.2-1 项目主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位: dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

(2) 预测计算

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

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

式中: L_r ——距声源 r 处的 A 声压级, dB(A);

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级, dB(A);

r ——预测点与声源的距离, m;

r_0 ——监测设备噪声时的距离, m。

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 5.2-2。

表 5.2-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
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	—	—	—	设备安装

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.2-2 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;设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 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。项目周边 1km 范围内无村庄、学校等敏感点,夜间施工不会对周围声环境产生一定的影响。

另外,距离运输车辆昼间 100m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值,在昼间 60m,夜间 300m 以上才能满足 GB3096-2008 中 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

为避免施工机械对周围声环境的影响,本评价要求施工期间采取以下措施:

(1) 合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界,合理科学地布局施工现场,施工生产生活区远离环境敏感点。

②施工现场设置施工标志,对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开,取得谅解。

③施工运输车辆在过村庄和学校时控制车速、禁鸣,加强车辆维护,来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间,在敏感点附近施工,一般可采取变动施工方法措施和控制施工时间;在村庄张贴施工公告,取得村民同意后可以夜间施工,否则夜间禁止施工。

(2) 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。做好宣传工作,倡导科学管理和文明施工。采取以上措施后,施工噪声不会对周围居民区声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的,运输车辆噪声具有局部路段特性,噪声影响将随着各施工的结束而消除。

综上所述，施工噪声分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，在采取针对性降噪措施后，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 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

本项目共开挖土方*万 m^3 ，回填土方*万 m^3 ，借方*万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建站场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于附近钻试修环保站处理后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)限值中垫井场、通井路标准，可直接用于区块填坑、垫井场、修通井路。

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 $0.2\text{t}/\text{km}$ ，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

施工期废水主要包括管道试压水和生活污水。

(1) 废水产生量分析

① 管线试压废水

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，试压结束后用于绿化。

② 生活污水

本项目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处置。

(2) 施工期对地表水的影响分析

本项目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

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是站场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地，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

本工程占地范围内主要土壤类型是棕钙土、石质土、棕漠土、盐土等。

(1) 管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线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。站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

根据工程建设的特点，对植被环境影响最大的是土方施工对地表植被的扰动和破坏。在土方施工过程中，开挖将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。

本工程对植被的破坏主要在于施工期对施工站场内地表植被的铲除和碾压，土方开挖及临时堆场对地表植被的压埋，设备、车辆、施工机械及施工人员在施工期碾压、践踏植被等。

本工程永久占地面积**hm²，临时占地**hm²，本工程站场施工区域以盐碱地为主。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，hm²；W_i——单位面积生物量，t/hm²。

本工程永久占地面积***m²。占地以戈壁为主，平均生物量**t/hm²。本工程的实施将造成***t 植被损失，损失量相对较小，因此只要加强施工管理，严禁在征地范围外的场地施工，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(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

施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等，其中管线试压废水属

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处置，所以施工期废水不会对植被产生影响。

(3) 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 管线建设对生态环境的影响

本工程管线工程以未利用地为主，不占用林地。

管线采用埋地敷设，管底埋深 1.5m，管线施工结束，施工迹地及管线填埋迹地植被受到破坏，形成裸地，此带与周围植被没有明显的隔离作用，管线两侧一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

5.1.5.6 施工期水土流失影响分析

本工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构

以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有一下几个方面：

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，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压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，道路工程建设由于车辆行驶，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。

5.1.5.7 生态环境影响减缓措施

5.1.5.7.1 井场占地生态补偿措施

①工程施工临时占地，应按照国家 and 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。

5.1.5.7.2 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。

5.1.5.8 水土流失保护措施

5.1.5.8.1 站场工程区

(1) 工程措施

①砾石压盖

新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②场地平整

站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2) 临时措施

①洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，站场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本工程对本防治区进行定时洒水，

减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③水土保持宣传牌

施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，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。

5.1.5.8.2 管道工程区

(1)工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2)临时措施

①防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，施工过程中，临时堆土高度 1.5m，底宽 3m，边坡 1:0.67，预计每延一米需要防尘网 2.5m^2 ，需要防尘网 m^2 。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

5.1.5.9 防沙治沙分析及措施

由于大北区块位于荒漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）文件，在沙区范围内从事开发建设活动的，

必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

(1) 施工期防沙治沙分析

①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。

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。

③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。

根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第 55 号)等文件要求，油田应确保项目占地范围内的防风固沙治理。

(2) 防沙治沙措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，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。

②井场及站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；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

③针对井场、站场、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，设置草方格，并对区域进行人工抚育芦苇等植被，防止土地沙漠化。

④土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

⑤在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

⑥施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

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 常规气象资料分析

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

根据预测结果，井场加热炉烟气中颗粒物最大一次落地浓度为 $0.681 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 0.15%， $D_{10\%}$ 未出现； NO_2 最大一次落地浓度为 $9.706 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 4.85%， $D_{10\%}$ 未出现。各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 $9.135 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 0.46%。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

由预测结果可知，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $2.839 \sim 8.761 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值。

5.2.1.5 大气环境保护距离

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

5.2.1.6 污染物排放量核算

5.2.1.7 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。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目营运期产生的废水主要有采出水、修井废液和生活污水。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；修井废液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；生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

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

5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

本项目评价区域 3 个钻孔未揭穿含水层，且项目北侧属于透水不含水层，根据实际情况，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。

5.2.3.5 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。

(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》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，制定本项目地下水监测计划。

(5) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污

染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，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，地下水埋深较深，地下水富水性优良，地下水矿化度一般在 $0.60\sim 1.71\text{g/L}$ 之间，工程区域包气带岩性为充填砂土的砂砾石层，包气带岩性为充填砂土的砂砾石层，所以垂向渗透系数较大，变化范围 $1.2\times 10^{-3}\sim 1.4\times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，平均为 $1.2\times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，大于 10^{-4}cm/s 。因此，试验点所在区域包气带防污性能属于“弱”类。

(2)地下水环境影响

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

(3)地下水环境污染防治措施

本评价建议本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原

则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

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在制定全作业区环管理体的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本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、加热炉等设备。

根据预测结果，各井场噪声源对场界的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、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

本项目营运期产生的固体废物主要为生活垃圾、落地油泥及清管废渣，生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋，落地油泥及清管废渣根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，属于危险废物，桶装收集后由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

(1) 危险废物贮存及运输

本项目建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。

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；

本项目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由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程由塔里木油田分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，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

本项目落地油泥及清管废渣属于危险废物，由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

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) 对动、植物的影响分析

本工程营运期间工作人员的活动会对区域动、植物造成一定影响。项目通过限定工作人员活动范围，规范人员管理制度等措施，从而减少人为活动对周边未占用区域动植、物干扰和影响。

(2) 生态系统完整性影响评价

拟建项目的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于气田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

(3) 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。

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

5.2.7 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，只在地表面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。

综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

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；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.2.7.3 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，石油烃低于《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 40cm 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治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

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，一旦产生落地油泥及时、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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划。

(4) 土壤环境影响评价结论

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

5.2.8 环境风险评价

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、凝析油和甲醇，甲烷、乙烷、丙烷主要存在于集输管线、燃料气管线、气举管线内，甲醇主要存在于甲醇注入撬内。

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，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，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。通常情况下，本工程使用的甲醇在常温下加压、液化储存，一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀，释放显热，大量气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。

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

5.2.8.4.3 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甲醇和凝析油，甲醇储罐发生事故泄露后，液态物料会泄露至储罐区，由于甲醇为极易挥发的物质，在及时发现并清理收集泄露的甲醇溶液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 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定,并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案,主要包括:

(1)开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底,并提出具体要求;

(2)严格执行井控工作管理制度,落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度,井控准备工作及应急预案必须经验收合格后,方可钻开油气层;

(3)钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀,同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀,且备有相应的抢接工具,在大门坡道上准备一根放喷单根(钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头);

(4)按班组进行放喷演习,并达到规定要求;

(5)严格落实坐岗制度,无论钻进还是起下钻,或其它辅助作业,钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况,录井人员除了在仪表上观察外,还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察,定时测量进出口钻井液性能,两个岗都必须作好真实准确记录,值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查,并当班签认;

(6)认真搞好随钻地层压力的监测工作中,发现地层压力异常、溢流、井涌等情况,应及时关井并调整钻井液密度,同时上报有关部门;

(7)严格控制起下钻速度,起钻必须按规定灌满钻井液;

(8) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(9) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

(10) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

5.2.8.5.2 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。

(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。

5.2.8.5.3 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

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；甲醇储罐泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内无敏感目标存在。本工程实施后的环境风险主要有采出液和甲醇泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质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。

(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防范措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

5.2.9 修井、洗井、闭井作业环境影响分析

5.2.9.1 修井、洗井环境影响分析

据克拉苏气田大北区块现有统计数据，生产期每2~3年修井、洗井一次，修井、洗井作业过程中主要污染源为修井、洗井废水、落地油、设备运行噪声。

(1) 修井、洗井废水

修井废水的产生是临时性的，每次产生作业废水约 40m^3 。废液中主要含有酸、盐类、石油类和有机物。修井、洗井废水采用专用废液收集罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(2) 修井、洗井固废

修井、洗井固废主要为含油废物，修井、洗井过程中采用清洁生产工艺后（厚塑料布铺垫井场），可使含油废物全部得到回收，不向外环境排放含油废物。含油废物委托有危险废物处置接收处置。

(3) 修井、洗井过程中钻井等设备噪声

修井、洗井时噪声主要为修井、洗井过程中钻井等设备噪声，修井、洗井周期时间较短，且周边无声环境敏感目标。

修井、洗井期作业时间短，修井废水、洗井废水、含油废物均妥善处置，未向外部环境排放，均属于临时性污染源，不会对周边环境产生影响。后续修井、洗井作业过程中严格按照管理要求。

5.2.9.2 闭井期环境影响分析

随着油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。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、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、封堵井内所留套管的井段和井口，井内全部灌注水泥浆封井，井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，

废弃建筑残渣外运至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。油气田设施退役后，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。

5.2.9.3 闭井期生态保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 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；

(5)在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

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

6.1.1.2 柴油发电机废气

柴油机功率与钻机尽量匹配，对柴油机、发电机做好保养措施，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及修改单（生态环境部公告 2020 年第 74 号）和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）。

6.1.1.3 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(2)采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(3)在测试放喷的单个井场选址过程中，要考虑测试放喷对周围环境影响，

确保井场测试放喷时周围 500m 范围内无人；由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

(1) 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，严格控制采出液泄漏对大气环境影响；

(2) 本工程定期巡检，确保集输系统安全运行；各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。

(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。

根据类比以往同类管道、井场的验收监测数据，井场无组织废气可达标排放，以上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

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，试压结束后用于绿化。

(2) 施工队生活污水

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。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

(1) 采出水

本项目采出水随采出液一起最终通过管线送至大北天然气处理厂进行处理。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。要求日常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。

(2) 修井废液

修井废液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) 生活污水

生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置

6.2.3 闭井期水污染防治措施

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。

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

运营期噪声源主要包括井场采油树及加热炉产生的噪声。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) 在运营期时应给设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

类比同类项目，运营期场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

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

6.4.1.1 施工土方及废料处理措施

本项目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。

大北地区固废填埋场内垃圾填埋场现有富余能力填埋施工废料，因此施工废料处置措施可行。

6.4.1.2 生活垃圾处理措施

井场生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋场处理。

大北地区固废填埋场内垃圾填埋场现有富余能力填埋生活垃圾，因此生活垃圾处置措施可行。

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

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本项目运营期产生的落地油泥及清管废渣属于危险废物，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋。

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

本项目产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由塔里木油田分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，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

本项目落地油泥及清管废渣属于危险废物，由克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。因此，本项目危险废物处置措施可行。

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

6.5.1.1 区域生态环境保护措施

(1)严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

(2)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。

(3)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。

(4)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。

(5)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2~3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

本工程永久占地全部为荒漠，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)对气田内的永久性占地合理规划，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，包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，气田内公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏。

(3)勘探作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。

(4)施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

通过采取以上措施，本工程井场及站场、管线和道路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，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物动物影响较小。

6.5.4 生态恢复治理方案

(1)井场及站场生态恢复

工程施工结束后，应对井场及站场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被在未来2~3年时间内通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

(3)管线生态恢复

本工程施工过程中应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。

(4)道路生态恢复

本项目道路工程开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.6 闭井期环境保护措施

6.6.1 闭井期环境空气保护措施

(1)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。

(2)运输车辆使用符合国家标准的油品。

(3)退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.6.2 闭井期水污染防治措施

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。

6.6.3 闭井期噪声防治措施

(1)选用低噪声机械和车辆。

(2)加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3)加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.6.4 闭井期固体废物处置措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场进行填埋。

(2)对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3)运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.6.5 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。采取的生态恢复措施如下：

(1) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(2) 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凝析油等。

(3) 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。

(4) 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。

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 191389 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

本项目井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本项目运营期废水包括采出水、修井废液和生活污水，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，修井废液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，生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置。

(3) 固体废物

营运期固体废物主要为生活垃圾、落地油泥及清管废渣，生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋，落地油泥及清管废渣属于危险废物，由克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

(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、影响荒漠生态景观，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。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积(km^2)，计算得出生态经济损失预计 $\times 10^4$ 元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计

值。

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，但整体对经济效益影响较小。

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。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约*万元，环境保护投资占总投资的*%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

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

8.1.1.1 管理机构及职责

本工程建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 管理委员会（设在安全环保处）的直接领导，下设中国石油天然气股份有限公司塔西南石油勘探开发公司 HSE 管理委员会、博大油气开发部 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

8.1.1.2 职责

（1）中国石油天然气股份有限公司塔西南石油勘探开发公司 HSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。
- 作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。
- 每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。
- 组织本单位 HSE 工作大检查，每季度至少一次。
- 负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。
- 组织开展本单位清洁文明生产活动。
- 组织开展本单位环境宣传、教育工作。
- 直接领导开发公司管理委员会。

(2) 博大油气开发部大北作业区 HSE 管理职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议
为环境审查和改进提供依据。

(3) HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 系统统一管理。

(2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责大北处理厂的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，

如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动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 HSE 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。

8.1.5 环境监理

8.1.5.1 环境监理目的

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。

8.1.5.2 环境监理实施机构

本项目应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师 1 名，监理工程师 1 名，监理员 2~3 名。

8.1.5.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分 3 个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

8.1.5.3.1 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

8.1.5.3.2 施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

(1) 施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计(方案)中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

(2) 施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计(方案)、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、本项目建设内容、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。

8.1.5.3.3 试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

8.2 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拜城县境内

主要产品及规模：①部署 13 口井，其中 7 口采气井（新钻井 3 口、已钻井 4 口），6 口老井利用（老井 4 口、排水井 1 口，老井转注水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂、大北 11 集气站、老井 1201 井；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设、集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 26km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。2022 年项目建成后年产气 $12.05 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，年产凝析油规模 $2.23 \times 10^4 \text{ t}$ 。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-11。

本项目污染物排放标准见表 2.6-3。

本项目污染物排放量情况见表 3.3-20。

本项目污染物总量控制指标情况见表 3.3-22。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见****现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本项目环境监测计划见表 8.4-1。

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

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及地方环保部门的要求，制定本工程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：克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①部署 13 口井，其中 7 口采气井（新钻井 3 口、已钻井 4 口），6 口老井利用（老井 4 口、排水井 1 口，老井转注水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂、大北 11 集气站、老井 1201 井；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设、集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 26km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。

建设规模：2022 年项目建成后年产气 $12.05 \times 10^8 \text{m}^3$ ，年产凝析油规模 $2.23 \times 10^4 \text{t}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 191389 万元，其中环保投资**万元，占总投资的**%。

劳动定员及工作制度：劳动定员，新增 8 人，四班三运转工作制。

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拜城县境内。区域以油气开采为主，现状占地以戈壁为主，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

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十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本项目位于拜城盆地，不在划定的新疆限制开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区，补充监测点中非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

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

声环境质量现状监测结果表明：井场场界噪声满足《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设置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；确定土壤环境调查评价范围内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對象，将生态环境影响评价范围内植被和动物、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产生明显影响；将区域大气环境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

项目运营期严格执行《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)气井采出的井产物进行汇集、处理、输送至联合站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，严格控制天然气泄漏对油品环境影响；(2)本工程定期巡检，确保集输系统安全运行；各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。(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。

9.3.2 废水污染源及治理措施

废水污染源主要为采出水、修井废液和生活污水。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；修井废液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；生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

营运期噪声源主要包括井场采油树及加热炉产生的噪声。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)在运营期时应给设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

9.3.4 固体废物及处理措施

本项目营运期产生的固体废物主要为生活垃圾、落地油泥及清管废渣，生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋，落地油泥及清管废渣根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，属于危险废物，桶装收集后由克深207井的油基废钻完

井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

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

9.4.2 地下水环境影响

(1)环境水文地质现状

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

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

(2)地下水环境影响

正常状况下,污染源从源头上可以得到控制,采取了防渗措施;非正常状况下,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)地下水环境污染防治措施

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

①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在制定全作业区环保管理体制的基础上,制订针对地下水污染事故的应急措施,并应与其它应急预案相协调。

(4)地下水环境影响评价结论

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

9.4.3 声环境影响

本项目井场、集气站噪声源对场界的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、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

本项目产生的固体废物主要为生活垃圾、落地油泥及清管废渣,生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋,落地油泥及清管废渣根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019),属于危险废物,桶装收集后由克深207井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理。

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

9.4.5 生态影响

生态影响评价分析表明:运营期道路行车主要是油田巡线的自备车辆,车流量很小,夜间无车行驶,一般情况下,野生动物会自行规避或适应,不会对野生动物产生明显影响。由于油田的开发植被覆盖度降低,同时油田开发使人

类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，对生态系统完整性产生一定程度影响。地面基础设施建设完成后，井场、站场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：VOCs。项目稳产期，VOCs 排放量*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。

9.8 项目可行性结论

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

