

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拟报批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 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{ t}$ ，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，是中国特大型油田之一。

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。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿方/年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。克拉苏气田已形成了克拉 2、克深和大北三大天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供了有力保障。本项目位于克拉苏气田克深区块中的克深 10 区块，塔里木油田分公司拟投资 174063 万元实施“克拉苏气田克深 10 区块开发方案地面工程”。主要建设内容为：①部署 8 口井，其中新钻采气井 4 口（克深 10-1 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井），新钻回注井 1 口（克拉 212W 井），完钻井利用 1 口（克深 10 井），在钻井利用 2 口（克深 10-2X 井、克深 10-3X 井）；②新建采气井场 7 座，新建回注井场 1 座；③新建集气站 1 座（克深 10 集气站）；④集气站改造 1 座（克深 3 集气站）；⑤新建阀室 2 座；⑥新建配套综合公寓 1 座；⑦新建单井采气管线 6 条，共 4.1km；集输干线 A 段（克深 10-3X 井场至克深 10 集气站）4.5km；集输干线 B 段（克深 10 集气站至克深 3 集气站）11.2km；新建克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场的气田水转输管线 9km（DN150），新建克深 10 集气站至克深天然气

处理厂的气田水转输管线 15.4km(DN100)；⑧配套建设供配电、仪表自控、通信、道路、防腐、土建等工程。本项目建成后日产气 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，回注水 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于天然气开采项目，位于阿克苏地区拜城县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位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)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 3 月 1 日委托河北省众联能源环保科技有限公司承担“克拉苏气田克深 10 区块开发方案地面工程”的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量等资料，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 2020 年 3 月 3 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，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2021 年 4 月 21 日至 5 月 6 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环评信息进行了第二次公示，同时在项目区域张贴了环评信息第二次公示材料，在此期间分别于 2021 年 4 月 22 日、2021 年 4 月 24 日在阿克苏日报(刊号：CN65-0012)对本项目环评信息进行了公示。根据塔里木油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本项目环境影响报告书。

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。

(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发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于阿克苏地区拜城县境内克拉苏气田克深 10 区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

(3) 评价工作等级

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

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) 本项目燃气热水锅炉采用净化后的天然气作为燃料，采出气采取密闭集输工艺，食堂油烟通过油烟净化器后排放，生活污水处理设施采取盖板封闭的措施减少臭味气体的逸散。燃气热水锅炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；井场及

集气站无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求； H_2S 、 NH_3 、臭气浓度可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目各生产井采出气输至克深 10 集气站，分离后水相经新建气田水转输管道输至克深天然气处理厂处理达标后回注地层；气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田转输管线输至克拉 212W 井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经隔油池和化粪池处理后同软水制备废水排入新建生活污水处理设施，处理达标后冬季排至生活污水暂存池，夏季用于绿化用水，不会对周围地表水环境产生影响。

(3) 本项目集输管线采用 22Cr 双相不锈钢和无缝钢管，气田水转输管线采用柔性复合管，生活污水调节池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。本项目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、生活污水集水池严格按照要求进行防腐防渗施工等措施，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、厂房隔声等措施，克深作业区公寓厂界噪声值和各站场场界噪声值满足《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，类比同类天然气开采项目，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

(6) 本项目营运期产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理，废树脂、化粪池沉渣、栅渣和污泥定期清运至克深地区天然固废场填埋处理；清管废渣属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置，减少了对环境的影响。即本项目固体废物能够妥善处

置或综合利用，可避免对周围环境产生影响。

(7) 本项目永久占地为裸岩及戈壁，植被稀少，未见大型野生动物出没，管线敷设完成后及时对管沟进行回填，对区域生态环境的影响可自然恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本项目涉及的风险物质主要包括甲醇、甲烷、乙烷、丙烷，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

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；工程通过采取了完善的污染防治措施并制定了完善的环境管理与监测计划，污染物可达标排放，工程实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(10)《中华人民共和国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);

(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 日实施)；

(14)《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)；

(15)《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)；

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

(17)《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)；

(18)《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)；

(19)《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)；

(20)《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)；

(21)《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)；

(22)《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)；

(23)《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)；

(24)《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)；

(25)《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)；

(26)《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)；

(27)《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)；

(28)《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)。

(29)《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);

(30)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年1月8日修订,2011年1月8日实施);

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

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

(2)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2017年1月1日施行,2018年9月21日修正);

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

(4)《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号,2014年4月17日发布并实施);

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

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

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

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

- (11) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；
- (12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (13) 《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号，2021年2月21日发布并实施)；
- (14) 《新疆维吾尔自治区实施<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)；
- (15) 《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)；
- (16) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2018年11月30日发布，2019年1月1日施行)；
- (17) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)；
- (18) 《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。

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) 《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)；
- (11) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；
- (12) 《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)；

(13)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

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

(15)《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)《克拉苏气田克深 10 区块开发方案地面工程》(中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021 年 3 月)；

(2)《环境质量现状检测报告》；

(3)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(4)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

(2)针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影
响。

(4) 根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关
系，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，结合工程所在区域环境功能区划、生
态功能区划及环境现状，从自然环境和生态环境两方面分别进行施工期和营运
期的因素识别。将本项目对环境的影响因素列于表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

类别		自然环境					生态环境			
		环境 空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治 沙	水土保 持
施工期	钻井活动	-2D	—	-1D	-2D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C
	管线及道路 施工	-2D	—	—	-1D	-1C	-2C	-1C	-1D	-2C
	材料及废弃 物运输	-1D	—	—	-1D	—	—	—	—	—
	设备安装	—	—	—	-1D	—	—	—	—	—
营运期	天然气开采 及集输	-1C	—	-1C	-1C	-1C	—	—	—	—
	综合公寓生 活办公	-1C	—	-1C	-1C	—	—	—	—	—
闭井期	封井、井场 清理	-1D	—	—	-1D	—	+1C	—	+1C	—

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知,本项目的建设对环境的影响是多方面的,存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、防沙治沙、水土保持等产生一定程度的负面影响;营运期对环境的影响是长期的,最主要的是对自然环境中的环境空气、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 、H ₂ S、非甲烷总烃、NH ₃
	污染源	颗粒物、氮氧化物、NH ₃ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、NH ₃ 、H ₂ S、非甲烷总烃
地下水	现状评价	基本水质因子: 色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、铬(六价)、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯 检测分析因子: K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子: 石油类
	污染源	石油类、SS、COD、NH ₃ -N、
	影响评价	石油类、耗氧量、氨氮
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、1,1,1,2,2-四氯乙烷、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]花、苯并[b]蒽、苯并[k]蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]花、萘 农用地基本因子: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₂)
	污染源	入渗型:石油烃(C ₁₀ ~C ₄₂)
	影响分析	入渗型:石油烃(C ₁₀ ~C ₄₂)

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
声环境	现状评价	L_{eq}
	污染源	L_A
	影响评价	L_{eq}
固体废物	污染源	危险废物：清管废渣（HW08 900-249-08）
	影响分析	一般工业固体废物：废树脂、化粪池沉渣、栅渣、生活污水处理设施污泥、生活垃圾
生态环境	现状评价	土地利用、植被、动物、防沙治沙、水土流失、生态系统
	影响评价	
环境风险	风险识别	甲醇、甲烷、乙烷、丙烷
	风险评价	大气 甲醇、甲烷、乙烷、丙烷
		地下水 气田水

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”，选择工程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

根据工程污染源初步调查结果，分别计算工程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_{oi} ——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。以本项目井场、集气站、综合公寓为中心，外扩半径 3km 范围内用地类型为裸岩及戈壁，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

本项目估算模式参数取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 估算模型参数一览表

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

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 $P_{\max}=8.56\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.4-5。

表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d)；水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

本项目营运期产生的废水主要有气田水、井下作业废水、生活污水。其中各生产井采出气混输至克深10集气站，分离后气田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；气田水回注水源接自克拉2中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田转输管线输至克拉212W井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；本项目营运期新增劳动定员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后和软水制备废水排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池，不外排。因此由表2.4-5可知，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级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 地下水环境影响评价行业分类表，本项目属“F 石油、天然气”中的“38、天然气、

页岩气开采(含净化)”，地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

(2) 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 2.4-6。

表 2.4-6 地下水环境敏感程度分级表

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

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

本项目不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的引用水水源)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 2.4-7。

表 2.4-7 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	—	—	—
较敏感	—	—	—

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 1.4-7 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

本项目建设内容位于拜城县境内，周边区域居住、工业混杂，属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

本项目各站场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

(1) 建设项目类别

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

(2) 影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目，因此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($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目新增永久占地面积为 13.8096hm^2 ，占地规模为中型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目井场、站场及管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，环境敏感程度为“不

敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-8。

表 2.4-8 评价工作等级分级表

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

本项目类别为 II 类、占地规模为中型、环境敏感程度为不敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目总占地面积 47.9096hm² (0.479km²)，其中永久占地面积 13.8096hm²，临时占地 34.1hm²。新建单井采气管线 4.1km；集输干线 A 段 4.5km；集输干线 B 段 11.2km，同沟敷设新建克深 10 集气站至克深天然气处理厂的气田水输输管线 15.4km，新建克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场的气田水输输管线 9km，新建单井进场道路 5km，新建克深 10-5 井进场道路为终点的主干路 10.5km。本项目占地面积 0.479km² < 2km²，线性工程长度为 48.5km < 50km。

(2) 区域环境

本项目用地为裸岩及戈壁，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，为一般区域。

(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2.4-9。

表 2.4-9 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

根据以上分析及表 2.4-9, 确定本项目生态影响评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 建设项目风险源调查

本项目新建采气井场 7 座、新建回注井场 1 座、新建集气站 1 座、集气站改造 1 座、新建配套综合公寓 1 座、新建采气管线 6 条, 总长共 4.1km; 集输干线 A 段 4.5km; 集输干线 B 段 11.2km; 新建气田水转输管线 9km(DN150), 新建气田水转输管线 15.4km(DN100)。

本项目回注井场、气田水转输管线涉及物质为气田水, 不作为风险物质考虑。本项目涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷及丙烷, 甲醇储存在井场甲醇储罐内, 甲烷、乙烷及丙烷存在于管线中。

2.4.1.7.2 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 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 值为 6.55，故危险物质数量与临界量比值为 $1 \leq Q < 10$ 。

b、M 值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，建设项目行业及生产工艺分值见表 1-4-12。将 M 划分为(1) $M > 20$ ；(2) $10 < M \leq 20$ ；(3) $5 < M \leq 10$ ；(4) $M = 5$ ，分别以 $M1$ 、 $M2$ 、 $M3$ 和 $M4$ 表示。

表 1.4-12 行业及生产工艺 (M)

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

本项目行业属于表 1.4-10 中“石油天然气”，本项目属于“石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线^b(不含城镇燃气管线)”中“天然气开采”的项目， M 值确定结果见表 2.4-13。

表 2.4-13 本项目 M 值确定一览表

序号	行业	生产工艺	M 分值
1	石油天然气	天然气开采	10
项目 M 值 Σ			10

由表 2.4-13 可知，本项目 M 值为 10，M 值划分 M=10，以 M3 表示。

c、危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据本项目的危险物质数量与临界量 (Q) 和行业及生产工艺 (M)，按照表 1.4-12 确定危险物质及工艺系统危险性等级 (P)。

表 2.4-14 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P) 一览表

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

经判断，本项目物质及工艺系统危险性分级为 P4。

2.4.1.7.2 环境敏感程度 (E) 的分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度 (E) 等级分别进行判断。

(1) 大气环境敏感程度 (E) 的分级

根据导则规定，大气环境敏感程度分为三种类型，分级原则见表 2.4-15。

表 2.4-15 大气环境敏感程度分级一览表

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

根据环境敏感目标调查结果可知，本项目站场周边 5km 范围内人口总数 895 人小于 1 万人，站场周边 500m 范围内人口总数 594 人大于 500 人，小于 1000 人，管线 200m 范围内无村庄分布。对照表 1-4-15 最终确定本项目大气环境敏感程度为

E2。

(2) 地表水环境敏感程度(E)的分级

根据导则规定，地表水功能敏感性分区见表 2.4-16，环境敏感目标分级见表 2.4-17，地表水环境敏感程度分级表见表 2.4-18。

表 2.4-16 地表水功能敏感性分区表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为 III 类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
不敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 2.4-17 环境敏感目标分级

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

表 2.4-18 地表水环境敏感程度分级表

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

S3	E2	E3	E3
----	----	----	----

本项目周边无地表水，对照表 2.4-19，地表水功能敏感性为低敏感 F3。对照表 2.4-20，最终确定地表水环境敏感目标分级为 S3。对照表 1.4-16 最终确定本项目地表水环境敏感程度分级为 E3。

(3) 地下水环境敏感程度 (E) 的分级

项目地下水功能敏感性分区见表 2.4-21，包气带防污性能分级见表 2.4-22，地下水环境敏感程度分级见表 2.4-23。

表 2.4-21 地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区*
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

*“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

表 2.4-22 包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$ ， $k \leq 1.0 \times 10^{-5} cm/s$ ，且分布连续稳定
D2	$0.5m \leq Mb \leq 1.0m$ ， $k \leq 1.0 \times 10^{-5} cm/s$ ，且分布连续稳定 $Mb \geq 1.0m$ ， $1.0 \times 10^{-5} cm/s < k \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。

表 2.4-23 地下水环境敏感程度分级一览表

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

本项目占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区。对照地下水功能敏感性分区表，确定地下水功能敏感性为敏感G3。

根据包气带岩性特征及场地渗水试验结果可知，项目区包气带岩性主要为充填砂土的砂砾石层，渗透系数平均为 $1.2 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ 左右，地下水位埋深大于 5m，确定包气带防污性能分级为 D1。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级，对照地下水环境敏感程度分级表，确定地下水环境敏感程度分级为 E2。

2.4.1.7.3 建设项目环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+ 级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 1.4-24。

表 2.4-24 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

对照表 2.4-24，确定本项目大气环境风险潜势为 II，地表水环境风险潜势为 I，地下水环境风险潜势为 II。因此本项目环境风险潜势综合等级为 II。

2.4.1.7.4 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 1.4-25。

表 2.4-25 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 2.4-25 可知，本项目环境风险潜势为 II，因此本项目确定环境风险

评价等级为三级。

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 2.4-26。

表 2.4-26 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	以各站场为中心边长 5km 的矩形包络线区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	三级	各站场、综合公寓地下水流向上游及轴线两侧延伸 1km，下游延伸 2km 的范围
4	声环境	二级	各站场场界外 200m 范围
5	土壤环境	三级	各站场边界外扩 50m 及管线两侧外延 200m 范围内
6	生态环境	二级	各站场及管线两侧外延 200m 范围内
7	环境风险	三级	大气 各站场边界外 3km 范围,管道中心线两侧 100m 范围
			地下水 各站场、综合公寓地下水流向上游及轴线两侧延伸 1km，下游延伸 2km 的范围

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	克深 10 区块开发现状回顾： 开发现状、三同时手续履行情况、环境影响评价回顾、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见； 现有工程： 现有井场、现有集气站、现有克深作业区公寓、克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区、污染源调查与评价、现有工程污染物年排放量、环境问题及“以新带老改进意见”； 在建工程： 在建工程基本情况、主要经济技术指标、在建工程主要工艺及产排污节点、原辅材料、公辅设施、给排水、污染源调查、环境问题及“以新带老

		改进意见”； 拟建工程： 基本概况、主要生产设施、油气水物性、原辅材料、工程组成、工艺流程及排污节点、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、三本账、污染物总量控制分析 依托工程： 克深天然气处理厂、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、油基废钻完井液资源综合回收利用站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、克深地区天然固废填埋场、大北地区固废填埋场等基本情况及富余量
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析：施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析 营运期环境影响评价：大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响评价，固体废物影响分析，生态环境环境影响评价，环境风险评价
	营运期环境影响评价	环境空气、地表水、地下水、声环境、固体废物、土壤、生态环境影响评价，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性
7	环境影响经济损益分析	从工程实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响评价的经济价值
8	环境管理与监测计划	按工程建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气： PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)

及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准;非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准; NH_3 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $0.2\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准; H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

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

声环境:执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准。

土壤:井场及站场占地范围内土壤执行《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:燃气热水锅炉烟气执行《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;食堂油烟满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 中型要求;站场场界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求;克深综合公寓场界无组织排放 NH_3 、 H_2S 、臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新改扩建项目二级标准。

废水:各生产井采出水混输至克深 10 集气站,气液分离后液相经新建气田水转输管线输至克深天然气处理厂采出水处理设施处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层;气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂,回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012),回注水经新建气田转输管线输至克拉 212W 井后首先存储在回注罐内,经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)回注于地层;生活污水、软水制备废水收集后经综合公寓生活污水处理装置采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺进行处理,处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期各站场边界和克深作业区公寓厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

(3) 控制标准

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；生活垃圾贮存执行《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB16889-2008)；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)。

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。

本项目位于阿克苏地区拜城县东部，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(重点生态功能区)规划目标：“针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发迹地的生态修复”。本项目主要建设单井、集输管线和综合公寓，主要目的是满足克拉苏气田克深 10 区块产能开发的需要，开发强度不会超过区域规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

2.7.2 生态环境保护规划

根据项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，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“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》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》等。

本项目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	本项目	符合性
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	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本项目属于塔里木油田天然气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本项目属于天然气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]190 号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合

	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场不使用加热炉；综合公富燃气热水锅炉采用采用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
《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]190 号)	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目天然气集输管线采取埋地敷设方式，管线路径未经过环境敏感区，周边无居民区分布	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复站场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了克拉苏气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目站场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	克拉苏气田于 2017 年编制了《克拉苏气田开发规划方案》,并开展了规划环境影响评价,《克拉苏气田开发规划方案环境影响报告书》于 2017 年 4 月 12 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅审查意见(新环函[2017]537 号))	符合
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133号)	明确环境保护责任,规范油气田开发行为;严格落实环境保护“三同时”制度;开展环境影响后评价工作	本项目已提出施工期、营运期及闭井期环境管理计划、跟踪监测计划和环保设施“三同时”验收,本项目应在 5 年内以克深 10 区块为单位开展环境影响后评价工作	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告第 15 号)	各级人民政府应当加强对建设工程施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理,保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放,科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积,防治扬尘污染。 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地,并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施;施工便道应当硬化。 在采石、采砂和其他矿产资源开采过程中,或者在停办、关闭矿山前,采矿权人应当整修被损坏的道路和露天采矿场的边坡、断面,恢复原有地貌,并按照规定处置矿山开采废弃物,防止扬尘污染。	本项目施工期通过洒水抑尘减少扬尘产生量	符合
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上,大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机污染物总量控制	本项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整;施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废场填埋;闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑残渣等收集后送克深地区天然固废场填埋	符合
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上,大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机污染物总量控制	本项目站场无组织废气排放涉及 VOC ₃ 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

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

	加强防沙固沙区管控。规范工程施工行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。实施生态修复，开展禁牧、休牧，推进塔里木盆地周边防沙治沙工程，封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障阿克苏绿洲生态安全	本项目施工期间划定施工活动范围，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；严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为	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	本项目营运期废水主要有气田水、井下作业废水、生活污水，气田水经采出水处理设施处理后回注，井下作业废水运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后冬储夏灌；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目天然气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。	本评价提出生态环境影响减缓措施及地下水污染防治措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用地埋式铺设。	符合
	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。	本项目营运期气田水经采出水处理设施处理后回注，井下作业废水运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	符合

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

文件名称	文件要求	本项目	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。	气田开发阶段将进行该项工作，并向社会公布，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。	本项目勘探及开发使用国家先进的技术和工艺设备，清洁生产水平可达到国内先进水平	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本项目产生的清管废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	符合
	煤炭、石油、天然气开发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，必须符合国家有关法规规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本项目产生的清管废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	符合

2.7.3 “三线一单”分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)，到 2025 年，全区生态环境质量总体改善，环境风险得到有效管控。建立较为完善的生态环境分区管控体系与数据信息应用机制和共享系统，生态环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展。与其符合性分析内容见表 2.7-4。

表 2.7-4 “三线一单”符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目距拟定生态保护红线区约 2.7km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合

“一单”生态环境分区管控方案的通知》(新政发〔2021〕18号)	环境质量底线	全区水环境质量持续改善,受污染地表水体得到优先治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定;全区环境空气质量有所提升,重污染天数持续减少,已达标城市环境空气质量保持稳定,未达标城市环境空气质量持续改善,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;全区土壤环境质量保持稳定,污染地块安全利用水平稳中有升,土壤环境风险得到进一步管控。	本项目气田水进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理,生活污水排入综合公寓内生活污水处理设施,处理达标后冬储夏灌,废水均不向外环境排放;本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,本项目采出气采取密闭集输工艺,本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展,积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中消耗少量水资源,废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水,不会对区域水资源造成较大影响;本项目使用天然气为燃料,天然气属清洁能源,废气污染源为锅炉烟气、井场及站场无组织废气,污染物排放相对较少,有利于减少区域污染物排放。	符合

续表 2.7-4

“三线一单”符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发〔2021〕18号)	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。 优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。 重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。 一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。	符合

2.7.4 环境功能区划

本项目位于克拉苏气田克深区块，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；项目区域居住、工业混杂，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 2.7-5 和图 2.7-2。

表 2.7-5 项目区生态功能区划

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	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
天山山地温性草原、森林生态区	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	生物多样性和生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感。	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	建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游。

由表 2.7-5 可知，项目位于“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”，发展方向为“建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游”。

项目类型属于天然气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。项目占地范围分布少量植被，未见大型野生动物出没。项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复和管沟回填，区域生态采取自然恢复措施，采取了完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。项目属于天然气开采项目，项目的实施后，增加的区域油气资源总产能不会超过规划产能，项目废气达标排放、废水不外排、产生的固废妥善处置，可确保天然气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相一致。

2.8 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；本项目周边无地表水体，且工程不外排废水，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；工程周边 200m

范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，将井场占地外 50m 和管线两侧 200m 范围内的土壤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及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土保持产生明显影响；将克深作业区公寓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。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-5。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

编号	名称	与项目位置关系		供水人口 (人)	井深 (m)	备注	功能要求	备 注
		方位	距离(m)					
G1	评价范围内潜水含水层	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类	不对地下水产生污染影响

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内土壤	—	—

表2.8-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离(m)	功能要求	备 注
生态环境	植被和动物	站场边界及管线两侧外延 200m 范围	—	—	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木河流域水土流失重点治理区		—	—	不对区域水土保持产生明显影响

表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	克深作业区公寓	本项目	—	居住	650
井场周边 500m 范围内人口数小计						650

站场边 5km 范围内人口数小计						895
管线周边 200m 范围内人口数小计						0
大气环境敏感程度 E 值						E2
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	Ⅲ类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

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。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿方/年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。克拉苏气田已形成了克拉 2、克深和大北三大天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供了有力保障。克深 10 区块位于克拉苏气田克深区块中。

本项目在新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内进行“克拉苏气田克深 10 区块开发方案地面工程”，本项目建设内容为：①部署 8 口井，其中新钻采气井 4 口(克深 10-1 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井)，新钻回注井 1 口(克拉 212W 井)，完钻井利用 1 口(克深 10 井)，在钻井利用 2 口(克深 10-2X 井、克深 10-3X 井)；②新建采气井场 7 座，新建回注井场 1 座；③新建集气站 1 座(克深 10 集气站)；④集气站改造 1 座(克深 3 集气站)；⑤新建阀室 2 座；⑥新建配套综合公寓 1 座；⑦新建单井采气管线 6 条，共 4.1km；集输干线 A 段(克深 10-3X 井场至克深 10 集气站)4.5km；集输干线 B 段(克深 10 集气站至克深 3 集气站)11.2km；新建克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场的气田水转输管线 9km(DN150)，新建克深 10 集气站至克深天然气处理厂的气田水转输管线 15.4km(DN100)；⑧配套建设供配电、仪表自控、通信、道路、防腐、土建等工程。本项目建成后日产气 $275 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，回注水 $400 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

本项目实施后，各单井采出气通过新建克深 10 集气站气水分离后，采出气通过新建集气干线输至克深 3 集气站，最终输送至克深天然气处理厂集中处理；分离后的气田水通过新建气田水转输管线输送至克深天然气处理厂集中处理。克拉 212W 井回注水源接自克拉 2 中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田转输管线输至克拉 212W 井后回注地层。

为此，本次评价对克深 10 区块勘探现状进行回顾性分析，对本项目现有完钻井克深 10 井、克深 3 集气站、克深作业区综合公寓、克拉 2 中央处理厂气田

水处理装置区作为现有工程进行分析；将在钻井克深 10-2X 井、克深 10-3X 井作为在建工程进行分析；将克深天然气处理厂、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、油基废钻完井液资源综合利用站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站作为依托工程进行分析。上述工程环评及验收情况见表 3-1，本次评价工程分析章节结构见表 3-2。

表 3-1

上述工程环评及验收情况一览表

序号	项目	包含内容	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	备案编号	备案时间
1	克深 10 区块	克深 10 井钻井工程	克拉苏气田规划方案	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]537 号	2017 年 4 月	—		
2		克深 1002 井	克深 1002 井单井集输工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]288 号	2019 年 6 月 6 日	自主验收	BA652900YS2020-123	2020 年 12 月 17 日
3		克深 1003 井	克深 1003 井单井集输工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]289 号	2019 年 6 月 6 日	自主验收	BA652900YS2020-127	2020 年 12 月 17 日
4	现有工程	克深 3 集气站	克拉苏气田克深区块地面建设工程	原国家环境保护部	环审[2014]299 号	2014 年 11 月 24 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2031 号	2016 年 12 月 31 日
5		克深作业区公寓							
6		克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区	西气东输塔里木气田开发建设工程	原环境保护总局	环审[2002]20 号	2002 年 2 月 6 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	环自验[2005]21 号	2005 年 11 月 30 日
7	在建工程	克深 10-2X 井	克深 10-2X 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]232 号	2020 年 5 月 9 日	正在钻井中		
8		克深 10-3X 井	克深 10-3X 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]605 号	2020 年 10 月 13 日	正在钻井中		
9	依托工程	克深天然气处理厂	克拉苏气田克深区块地面建设工程	原国家环境保护部	环审[2014]299 号	2014 年 11 月 24 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2031 号	2016 年 12 月 31 日
10		克拉苏钻试修废弃物环保处理站	克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]260 号	2019 年 5 月 14 日	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]834 号	2019 年 12 月 30 日

续表 3-1

上述工程环评及验收情况一览表

序号	项目	包含内容	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	备案编号	备案时间
11	依托工程	油基废钻井液资源综合利用站	油基废钻井液及固体废物资源(油基泥浆)综合利用项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]648号	2014年4月28日	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]239号	2015年3月9日
12			油基废钻井液及废矿物油资源综合利用撬装化装置二期项目		新环函[2016]775号	2016年6月21日	自助验收	-	2019年6月9日
13		哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站	塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块)	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1626号	2016年11月7日	自主验收	-	2020年5月4日
14		克深地区天然固废填埋场	克深地区天然固废场工程	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]361号	2012年7月17日	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2014]249号	2014年6月25日
15		大北地区固废填埋场	大北地区固废填埋场工程	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]362号	2012年7月17日	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2013]4号	2013年1月4日

表 3-2 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	克深 10 区开发现状回顾	开发现状、三同时手续履行情况、环境影响评价回顾、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见
2	现有工程	主要介绍现有工程基本情况、现有工程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
3	在建工程	主要介绍在建工程基本情况、在建工程主要工艺及产排污节点、原辅材料、公辅设施、给排水、污染源调查、环境问题及以新带老建议等内容
4	拟建工程	项目基本概况、主要生产设施、油气水物性、原辅材料、主要工艺流程及排污节点、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、非正常排放源强、三本账、污染物总量控制分析
5	依托工程	与项目相关的克深天然气处理厂、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、油基废钻完井液资源综合回收站、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、克深地区天然固废填埋场、大北地区固废填埋场基本情况及富余量

3.1 克深 10 区块开发现状及回顾性分析

3.1.1 开发现状

克拉苏气田克深 10 区块位于拜城县，位置处于塔里木盆地库车山前克拉苏构造带克深断裂构造带克深段，含气层位为白垩系巴什基奇克组，气藏类型为层状断背斜型干气气藏。10 区目前共有 3 口井，其中生产井 2 口（克深 1002 井、克深 1003 井），预探井 1 口（克深 10 井，关井状态）。2020 年 10 区块日产气为 57.3 万 m^3 。

3.1.2 三同时手续履行情况

克深 10 区先后实施了三次工程，相应的环评批复和验收手续履行情况见表 3-1。

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

(1) 大气环境影响回顾评价

克深 10 区目前开发有 2 口采气井，大气污染源主要为井场无组织废气，井场集输均为密闭集输过程，井场之间间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。

根据克深 1002 井及克深 1003 井验收阶段井场监测数据，井场无组织废气均可达标排放。

(2) 水环境影响回顾评价

根据验收及本次调查情况，克深 10 区 2 口井为新建井场，未进行修井，尚未产生井下作业废水。克深 10 区 2 口井前期采出气不含气田水，后期气田水经克深天然气处理厂污水处理系统处理后回注地层。

(3) 声环境影响回顾评价

根据克深 1002 井及克深 1003 井验收期间井场噪声监测数据，井场噪声均满足《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。根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》

(GB3096-2008)中 2 类标准限值要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

(4) 固体废物影响回顾评价

根据克深 1002 井及克深 1003 井验收及现状情况，克深 10 区 2 口井为新建井场暂无固体废物产生，没有对周围环境产生影响。

(5) 生态环境影响回顾评价

区块建设对生态环境的主要影响为土地的永久、临时征用以及原有植被的破坏。区域对已对建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。从植被类型来看，项目的建设对区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，项目的建设使区域内的戈壁减少，建设用地面积略有增加。总体来说，区域依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。气田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

3.1.4 区块污染源达标情况

根据克深 10 区 2 口井验收期间开展的污染源监测数据，区域内各污染源均可达标排放，本次对 2 口井场无组织废气、噪声进行分析。

表 3.1-1 代表性井场及站场污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	克深 1002 井	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.19~ 1.61mg/m ³	日常维护,做好密闭措施	《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	达标
	克深 1003 井	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.28~ 1.93mg/m ³			达标
噪声	克深 1002 井场四周	噪声	昼间	47.3~49.3	基础减振	《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	达标
			夜间	45.3~46.2			达标
	克深 1003 井场四周		昼间	47.4~49.4			达标
			夜间	45.5~46.8			达标

3.1.5 现有区块污染物排放量

根据“克深 1002 井、克深 1003 井”验收期间开展的污染源监测，克深 10 区现有污染物年排放情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
克深 10 区现有污染物排放量	0	0	0	0.036	0	0	0

3.1.6 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，克深 1002 井及克深 1003 井已完成验收备案，根据验收报告及现场调查情况暂未发现环境问题。

3.2 现有工程

3.2.1 克深 10 井

克深 10 井目前由于井口堵塞处于关井状态，无污染物产生。克深 10 井场主要设备为采气树。

3.2.2 克深 3 集气站

3.2.2.1 基本情况

克深 3 集气站包含于克拉苏气田克深区块地面建设工程内。《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部以环审[2014]299 号文(详见附件)予以批复。2016 年 12 月，新疆维吾尔自治区环保厅以新环函

[2016]2031 号文(详见附件)进行了竣工环保验收。克深 3 集气站于 2015 年 4 月投产,克深 3 集气站占地 0.3424 hm²,克深 3 集气站坐标为东经 82° 16′ 28.55″,北纬 41° 55′ 24.19″。克深 3 集气站内主要设备情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 克深 3 集气站主要设备情况表

序号	设备规格型号	单位	数量	备注
1	DN350 清管器接收筒	座	1	—
2	DN350 清管器发送筒	座	1	—
3	放空分液罐	台	1	—
4	放空立管(DN300 H=23m)	座	1	—

3.2.2.2 工艺流程

克深 3 集气站所辖各单井采出气经已建单井采气管线在站内集气汇管汇合后,与克深 1 集气干线来气一起经集输干线输送至克深天然气处理厂集中处理。

3.2.2.3 公辅设施概况

(1) 供电

克深 3 集气站用电依托附近电网。

(2) 给排水

克深 3 集气站生产过程中不消耗水,生产过程中无废水产生。

3.2.3 克深作业区公寓

3.2.3.1 基本情况

克深作业区投运的按中石油标准化建设的公寓是以办公和住宿为一体的综合性公寓,其设计规模为 300 人,包括公寓综合楼、室内运动馆、车库设备用房、门卫、污水提升泵房及成品撬装保鲜库等建筑单体和系统配套设施设备等,各建筑单体工程总建筑面积约 12493m²,现已处于满负荷运行状态。

3.2.2.2 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

克深作业区公寓西北角已建有 2×1.4MW 常压燃气热水锅炉房 1 座,于 2014 年建设投产。锅炉房设 2 台 1.4MW 常压卧式全自动燃气热水锅炉,单台供热量 1395kW。供热介质为 85~60℃热水,为已建综合公寓等辅助建筑同时提供供热

及生活热水热源。锅炉房已建热水循环泵 2 台，单台流量：60-75m³/h，扬程：35-38mH₂O，功率：15kW。设全自动过滤软化装置 1 台，处理量 2m³/h；设 2m³软化水箱 1 座。

锅炉房设撬装容积式水-水换热器机组 1 台，换热量 500 kW，储水容积 8 m³，配带热水循环泵 2 台，单台流量：2-4m³/h，扬程：22-30mH₂O，功率：3kW。机组经换热后提供 60℃生活热水。

(2) 供电

克深作业区公寓采用单回 10kV 电源供电，电源引自 10kV 综合公寓架空线（3×LGJ-50）；10kV 综合公寓架空线路引自已建克拉苏 110kV 变电站 I 段 10kV 母线出线柜，线路长约 1km，供电能力约 2.5MW。

(3) 给排水

克深作业区公寓用水依托现有克深水源井，公寓生活用水量 151.8m³/d。已建公寓排水主要为宿舍、厨房、餐厅等排放的生活污水，排水量为 48m³/d。综合公寓生活污水经排水管收集后（其中厨房污水先进入隔油池），进化粪池消化处理后，依托克深天然气处理厂一体化污水处理设备处理，达到污水综合排放标准后，春夏季用于公寓绿化，冬季进入生活污水暂存池。

3.2.4 克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区

克拉 2 中央处理厂于 2003 年 8 月 27 日开工建设，2004 年 12 月 1 日正式建成投产，2005 年 11 月 7 日通过竣工环保验收（环自验[2005]21 号）。2019 年更名为“克拉处理站（一站）”（以下简称“一站”）。采用 J-T 阀节流降温，低温分离脱水脱烃工艺。共建有 6 套脱水脱烃装置，单套处理能力 500×10⁴m³/d，总处理能力 3000×10⁴m³/d。建成时为亚洲处理能力最大的天然气处理厂站。占地 174390m²。

站内分为 7 个单元：乙二醇单元、集气单元、脱水脱烃单元、燃料气单元、罐区单元、气田水单元、外输单元。

克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区

本装置设置 2 台气田水转输罐（500m³），主要功能是将一站和二站来的气田水进行稳定和油水分离，分离出的污油回收至污油罐，分离出的污水通过转输

泵输送至晒水池或注水井。

一站的气田水主要由液液分离器分离出来的污水、N13 井中的污水和一部分乙二醇单元的回流液组成，进入气田水转输装置，进行污油的再回收和污水外注。

3.2.5 现有工程达标情况

3.2.5.1 克深3集气站

为分析现有克深3集气站达标排放情况，本次评价对克深3集气站进行监测，各污染源均可达标排放。详见表3.2-2。

表 3.2-2 现有工程主要污染源及治理措施一览表

类别	工程	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理 措施	标准	达标 情况	
废气	克深 3 集气站	站场无组 织废气	非甲烷 总烃	0.85~ 1.31mg/m ³	日常维 护，做好 密闭措施	《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	达标	
噪声	克深 3 集气站 四周	噪声	昼间	45~46	基础减振	《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	达标	
			夜间	36			达标	
类别	污染源		产生量 (t/a)	固废 种类	治理措施		治理效果	达标 情况
固体 废物	清管废渣		0.168	危险废物(HW08 900-249-08)	交塔里木石油勘探开发 指挥部沙漠运输公司进 行处置		全部妥善处 置，不外排	—

3.2.5.2 克深作业区公寓

为分析克深作业区公寓达标排放情况，根据《克拉苏气田克深区块地面建设工程项目竣工环境保护验收调查报告》验收期间进行的污染源监测数据、克拉油气开发部2021年燃气热水锅炉例行监测报告分析和本次评价对克深作业区公寓厂界噪声进行监测，各污染源均可达标排放。详见表3.2-3。

表 3.2-3 现有工程主要污染源及治理措施一览表

类别	工程	污染源	污染物	排放速率/浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	克深作业区公寓	燃气热水锅炉烟气	颗粒物	10.4mg/m ³	使用清洁能源	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值要求	达标
			NO _x	105mg/m ³			达标
噪	克深作	噪声	昼间	37~43	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放	达标

声	业区公寓四周		夜间	36~41	+厂房隔声	标准《GB12348-2008》中 2 类区 昼间、夜间标准要求		达标
类别	污染源	排放量	污染物名称	处理措施	最终去向	治理措施	达标情况	
废水	生活污水	48m ³ /d	COD SS NH ₃ -N	化粪池+克深天然气处理厂一体化污水处理设备处理	冬储夏灌，用于绿化	不外排	达标	
类别	污染源	污染物	产生量 (t/a)	固废种类	治理措施	治理效果	达标情况	
固体废物	职工生活	生活垃圾	10	一般固废	清运至大北地区 固废填埋场	全部妥善处置，不外排	—	

3.2.5.3 克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区

为分析克深作业区公寓达标排放情况，根据《中国石油塔里木油田分公司克拉 2 气田环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据、克拉油气开发部 2020 年气田水例行监测报告分析，各污染源均可达标排放。详见表 3.2-4。

表 3.2-4 克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区主要污染源及治理措施一览表

类别	工程	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	克拉 2 中央处 理厂	站场无组 织废气	非甲烷总 烃	0.59mg/m ³	日常维 护，做好 密闭措施	《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	达标
噪声	克拉 2 中央处 理厂四 周	噪声	昼间	42~46	基础减振	《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	达标
			夜间	39~42			达标

类别	污染源	排放量	污染物名称	处理措施	最终去向	治理措施	达标 情况
废水	气田水	34609m ³ /a	pH COD SS 石油类	气田水处理 装置	用于注水系 统回注	不外排	达标

类别	污染源	产生量 (t/a)	固废 种类	治理措施	治理效果	达标 情况
固体 废物	油泥	44	危险废物(HW08 071-001-08)	交塔里木石油勘探开发 指挥部沙漠运输公司进 行处置	全部妥善处 置，不外排	—

3.2.6 现有工程污染物年排放量

根据《克拉苏气田克深区块地面建设工程项目竣工环境保护验收调查报告》和《中国石油塔里木油田分公司克拉 2 气田环境影响后评价报告书》，现有工程污染物年排放情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别		废气				废水	固废
		颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	克深 3 集气站	-	-	-	0.21	0	0
	克深综合公寓	0.035	-	0.324	-	0	0
	克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区	-	-	-	0.0009	0	0

3.2.7 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查，目前现有克深 10 井处于关井状态，克深 3 集气站、克深综合公寓及克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 在建工程

在建工程主要为克深 10-2X 井和克深 10-3X 井，克深 10-2X 井和克深 10-3X 井现状正在进行钻井作业。

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
井号	克深 10-2X 井、克深 10-3X 井
工程内容	主体工程 各建钻井平台、应急池(1座, 600m ³)、放喷池(2座, 200m ³ /座)等设施, 撬装设施包括发电机房、泥浆罐(11个, 60m ³ /座)、泥浆泵、柴油罐等
	公用工程 供电系统 钻井用电就近接入附近电网
	供水 钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地
	供热 钻井泥浆罐保温采用电伴热, 生活区供暖采用电采暖, 测试放喷设备伴热为电伴热
环保工程	(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: 包括酸化压裂废水及生活污水。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理; 生活污水由防渗生活污水池收集, 定期采用吸污车拉运至克深作业区生活污水处理装置处理;

	(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废弃泥浆、岩屑、含油废物及生活垃圾。油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站采用 LRET 工艺无害化回收；含油废物收集后在井场的危废暂存间暂存，钻井期间产生的废油收集后在井场的危废暂存间暂存，拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理和资源化回收；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期运至大北地区固废填埋场填埋。
劳动定员	各钻井队劳动定员 50 人

3.3.2 主要建构筑物、生产设备及技术经济指标

在建工程主要建构筑物见表 3.3-2，主要生产设备设施见表 3.3-3。

表 3.3-2 在建工程主要建构筑物一览表

序号	名 称	数量		规格	结构形式	备注
		克深 10-2X 井	克深 10-3X 井			
1	应急池	1	1	600m ³	撬装组合型钢板池	钻前工程
2	主放喷池	1	1	200m ³		
3	副放喷池	1	1	200m ³		
4	钻井平台	1	1	—	—	
5	生活污水池	1	1	300m ³	撬装组合型钢板池	
6	活动板房	40	40	—	撬装装置	

表 3.3-3 主要生产设备设施一览表

序号	机械与设备名称	规格型号	台(套)		备注
			克深 10-2X 井	克深 10-3X 井	
1	推土机	—	2	2	钻前阶段使用
2	挖掘机	—	2	2	
3	压路机	—	1	1	
4	运输车辆	—	10	10	
5	钻机	ZJ80/585DB	1	1	用于钻井
6	井架	JJ585/56-K	1	1	
7	底座	DZ585/10.5-S	1	1	
8	钻台面高度	10.5	1	1	
9	钻盘梁净空高	9	1	1	
10	绞车	ZJ80/585D	1	1	
11	天车	TC585	1	1	

克拉苏气田克深 10 区块开发方案地面工程环境影响报告书

12	游车	YC585	1	1	
13	大钩	DG585	1	1	
14	水龙头	SL450H	1	1	
15	水龙带	4" /70	2	2	
16	钻井液管汇	4" /70	2	2	
17	转盘	ZP375Z	1	1	
18	主柴油发电机组	1200GF50	5	5	
19	辅柴油发电机组	C18	1	1	
20	钻井泵	F100HL	3	3	
21	循环罐	ZJ80DB	1	1	
22	固井罐	240	1	1	
23	振动筛	S340-5	5	5	
24	除砂除泥一体机	XQJ300*2-100*16G	2	2	
25	除气器	ZLCQ240	1	1	
26	离心机	LW800-945N	1	1	
27	离心机	LW450-1250N	1	1	
28	加重泵、混合漏斗	SBG8614	2	2	
29	螺杆压风机	LS12-50HH	2	2	
30	救生及消防	-	1	1	
31	消防工具房及工具	-	1	1	
32	二层台逃生装置	L10D	4	4	
33	钻台紧急滑道	-	1	1	
34	可燃气体检测仪	GB90	1	1	
35	氧气浓度监测仪	PRO	1	1	
36	井架	JJ6029-W	1	1	测试 放喷 阶段 使用
37	通井机	60t	1	1	
38	液压钳	600型或300型	1	1	
39	方罐	21.00m ³	6	6	
40	吊卡	Φ73.0mm	2	2	
41	吊环	75t	1	1	
42	通管规	Φ59.0	2	2	
43	提升短	Φ73.0mm	1	1	

44	定位短节	$\Phi 33.0\text{mm}$	10	10	
45	水泥车	700型/400型	1	1	
46	中压分离器	6.4MPa	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
克深 10-2X 井	1	预计钻井深度	m	7046m
	2	钻井目的层	--	白垩系巴什基奇克组
	3	钻井泥浆体系	--	油基泥浆
克深 10-3X 井	4	预计钻井深度	m	7046m
	5	钻井目的层	--	白垩系巴什基奇克组
	6	钻井泥浆体系	--	油基泥浆

3.3.4 工艺流程及产排污节点

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，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出气经油气分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，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。

废水污染源主要为酸化压裂废水和生活污水，酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至克深作业区生活污水处理装置处理。

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、泥浆废弃物、含油废物及生活垃圾，油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站采用 LRET 工艺无害化回收；含油废物收集后在井场的危废暂存间暂存，钻井期间产生的废油收集后在井场的危废暂存间暂存，拉运至油基废钻完井液资源综合利用站进行处理和资源化回收；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期运至大北地区固废填埋场填埋。

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	酸化压裂废水	/	间歇	采用专用废液收集罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
	生活污水	COD、SS、氨氮	间歇	由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至克深作业区生活污水处理装置处理
噪声	泥浆泵	L _{eq}	间歇	选用低产噪设备、基础减震
	钻机		连续	选用低产噪设备、基础减震
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员
固废	油基泥浆废弃物		间歇	油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站采用LRET工艺无害化回收
	含油废物	含油废	间歇	收集后在井场的危废暂存间暂存，拉运至油基废钻完井液资源综合利用站进行处理和资源化回收

	生活垃圾	生活垃圾	间歇	定期运至大北地区固废填埋场填埋
--	------	------	----	-----------------

3.3.5 污染源调查与评价

参考《克深 10-2X 井钻井工程环境影响报告表》和《克深 10-3X 井钻井工程环境影响报告表》，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 (m ³ /h)	污染物 名称	产生 浓度 (mg/m ³)	处理 措施	排气筒 高度 (m)	排放 浓度 (mg/m ³)	排放 速率 (kg/h)	作业 时间 (h/a)	排放量 (t/a)
废气	1	放喷 废气	--	颗粒物	--	—	—	--	2	48×2	0.1×2
				NO _x	--			--	15.59		0.7×2
				非甲烷总烃	--			--	6.3		0.3×2
	2	施工 扬尘	--	颗粒物	车辆慢行，加盖 苫布		—	--	0.11	8160	0.90×2
类别	编号	污染源 名称	污染物	产生 浓度 (mg/L)	治理措施	处理效果		排放量 (m ³ /d)	排放量 (t/a)		
						污染物	排放 浓度				
废水	1	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	—	--	不外排	0		
废水	2	生活污 水	COD	350	由防渗生活污水池收 集，定期采用吸污车拉 运至克深作业区生活污 水处理装置处理	COD	--	不外排	0		
			SS	240		SS	--				
			氨氮	60		氨氮	--				
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	2×2	95		选用低产噪设备、 基础减震		10		场界达标	
	2	钻机	1×2	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 (t/a)	固废类别	治理措施					治理 效果	
固废	1	油基泥浆废 弃物	1533m ³ × 2	危险废物 (HW08 废矿 物油与含矿	油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后， 运至位于克深 207 井的油基废钻完井液 资源综合回收利用站采用 LRET 工艺无害					全部综 合利用	

				物油废物	化回收	或妥善 处置
	2	含油废物	0.5×2	危险废物 (HW08 废矿物油与含矿物油废物)	收集后在井场的危废暂存间暂存, 拉运至油基废钻完井液资源综合利用站进行处理和资源化回收	
	3	生活垃圾	4.1×2	生活垃圾	定期运至大北地区固废填埋场填埋	

3.3.6 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查, 目前克深 10-2X井和克深 10-3X井正在进行钻探, 现场调查过程中暂未发现克深 10-2X井和克深 10-3X井环境问题。

3.4 拟建工程

3.4.1 拟建工程基本情况

本项目基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 方案基本情况一览表

项目	基本情况		
项目名称	克拉苏气田克深10 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	新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内, 克拉苏气田克深10 区块内		
建设性质	改扩建		
建设周期	建设周期 24 个月, 预计 2023 年 6 月正式投产运营		
总投资	项目总投资 174063 万元, 其中环保投资 1254 万元, 占总投资的 0.74%		
占地面积	占地面积 479096m ² (永久占地面积 138096m ² , 临时占地面积 341000m ²)		
规模	本项目建成后日产气 275×10 ⁴ m ³ /d, 回注水 400m ³ /d。		
建设内容	主体工程	钻井工程	①新钻采气井 4 口(克深10-1井、克深10-4井、克深10-5井、克深10-6井); ②新钻气田水回注井 1 口(克拉 212W 井); ③完钻井利用 1 口(克深10井); ④在钻井利用 2 口(克深10-2X井、克深10-3X井)。
		站场工程	①新建采气井场 7 座(克深10井、克深10-2X井、克深10-3X井、克深10-1井、克深10-4井、克深10-5井、克深10-6井); ②新建回注井场 1 座(克拉 212W 井); ③新建集气站 1 座(克深10集气站); ④集气站改造 1 座(克深3集气站新建清管接收装置); ⑤新建阀室 2 座。
		集输工程	①新建单井采气管线 6 条, 共 4.1km; ②新建集输干线 15.7km; ③新建气田水转输管线 24.4km。

建设内容	环保工程	配套工程	现有综合公寓西侧新建配套综合公寓 1 座
		公辅工程	配套建设供配电、仪表自控、通信、道路、防腐、土建等
		废气处理	施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、柴油发电机烟气、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：热水锅炉使用净化后的天然气作为燃料，采出气密闭输送
		废水处理	施工期：酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；生活污水排入防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理装置处理；管道试压废水试压结束后用于区域绿化； 营运期：气田水随采出气混输送至克深 10 集气站，经生产分离器分离后气田水经新建气田水转输管线输送至克深天然气处理厂采出水处理单元，处理后回注于地层；气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012），回注水经新建气田水转输管线输至克拉 212W 井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注；生活污水、软水制备系统排水全部经新建生活污水处理设施处理达标后冬储夏灌。
		噪声治理	施工期：选用低噪施工设备、基础减震 营运期：选用低噪声设备、基础减震、厂房隔声
	环保工程	固废处理	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；井场和生活营地设置垃圾桶，生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋场填埋；建筑垃圾、施工废料有回收价值的回收利用，无价值的集中收集运至克深地区天然固废场填埋；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至克深地区天然固废场填埋；回注井钻井岩屑筛站泥浆一同处置，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，分离后的固相可用于铺垫井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，达标固废用于铺垫井场、道路等；采气井油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深 207 井的油基废钻井液资源综合利用站采用 LRET 工艺无害化回收；钻井期间产生的废机油等含油废物收集后在井场的危废暂存间暂存，拉运至油基废钻井液资源综合利用站进行处理和资源化回收； 营运期：清管废渣收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置；废树脂、化粪池沉渣和栅渣、生活污水处理设施污泥收集后清运至克深地区天然固废场填埋处理；生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理。
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 闭井期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况
		环境风险	施工期：各井场设置 2 座放喷池和 1 座应急池； 营运期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井站场设置可燃气体报警仪
劳动定员	本项目新增劳动定员 12 人，综合公寓最大承载人数为 300 人		

工作制度	年工作 365d, 年工作 8760h
------	---------------------

3.4.2 油气水物性

本项目采气井采出气为气水混合物，前期不含水。本项目采出气性质参考克深 10 区块现有 2 口井。

①克深 10 区块采出气物性参数见表 3.4-3。

表 3.4-3 采出气物性参数一览表

区块	相对密度	组分含量										
		烃类(%)							非烃类(%)			
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	CO ₂	N ₂	O ₂	H ₂ S
克深 10 区块	0.56	88.39	0.342	0.0129	0.0021	0.0002	0.0003	0.0104	1.407	0.217	0.587	0
	3~	~	~	~	~	~	~	~	~	~	9~	
	0.61	96.77	0.3497	0.0133	0.0043	0.0135	0.0039	0.0123	8.279	2.213	1.227	

由克深 10 区块天然气组分可知克深 10 区块天然气不含硫化氢。

②气田水性质

根据水分析报告，克深 10 区块气田水 pH 值 4.16~6.55，平均 5.53，密度 1.095~1.1554g/cm³，平均 1.1174g/cm³，氯根平均 98818mg/L，总矿化度 133800~228300mg/L，平均 170420mg/L，水型为 CaCl₂型，为封闭较好的气田水。

3.4.3 主要设备及工程量

本项目新建主要设备及工程量见表 3.4-4。本项目新建主要建构筑物见表 3.4-5。

表 3.4-4 本项目主要设备及工程量一览表

工程	项目	规格	单位	数量	备注
站场	采气树	—	座	7	克深 10 井、克深 10-1 井、克深 10-2X 井、克深 10-3X 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井
	防冻剂加注撬	50L/h 储罐容积 3.0m ³	套	4	克深 10 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井、克深 10 集气站

克拉苏气田克深 10 区块开发方案地面工程环境影响报告书

	电控信一体化撬	—	套	9	克深 10 井、克深 10-1 井、克深 10-2X 井、克深 10-3X 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井、克深 10 集气站、克拉 212W 井
站场	孔板计量装置	—	套	7	克深 10 井、克深 10-1 井、克深 10-2X 井、克深 10-3X 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井
	缓蚀剂加注撬	10L/h 储罐容积 3.0m ³	套	1	克深 10 集气站
	生产分离器撬	PN16MPaDN1200×6000	套	1	克深 10 集气站
	清管发送装置	PN16MPa DN200	台	1	克深 10-3X 井场
		PN16MPa DN250	台	1	克深 10 集气站
	清管接收装置	PN16MPa DN200	台	1	克深 10 集气站
		PN16MPa DN250	台	1	克深 3 集气站
	移动分离计量撬	PN16MPa DN1000	套	1	单井站共用
	返排液分离装置	—	套	1	单井站共用
	回注罐	V=100m ³	座	1	克拉 212W 井场
	喂水泵	Q=17m ³ /h, H=20m, N=7.5kW	台	2	克拉 212W 井场(1 用 1 备)
	回注泵	Q=17m ³ /h, H=42MPa, N=280kW	台	2	克拉 212W 井场(1 用 1 备)
管线	采气管线	22Cr 双相不锈钢无缝钢管, DN80	km	4.1	新建各单井至集气干线 A 段采气支线
	集气干线 A 段	22Cr 双相不锈钢无缝钢管, DN200	km	4.5	克深 10-3X 井场至克深 10-8X 集气站
	集气干线 B 段	L360N 无缝钢管, DN250	km	11.2	克深 10 集气站至克深 3 集气站
	气田水转输管线	PN2.5Mpa 高压柔性复合管, DN150	km	9	克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场
		PN2.5Mpa 高压柔性复合管, DN100	km	15.4	克深 10-8X 集气站至克深天然气处理站
新建综合公寓	燃气热水锅炉	350kW	台	2	—
	地埋式一体化污水处理设备	Q=15.0m ³ /h N=22kW	套	1	—
	生活污水暂存池	288×60×2m (长×宽×高 m)	座	1	池体为混凝土砌筑,池体表面采用防水涂料
	集水池	20m ³	座	1	池体为混凝土砌筑,池体表面采用防水涂料

	调节池	150m ³	座	1	池体为混凝土砌筑,池体表面采用防水涂料
新建综合公寓	污水提升泵	Q=50m ³ /h, H=80m, N=22kW	台	2	--
	污水外排泵	Q=30m ³ /h, H=60m, N=15kW	台	2	--
	潜污泵	Q=30m ³ /h, H=20m, N=4kW	台	1	--
	绿化回用水泵	Q=24.5m ³ /h, H=50m, N=15kW	台	1	--
	潜污泵	Q=16.1m ³ /h, H=37.7m, N=5.5kW	台	2	--

表 3.4-5 本项目主要建构筑物一览表

序号	名称		建筑面积(m ²)	楼层设计	建筑结构
1	综合公寓	公寓综合楼	10790.09	3F	框架结构
2		库房	269.45	1F	框架结构
3		车库	370.34	1F	框架结构
4		设备用房	519.43	1F	框架结构
5		污水提升泵房	44.89	1F	框架结构
6		清水水罐及闸门间	20.26	1F	砖混结构
7		泵房及水箱间	239.15	1F	框架结构
8	新建采气井场	设备间	22×7	1F	轻钢结构、成品撬装房
9	新建集气站、克拉 212W 井场	设备间	24×2	1F	轻钢结构、成品撬装房
10	克拉 212W 井场	回注泵房	150	1F	轻钢结构、成品撬装房
11	阀室	阀组间	14×2	1F	轻钢结构、成品撬装房

3.4.4 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.4-6。

表 3.4-6 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	指标	
1	开发指标	产气	m ³ /d	275×10 ⁴	20×10 ⁴	克深 10 井
					50×10 ⁴	克深 10-1 井
					50×10 ⁴	克深 10-2X 井

续表 3.4-6 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	指标	
1	开发指标	产气	m^3/d	275×10^4	45×10^4	克深 10-3X 井
					40×10^4	克深 10-4 井
					35×10^4	克深 10-5 井
					35×10^4	克深 10-6 井
2		回注井回注	m^3/d	400	克拉 212W 井	
3	主要能耗	年耗电量	10^4kWh/a	830.6	—	
4		燃料气年耗量	$10^4 \text{m}^3/\text{a}$	67.16	—	
5	综合指标	总投资	万元	174063	—	
6		环保投资	万元	1254	—	

3.4.5 开发方案

动用储量：克拉苏气田克深 10 区块开发方案设计动用天然气地质储量 $519.07 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

开发指标：采用衰竭开发，年产气规模 $10.23 \times 10^8 \text{m}^3$ ，采气速度 1.97%，稳产 8 年，预测期末累产气 $208.70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产水 $134.92 \times 10^4 \text{t}$ ，天然气地质储量采出程度为 40.21%。

3.4.6 工程组成

克拉苏气田克深 10 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、配套工程及公辅工程等组成。工程组成一览表见 3.4-7。项目工程组成及位置关系图见图 3.4-1

表 3.4-7 工程组成一览表

序号	项目名称	工程内容	单位	规模	备注
1	钻井工程	新建采气井	口	4	克深 10-1 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井
		完钻井	口	1	克深 10 井
		在钻井	口	2	克深 10-2X 井、克深 10-3X 井
		新建气田水回注井	口	1	克拉 212W 井

续表 2.4-7 工程组成一览表

序号	项目名称	工程内容		单位	规模	备注
2	站场工程	新建采气井场		座	7	克深 10 井、克深 10-2X 井、克深 10-3X 井、克深 10-1 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井
		新建回注井场		座	1	克拉 212W 井
		新建集气站站		座	1	克深 10 集气站
		改建集气站		座	1	克深 3 集气站新建清管接收装置
		新建阀室		座	2	支线阀室 1、支线阀室 2
3	集输工程	采气管线		km	4.1	新建各单井至集气干线 A 段采气支线
		集气干线		km	4.5	集输干线 A 段(克深 10-3X 井场至克深 10 集气站)
					11.2	集输干线 B 段(克深 10 集气站至克深 3 集气站)
		气田水转输管线		km	9	克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场气田水转输管线
					15.4	克深 10 集气站至克深天然气处理厂气田水转输管线
4	配套工程	综合公寓	占地面积	hm ²	2.72	300 人标准化公寓
5	公辅工程	供配电		km	25	10kV 外电线路, 导线型号为 LGJ-120 和 LGJ-70
		自控系统		-	-	采用 RTU(Remote Terminal Unit) 系统完成站场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。
		通信		km	31.2	24/48 芯 ADSS 架空光缆, 气田集输光缆线路采用与新建 10kV 电力线路同杆架空敷设, 局部(接入部分)单独开沟直埋敷设
		道路		km	10.5	新建以克深 2 区块集气干线道路为起点, 克深 10-5 井进场道路为终点的主干路
					5	新建 7 条进场道路共计 5km

3.4.6.1 新钻井工程

3.4.6.1.1 工程建设内容

工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四部分, 其具体工程见表 3.4-8。典型井场钻井期平面示意图见图 3.4-2。

表 3.4-8 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场道路	宽约 4.5m	km	0.5	砂石路面
2	井场面积	长×宽(120m×90m)	m ²	10800	新建
	钻井平台	—	套	1	新建
3	应急池	500m ³	座	1	撬装组合型钢板池
	主放喷池	100m ³	座	1	撬装组合型钢板池
	副放喷池	100m ³	座	1	撬装组合型钢板池
4	活动房	—	座	42	人员居住；撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数；并对岩层孔度等进行测量			
完井		进行完井作业后，拆除井场设备，安装采气树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产气量无工业开采价值，则进行水泥塞封井			
钻后工程					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采气树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

3.4.6.1.2 井身结构及泥浆体系

(1)井身结构

本项目新钻 4 口采气井，1 口回注井。

1) 采气井采用塔标 II 五开井身结构，井身结构见图 2.5-2。

一开 660.4mm 钻头钻至 200m 左右，下入 508mm 套管，封固上部疏松地层；

二开 444.5mm 钻头钻至盐层顶，下入 365.13mm+374.65mm 套管，封固盐上相对低压层；

三开 333.4mm 钻头钻至中泥岩段顶部，下入 273.05mm+293.45mm 套管，确

密封固克拉 8 断层、高压盐水可能发育井段及全部软泥岩地层；

四开 241.3mm 钻头钻至下泥岩段，下入 196.85mm+206.38mm 套管，封固全部含盐地层；

五开 168.3mm 钻头钻至完钻井深，悬挂 131mm 尾管固井完井。

2) 气田水回注井采用塔标 I 四开井身结构，井身结构见图 3.4-3。

一开 660.4mm 钻头钻至 30m 左右，下入 508mm 套管，封地表；

二开 444.5mm 钻头钻至 300m，下入 339.7mm 套管，封固浅层气活跃井段；

三开 311.2mm 钻头钻至 1500m 左右，下入 244.5mm 套管，封固断层及以上地层；

四开 215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入 177.8mm 套管，封固目的层。

(2) 钻井液及储层保护方案

1) 采气井

全井采用油基钻井液体系，一开密度 1.20~1.50g/cm³；二开密度 1.80~2.00g/cm³；三开密度 2.40~2.50g/cm³；四开密度 2.20~2.35g/cm³；五开密度 1.71~1.75g/cm³。

2) 气田水回注井

一开采用膨润土聚合物体系，密度 1.08~1.20g/cm³；二开采用 KCl 聚合物体系，密度 1.45~1.70g/cm³；三开采用 KCl 聚磺体系，密度 1.50~1.70g/cm³；四开采用 KCl 聚磺体系，密度 1.50~1.70g/cm³。

(3) 固井方案

1) 采气井

一开采用常规密度水泥浆单级一次上返固井；二开采用常规密度水泥浆单级一次上返固井，若固井发生漏失，反挤补救；三开采用双级固井，其中一级采用双凝水泥浆，二级采用常规水泥浆，若一级未实现有效封隔，则二级采用双凝水泥浆；四开采用尾管+回接固井，尾管固井采用抗盐双凝水泥浆，回接固井采用单凝水泥浆；五开采用尾管悬挂固井，采用双凝防气窜水泥浆。

2) 气田水回注井

一开及二开采用常规密度水泥浆内插法固井；三开采用常规密度水泥浆单级固井；四开采用常规密度水泥浆尾管+回接固井。

3.4.6.1.3 主要设备设施

项目钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等；钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设备；钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。单座井场各阶段所需设备设施情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 单座井场施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	单位	数量
钻前工程	装载机	—	辆	2
	挖掘机	—	辆	2
钻井工程	机械钻机	ZJ90 钻机	套	1
	井架	JJ450/45-X	套	1
	底座	DZ450/10.5-X	套	1
	绞车	JC70LDB	套	1
	天车	TC450	套	1
	游车/大钩	YC450/DG450	套	1
	水龙头	SL450-5	套	1
	转盘	ZP375	套	1
	柴油发电机	—	台	4
	泥浆泵	3NB-1600F	台	2
	循环罐	—	个	7
	振动筛	—	台	2
	除气器	ZCQ220	台	1
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	台	1
	离心机	GW458-842/GL255-1250	台	1
	液气分离器	NQF1200/0.7	台	1
	钻台紧急滑道	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	个	1
	单闸板防喷器	FZ35-70	个	1
	双闸板防喷器	2FZ35-70	个	2

续表 3.4-9 单座井场施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	单位	数量
钻井工程	压井管汇	YG78/103-70	个	1
	节流管汇	JG78/103-70	个	1
钻后工程	运输车辆	—	辆	10
	装载机	—	辆	2
测试放喷	采气树	—	套	1
	三相计量分离器	—	套	1
	凝析油储罐	50m ³	个	4
	放空管	—	个	1

3.4.6.2 地面工程

3.4.6.2.1 井场平面布置

(1) I 型井场：克深 10、克深 10-5、克深 10-6 井场平面布置

克深 10 井场、克深 10-5 井场、克深 10-6 井场设施相同。

井场内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、防冻剂加注撬、孔板计量装置、安全阀和手动放空阀及井口放喷装置。

井场设置有井口区、工艺装置区、焚烧池、防冻剂加注撬区、设备间。

(2) II 型井场：克深 10-1 井场、克深 10-2X 井场、克深 10-4 井场平面布置

克深 10-1 井场、克深 10-2X 井场、克深 10-4 井场设施相同。

井场内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、孔板计量装置、安全阀和手动放空阀及井口放喷装置。

井场设置有井口区、工艺装置区、焚烧池、设备间。

(3) III 型井场：克深 10-3X 井场平面布置

井场内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、孔板计量装置、安全阀和手动放空阀、井口放喷装置和清管发送装置。

井场设置有井口区、工艺装置区、焚烧池、防冻剂加注撬区、设备间。

(4) 克拉 212W 井场平面布置

回注井场主要包括：井口区、回注泵房及缓冲水罐。井口区位于井口；回注泵房位于站场大门附近，便于人员操作。在回注泵房南侧布置缓冲水罐。

3.4.6.2.2 集气站平面布置

(1) 克深 10 集气站平面布置

克深 10 集气站内主要工艺设施包括：防冻剂加注撬、缓蚀剂加注撬、生产分离器撬、安全阀和手动放空阀、清管发送装置和清管接收装置。

集气站设置有工艺装置区、设备间、气田水罐区。工艺装置区布置于站场内北侧；气田水罐区位于站场内南侧；设备间位于站场大门附近，便于人员操作。

(2) 克深 3 集气站改造平面布置

克深 3 集气站内扩建 P16MPa DN250 智能清管接收装置 1 套，用于接收克深 10 集气站来的清管器，集气干线 B 段来气接入克深 3 集气站内已建 DN500 出站管道上。

3.4.6.3 集输工程

本项目新建采气管线 4.1km，集气干线 15.7km，气田水转输管线 24.4km。区块内集输管道见表 3.4-10。区域管线走向示意图见图 3.4-11 至图 3.4-13。

表 3.4-10 集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	穿越敏感区情况	输送介质
1	采气管线	克深 10-1 井场	集气干线 A 段	0.2	22Cr 双相不锈钢；DN80	不穿越敏感区，荒漠	采出气
2		克深 10-2X 井场	集气干线 A 段	0.2			
3		克深 10-4 井场	克深 10 集气站	0.8			
4		克深 10-5 井场	克深 10-3X 井场	1.0			
5		克深 10-6 井场	克深 10 集气站	0.5			
6		克深 10 井场	集气干线 A 段	1.4			
7	集气干线 A 段	克深 10-3X 井场	克深 10 集气站	4.5	22Cr 双相不锈钢；DN200	不穿越敏感区，荒漠	天然气
8	集气干线 B 段	克深 10 集气站	克深 3 集气站	11.2	L360N 无缝钢管；DN250	不穿越敏感区，荒漠	
9	气田水转输管线	克深 10 集气站	克深天然气处理厂	9	柔性复合管；DN100	不穿越敏感区，荒漠	气田水
10		克拉 2 中央处理厂	克拉 212W 井场	15.4	柔性复合管；DN150	不穿越敏感区，荒漠	气田水

3.4.6.4 配套工程

本项目新建综合公寓 1 座，占地面积为 2.72hm^2 ，包括公寓综合楼、室内运动馆、门卫、生活污水处理装置区、锅炉房、车库等，供暖方式为燃气热水锅炉供暖。配套建设生活污水处理装置 1 套，以及配套的场地、给排水、消防、采暖、通风、电气、通讯等。

3.4.6.5 公辅工程

3.4.6.5.1 钻井期公辅工程

(1) 供电

钻井期钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备直接从附近电网引入。柴油发电机作为备用电源。

(2) 给排水

①给水：工程用水主要包括钻井用水和生活用水。

4 口采气井主要用水为生活用水，生活用水由罐车拉至井场和生活区，单座井场工程井队人数约 60 人，施工天数 341d，按生活用水量 $100\text{L/d} \cdot \text{人}$ 计，单口井生活用水量 2046m^3 ，4 口采气井总用水量 8184m^3 。

回注井主要用水包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，主要用于配制泥浆，钻井用水量约为 798m^3 。生活用水由水罐车拉至井场和生活区，钻井人数一般为 60 人，按每人每天用水量 100L 计算，则生活用水量为 510m^3 。

②排水：工程废水主要为酸化压裂废水和生活污水。

压裂作业产生的酸化压裂废水，单座井场产生量约 80m^3 ，本项目钻井工程酸化压裂废水总产生量为 400m^3 ，酸化压裂废水收集在回收罐内，清运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理，不外排。生活污水产生量按用水量 80% 计，各井生活污水总产生量为 6955.2m^3 。生活污水排入生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期清运至现有克深作业区生活污水处理设施处理。

(3) 供热

若单井冬季施工，生活区供暖方式采取电采暖，测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。

(4) 道路

本项目各单井钻前工程需修建井场道路，各单井道路从就近道路引接。新建 7 条进场道路共计 5km，井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构。

(5) 危险化学品间

本项目钻井过程中使用的烧碱属于危险化学品，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。

(6) 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，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的废机油和烧碱废包装袋，废机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，并与废机油存放有一定的界限。

3.4.6.5.2 运营期公辅工程

(1) 供电工程

克深 10 区块由克深内部集输 2#西干线就近 T 接一回 10kV 架空电力线路至克深 10-5 井场为该区块新建井场供电，线路规格 LGJ-120，线路长度约 10km。其余井场均由该回 10kV 架空电力线路就近 T 接 10kV 电源，线路长度总共 6.5km，线路规格 LGJ-70。同时克深 10 集气站由克深 1003 井场 10kV 电力支线 T 接一回 10kV 电源作为第二电源，线路长度总共 1.5km，线路规格 LGJ-70。

克拉 212W 回注井由克拉水源站至克拉 3 井场 10kV 架空电力线路就近 T 接一回 10kV 电源供电，线路规格 LGJ-70，线路长度约 3km。

克深 3 集气站改造利用站内已建低压配电柜的备用回路引接一回 AC380V 电源，现场设置防爆电伴热配电箱 1 面为新增电伴热负荷供电。

克拉 8 井转供电工程由克深 1002 井场 10kV 电力支线就近 T 接一回 10kV 电源供电，线路规格 LGJ-70，线路长度约 2km。

综合公寓供电工程拆除占用新建综合公寓建设用地范围内的 10kV 综合公寓线和东干线分支 8003 井架空线 1.0km，将这两条架空线路分别改线至本次工程西侧围墙外 200m 处，新建 10kV 架空线路 2.0km，已建箱变 10kV 供电电缆改

接至新建综合公寓 10kV 架空线路终端杆处。

(2) 通信工程

井口参数采集及上传、井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。

气田集输光缆线路采用与新建 10kV 电力线路同杆架空敷设，局部(接入部分)单独开沟直埋敷设的建设方案。光缆采用 ADSS 架空光缆(全介质自承式光缆)，光缆芯数按 24/48 芯考虑。

光缆线路由 3 部分组成：

①48 芯干线架空光缆线路在已建克深 3 集气站~克深 1 集气站干线光缆上“T”接，止于克深 10-5 井场，长度约为 12km；

②各采气工艺站场 24 芯支线架空光缆线路长度约为 15.6km；

③克拉 212W 回注井场 24 芯架空光缆线路在已建克拉 3 单井集气站支线架空光缆线路上就近 T 接，长度约为 3.6km。

(3) 供热

本项目新增 2 台 350kW 燃气热水锅炉，负责综合公寓的生活热水。燃气热水锅炉燃料气气源为克深天然气处理厂处理后的天然气。燃气热水锅炉年运行 330d，每天运行时间为 24h，年有效运行时间为 7920h，本项目 2 台锅炉天然气年消耗量 67.16 万 m^3 。

新建站场设备间设置电暖器供暖。

(4) 给排水

营运期本项目新增 12 名劳动定员，负责对克深 10 区块所辖井站场的天然气生产进行全面管理(包括井站场的运行、维护工作)。本项目新建 1 座 300 人综合公寓，营运期用水主要为新增劳动定员、综合公寓内住宿办公人员生活用水、燃气热水锅炉用水。

本项目营运期总用水量为 64.2 m^3 /d，其中新水用量为 64.2 m^3 /d，循环水量 0 m^3 /d。

新水：本项目新水依托现有克深水源井，新水用量为 64.2 m^3 /d，其中本项

目新增劳动人员 12 人和新建 1 座 300 人标准综合公寓,生活用水按 100L/d·人考虑,生活用水量 31.2m³/d; 燃气热水锅炉补水 33m³/d。

排水: 本项目废水产生量总计 57.96m³/d。其中为生活污水产生量为 24.96m³/d, 软水制备系统排污水 3m³/d, 综合公寓排污水为 30m³/d, ,全部经生活污水处理设施处理达标后冬储夏灌。

本项目各生产井生产后期气田水最大产生量为 173.8m³/d, 气田水经克深 10 集气站气液分离后, 通过新建气田水转输管线输至克深天然气处理厂已建重力沉降罐, 经采出水处理设施处理后回注地层。

本项目气田水回注量为 400t/d, 气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂已建气田水转输泵, 回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012), 气田回注水经新建气田水转输管线输至克拉 212W 井后首先存储在回注罐内, 经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注地层。

(5) 防腐工程

本项目气田水转输管线采用埋地敷设, 采用耐腐蚀性好的柔性复合管, 不需要额外采取防腐措施。

输气管线防腐: 本项目 L360N 材质的集气干线 B 段推荐采用外防腐层和阴极保护的联合保护方案。22Cr 材质的所有线路管道均推荐采用防腐层保护方案。

线路管道均采用三层 PE 常温型防腐层预制。

本项目 L360N 集气干线 B 段采用强制电流阴极保护法, 可依托克深 3 集气站的强制电流阴极保护系统进行保护。

(6) 道路工程

本项目新建以克深 1 区块集气干线道路为起点, 克深 10-5 井为终点的主干路 10.5km。

一般路段路基宽度为 4.5m, 路基横断面布置为: 0.5m(土路肩)+3.5m(行车道)+0.5m(土路肩)。

(1) 一般路段路面

该工程道路采用砂石路面, 路面结构自上而下为: 15cm 级配碎石面层+

18cm 天然砂砾基层。

(2) 特殊路段路面

特殊路段根据排水需要设置过水路面，过水路面采用水泥混凝土路面，路面结构自上而下为：20cm 厚水泥混凝土+20cm 厚级配碎石+10cm 厚天然砂砾。过水路面需设置护柱等安全引导设施。

3.4.6.6 原辅材料

3.4.6.6.1 钻井期原辅材料

3.4.6.6.2 营运期原辅材料

工程营运期原辅材料消耗主要为新增燃气热水锅炉使用的天然气、新建单井加注的甲醇和缓蚀剂。

① 燃料气

新建 2 台热水锅炉燃料气气源为克深天然气处理厂处理后的天然气，天然气不含硫化氢和总硫。本项目天然气年消耗量总计 67.16m^3 。燃料气低位发热值为 $33.05\text{MJ}/\text{m}^3$ 。

② 甲醇(防冻剂)、缓蚀剂

甲醇(防冻剂)、缓蚀剂全部罐装拉运至各站场，其中甲醇(防冻剂)主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，年用量为 248.2m^3 ，克深 10 井用量约为 $150\text{L}/\text{d}$ ，克深 10-5 井用量约为 $100\text{L}/\text{d}$ ，克深 10-6 井用量约为 $80\text{L}/\text{d}$ ，克深 10 集气站用量约为 $350\text{L}/\text{d}$ ；缓蚀剂为液体，主要作用为防止集输管道腐蚀，在克深 10 集气站出站位置设置缓蚀剂加注撬，对集气干线 B 段进行缓蚀剂加注，年用量为 83m^3 。

3.4.6.7 闭井

闭井期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)及《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

3.4.7 工艺流程及排污节点分析

3.4.7.1 施工期工艺流程及排污节点分析

3.4.7.1.1 钻井

项目钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程(确定井位、井场准备)、钻井工程(钻井、完井)和连接生产管线等主要步骤。工艺流程示意图见图3.4-15。

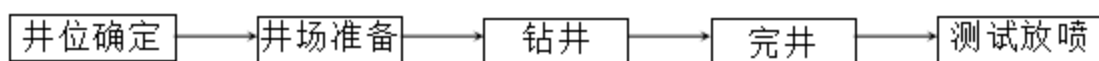


图3.4-15 钻(完)井工艺流程图

(1) 钻前工程

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

项目需修建井场道路，宽约4.5m，长度根据井场与最近道路的距离合理确定。根据选定路线，由推土机推平、压实即可。

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、岩屑池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的挖方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程废气污染源主要为施工扬尘和施工设备及车辆废气，土方施工时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，生活污水排入防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理装置处理；噪声污染源主要为施工及运输车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾，定点收集，定期拉运至大北地区固废填埋场填埋。

(2) 钻井作业

采气井钻井时间为 341 天，且为 24h 连续作业；回注井钻井时间为 85 天，且为 24h 连续作业。

工程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。电源由区域电网提供。若工程施工期为冬季，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，电源由区域电网提供。

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开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

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。

本项目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》。

钻井作业施工过程中废水污染源主要为钻井废水和生活污水，其中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；生活污水排入防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理装置处理；噪声污染源主要为柴油发电机、泥浆泵及钻机噪声，采取安装消声器、基础减振等降噪措施；固体废物主要为岩屑、废泥浆、含油废物及生活垃圾，回注井钻井岩屑随钻井泥浆一同处置，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，分离后的固相可用于铺垫井场、道路等；磺

化水基泥浆废弃物，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，达标固废用于铺垫井场、道路等；采气井油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站采用 LRET 工艺无害化回收；含油废物收集后在井场的危废暂存间暂存，钻井期间产生的废油收集后在井场的危废暂存间暂存，拉运至油基废钻完井液资源综合回收利用站进行处理和资源化回收；生活垃圾定点收集，定期拉运至大北地区固废填埋场填埋。

(3) 测试放喷作业

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，油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至引至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

测试放喷过程废气污染源主要为放喷天然气燃烧废气，燃烧废气直接排放。**废水污染源**主要为酸化压裂作业废水和施工人员生活污水，酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理装置处理；**噪声污染源**主要为放喷气流噪声和机械设备运行噪声，采取机械设备基础减振的降噪措施。固体废物主要为施工人员生活垃圾，集中收集后拉运至大北地区固废填埋场填埋。

3.4.7.1.2 地面工程

本项目地面工程主要为新建井场、改建站场、综合公寓建设。

(1) 新建井场及改建站场

井场配套设备安装及各站场改建施工前对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将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，清除井场临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

(2) 综合公寓建设

工程前期进行施工方案和施工图设计，而后施工单位进场，进行土石方施工，土石方施工工序包括场地平整及基坑开挖和回填，工程的基础完成后，进行结构施工，结构施工工序包括建筑物主框架的钢结构搭建、承重墙体的浇筑，建筑施工工序包括建筑物外墙和楼板的施工，建筑物主体建设完成后，装修单位入场，进行建筑物的内外装修，与此同时进行项目区地面的硬化和绿化，最后进入竣工验收阶段。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，土石方施工、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，收集后统一送至克深地区天然固废场填埋。

3.4.7.1.3 集输工程

本项目管道施工方案内容主要为集气管线建设、气田水转输管线敷设及井场配套设备安装，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。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土方存放点，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、集输管线保持一定距离：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 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区土方单侧堆放，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，并设置废旧轮

胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，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。本项目集输管线和燃料气管线最小管顶埋深 1.2m。

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

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

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，一个作为接收坑。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吻合。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收坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求

进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。

(3) 管道连接与试压

集气管线采用焊接组装。焊接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集气管线试压介质采用洁净水，气田水转输管线使用空气试压，管道试压分段进行，集气管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化；气田水转输管线试压废气自然排放。

(4) 井场、站场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场、站场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采气树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出气通过新建集气管线输送至克深3集气站，然后再通过现有集气管线输送至可是天然气处理厂处理。

(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回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于1.2m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自然沉降富裕量，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。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。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；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；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域绿化；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；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至克深地区天然固废场填埋。

3.4.7.1.4 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。

(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将产生一定的不利影响。

② 废气

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

③ 废水

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

3.4.7.2 营运期工艺流程及排污节点分析

3.4.7.2.1 单井工艺

(1) I 型井场:克深 10、克深 10-5、克深 10-6 井场工艺流程

克深 10 井场、克深 10-5 井场、克深 10-6 井场工艺流程相同。

各井站均采用两级节流，两级节流采用采气树自带节流阀。井口天然气经两级节流后计量，克深 10-5 井场通过采气支线接入克深 10-3X 井场，克深 10 井场通过采气支线接入克深 10 区块集气干线 A 段，克深 10-6 井场通过采气支线接入克深 10 集气站。二级节流后管线上设置弹簧全启式安全阀，保证在关井失败的情况下能起跳放空，保证安全，放空量按井场全量放空设计。同时设焚烧池 1 座，采用手动点火。上述 3 座井场节流后有形成水合物风险，因此在一级节流阀和二级节流阀间设置防冻剂加注设施。

(2) II 型井场：克深 10-1 井场、克深 10-2X 井场、克深 10-4 井场工艺流程
克深 10-1 井场、克深 10-2X 井场、克深 10-4 井场工艺流程相同。

各井均采用两级节流，两级节流采用采气树自带节流阀。井口天然气经两级节流后计量，克深 10-1 和克深 10-2X 井场通过采气支线接入克深 10 区块集气干线 A 段，克深 10-4 井场通过采气支线接入克深 10 集气站。二级节流后管线上设置弹簧全启式安全阀，保证在关井失败的情况下能起跳放空，保证安全，放空量按井场全量放空设计。同时设焚烧池 1 座，采用手动点火。

(3) III 型井场：克深 10-3X 井场流程

井场采用两级节流，两级节流采用采气树自带节流阀。井口天然气经两级节流后计量，再通过集气干线 A 段将天然气输送至下游克深 10 集气站。二级节流后管线上设置弹簧全启式安全阀，保证在关井失败的情况下能起跳放空，保证安全，放空量按井场全量放空设计。同时设焚烧池 1 座，采用手动点火。

井场内设置 P16MPa DN200 智能清管发送装置，用于对集气干线 A 段进行智能清管及内检测。

单井采气期间废气污染源主要为井场内采气树阀门泄露形成的挥发性有机废气，天然气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；噪声污染源主要为采气树、计量装置等设备噪声，采取基础减振措施；正常情况下井场运营期无固废产生。

3.4.7.2.2 站场工艺

(1) 克深 10 集气站工艺流程

集气站设置进站阀组，接收上游集气干线 A 段和克深 10-4 井场、克深 10-6

井场来原料气后，进入站内设置的生产分离器气液分离，分离后的气相去清管发送装置，通过集气干线 B 段输送至克深 3 集气站。分离后的液相通过新建的气田水管线输送至克深天然气处理站重力沉降罐。

集气站内设置 P16MPa DN200 智能清管接收装置，用于接收上游集气干线 A 段来的清管器；集气站内设置 P16MPa DN250 智能清管发送装置，用于对克深 10 集气站至克深 3 集气站的集气干线 B 段进行智能清管及内检测。井场内设置防冻剂加注撬，对站内天然气进行防冻剂加注，在出站位置设置缓蚀剂加注撬，对集气干线 B 段进行缓蚀剂加注。

(2) 克深 3 集气站改造工艺流程

克深 3 集气站内扩建 P16MPa DN250 智能清管接收装置 1 套，用于接收克深 10 集气站来的清管器，集气干线 B 段来气接入克深 3 集气站内已建 DN500 出站管道上。进站设置手动放空及紧急切断阀，在进站气体发生超压低压、站内事故等情况下报警并切断气源，超压情况下手动泄压放空，以保护站内设备的安全。

站场工艺废气污染源主要为集气站阀门泄露形成的挥发性有机废气，管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；噪声污染源主要为站场生产分离撬等设备产生的噪声，通过选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振降低噪声；固体废物主要为清管过程中产生的清管废物，收集后定期由有危废处置资质的单位接收处置。

3.4.7.2.3 集输工艺

(1) 集输工艺

气田内部集输采用单井集气、采气管线气液混输工艺。本项目所有新建单井原料气就近接入集气干线 A 段或克深 10 集气站，克深 10 集气站气液分离后液相通过新建气田水转输管线输至克深天然气处理厂已建重力沉降罐；气相通过新建集气干线 B 段输至克深 3 集气站，经已有集输管线输至克深天然气处理厂处理。

(2) 计量工艺

每座井场设置孔板计量装置对井口原料气进行计量，克深 10 区块设置 1 台移动分离计量撬，根据需要对井场的产气量、产液量分别进行计量。

(3) 清管工艺

本项目对集气干线A段和集气干线B段进行定期清管。清管时，设置好清管发球器，打开清管发球器阀门，管内高压天然气将清管器推入集输管道，利用管道内天然气的压力推动清管器清管，当球通过，指示器发出通过信号，并确认清管球进入收球筒后，打开出站电动阀，恢复正常运行；同时关闭清管器前电动阀和清管器的旁通管阀。确定筒内无压力后，打开快开盲板，取出清管器，并排出筒中清管废渣。

(4) 防冻及防腐工艺

防止天然气水合物的产生，可采用天然气脱水、加热、保温或向天然气中注入抑制剂等措施。加热法、注醇法是集输系统常用的防止水合物的工艺。适宜的水合物防止方法应根据油气田的实际情况、结合已采用的其它集气工艺作法来选择，以费用低、效果可靠和不影响环境保护作为评选的主要原则。本次工程选择注入甲醇防止天然气水合物的生成。缓蚀剂采用连续加注方式。投产之后，通过缓蚀剂注入系统向集气干线B段管道内连续注入防止 $H_2S-CO_2-H_2O$ 等介质引发腐蚀的缓蚀剂，控制管道内腐蚀。

集输过程中管道密闭输送，无废气、废水、噪声产生；固体废物主要为清管过程中产生的清管废物，收集后定期由有危废处置资质的单位接收处置。

3.4.7.2.4 回注工艺

新建克拉212W井，在克拉212W井场新建新建回注罐1座，回注泵房一座，回注泵房内设置喂水泵2台，回注泵2台，新建克拉2中央处理厂至克拉212W井场的气田水转输管线，以保障后期注水开发需求。气田水回注水源接自克拉2中央处理厂已建转输泵，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田水转输管线输至克拉212W井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注。

气田水回注过程无废气、废水及固废产生，噪声污染源主要为克拉212W井场喂水泵、高压回注泵等设备噪声，采取基础减振的降噪措施。

3.4.7.2.5 公寓生活污水处理工艺

综合公寓生活污水处理装置采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺

对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准。合格后的生活污水经泵提升至站外，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入新建生活污水暂存池暂存。污水处理具体工艺流程如下：

(1)化粪池、隔油池

综合公寓生活污水经管网收集后，汇入化粪池内，食堂废水进入室外隔油池，经初步沉淀后上清液自流至格栅井进行处理。

(2)格栅

化粪池、隔油池污水首先汇入格栅池，以去除废水中夹杂的毛发、废渣、纸屑等大颗粒物质，经格栅处理后的废水进入调节池。

(3)污水调节

污水调节池的作用是通过调节水质、水量的调节，保证一体化污水处理设备正常工作，不受污水高峰流量或浓度变化的影响。

(4)一体化设备污水处理

一体化设备为地理式，内置生物氧化池、消毒池，涉及到的主要工艺为生物接触氧化。

①膜生物反应器

出调节池的污水经提升泵送入生化处理工序，采用生物氧化工艺进一步处理，设备内设置悬挂式填料，污水在生物氧化池中浸没整个填料支架，与生长在填料上的大量微生物充分接触；用鼓风机在填料底部进行连续曝气充氧，空气自下而上，夹带待处理的废水，自由通过填料部分到达水面，空气逸走后，废水则在填料间格自上向下返回底部。填料上的微生物在有氧的条件下进行新陈代谢，与废水进行物质交换，污染物进入微生物，微生物代谢产物进入水流，从而达到净化废水的目的。再通过外压作用下由膜过滤出水进行固液分离。

②消毒

经膜生物反应器处理后的污水进行消毒处理，对污水中残留的细菌及病原体进行去除，本项目采用固体氯片消毒。

(5) 污水外排

消毒后的污水进入清水池，由清水外排泵输至站外，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入新建生活污水暂存池暂存。

(6) 污泥处置

膜生物反应器内设污泥回流泵，将污泥回流至膜生物反应器前端，将系统产生的剩余污泥输送至污泥池，污泥池内污泥通过污泥泵定期排出外运，上清液回流到膜生物反应器进行处理。

本项目运行过程中，废气污染源主要为污水处理设施产生的无组织恶臭气体，通过及时清运污泥、加盖密闭等措施可有效减轻恶臭无组织排放的影响；噪声污染源主要为泵类等设备产生的机械噪声，采用泵房隔声的降噪措施；固废污染源主要为化粪池沉渣、格栅拦截的栅渣和污泥池污泥，全部送克深地区天然固废场填埋。

3.4.7.2.6 修井作业工艺流程

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 4~5 年 1 次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致气井无法正常生产。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。

修井工程噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废水主要为修井产生的废液，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；固体废物主要为修井过程中产生的含油废物，收集后送有危险废物处置资质的单位妥善处理。

3.4.7.3 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管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送克深地区天然固废场填埋。

3.4.8 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，管线敷设及油田内部道路建设，井场建设、综合公寓建设、站场改造等。施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境产生一定的影响。

(1) 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为综合公寓、井场、站场和道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、生活区临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

表3.4-15 本项目占地面积汇总一览表

序号	工程内容	占地面积(m ²)			占地类型		说明
		永久占地	临时占地	总占地	永久占地	临时占地	
1	单井(克深10-1井、克深10-4井、克深10-5井、克深10-6井、克拉212W井)	18000	46000	64000	裸岩及戈壁	裸岩及戈壁	单井井场施工期用地面积10800m ² ，生活区占地2000m ²
2	单井(克深10井、克	10800	0	10800	裸岩及	裸岩及	新建井场，本次新

克拉苏气田克深 10 区块开发方案地面工程环境影响报告书

	深10-2X井、克深10-3X井)				戈壁	戈壁	增永久占地
3	克深10集气站	12328	0	12328	裸岩及戈壁	裸岩及戈壁	新建站场,本次新增永久占地
4	克深3集气站改造	—	—	—	—	—	站场内改建,本次不新增占地
5	阀室	28	0	28	裸岩及戈壁	裸岩及戈壁	新建阀室,本次新增永久占地
6	综合公寓	27190	0	27190	裸岩及戈壁	裸岩及戈壁	—
7	管线	0	264000	264000	裸岩及戈壁	裸岩及戈壁	总长 44.2km,其中集气干线B段 11.2km 与气田水转输管线同沟敷设,施工作业宽度控制在 8m 范围内
8	道路	69750	31000	100750	裸岩及戈壁	裸岩及戈壁	道路15.5km,路基宽4.5m,扰动范围按两侧各+1m计算
合计		138096	341000	479096	—	—	—

综合公寓、井场、管线施工过程中,不可避免的对地表植被造成破坏,造成土壤扰动,容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区,对于穿越植被密集区,开挖过程中应分层开挖,单侧分层堆放,施工结束后,分层循序回填压实。

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃。据此,测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离,油水混合物进入油水罐储存,分离出的气体燃烧放空,当伴生气含有硫化氢时,通过燃烧转化成二氧化硫,可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量,依据具体情况设定测试放喷时间,一般为 1~2d。

②施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

③车辆尾气和焊接烟气

在油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，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3) 施工废水

施工期产生的废水主要是钻井废水、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哈拉哈塘油田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；生活污水排入防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理装置处理。

(3) 施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机等，产噪声级在 85~100dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(4) 固体废物

本项目施工过程中产生的固体废物主要为施工土方、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。

项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废场填埋；回注井膨润土泥浆岩屑排入岩屑池，干化后直接用于气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；回注井聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；采气井油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深207井的油基废

钻完井液资源综合回收利用站采用LRET工艺无害化回收；含油废物采用钢制铁桶收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工人员生活垃圾集中收集后，定期清运至大北地区固废填埋场填埋。

3.4.9 营运期污染源及其防治措施

3.4.9.1 废气污染源及其治理措施

气田生产过程中油气集输及外运过程中大气污染物主要是无组织泄露烃类气体、综合公寓燃气热水锅炉产生的燃烧烟气、生活污水处理设施产生的无组织废气和食堂油烟等。其主要污染物为烃类、颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 NH_3 、 H_2S 、臭气浓度和油烟等。

结合《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019)、《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、类比《城镇污水处理厂臭气处理技术规程》(CJJ/T243-2016)和《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 2.4-16。

表 3.4-16 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m^3)	治理措施	排气筒高度 (m)	烟气量 (m^3/h)	排放浓度 (mg/m^3)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
1	1#燃气热水锅炉烟气	颗粒物 NO_x	20 150	使用清洁能源	23	439	20 150	0.0088 0.0659	7920	0.0697 0.5219
2	2#燃气热水锅炉烟气	颗粒物 NO_x	20 150	使用清洁能源	23	439	20 150	0.0088 0.0659	7920	0.0697 0.5219
3	克深 10 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.012	8760	0.109
4	克深 10-1 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.031	8760	0.273
5	克深 10-2X 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.031	8760	0.273
6	克深 10-3X 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.028	8760	0.245
7	克深 10-4 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.025	8760	0.218

8	克深 10-5 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	--	--	—	0.022	8760	0.191
9	克深 10-6 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	--	--	—	0.022	8760	0.191
10	克深 10 集气站无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	--	--	—	0.171	8760	1.500
11	生活污水处理设施无组织废气	NH ₃ H ₂ S	—	盖板封闭	--	--	—	0.0015 0.0001	8760	0.013 0.0009
12	食堂油烟	油烟	—	油烟净化器	--	4000	2	0.008 ×5	2190	0.088

(3) 生活污水处理设施无组织废气

类比《城镇污水处理厂臭气处理技术规程》(CJJ/T243-2016)中恶臭气体浓度,综合公寓生活污水处理设施无组织废气中NH₃排放速率为0.0015kg/h, H₂S排放速率为0.0001kg/h。按年有效工作时间8760h计算,综合公寓生活污水处理设施NH₃年排放量为0.013t/a, H₂S年排放量为0.0009t/a。

(4) 食堂油烟

综合倒班公寓设置食堂 1 座,该食堂设置有灶头 5 座,根据《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001),该食堂属于中型食堂。食堂运行过程中会有一定量的油烟废气产生,经过油烟净化器处理后通过食堂风机窗口排出,外排油烟废气量 4000m³/h,废气中油烟浓度为 2mg/m³,处理效率 75%,均满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 要求。按照食堂年运行时间 2190h(365d×6h)计算,年外排油烟 0.088t/a。

3.4.9.2 废水污染源及其治理措施

气田生产过程中产生的废水主要包括气田水、井下作业废水及综合公寓产生的生活污水等。

(1) 气田水

气田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,气田开发前期无采出水,随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。气田各生产井采出气混输至克深 10 集气站,分离后气

田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。

本项目气田水回注量为 400t/d, 气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂已建气田水转输泵, 回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012), 气田回注水经新建气田水转输管线输至克拉 212W 井后首先存储在回注罐内, 经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注地层。

根据设计提供资料, 本项目采气井生产后期采出水最大产生量为 173.8m³/d, 克拉 212W 井气田水回注量为 400t/d。

(2) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的, 主要是通过酸化、压裂等工序, 产生大量的酸化、压裂废水。平均每次修井排放废水 45m³, 按同类项目类比, 每口气井平均 4 年修井一次, 因此每口井井下作业废水年排放量为 11.25m³/a。开发方案气井共计 7 口, 则井下作业废水每年产生量合计 78.75m³。废水中主要含有酸、盐类和有机物, 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 生活污水

② 办公生活污水

本项目新建井场、集气站无人值守, 本项目新增劳动人员 12 人通过远程监控、人员定期巡检对克深 10 区块进行管理, 本项目设置 1 座 300 人标准综合公寓。生活用水按 100L/d·人考虑, 生活污水产生量为用水量的 80% 计, 则办公生活污水总计 24.96m³/d。类比可知, 生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 250mg/L、NH₃-N 为 20mg/L、SS 为 200mg/L。综合公寓办公产生的生活污水经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施, 处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 中 C 级标准, 夏季用于绿化用水, 冬季排至新建生活污水暂存池。按年工作 365 天计算, 则综合公寓生活污水产生量为 9110.4m³/a, 主要污染物产生量为 COD 3.644t/a、BOD₅ 2.278t/a、NH₃-N 0.182t/a、

SS1.822t/a。

②综合公寓排污水

本项目设置1座300人标准综合公寓。生活热水按100L/d·人考虑，则综合公寓排污水总计30m³/d。类比可知，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD₅为250mg/L、NH₃-N为20mg/L、SS为200mg/L。综合公寓排污水经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池。按年工作365天计算，废水产生量为10950m³/a，主要污染物产生量为COD 4.38t/a、BOD₅ 2.738t/a、NH₃-N 0.219t/a、SS 2.19t/a。

(4)软水制备废水

软水制备装置过程中产生废水 3m³/d，经收集后排入生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池暂存。

3.4.9.3 噪声污染源及其治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在各站场。噪声源为各类机泵、锅炉、分离器、计量装置等。噪声源强在80~105dB(A)，常用设备如分离器、计量装置等采取基础减震的措施，降噪效果可到15dB(A)；各类机泵采取厂房隔声、基础减震的措施，降噪效果可到25dB(A)。

3.4.9.4 固体废物及其治理措施

气田生产过程中产生的固体废物主要是清管废物、废树脂、生活垃圾、生活污水处理设施化粪池沉渣、栅渣和污泥。

(1)清管废渣

集输管线中的输气干线清管作业产生清管废渣，每年清管1~2次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为1.15kg/km，本项目集气干线总长为15.7km，每次废渣产生量约18.055kg，产生量最多约为0.036t/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，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

(2) 废树脂

新建 2 台燃气热水锅炉制备软化水的过程中会产生废树脂，软水制备系统树脂约 1~2 年更换 1 次，每次废树脂产生量约 100kg，则产生量最多约为 0.1t/a。废树脂收集后清运至克深地区天然固废场填埋。

(3) 生活垃圾

本项目新增劳动定员 12 人，新建综合公寓为 300 人标准公寓。生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按 1kg/d·人计算，年工作 365 天，生活垃圾产生量为 113.88t/a。产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理。

(4) 生活污水处理设施化粪池沉渣、栅渣和污泥

本项目生活污水处理设施营运期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣和污泥，其中化粪池沉渣产生量为 25t/a，栅渣产生量为 20t/a，污泥产生量为 20t/a，定期清运至克深地区天然固废场填埋。

本项目实施后，产生的危险废物污染源及治理措施情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 危险废物污染源及治理措施一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
清管废渣	HW08	900-249-08	0.036	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T, I	桶装收集后定期由有危废处置资质单位接收处置

3.4.10 闭井期污染源及其防治措施

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃建筑垃圾等，属于一般工业固体废物，废弃建筑垃圾等收集后送克深地区天然固废场填埋处置。

3.4.11 非正常排放

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

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

表 3.4-20 非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	非甲烷总烃	0.025
		颗粒物	0.01
		SO ₂	0
		NO _x	0.675

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

3.4.12 清洁生产分析

3.4.12.1 清洁生产技术和措施分析

3.4.12.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

(1) 钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

(2) 作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废润滑油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，从

而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准。

(8) 先进性分析。塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.12.1.2 运行期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

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

② 采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③ 井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④ 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤ 井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥ 井下作业过程中铺防渗土工膜防止落地油。

⑦ 优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

3.4.12.2 清洁生产水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

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

3.4.12.3 清洁生产结论

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

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

3.4.13 污染物年排放量

本项目实施后污染物年排放量见表 3.4-25。

表 3.4-25 本项目污染物排放一览表 单位: t/a

大气污染物						水污染物				固体废物
颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	氨	SS	COD	BOD ₅	氨氮	
0.139	0	1.044	3.0	0.0027	0.0018	0	0	0	0	0

3.4.14 三本账

本项目实施后污染物年排放量见表 2.4-26。

表 2.4-26 本项目“三本账”污染物排放一览表 单位: t/a

类别		废气						废水	固废
		颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	氨		
现有工程排放量	克深 3 集气站	-	-	-	0.21	-	-	0	0
	克深综合公寓	0.035	-	0.324	-	-	-	0	0
	克拉 2 中央处理厂气田水处理装置区	-	-	-	0.0009	-	-	0	0
本项目排放量		0.139	0	1.044	3.0	0.013	0.0009	0	0
本项目实施后排放量		0.174	0	1.368	3.2109	0.013	0.0009	0	0

本项目实施后 增减量	+0.139	0	+1.044	+3.0	+0.013	+0.0009	0	0
---------------	--------	---	--------	------	--------	---------	---	---

3.4.15 污染物总量控制分析

3.4.15.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x 、 VOC_s

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.4.15.2 本项目污染物排放总量

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOC_s)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOC_s 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOC_s (即非甲烷总烃)排放量估算为 3.0t/a，本评价以 VOC_s (即非甲烷总烃)实际排放量作为总量控制指标。

综上所述，本项目总量控制指标为： SO_2 0t/a， NO_x 1.391t/a， VOC_s 3.0t/a， COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 依托工程

3.5.1 克深天然气处理厂

克深天然气处理厂包含于克拉苏气田克深区块地面建设工程内。《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部以环审[2014]299 号文(详见附件)予以批复。2016 年 12 月，新疆维吾尔自治区环保厅以新环函[2016]2031 号文(详见附件)进行了竣工环保验收。克深天然气处理厂天然气总处理规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油处理规模为 50t/d、气田水处理规模为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

克深天然气处理厂实际天然气处理量 $1300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、实际气田水处理 $1200 \text{m}^3/\text{d}$ 。

现克深天然气处理厂天然气处理能力富余 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、气田水处理富余

800m³/d。

3.5.1.1 处理工艺

目前克深天然气处理厂设有 1 套规模为 $60 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 的集气装置、2 套脱水脱烃装置，单套装置处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2 套脱固体杂质装置、2 套乙二醇再生及注醇装置、1 套凝析油处理装置(设计规模为 50t/d)。天然气脱水脱烃采用“注乙二醇”+“J-T 阀节流制冷”低温分离工艺，脱固体杂质采用化学反应吸附法，乙二醇再生循环使用。

(1) 原料气处理

原料天然气从集气装置来，进入脱水脱烃装置，经过原料气预冷器冷却后，进入原料气分离器分离。分离之后的湿净化天然气与乙二醇贫液接触，与自低温分离器顶部来的冷产品气进行逆流换热。经 J-T 阀节流后进入低温分离器分离。分离出的冷干气换热，换热后的产品气进入吸附塔，引出至产品气过滤器，其中的固体杂质与吸附剂产生化学反应被吸附。

从原料气分离器出来的烃液进入凝析油处理装置处理，从低温分离器出来的醇烃混合液进入乙二醇再生及注醇装置处理。

从脱水脱烃装置分离出来的醇烃液，分别进入乙二醇再生及注醇装置。醇烃液先加热，经换热后降压进入三相分离器，从三相分离器出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的未稳定凝析油进入凝析油处理装置，分离出的乙二醇富液进入富液缓冲罐。乙二醇富液经过滤、换热后，进入乙二醇再生塔再生。再生塔顶出来的蒸气经冷却后，经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分输至污水处理装置。

从集气装置来的气田水/凝析油混合物和脱水脱烃装置来的凝液节流，经过滤后进入气田水缓冲罐，进行一级闪蒸，闪蒸气进入燃料气系统，气田水进入污水处理装置。

从气田水缓冲罐分离出的凝析油节流后与乙二醇再生装置来的液烃混合换热，再进行二级闪蒸，闪蒸气直接排放到低压火炬，气田水进入污水处理装置。

经二级闪蒸后得到的产品凝析油经泵提升后进入凝析油罐区储存。

(2) 气田水处理

克深天然气处理厂生产污水装置设 2 座沉降罐，承担全厂的生产污水和气田水的沉降除油处理任务。污水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺，设置 2 座 1000m³重力沉降罐，含油污水带压进入重力沉降罐，在进入沉降罐之前投加破乳剂，以提高沉降效果，在气田开发前期，气田水较少，可保证较长的沉降时间，气田开发后期，气田产出水量增大，沉降时间至少能保证 16 小时，沉降除油处理过程中产生的油储存于收油罐中，经油泵提升到凝析油稳定装置处理回收。在气田运行初期，可两座沉降罐交替运行；待气田水量增大后可考虑两座沉降罐同时投入使用。

沉降处理中产生的油泥定期回收外运至塔里木油田绿色环保站处理。

气田水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺处理后，气田水水质达到回注指标要求，经回注管线输送至克深 106 井和克深 601 井回注地层。日注水量均为 500m³/d。

(3) 凝析油处理

克深天然气处理厂设 1 套凝析油处理装置(设计规模为 50t/d)，处理从集气装置生产分离器来的气田水/凝析油混合物、脱水脱烃装置原料气分离器的凝液、乙二醇再生装置醇烃液三相分离器来的液烃和污油罐收集的污油。

从集气装置来的气田水/凝析油混合物和脱水脱烃装置来的凝液节流到 1.0MPa，经本装置过滤器过滤后进入气田水缓冲罐，进行一级闪蒸，闪蒸气进入燃料气系统，气田水进入污水处理装置。

从气田水缓冲罐分离出的凝析油节流到 50kPa 后与乙二醇再生装置来的液烃混合，进入凝析油换热器换热到 45℃，再进入凝析油三相分离器进行二级闪蒸，闪蒸气直接排放到低压火炬，气田水进入污水处理装置。经二级闪蒸后得到的产品凝析油经泵提升后进入凝析油罐区储存，装满后经凝析油装车泵升压至凝析油装车系统装车外运。

3.5.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

3.5.2.1 克拉苏钻试修废弃物环保处理站概况

克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经

81° 31′ 47.33″，北纬 41° 42′ 33.37″，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)，并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)。

3.5.2.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理工艺简介如下：

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加入水配制成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒(油)三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率小于 5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。

除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物(磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂)和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场；分离后的废水进入水处理系统。

3.5.3 油基废钻完井液资源综合回收利用站

3.5.3.1 油基废钻完井液资源综合回收利用站概况

巴州新瑞环保科技有限公司投资建设“油基废钻完井液及固体物资源(油基泥浆)综合回收利用项目”位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，克深气田 207 井以东 0.8km，地理坐标为东经 82° 26′ 31.1″、北纬 41° 55′ 31.7″。占地面积 10000m²。项目建有一套 LRET 工艺处理系统及配套设施，年处理油基废钻完井液及固体物 20000m³(50000t)，最大可回收钻井油基泥浆 5300m³。2014 年 5 月，新疆维吾尔自治区环境保护厅以“新环函[2014]648 号”对该项目环境影响评价报告书予以批复。2014 年 5 月项目开工建设，2014 年 6 月竣工，2014 年 9

月 3 日，新疆维吾尔自治区环境保护厅以“新环函[2014]1135 号”批复原则同意投入试生产。于 2015 年 3 月 9 日“新环函[2015]239 号”通过环保验收，2015 年 6 月 17 日取得新疆环保厅颁发的《危险废物经营许可证》(编号：6528010037)。

巴州新瑞环保科技有限公司“油基废钻完井液及废矿物油资源综合利用撬装化装置二期项目”第一厂址位于克深 207 井西侧，其地理坐标为：东经 $82^{\circ}26'14.18''$ 、北纬 $41^{\circ}55'31.10''$ ，采用 LRET 工艺处理工艺，处理规模为 $330\text{m}^3/\text{d}$ ，可以作为本项目油基泥浆钻井岩屑处理依托设施。巴州新瑞二期项目环评于 2016 年 6 月 21 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]775 号)，并于 2019 年 6 月 9 日取得巴州新瑞环保科技有限公司油基废钻完井液及废矿物油资源综合利用撬装化装置二期项目(一厂、二厂)竣工环境保护验收意见。

3.5.3.2 油基泥浆处理工艺

LRET 技术是用专用溶剂浸渍固体混合物以分离可溶组分及残渣的无害化处理技术。其技术原理是：通过溶剂萃取，分离液体和固体，回收溶剂和油并再利用。固体处理合格后可循环再利用。

①运输车将油基废钻完井液(废油基泥浆、含油钻屑、固井混浆、堵漏返排混浆、完井清罐罐底油泥等含油类资源的泥砂)从各气井现场等产生点运送至厂区原料储存池；

②抓斗机将废油基泥浆及固体物抓入除渣系统，将大颗粒岩屑去除；

③除渣后的油基泥浆进入离心分离机进行分离，将中小颗粒分离出来；

④分离大、小颗粒后的油泥再通过系统的提升泵提升至卧螺分离机，分离出细颗粒并得到成品油基泥浆，该股泥浆输入油基泥浆储存罐，加药调配为可以回用的合格品后用车送到各钻井现场返回使用；

⑤以上设备分离出来的大、中、小、细颗粒均经刮板机送入 LRET 深度脱附设备，然后加入药剂加热脱附，分离出的液体主要含有药剂和油基泥浆，将其送入脱溶器，经加热冷凝分离药剂，分离出来的部分药剂液体返回 LRET 药剂脱附设备循环使用，剩余的油基泥浆液体输送到油泥浆储存罐，加药调配合格后外送井队使用；分离出的固体部分送至固相脱溶装置，通过蒸汽加热，将残余

的药剂蒸出进入冷凝器，冷凝回收药剂，回收的药剂送入 LRET 药剂脱附设备循环使用，固相脱溶装置剩余的固相物中油含量符合新疆维吾尔自治区地方标准《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)的要求，将其用于铺设油田井场或用于克深地区天然固废场覆土。

LRET 工艺也可处理含油污泥，工艺流程与油基废钻完井液相同，差别为使用的溶剂及用量不同，产品为合格原油及达标泥土。

3.5.4 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

(1)基本情况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为废水处理环保站，设施的中心坐标为北纬 $41^{\circ} 16' 4.16''$ ，东经 $83^{\circ} 5' 22.07''$ ，站址东侧由北向南依次为注水系统、污水处理装置区和危废暂存库，西侧由北向南依次为隔油池、污水暂存池；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 $41^{\circ} 10' 50.31''$ ，东经 $83^{\circ} 5' 22.07''$ ，站址由西向东依次为 15000m^3 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区。

目前，固废环保处理站建设有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 $150\text{m}^3/\text{d}$ 。废水处理环保站建设有一套撬装化钻试修废水处理装置，采用“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”处理工艺，处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。

3.5.5 克深地区天然固废填埋场

(1)基本情况

克深地区天然固废填埋场位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，坐标为：北纬 $41^{\circ} 55' 23.8''$ ，东经 $82^{\circ} 27' 12.5''$ 。《克深地区天然固废场工程建设项目环境影响报告表》于 2012 年 7 月取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2012]361 号），之后于 2014 年 6 月取得竣工环境保护验收批复（阿地环函字[2014]249 号）。

克深天然固废填埋场按照现有天然洼地，进行填挖、防渗处理，池内根据天然洼地地势进行分割，总容积 30万 m^3 。该填埋场全部为工业固废场，主要

处理钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻井液资源综合利用站处理后的一般固体废物以及其他一般工业固废。

3.5.6 大北地区固废填埋场

(1)基本情况

大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，原大北固废填埋场及污水蒸发池西北侧。大北地区固废填埋场于 2012 年 7 月 17 日取得原阿克苏地区环境保护局批复文件(阿地环函字[2012]362 号)，并于 2013 年 1 月 4 日通过原阿克苏地区环境保护局验收(阿地环函字[2013]4 号)。建设规模为 28 万 m^3 ，整个池体大致为 $400 \times 400m$ ，内部分为 10 个单元，工业固体含油污染物、生活垃圾分别设置各自的填埋单元，尺寸规格为 $30 \times 24 \times 2.5m$ 。其中 2 个生活垃圾池，设计规模 10000 m^3 。

为防止垃圾渗滤液污染土壤和地下水，每个填埋单元的底部和护坡设计有效的防渗层，设计采用 HJHY-3 环保防渗材料，其中生活垃圾场铺一层防渗，工业废物场铺两层防渗，防渗层间隔和表层分别用砂壤土压实。护坡采用麻袋装土防护。

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，行政区面积 15554km²。

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克深 10 区块。

4.1.2 地形地貌

拜城县地处天山地槽褶皱带中部，北部天山山势西高东低，西部山峰海拔高 5100m，东部山峰海拔高 4500m，雪线高约 4000m，2500~3200m 为林带、草场，山前带为岩漠山地。南部却勒塔格山，山峰海拔高 2000m 左右，却勒塔格山北为拜城县盆地，呈东西方向展布，长达 150km，其轴向与天山山脉平行。

拜城县县城地处拜城盆地中上部。夹于南北山两山之间的拜城盆地是在古生代海西运动时地台和地槽经过褶皱断裂而形成。北部喀尔勒克塔格等山属于古老的构造系统，南部却勒塔格山为年轻的构造系统，拜城盆地则属中生代第三纪和第四纪系统经新期褶皱作用而成。

拜城盆地地势北高南低，由西向东倾斜，自然坡度一般为 1.3%~4.3%。境内 5 条河流皆源于北部冰川。源于木扎提冰川的木扎提河，由北向南折东横穿盆地。由于地形北高南低，加之第三纪和第四纪风化岩层的松软脆弱，极易受侵蚀冲刷，致使河床不断南移，两岸已形成较大的冲积平原。源于哈尔克塔格山的 4 条河流由于坡降大，水流湍急，冲刷力强，出山后流速减慢，大量悬移物质随之沉淤，加之雨水的影响，逐渐形成较大的洪积冲积扇。

克深 10 区块地表主体为低山丘陵和冲积洪积扇，地表海拔在 1190~1800m 之间。

4.1.3 区域地质概况

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

拜城县分北部山地和南部盆地两大地貌单元，地形地貌明显受到天山南麓构造带的影响，南天山南脉的哈尔克他乌山脉横贯于流域的北部，山系在古生代强烈褶皱的基础上，受第四系巨大造山运动而逐渐隆起，地形复杂，南部洪积平原区海拔高程在 1200~1600m 之间，由东北向东南倾斜。在出山口至拜城县城西、北郊 23km 之间为冲、洪积扇区，植被稀少，多为砾石戈壁和少量耕地。

本项目主要为山前冲洪积形成的卵石层，整个场地均有分布，呈深灰色，直接初露与地表，局部有粗砂夹层或透镜体。颗粒不均匀，级配良好，填充物为中粗砂；母岩成份主要为灰岩和花岗岩等；磨圆性好，分选性差；微风化，最大可见厚度为 12.0m。

4.1.4 水文地质

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

拜城盆地海拔高程 1180~1400m，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元——“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四

纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深达到 80 多米。

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

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

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

4.1.5 地表水

拜城县境内共有发源于天山南坡、流域相对独立的 5 条主要河流，自西向东为木扎提河、卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河。5 条河流在出山口以上流向由北向南与山脉走向大致垂直，源头高程一般在 3500m 以上，河流长度 92~279km，多年平均径流量 27.43 亿 m^3 。河流源头多接冰川，以冰川融水和融雪水为主要补给源，河流径流具有明显的季节性。主要支流木扎提河发源于汗腾格里峰东坡慕斯达板冰川，在拜城盆地西北部破城子处流出山口，折向东流，入拜城盆地，经却勒塔格山北麓沿程先后汇集发源于哈雷克套山南坡的卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河后投入克孜尔水库后称渭干河，供库车、沙雅、新和三县农业用水。

木扎提河：木扎提河河长 279km，破城子水文站以上集水面积 1834 km^2 ，年径流量为 14.44 亿 m^3 ，约占渭干河总水量的一半。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 6~9 月，多年平均 7~8 月 2 个

月径流量占年总量达 56.6%，该河洪水主要为冰川融水，降水影响较小。

卡普斯浪河：该河是渭干河的第二大支流，卡木鲁克水文站以上集水面积 2845km²，年径流量为 6.77 亿 m³，约占五条支流河川径流量的 24.5%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 5~8 月，多年平均 7~8 月 2 个月径流量占年总量达 46.8%，该河水量以冰川融水为主，降水对洪水影响很大。

台勒维丘克河：该河是渭干河的较小支流，其控制站拜城水文站多年平均径流量为 0.857 亿 m³，约占五条支流河川径流量的 3.1%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 5~8 月，多年平均 7~8 月 2 个月径流量占年总量达 44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪水的洪峰流量影响很大。

喀拉苏河：该河是渭干河的第四大支流，喀拉苏水文站以上集水面积 1114km²，年径流量为 2.33 亿 m³，约占五条支流河川径流量的 8.43%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 5~8 月，多年平均 7~8 月 2 个月径流量占年总量达 44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪峰流量影响很大。

克孜尔河：该河是渭干河的第三大支流，克孜尔水文站以上集水面积 3342km²，年径流量为 3.2 亿 m³，约占五条支流河川径流量的 11.7%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在 6~9 月，多年平均 7~8 月 2 个月径流量占年总量达 36.8%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪峰流量影响很大。

冲沟：区域较大冲沟主要发育在喀拉苏河——克孜尔河流域，由西向东依次为切得根艾肯沟、帕曼艾肯沟、玉树滚艾肯沟，切割深度 2~8m，宽度 30~500m，纵坡降 2.0%~5.5%。

4.1.6 气候气象

拜城县地处中纬度大陆深处，远离海洋，属大陆性温带干旱气候。夏季凉爽，冬季寒冷，降水较少，蒸发强烈，气候干燥，气温的年、日变化大。因地

形复杂，县境内各地气候又有明显的差异，自东向西，自南向北，可分为 4 个不同的气候区。东部热量较多，降水较少，日照充足，夏季炎热，冬季寒冷，春季多大风，秋季有冻害；中部平原热量充足，降水较少，夏季凉爽，冬季寒冷，春季局部地区有干旱，夏季有冰雹，秋季有霜冻；西部河流山麓地带热量较少，降水适中，夏季凉爽，冬季寒冷，夏季有冰雹和洪水；北部山区寒冷，降水丰富，冬季有逆温带，3~6 月多大风，4 月尤甚，6~8 月多冰雹。

拜城县主要气候要素见表 4.1-1。

表 4.1-1 拜城县多年主要气象要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	9	极端最高气温	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	10	极端最低气温	-27.4℃
3	年平均风速	0.84m/s	11	日最大降雨量	54.5mm
4	最大风速	39m/s	12	年平均降雨量	95.6mm
5	冬季最多风向	东南风	13	年平均蒸发量	1538.5mm
6	夏季最多风向	北风、西风	14	最大冻土深度	93mm
7	月平均最高气温	21.3℃	15	年均大风日数	30d
8	月平均最低气温	-12.4℃	16	年均沙暴日数	20d

4.1.7 土壤

工程区位于海拔 1800m 以下的山前倾斜戈壁洪积平原区，土壤类型为石质土。石质土是地带性土壤，在工程区主要分布在山前海拔 1600~1800m 的冲积扇上，在区域占有绝对优势。石质土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧实层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。土壤中有机质含量低，土壤贫瘠，地表植被稀疏。

本项目评价区域土壤类型为石膏棕漠土。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场、站场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、自然保护区、水源地保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

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，本项目距拟定生态保护红线(水源涵养生态保护红线区)最近距离为 2.7km，均不在红线内。

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属于塔里木河流域重点治理区范围内。

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

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

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

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

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

项目所在区域 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。

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。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

根据监测结果, NH_3 和硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

根据监测结果,各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准限值,其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关。

根据地下水离子检测结果以及地下水化学类型的舒卡列夫分类法,区域地下水中克深水源井含水层为 32-A 型,即矿化度(M)小于 $1.5g/L$ 的 $SO_4^{2-}-Na+Ca$ 型水;铁提尔水厂水井含水层为 26-A 型,即矿化度(M)小于 $1.5g/L$ 的 $HCO_3^-+Cl^-Na+Ca+Mg$ 型水;克孜尔乡水井含水层为 26-A 型,即矿化度(M)小于 $1.5g/L$ 的 $HCO_3^-+Cl^-Na+Ca$ 型水。

4.3.3 声环境现状监测与评价

根据监测结果，声环境监测值昼间为 37~38dB(A)，夜间为 36~37dB(A)，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

根据监测结果，站场占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

评价区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前该区域人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。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，以确定工程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。土地利用现状图见图 3.3-2，项目区的主要土地类型为裸岩及戈壁。

4.3.5.3 生态背景调查

(1)生态系统

本项目所在区域生态系统主要为自然生态系统-荒漠生态系统。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的农田区域外围，与人工植被相嵌分布，在防止农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

由于地处干旱荒地区大背景下，植被单一，在现有水资源条件下，荒地环境对人为地表和植被破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物多样性减少、生产能力降低荒地化区域。

4.3.5.4 植被现状调查及评价

本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，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。

本项目生态评价范围内植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，主要植被为短叶假木贼群系，并伴生有猪毛菜、合头草、尖叶盐爪爪、戈壁针茅、锦鸡儿等，植被覆盖度约为 5%。

4.3.5.5 野生动物现状调查及评价

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。

由于区域北接天山山区，南接绿洲盆地，地处干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。本项目生态评价范围内，因气田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。

4.3.5.6 水土流失现状

(1) 拜城县水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测年报》(2018)，项目区所在的拜城县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 4.3-14。由表可知，土壤侵蚀类型主要以中度侵蚀为主。

表 4.3-14 2018 年拜城县土壤侵蚀分类分级面积统计表(单位: km²)

侵蚀类型	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	合计
水力侵蚀	2080.44	911.08	374.98	287.52	20.99	3675.01
风力侵蚀	1414.50	0	0	0	0	1414.50
合计						5089.51

(2) 水土流失重点防治分区

根据关于印发《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知(新水水保[2019]4号)，本项目所在拜城县属于Ⅱ₃塔里木河流域水土流失重点治理区。

(3)水土流失成因

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

(4)项目区水土流失现状

根据项目区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，依据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)，确定项目区土壤侵蚀类型为中度水力侵蚀，原地貌土壤侵蚀模数确定为 $2600\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ，容许土壤流失量确定为 $2200\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

4.3.5.7 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年)，拜城县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

拜城县沙化土地总面积为 241394.1hm^2 ，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm^2 ，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm^2 ，占 4.65%；风蚀劣地 3hm^2 ，占 0.001%；戈壁 229935.71hm^2 ，占 95.25%。

4.4 区域污染源调查

5 环境影响预测与评价

5.1 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、新建站场、管道铺设、配套地面工程建设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。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；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，井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，造成水土流失，扰动占地区域周边生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 土方施工扬尘

在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、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在气田钻井工程和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，每公里消耗约 400kg 的焊条，根据类比资料分析，每千克焊条产生的焊接烟尘约 8g，则本项目估算焊接烟尘产生量约为 0.06t。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，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。

(3) 钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入油罐储存，分离出的气体燃烧放空。

(4) 环境影响分析

气田开发阶段，钻井工程、地面工程和管线工程，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、测试废气、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。

5.1.1.2 施工期废气污染防治措施

(1) 施工扬尘防治措施

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》等采取的抑尘措施，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》

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
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	重污染天气应急预案	IV 级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)
		III 级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
		II 级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)	
		I 级(红色)预警：停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声源强

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》(HJ 2034-2013) 中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、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 5.1-2。

表 5.1-2 项目主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	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，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

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

续表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工 阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-3 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 在不采取减振降噪措施的情况下, 土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求; 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; 钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。根据区块各单井分布情况, 井场距离最近的村庄距离 3.9km, 钻井期间施工不会对周围声环境产生影响。

另外, 距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。钻井工程在昼间 300m、夜间 900m 以上方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值

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, 本评价要求工程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施工运输车辆在驶经声敏感点时控制车速、禁鸣, 加强车辆维护, 来减

轻噪声对周围声环境的影响。

(2) 合理安排施工时间

在距离克深综合公寓附近的地面工程建设施工,一般可采取控制施工时间,缓解、避免强噪声设备集中施工。

(3) 采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备,减少对周围声环境的影响。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。加强施工机械的保养维护,使其处于良好的运行状态。做好宣传工作,倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后,施工噪声不会对区域声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的,且具有局部路段特性,噪声影响将随着各施工路段的结束而消除。

综上所述,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 施工期固体废物影响分析

本项目施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中废弃泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

① 土石方

本项目共开挖土方 7.86 万 m^3 , 回填土方 11.05 万 m^3 , 借方 3.19 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。新建站场工程区和道路工程区需进行压盖, 借方主要来源于拜城泰昌砂石料厂, 本项目不设置取弃土场。

① 钻井泥浆

采气井使用泥浆为油基泥浆。采气井油基泥浆采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离+甩干、二次离心”深度分离, 回收的油基泥浆用于钻井液配制。

回注井使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。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。

② 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。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的直径；

h——井深，采气井取平均值7030m，回注井取4200m。

利用上述公式计算出采气井每口井钻井期内产生的油基泥浆岩屑量最大为958m³，油基泥浆岩屑共产生3832m³；回注井钻井期内产生的岩屑量最大为327m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑76m³，磺化泥浆钻井岩屑251m³。本项目新钻井5口，总岩屑产生量为4159m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑76m³，磺化泥浆钻井岩屑251m³，油基泥浆钻井岩屑3832m³。

在每个钻井井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆。其中回注井膨润土泥浆岩屑排入岩屑池，干化后直接用于气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；回注井聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；采气井油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站采用 LRET 工艺无害化回收。

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 0.2t/km，本项目施工废料产生量约为 8.84t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深地区天然固废场填埋进行处置。

③ 废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防治废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/口，本项目新钻井 5 口，废机油量产生量为 0.5t。钻井期间产生的废机油等含油废物采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置，并按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑥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，本项目新钻井 5 口，烧碱废包装袋产生量为 0.5t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。并按《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

④生活垃圾

根据开发方案，新钻采气井 4 口，平均钻井完井周期为 341d；回注井 1 口，平均钻井完井周期为 85d。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 43.47t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋。

5.1.3.2 施工期固体废物污染防治措施

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)钻井废弃物处理方案

严格执行塔里木油田分公司“塔里木油田公司钻井(试油、修井)环境保护管理办法”和《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)标准等相关要求。回注井膨润土泥浆排入岩屑池，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。回注井

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集中收集，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。采气井油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，运至位于克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用回收站采用 LRET 工艺无害化回收。

(2) 其它要求或方案

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。

④妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场

⑤完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 废机油及烧碱废包装袋的控制与处置

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废机油直接由设备接入铁质油桶中，不落地，暂存于撬装式危废暂存间中。废机油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。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，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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

5.1.4.1 施工期地表水环境影响分析

气田在区域无地表水系分布。项目施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生

活污水等。

(1) 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，试压结束后用于区域绿化。

② 酸化压裂废水

本次气田开发新钻井 5 口单井，产生的酸化压裂液约为 400m^3 。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

③ 钻井队生活污水

根据工程分析，本次新钻井 5 口，生活用水共 8694m^3 ，生活污水产生量共 6955.2m^3 。根据钻井工程在区块内的分布情况，在井场就地设置生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理设施进行处理，不外排地表水环境。

(2) 钻井过程对地表水的影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。

钻井过程对区域地表水的影响主要来自于非正常状态：钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有原油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，雨季随地表径流漫流，则会间接地影响到地表水。由于对本区域地层已有深度的了解，在钻井过程中均会采取有效防喷措施，在加强管理、措施到位的前提下，井喷是可以得到防范的。

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

① 地下水影响分析

施工期废水主要包括酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。项目酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后运至哈拉哈塘油田钻

试修废弃物环保处理站处理；管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于区域绿化。钻井队生活污水排入生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理设施进行处理。废水不会对区域地下水环境造成影响。

②分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-5 及图 5.1-1。

表 5.1-5 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
各井场 钻井期	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		危废暂存间	
		应急池	
	一般 防渗区	泥浆罐区	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
		泥浆泵	
		钻井液材料区	
		岩屑池	

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

5.1.5.1.1 项目占地影响分析

本项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场、综合公寓及道路占地。临时占地主要为钻井井场临时占地、管道作业带、道路临时占地等占地。

①临时占地的影响

本项目临时占地约 34.1hm^2 ，主要为钻井井场临时占地、施工作业带占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。本项目临时占地类型为裸岩及戈壁，这使得原有土地利用方式发生改变，

但并没有影响土地利用性质。

②永久占地的影响

本项目永久占地主要为新增井场占地、各站场新增占地、综合公寓及道路占地，占地面积约为 13.8096hm^2 ，占地类型主要为未利用地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本项目站场较为分散，就区块而言，每一工程单元占地面积较小，且在区域呈分散性布置，因此本项目永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

5.1.5.1.2 对土壤环境影响

本项目永久占地面积 13.8096hm^2 ，临时占地面积 34.1hm^2 ，主要土壤类型是石膏棕漠土。类比气田区已建和在建的工程对土壤的影响，可知工程对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

①人为扰动对土壤的影响

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

本项目占地为裸岩石砾地及戈壁，地表主要为石膏棕漠土。施工过程将会破坏土壤原有结构、改变土壤质地，管道的开挖和回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

②车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

③各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括管道防腐材料、生活垃圾等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

5.1.5.1.3 对植被的影响分析

(1) 占地

由影响因素分析和气田建设的特点决定了在众多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

(2) 占地对植被的影响

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，盖度低，以短叶假木贼群系为主，并伴生有猪毛菜、合头草、尖叶盐爪爪、戈壁针茅、锦鸡儿等，呈典型的荒漠生态景观，占地对植被影响较小。

(3) 生物量损失

本项目永久占地面积 13.8096hm^2 ，临时占地 34.1hm^2 ，本项目施工区域以荒漠为主。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， hm^2 ； W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

本项目施工区域植被覆盖率 5%，平均生物量 $0.5\text{t}/\text{hm}^2$ 。本项目的实施将造成 6.91t 永久植被损失和 17.05t 临时植被损失。施工结束后植被经过自然恢复至原有生产水平。因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4) 污染物对植物的影响

① 扬尘对植被的影响

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

② 施工期废水对植被影响

施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，其中酸化压裂作业结束

后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；试压废水试压结束后用作区域绿化；生活污水定期拉运至克深作业区生活污水处理装置处理，所以不会对植被产生影响。

5.1.5.1.4 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。

5.1.5.1.5 水土流失影响分析

本项目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以下几个方面：

(1) 扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

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

(3) 扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，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。

本项目所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强

水土保持综合治理工作，减小因本项目的建设而产生的水土流失。

5.1.5.2 生态环境影响减缓措施

5.1.5.2.1 井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家 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。

5.1.5.2.2 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，见图 5.1-3；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。

5.1.5.2.3 水土流失保护措施

5.1.5.2.3.1 站场工程区

(1) 工程措施

①砾石压盖

新建站场采取砾石压盖，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：针对站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。本项目拟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。

5.1.5.2.3.2 管道工程区

(1) 工程措施

①场地平整

对管道工程区管沟回填后进行严格的整治，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，本项目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 ，因分开施工，可重复使用，按总长度（44.2km）的 10% 计算，需要防尘网 11050m^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，本方案设计在施工作业区一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。

③洒水降尘

项目区降水量少，蒸发量却很大，管道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。本方案拟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。

5.1.5.2.3.3 道路工程区

(1) 工程措施

本项目道路工程区域施工结束后对路面扰动区域进行严格的场地平整，恢复原始土地类型。

(2) 临时措施

①洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，新建道路施工期间机械扰动频繁，易产生扬尘对周边环境产生影响，造成一定的水土流失。本方案拟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，在道路施工期内，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，本方案设计在道路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。

5.1.5.3 防沙治沙分析及措施

5.1.5.3.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 174063 万元。建设内容包括：①部署 8 口井，其中新钻采气井 4 口(克深 10-1 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井)，新钻回注井 1 口(克拉 212W 井)，完钻井利用 1 口(克深 10 井)，在钻井利用 2 口(克深 10-2X 井、克深 10-3X 井)；②新建采气井场 7 座，新建回注井场 1 座；③新建集气站 1 座(克深 10 集气站)；④集气站改造 1 座(克深 3 集气站)；⑤新建阀室 2 座；⑥新建配套综合公寓 1 座；⑦新建单井采气管线 6 条，共 4.1km；集输干线 A 段(克深 10-3X 井场至克深 10 集气站)4.5km；集输干线 B 段(克深 10 集气站至克深 3 集气站)11.2km；新建克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场的气田水转输管线 9km(DN150)，新建克深 10 集气站至克深天然气处理厂的气田水转输管线 15.4km(DN100)；⑧配套建设供配电、仪表自控、通信、道路、防腐、土建等工程。本项目建成后日产气 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，回注水 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克深 10 区块。项目总占地预计 479096m^2 ，其中永久占地 138096m^2 (主要包括井场、站场、综合公寓、道路永久占地)，临时占地 341000m^2 (主要包括井场、管线、道路临时占地)。项目平面布置情况见图 3.4-1。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于拜城盆地。项目区主要植被为短叶假木贼群系、猪毛菜、合头草、尖叶盐爪爪、戈壁针茅、锦鸡儿等。所在区域河流自西向东为木扎提河、

卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河，工程场地及周边临近区域无地表水体分布，本项目西侧克深 10-5 井西距喀拉苏河 3.4km，东侧克拉 212W 井南距克孜尔河 2.7km。评价区域位于冲洪积平原的山区中部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，该区地下水不蕴藏，因山区地势原因流出。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据塔北区调查数据，拜城县沙化土地面积 246779.80 公顷，可治理面积 2238.2 公顷，比重为 0.91%。

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

项目实施以来，塔北区累计工程面积 9.62 万公顷，其中：人工造林面积累计 8.77 万公顷，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万公顷。

5.1.5.3.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地 479096m^2 ，其中永久占地 138096m^2 ，临时占地 341000m^2 ，其中戈壁等沙化土地面积 479096m^2 ，占总占地面积的 100%。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本项目共开挖土方 7.86万 m^3 ，回填土方 11.05万 m^3 ，借方 3.19万 m^3 ，无弃方。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

(3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

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

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程,钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等,地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中,对原有地表土壤造成扰动,造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中,若未采取分层开挖、分层回填措施,可能导致土壤的蓄水保肥能力降低,影响区域植被生长,造成土壤逐渐沙化。此外,在施工过程中,各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,甚至退化为沙地。

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

5.1.5.3.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订);

② 《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136 号);

③ 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号);

④ 《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007);

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则:①科学性、前瞻性与可行性相结合;②定性目标与定量指标相结合;③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合;④节约用水和合理用水相结合;⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标:通过工程建设,维持现有区域植被覆盖度,沙化土地扩展趋势得到遏制,区域生态环境显著改善。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4) 植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

①施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

(5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.5.3.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2) 技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 10 万，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

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，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $1.12 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.25%； $PM_2.5$ 最大落地浓度为 $0.56 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.25%； NO_2 最大落地浓度为 $8.42 \mu g/m^3$ 、占标率为 4.21%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $171.18 \mu g/m^3$ 、占标率为 8.56%； H_2S 最大落地浓度为 $0.865 \mu g/m^3$ 、占标率为 5.67%， $D_{10\%}$ 均未出现； NH_3 最大落地浓度为 $8.50 \mu g/m^3$ 、占标率为 4.25%， $D_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周厂界贡献浓度

根据预测结果，本项目实施后井场、站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $14.69 \sim 118.72 \mu g/m^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；生活污水处理设施无

组织废气对四周厂界 H_2S 浓度贡献值为 $0.173\sim 0.520\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、对四周厂界 NH_3 浓度贡献值为 $2.59\sim 7.81\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

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 非正常排放影响分析

5.2.1.6.1 污染源强

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

本项目属于天然气开采过程，若井口压力过高，采出气通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将克深 10-5 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

5.2.1.6.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率。

计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $676.9\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 33.8%，D10%对应距离为 50m； PM_{10} 最大落地浓度为 $270.8\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 60.2%，D10%对应距离为 250m； NO_x 最大落地浓度为 $182.8\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 91.4%，D10%对应距离为 525m。

由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.1.5 污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
----	-----	-------------

1	颗粒物	0.139
2	氮氧化物	1.044
3	非甲烷总烃	3.0
4	硫化氢	0.0009
5	氨	0.013

5.2.1.6 评价结论

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下 PM_{10} 、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢、氨短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对各站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.7 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，结合本项目废水属于间接排放的特点，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气田水、井下作业废水、生活污水、软水制备废水。其中气田各生产井采出气混输至克深10集气站，分离后气田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；气田水回注水源接自克拉2中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田转输管线输至克拉212W井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；本项目营运期新增劳动定员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后和软水制备废水排入新建综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池。本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

①克深天然气处理厂采出水处理设施

克深天然气处理厂采出水处理设施设计处理规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量 $1200\text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足本项目采出水处理需求。该设施采用“重力沉降除油”处理工艺。气田水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺处理后，气田水水质达到回注指标要求，经回注管线输送至克深 106 井和克深 601 井回注地层。注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)。

②新建综合公寓生活污水处理设施

新建综合公寓生活污水处理设施设计处理规模 $360\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目营运期生活污水、软水制备系统排污水产生量为 $57.96\text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足本项目生活污水处理需求。该设施采用 MBR 处理工艺，处理后出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 中 C 级排放标准，夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池。新建综合公寓生活污水处理设施冬季（按 3 个月计）排至新建生活污水暂存池水量为 32400m^3 ，新建生活污水暂存池尺寸为 $(288 \times 60 \times 2\text{m})$ ，容积为 34560m^3 ，因此新建生活污水暂存池可以容纳生活污水处理设施冬季排水。

③哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站建设有一套撬装化钻试修废水处理装置，采用“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”处理工艺，处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目井下作业废水为 $78.75\text{m}^3/\text{a}$ ，仅占哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站年处理规模的 0.07%，因此塔哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求。

综上，本项目评价范围内无地表水体，且废水全部妥善处理，水污染控制和水环境影响减缓措施有效，依托的污水处理设施可行，故本项目实施对地表水环境可接受。

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域水文地质条件分析

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

5.2.3.3 地下水环境影响评价

本项目项目建设内容地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类，环境敏感程度为不敏感，其它建设内容地下水环境影响评价工作等级为三级。

本项目地下水环境影响预测应遵循《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1)与《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)确定的原则进行。

5.2.3.3.1 正常状况

①废水

本项目营运期产生的废水主要有气田水、井下作业废水、生活污水和软水制备废水。其中气田各生产井采出气混输至克深10集气站，分离后气田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；气田水回注水源接自克拉2中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田转输管线输至克拉212W井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经化粪池处理后排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池；软水制备废水经收集后排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池暂存。

②管线

本项目正常状况下，集输管线采用22Cr双相不锈钢和无缝钢管，气田水转输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3.2 非正常状况

(1) 回注过程对地下水的污染影响

正常回注期间，水在回注入目标层后，由于其回注层位顶层的封隔条件好，

回注层吸收性较强，水能及时的扩散到回注层，且回注层在地面 4000m 以下，该区段无含水层。注水层与第四系地层之间垂向距离在 4000m 以上，之间有多个隔水层阻隔，试注时井内安装有封隔器，穿过第四系的井壁已固井，使得井内与第四系不连通，因此注水过程在第四系地层不会发生漏水现象。类比其他注水工程，均未对地下水产生污染影响。。

(2) 集输管道泄漏事故对地下水的影响

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

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于气田水的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目非正常状况下，采气树管线链接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，少量气田水可能下渗对地下水造成影响。

(3) 综合公寓污水调节池泄漏对地下水的影响

非正常状况下，调节池防渗措施出现老化破损，不易被发现，如不及时修复，污水可能下渗并对地下水造成影响。

由于生活污水成分复杂，污染物浓度高，本评价采取最不利原则，故选取非正常状况下综合公寓调节池底部出现破损导致污水出现泄漏作为本次评价的预测情景；同时将非正常状况下，采气树管线链接和阀门处出现破损泄漏，气田水出现泄漏也作为本次评价的预测情景。

5.2.3.3.3 预测因子筛选

本项目采出气主要为天然气及气田水组成，污染物主要为石油类，故选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准；根据导则要求，按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类的各项因子采用标准指数法进行排序，调节池分别取氨氮和耗氧量。

作为预测因子各评价因子检出限及评价标准见表 5.2-15。

表 5.2-15 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出限值(mg/L)	现状监测值平均值(mg/L)
石油类	≤ 0.05	0.01	未检出
耗氧量	≤ 3.0	0.05	0.58
氨氮	≤ 0.50	0.025	0.034

注：由于选取的废水污染因子为 COD，但预测对地下水影响的评价因子为耗氧量，为使污染因子 COD 与评价因子耗氧量在数值关系上对应统一，故在模型计算过程中，本次评价参照国内学者胡大琼(云南省水文水资源局普洱分局)《高锰酸盐指数与化学需氧量相关关系探讨》一文得出的耗氧量与化学需氧量线性回归方程 $Y=4.76X+2.61$ (X 为耗氧量，Y 为 COD) 进行换算，得出耗氧量的超标范围、影响范围以及污染晕中心耗氧量。

5.2.3.3.4 预测源强

(1) 管道泄漏

本次评价考虑工程最不利情况(输送最大压力、最大输送量、管线最大使用年限等)，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。根据克深气田实际操作经验，考虑非正常状况下，采气树泄露发生1小时发现并关闭阀门，克深10区域综合水气比平均为 $0.6\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ ，本项目采气单井日产气田水量约为 $24.8\text{m}^3/\text{d}$ ，则气田水渗漏量取 1.03m^3 ，气田水中石油类取 200mg/L ，故气田水中石油类渗漏量取 0.212kg 。

(2) 调节池泄漏

本评价采取最不利原则，根据《给水排水构筑物工程施工及验收规范》(GB50141-2008)，调节池渗水量应按池底的面积计算，正常状况下钢筋混凝土结构水池渗水量不超过 $2\text{L}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 。一般情况下，非正常状况污水泄漏量按正常状况下泄漏量 10 倍进行计算，则本项目调节池泄漏速率为 $0.4\text{m}^3/\text{d}$ ，假定泄漏时间为 10d 计算，则废水泄漏量为 4m^3 。其中耗氧量浓度为 400mg/L 、氨氮浓度为 20mg/L 。

5.2.3.3.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中石油类基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃，石油类对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极

少量的石油类最多可下渗到20cm。本项目所在区域地下水埋深大于10m，本次预测考虑泄露石油类1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.002kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散；③其他污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。为了考虑最不利的情况和使预测模型简化，本次预测概化为污染物直接进入潜水含水层，然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，不考虑污染物在包气带中的吸附净化效应。根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型。

5.2.3.4.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、耗氧量及氨氮的检出下限值等值线作为影响范围，其中耗氧量及氨氮取《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准值，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

(1) 集输管道泄漏对地下水影响预测

根据预测结果，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏100d后石油类污染晕影响范围消失，污染物最大贡献浓度为0.0004mg/L，叠加背景值后的浓度为0.0254mg/L，项目周边无超标范围。

(2) 调节池泄漏对地下水影响预测

① 耗氧量对地下水影响预测

根据预测结果，在非正常状况下，调节池废水泄漏100d后耗氧量影响范围为546.2m²，污染物最大贡献浓度为0.51mg/L，叠加背景值后的浓度为1.09mg/L，污染物最大迁移距离为41m，无超标范围；365d后耗氧量影响范围为1842.7m²，污染物最大贡献浓度为0.14mg/L，叠加背景值后的浓度为

0.72mg/L, 污染物最大迁移距离为 63m, 无超标范围; 1000d 后耗氧量影响范围为 3864.5m², 污染物最大贡献浓度为 0.05mg/L, 叠加背景值后的浓度为 2.25mg/L, 污染物最大迁移距离为 102m, 无超标范围。

根据预测结果, 在非正常状况下, 调节池废水泄漏 100d 后氨氮影响范围为 225.1m², 污染物最大贡献浓度为 0.036mg/L, 叠加背景值后的浓度为 0.07mg/L, 污染物最大迁移距离为 26m, 无超标范围; 365d 后氨氮影响范围为 392.6m², 污染物最大贡献浓度为 0.01mg/L, 叠加背景值后的浓度为 0.035mg/L, 污染物最大迁移距离为 31m, 无超标范围; 泄露 1000d 后氨氮污染晕消失, 不再检出。

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输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②对输送管道、阀门严格检查, 有质量问题的及时更换, 管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水, 针对工程工艺特点, 严格执行《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”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。本评价确定防渗要求见表 5.2-20 及图 5.2-4。

表 5.2-20 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
I 型井场: 克深 10、克深 10-5、克深 10-6 井场	一般防渗区	井口区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
		焚烧池	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
		防冻剂加注撬区	
		设备间	

II 型井场: 克深 10-1 井场、克深 10-2X 井场、克深 10-4 井场	一般防渗区	井口区	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
		焚烧池	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
		设备间	
III 型井场: 克深 10-3X 井场	一般防渗区	井口区	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
		焚烧池	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
		设备间	
克深 10 集气站	一般防渗区	气田水罐区	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
		焚烧池	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
		设备间	
克拉 212W 井井场	一般防渗区	回注井口区	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
	简单防渗区	回注泵房	实施地面硬化
		缓冲水罐	
综合公寓	重点防渗区	污水处理房 化粪池、污水集水池、暂存池、调节池	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能; 地面进行防腐硬化处理, 保证表面无裂痕

(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, 并与所属的联合站 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)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)及《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)的要求，同时根据地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，在本项目利用区域现有克深水井为本项目地下水水质监测井。

(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

评价区域位于冲洪积平原的山区中部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，该区地下水不蕴藏，因山区地势原因流出。

(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和生活污水调节池泄漏，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。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议本项目依据“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”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。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。

②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，制定完善的监测计划；对输送管道、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

③在制定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

为了分析本项目新建井场、集气站及综合公寓产噪设备对其周围声环境的影响，本评价以站场四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.2.4.1 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中: $L_p(r)$ — 距离声源 r 处的倍频带声压级, dB;

L_w — 倍频带声功率级, dB;

D_c — 指向性校正, dB;

A — 倍频带衰减, dB;

A_{div} — 几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} — 地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} — 大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} — 声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} — 其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源, 再按各类声源模式计算。

① 首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级:

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

式中: L_{p1} — 室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级, dB;

L_w — 声源的倍频带声功率级, dB;

r — 声源到靠近围护结构某点处的距离, m;

Q — 指向性因子;

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

② 计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级:

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

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

L_{pli} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

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

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

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量，dB；

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

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

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

假设窗户的宽度为 a ，高度为 b ，窗户个数为 n ；预测点距墙中心的距离为 r 。预测点的声级按照下述公式进行预测：

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

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

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

(3) 计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

②预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} — 预测点的背景值，dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目噪声源噪声参数见表 5.2-22。

表 5.2-22 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称	数量 (台/套)	中心坐标(X, Y, Z)	最大噪 声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪 效果 [dB(A)]	预测噪 声源强 [dB(A)]
1	I 型井场 (以克深 10-5 井未代表)	采气树	1	(9, 32, 2)	选择低噪 声设备、 加强设备 维护, 基 础减振	15	70
		计量装置	1	(20.5, 31, 1)		15	65
		甲醇加注撬	1	(23, 7, 2)		15	65
2	II 型井场 (以克深 10-1 井未代表)	采气树	1	(9, 32, 2)		15	70
		计量装置	1	(20.5, 31, 1)		15	65
3	克深 10-3X 井场	采气树	1	(9, 32, 2)		15	70
		计量装置	1	(23, 28.5, 1)		15	65
4	克深 10 集气站	生产分离撬	1	(28.5, 40, 2)		15	70
		甲醇加注撬	1	(22, 52, 2)		15	65
		缓蚀剂加 注撬	1	(22.5, 52, 2)		15	65
5	克拉 212W 井	喂水泵	2	(33, 22, 2) (36, 22, 2)	厂房隔 声、基础 减振	25	65
		高压回注泵	2	(33, 27, 2) (36, 27, 2)		25	70
6	综合公寓	提升泵	2	(50, 30, 0) (50, 35, 0)	厂房隔	25	65

		外排泵	2	(60, 30, 0) (60, 35, 0)	90	声、基础 减振	25	65
--	--	-----	---	----------------------------	----	------------	----	----

注：本项目新建 I 型井场、II 型井场的新增设备和平面布置基本一致，因此选取克深 10-5 井场、克深 10-1 井场界噪声进行预测。

5.2.4.3 预测结果及评价

根据预测结果，新建站场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 33.5~49.6dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区噪声排放限值要求；克深作业区公寓噪声源对场界的噪声贡献值为 23.5~38.9dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 37.2~43.9dB(A)，夜间为 36.2~42.3dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区噪声排放限值要求。因此，本项目运营过程不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

本项目产生的固体废物包括生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥和清管废渣。根据《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)、《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令 第 15 号，2020 年 11 月 5 日发布，2021 年 1 月 1 日实施)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本项目固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下：

(1) 生活垃圾

本项目新增劳动定员 12 人，新建综合公寓为 300 人标准公寓，生活垃圾产生量为 113.88t/a。产生的生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理。

(2) 废树脂

新建综合公寓中燃气热水锅炉制备软化水的过程中会产生废树脂，软水制备系统树脂约 1~2 年更换 1 次，每次废树脂产生量约 100kg，则产生量最多约为 0.1t/a。废树脂收集后清运至克深地区天然固废场填埋。

(3) 生活污水处理设施化粪池沉渣、栅渣和污泥

本项目生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣和污泥，

其中化粪池沉渣产生量为 25t/a，栅渣产生量为 20t/a，污泥产生量为 20t/a，定期清运至克深地区天然固废场填埋。

(4) 危险废物

集输管线中的集气干线清管作业产生的清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，清管废渣属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

表 5.2-24 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
清管废渣	HW08	900-249-08	0.036	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T, I	桶装收集后，后由有危废处置资质单位接收处置

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物贮存及运输

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、清管废渣和过滤废渣进行收集、贮存和收集。

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。危险废物相关信息标签如图 46 所示。

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，委托具有资质的危险废物处置单位进行处理。

(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巴州新瑞环保科技有限公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且巴州新瑞环保科技有限公司（在克深 207 井西侧）距项目约 12km，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

本项目危险废物全部委托巴州新瑞环保科技有限公司进行处置，巴州新瑞环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前巴州新瑞环保科技有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油废物 5 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物全部委托巴州新瑞环保科技有限公司接收处置可行。

综合以上分析，本项目产生的固体废物全部妥善处置，在落实本项目提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

5.2.6 生态环境影响评价

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) 野生动物的影响分析

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

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。

(2) 植被影响分析

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

(3) 生态系统完整性影响评价

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在气田开发如站场、管线、道路和公寓等建设中，道路、管线及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。但如现状所述，目前由于气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

地面基础设施建设完成后，井场、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；因而项目气田开发建设不会改变区域内生态系统的稳定性及完整性。

综上所述，项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

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

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 本项目不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目, 属于污染影响型项目。营运期外排废气中主要为颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢和氨。本次采出气液采取密闭集输, 管线进行了防腐处理, 正常情况下不会造成采出气液地面漫流影响, 但泄漏事故下管线破裂会造成气田水下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-25。

表 5.2-25 建设项目影响类型表

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

由表 5.2-25 可知, 本项目影响途径主要为运营期垂直入渗染, 因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-26。

表 5.2-26 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃、SS	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

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

状调查范围为井场边界外扩 50m 范围及管线两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目井场及各站场占地外扩 50m 范围和管线两侧 200m 范围内无土壤保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场及各站场新增永久占地、管线周边均为荒漠，分布有少量的荒漠植被。

(2) 土地利用历史

根据调查，本项目井场及各站场建设之前现状为荒漠，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

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

5.2.7.3 环境影响预测与评价

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

类比同类天然气开采项目，正常情况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状态下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏石油类渗入土壤中，对土壤造成污

染。为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，参照同类项目井场边缘选择存在地表积油的位置进行了土壤剖面的采样监测。

监测结果表明，非正常状态下石油类污染物主要积聚在土壤表层 20cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 1m 以下，且井场设电控信一体化撬 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，造成采出液泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏采出液量较少且基本上能够及时地完全回收，若采出液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，由有危废处置资质单位接收处置。因此，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 保护措施与对策

(1) 源头控制

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

(2) 过程防控措施

严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将各站场划分为重点防渗区、一般污染防治区和简单防渗区，重点防渗区防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能，简单防渗区应实施地面硬化。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。

5.2.7.5 结论与建议

本项目井场及站场占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求。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，一般很难渗入到 1m 以下。本评价要求工程运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤应急措施，发现异常及时采取措施。

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，本项目建设可行。

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 风险调查

5.2.8.1.1 风险调查

本项目新建采气井场 7 座、新建回注井场 1 座、新建集气站 1 座、集气站改造 1 座、新建配套综合公寓 1 座、新建采气管线 6 条，总长共 4.1km；集输干线 A 段 4.5km；集输干线 B 段 11.2km；新建气田水转输管线 9km(DN150)，新建气田水转输管线 15.4km(DN100)。

本项目回注井场、气田水转输管线涉及物质为气田水，不作为风险物质考虑。本项目涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷及丙烷，甲醇储存在井场甲醇储罐内，甲烷、乙烷及丙烷存在于管线中。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 5.2-29。

表 5.2-29 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

对照表 5.2-29，确定本项目大气环境风险潜势为 II，地表水环境风险潜势为 I，地下水环境风险潜势为 II。因此本项目环境风险潜势综合等级为 II。

5.2.8.1.2.4 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 5.2-30。

表 5.2-30 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	—	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 5.2-30 可知，本项目环境风险潜势为 II，因此本项目确定环境风险评价等级为三级。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本项目环境敏感特征见表 5.2-31。

表 5.2-31 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	克深作业区公寓	本项目	-	居住	650
站场周边 500m 范围内人口数小计						650
站场周边 5km 范围内人口数小计						895
大气环境敏感程度 E 值						E2
地表水	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	无	—		—	
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	其他地区	Ⅲ类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

5.2.8.3 环境风险识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为甲醇、甲烷、乙烷以及丙烷。其理化性质见表 5.2-32。

表 5.2-32 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	理化性质	分布
1	甲烷	沸点-161.5℃，熔点-182.5℃，闪点-188℃，引燃温度 538℃	各类管线及集气站内
2	乙烷	沸点-88.6℃，熔点-183.3℃，闪点-50℃，引燃温度 515℃	
3	丙烷	熔点-187.6℃，沸点-42.1℃，闪点-104℃，引燃温度 450℃	
4	甲醇	熔点-97.8℃，沸点 64.8℃，闪点 11℃，引燃温度 385℃	井场甲醇罐区

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于站内设备及集输管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采气、天然气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、天然气泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-33。

表 5.2-33 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
站场	甲醇罐泄漏	储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	甲醇泄漏后，进入大气引发中毒事故；甲醇泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
集气站	设备、管线泄漏	管道或设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	天然气、气田水泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，天然气泄露后，进入大气引发中毒事故，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水

输气管线	输气管线泄漏	管道腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂, 导致泄露、火灾、爆炸、事故	天然气泄露后, 进入大气引发中毒事故; 天然气泄露后遇火源燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
开采阶段	井喷	试油过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏, 导致井喷; 开采阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况, 井控措施失效, 导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故, 造成次生污染物 CO 排放	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下, 加压集输天然气泄漏时, 天然气泄露进入大气引起人员中毒事故及天然气泄露不完全燃烧产生 CO, 引发周围人员 CO 中毒事件(次生灾害); 天然气遇到明火可能发生火灾、爆炸事故, 引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。一旦管道发生泄漏事故, 站场内设置有流量控制仪及压力变送器, 当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时, 由 SCADA 系统发出指令, 远程自动关闭阀门。通常情况下, 本项目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。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标, 但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧, 发生火灾爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。井喷发生后, 井喷污染范围为半径 300m 左右, 一般需要 1~2 天能得以控制。由于站场及管道位于荒漠地带, 对大气环境影响较小, 但如果出现不完全燃烧, 则会产生一定量的二氧化碳, 污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成采出气液泄漏主要集中在站场及管线区域范围, 加之泄漏气田水量较少且基本上能够及时地完全回收, 且工程周边无地

表水，因此在事故下造成采出气液泄漏不会对区域地表河流造成污染。

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

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排；本项目可能泄露的危险液态物料主要为甲醇和气田水中的石油类，甲醇储罐发生事故泄露后，液态物料会泄露至储罐区，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，气田水中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，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。

据建设单位已掌握的克拉苏气田的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的石油类喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地面水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

综上所述，在事故下造成气田水泄漏及井喷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。结合本项目特点，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 集输管线敷设前, 应加强对管材和焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理, 确保施工质量。

② 在集输管线的敷设线路上设置永久性标志, 包括里程桩、转角桩、标志和警示牌等。

③ 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。

④ 按施工验收规范进行水压及密闭试验, 排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤ 选择有丰富经验的单位进行施工, 并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

② 建立台账, 做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况, 包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后, 将严重污染的土壤集中收集, 送有资质的处置单位集中处理。

③ 加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。

④ 配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 管理措施

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

② 制订应急操作规程, 在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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

（4）油气泄漏事故防范措施

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

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

（4）防冻剂（甲醇）加注系统泄漏风险预防措施

①采用密闭罐装储存。

②操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。

③密闭操作，防止泄漏，加强通风。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶手套，建议操作人员佩戴过滤式防毒面具。

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，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、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) 储罐泄漏事故应急措施

①迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置作紧急停工处理，防止污染扩散。

②查明风向，确定并封锁受污染区域。

③现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品。

④如有人员中毒受伤，由应急救援人员采取有效措施后，进附近医院抢救。

⑤安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度，确定危害程度，及时报告指挥部。

⑥根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

(3) 火灾事故应急措施

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

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

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

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

(4) 管道刺漏事故应急措施

本项目根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①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；

②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；

③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。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司克拉油气开发部现有突发环境事件应急预案(备案编号：652921-2021-011)中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出气泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；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

本项目周边均为荒漠，井场、集气站评价范围内无敏感目标存在。本项目实施后的环境风险主要有采出气泄漏，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克拉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。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

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

本项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-34。

表 5.2-34 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资 (万元)	效 果
1	甲醇和可燃气体检测、报警仪	风险防范设施 数量按照消防、 安全等相关要求 设置	20	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		20	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		10	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合 计		—	50	—

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、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、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取

降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，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。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.3.2 闭井期生态保护措施

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

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

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

(3) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

6 环保措施可行性论证

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 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。

(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

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)锅炉用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2)本项目运营期无组织废气主要产污环节站场内阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本项目将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程采

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

(3) 超压放喷燃烧废气：天然气若发生超压放喷时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放喷的天然气采用点火燃烧（自动点火系统），不允许就地排入大气。

(4) 生活污水处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的逸散。

(5) 本项目定期巡检，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放喷系统，燃烧后排放。

(6) 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。

根据类比克深 1002 井场、克深 3 集气站监测数据，井场无组织废气均可达标排放，因此本项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

(1) 钻井工程

工程钻井过程水环境污染源有：钻井废水、压裂废水和施工队生活污水。

① 钻井废水

根据目前气田钻井实际情况，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 压裂废水

本项目新钻 5 口单井，产生的酸化压裂废水约为 400m^3 。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，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

③施工队生活污水

根据工程分析，新钻采气井 4 口，平均钻井完井周期为 341d；回注井 1 口，平均钻井完井周期为 85d，生活用水量为 8694m³，生活污水产生量为 6955.2m³。钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理设施进行处理，不外排地表水环境。

④结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。类比克深气田其它钻井工程采取的生活污水处理措施，在井场施工营地附近设置防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期清运至克深作业区生活污水处理设施进行处理，措施可行。钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；综上所述，上述措施可行。

(2)地面工程施工

①管道试压废水

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。

②施工队生活污水

地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，其污染物主要为 SS、COD，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深作业区生活污水处理装置处理。

6.2.2 运营期水污染防治措施

6.2.2.1 气田水处理措施可行性分析

本项目各生产井采出气混输至克深 10 集气站，分离后气田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注于地层；气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012），回注水经新建气田转输管线输至克拉 212W 井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注。

克深天然气处理厂采出水处理设施设计处理规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量 $1200\text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足本项目采出水处理需求。气田水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺处理后，气田水水质达到回注指标要求，经回注管线输送至克深 106 井和克深 601 井回注地层。注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)。

6.2.2.2 井下作业废水处理措施可行性分析

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

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站建设有一套撬装化钻试修废水处理装置，采用“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”处理工艺，处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目井下作业废水为 $78.75\text{m}^3/\text{a}$ ，仅占哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站年处理规模的 0.07%，因此塔哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求。

6.2.2.4 生活污水及软水制备废水处理措施可行性分析

本项目营运期新增劳动定员和综合公寓产生的生活污水及软水制备废水产生量共计 $57.96\text{m}^3/\text{d}$ ，收集后送综合公寓内新建生活污水处理设施处理，该处理设施采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。新建综合公寓生活污水处理设施冬季（按 3 个月计）排至新建生活污水暂存池水量为 32400m^3 ，新建生活污水暂存池尺寸为 $(288\times 60\times 2\text{m})$ ，容积为 34560m^3 ，因此新建生活污水暂存池可以容纳生活污水处理设施冬季排水。

综上，营运期采取的废水处置措施可行。

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 钻井期井场工程

在井场，高噪声污染源主要是柴油发电机、钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及射孔机噪声。主要隔声减噪措施包括：

(1) 泥浆泵、柴油机做好基础减振；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、射孔机等高噪声设备；

(3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

6.3.2 施工期道路及管线工程

(1) 道路及管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，集输管线的作业带宽度为 8m。

(2) 施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准。

6.3.3 营运期

(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) 在营运期时机泵等设置于厂房内，采取厂房隔声措施控制机械噪声。

厂房隔声是噪声控制中最常用、最有效的措施之一，其基本原理为：声波在通过空气的传播途径中，碰到匀质屏蔽物时，由于两分界面特性阻抗的改变，使部分声能被屏蔽物反射回去，一部分被屏蔽物吸收，只有一小部分声能可以透过屏蔽物传到另一端。显然，透射声能仅是入射声能的一部分，因此，通过设置适当的屏蔽物便可以使大部分声能反射回去，从而降低噪声的传播，可有效降低噪声源对外环境的影响。

根据噪声预测结果并类比克深1002井场、克深3集气站场界噪声监测，运营期站场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目新钻5口井，其中回注井膨润土泥浆岩屑排入岩屑池，干化后直接用于气田开发过程中修路、填坑、铺垫井场或填埋；回注井聚磺体系泥浆岩屑在井场不落地收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；采气井钻井岩屑随钻井产生的油基泥浆废弃物，拉运至油基废钻完井液资源综合回收站处理，处理后形成的成品油基泥浆符合钻井使用要求。

6.4.1.2 废机油处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4，废机油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接受，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 烧碱废包装袋处置措施

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（废物代码：900-041-49），及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。烧碱废包装袋必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。

6.4.1.4 生活垃圾处置措施

井场生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理。

6.4.2 运营期

6.4.2.1 一般工业固废处置措施

(1) 生活垃圾

本项目新增人员 12 人，新建综合公寓为 300 人标准公寓。生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，生活垃圾产生量为 113.88t/a。产生的生活垃圾按公寓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。

(2) 化粪池沉渣、栅渣及污泥

本项目生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣及污泥，

其中化粪池沉渣产生量为 25t/a，栅渣产生量为 20t/a，污泥产生量为 20t/a，收集后清运至克深地区天然固废场填埋处理。

(1) 废树脂

本项目新建综合公寓中燃气热水锅炉制备软化水的过程中会产生废树脂，软水制备系统树脂约 1~2 年更换 1 次，每次废树脂产生量约 100kg，则产生量最多约为 0.1t/a。废树脂收集后清运至克深地区天然固废场填埋处理。

6.4.2.2 危险废物处置措施

本项目集气干线清管作业产生清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，清管废渣属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

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

表 6.4-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
清管废渣	HW08	900-249-08	0.036	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T, I	桶装收集后定期由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.3 一般工业固体废物措施可行性分析

本项目新增人员和综合公寓职工生活和工作过程中会产生生活垃圾，可以进入生活垃圾填埋场填埋处置，符合《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中填埋废物的入场要求；生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣及污泥，燃气热水锅炉制备软化水的过程中会产生废树脂，可以进入固体废物填埋场填埋处置，符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中填埋废物的入场要求。

类比同类项目，生活垃圾清运至生活垃圾填埋场填埋处置，栅渣及污泥、废树脂等均清运至克深地区天然固废场填埋处理。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.4.2.4 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巴州新瑞环保科技有限公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且巴州新瑞环保科技有限公司（在克深 207 井西侧）距项目约 12km，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

本项目含油废物全部委托巴州新瑞环保科技有限公司进行处置，巴州新瑞环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前巴州新瑞环保科技有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油废物 5 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物全部委托巴州新瑞环保科技有限公司接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送克深地区天然固废场填埋妥善处理。克深地区天然固废场填埋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

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

本项目开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、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，油田内道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道路，沿已有车辙行驶。

(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，本项目井场及站场、管线和电力设施永久占地面积得到有效控制，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

本项目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。

6.5.5 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。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

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

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

(3) 各种机动车辆固定线路,禁止随意开路。

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

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

本项目投资 174063 元，环保投资 1254 万元，环保投资占总投资的比例为 0.74%。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，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

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既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。燃气热水锅炉采用清洁能源-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。生活污水处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的排放。食堂油烟经过油烟净化器处理后通过食堂风机窗口排出，可满足《饮

食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 要求。

(2) 废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站；气田水依托克深天然气处理厂采出水处理装置进行处理，处理达标后回注地层；气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经克拉 212W 井回注；生活污水和软水制备废水排入新建综合公寓生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至生活污水暂存池。

(3) 固体废弃物

本项目产生的固体废物包括生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥和危险废物。生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理，废树脂、化粪池沉渣、栅渣和污泥定期清运至克深地区天然固废场填埋处理，危险废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置，减少了对环境的影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3.2 环境损失分析

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

态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本项目将扰动、影响沙漠生态景观，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。

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，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1254 万元，环境保护投资占总投资的 0.74%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司克拉油气开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了克拉油气开发部 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.1.3 环境管理职责

克拉油气开发部 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的

归口管理部门，主要职责是：

- (1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；
- (2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；
- (3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；
- (4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；
- (5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；
- (6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；
- (7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；
- (8) 配合政府环保部门和上级环保部门检查。

8.1.1.4 排污口规范化管理

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），克拉油气开发部应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，便于污染源的监督管理和常规监测工作的进行。

8.1.2 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
----	------	--------	------	--------

施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
施工期	生态保护	水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	处理达标后排放	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送克深地区天然固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
运营期	正常工况	废水	污水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	净化后的天然气		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及天然气泄漏应急预案		当地生态环境主管
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送塔克深地区天然固废场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况		

8.1.3 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，“煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理”。

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。

8.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前克拉苏气田克深区块地面建设工程于 2016 年 12 月 31 日通过环境保护设施竣工验收，且稳定运行未满 5 年。本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以克深 10 区块为单位开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克深 10 区块。

主要产品及规模：①部署 8 口井，其中新钻采气井 4 口(克深 10-1 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井)，新钻回注井 1 口(克拉 212W 井)，完钻井利用 1 口(克深 10 井)，在钻井利用 2 口(克深 10-2X 井、克深 10-3X 井)；②新建采气井场 7 座，新建回注井场 1 座；③新建集气站 1 座(克深 10 集气站)；④集气站改造 1 座(克深 3 集气站)；⑤新建阀室 2 座；⑥新建配套综合公寓 1 座；⑦新建单井采气管线 6 条，共 4.1km；集输干线 A 段(克深 10-3X 井场至克深 10 集气站)4.5km；集输干线 B 段(克深 10 集气站至克深 3 集气站)11.2km；新建克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场的气田水转输管线 9km(DN150)，新建克深 10 集气站至克深天然气处理厂的气田水转输管线 15.4km(DN100)；⑧配套建设供配电、仪表自控、通信、道路、防腐、土建等工程。本项目建成后日产气 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，回注水 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.5-20。

本项目污染物排放标准见表 2.6-4。

本项目污染物排放量情况见表 3.5-23。

本项目污染物总量控制指标情况见表 8.3-1。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见克深气田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

公开方式：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《全国环境监测管理条例》要求，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划和工作方案。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	燃气热水锅炉烟气	颗粒物、NO _x 、烟气黑度	排气筒采样孔	每年 1 次

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	生活污水处理设施无组织废气	H ₂ S、NH ₃ 、臭气浓度	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
	井场、克深 10 集气站无组织废气	非甲烷总烃	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场场界噪声	L _{eq}	厂界外 1m	每年 1 次
地下水	地下水	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	综合公寓/SW/9.7km	每年监测一次

8.4.4 设备及管线组件泄漏检测与控制

参照《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

(1) 泄漏检测周期

根据设备与管线组件的类型采用不同的泄漏检测周期：

- ①泵、阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统每 3 个月检测一次；
- ②法兰及其他连接件、其他密封设备每 6 个月检测一次；
- ③对于挥发性有机物流经的初次开工开始运转的设备和管线组件，应在开工后 30 日内对其进行第一次检测；
- ④挥发性有机液体流经的设备和管线组件每周进行牧师观察，检查其密封处是否出现滴液现象。

(2) 泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

- ①有机气体或挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪(以甲烷或丙烷为校正气体)，泄漏检测值大于等于 2000 $\mu\text{mol/mol}$ ；
- ②其他挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪(以甲烷或丙烷为校正气体)，泄漏检测值大于等于 500 $\mu\text{mol/mol}$ 。

(3) 泄漏修复

①当检测到泄漏时，在可行条件下应尽快维修，一般不晚于发现泄漏后 15 日；

②首次(尝试)维修不应晚于检测到泄漏后 5 日。首次尝试维修应当包括(但不限于)以下描述的相关措施：拧紧密封螺母或压盖、在设计压力及温度下密封冲洗；

③若检测到泄漏后，在不关闭工艺单元的条件下，在 15 日内进行维修技术上不可行，则可以延迟维修，但不应晚于最近一个停工期。

(4) 记录要求

泄漏检测应记录检测时间、检测仪器读数；修复时应记录修复时间和确认已完成修复的时间，记录修复后检测仪器读数，记录应保存 1 年以上。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	—	—	—
	2	放喷废气	控制测试放喷时间	—	—	—	—
废水	1	管道试压废水	试压结束后用于区域绿化	—	不外排	—	—
	2	施工期生活污水	排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存,定期拉运至克深作业区生活污水处理设施处理	—	不外排	15	—
	3	压裂废水	排入回收罐中,加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置	—	不外排	5	—
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	—
固废	1	泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离机”分离岩屑后,进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	—	—	—	—

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	2	磺化泥浆岩屑	拉运至克拉苏钻试修环保站处理	--	妥善处置,不外排	20	--
	3	油基泥浆废弃物	暂存于危废暂存间,定期送至位于克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用回收站采用 LRET 工艺无害化回收	--	妥善处置,不外排	400	--
	4	生活垃圾	定期清运至大北地区固废填埋场填埋	--	妥善处置,不外排	--	--
	5	废机油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内,定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置,不外排	2	--
	6	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场危废暂存间内,定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置,不外排	1	--
生态	生态恢复	严格控制作业带宽度	管道埋埋所需土方利用管沟挖方,做到土方平衡,减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	300	--
		水土保持					
	防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整,严禁随意堆置;防尘网,洒水抑尘;设计选线过程中,尽量避开植被较丰富的区域;管沟分层开挖、分层回填;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		--	防止土地沙化		
其他	1	钻台、放喷池、应急池、危废暂存间、柴油罐区,按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能;地面进行防腐硬化处理,保证表面无裂痕	--	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能	25	--

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
其他	2	泥浆罐区、泥浆泵、钻井液材料区、岩屑池,按一般防渗区考虑	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	—	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	10	—
运营期							
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废气	1	燃气热水锅炉烟气	以净化后天然气为燃料+20m 高排气筒	2	颗粒物 $\leq 20 \text{mg/m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200 \text{mg/m}^3$	2	《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
	2	食堂油烟	油烟净化器	5	油烟 $\leq 2 \text{mg/m}^3$	5	《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 中型要求
	3	生活污水处理设施无组织废气	盖板封闭	—	$\text{H}_2\text{S} \leq 0.06$ $\text{NH}_3 \leq 1.5$ 臭气浓度 ≤ 20	1	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新改扩建项目二级标准
	4	井场及站场无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0 \text{mg/m}^3$	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
废水	1	井下作业废水	井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	—	不外排	20	—
	2	气田水	气田各生产井采出水混输至克深 10 集气站,分离后气田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层	—	不外排	—	—

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

营运期								
类别	序号	污染源		环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废水	3	生活污水		经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施,处理达标后夏季用于绿化用水,冬季排至新建生活污水暂存池	1	pH≤6-9 COD≤200mg/L SS≤100mg/L 粪大肠杆菌≤40000MPN/L 蛔虫卵个数≤2个/L	300	《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 C 级标准
类别	序号	污染源		环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
噪声	1	井场	采气树	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	—	厂界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	2		计量装置		—		—	
	3		甲醇加注撬		—		—	
	4	克深10集气站	生产分离撬		—		—	
	5		甲醇加注撬		—		—	
	6		缓蚀剂加注撬		—		—	
	7	克拉212W井	喂水泵	厂房隔声、基础减振	—		—	
	8		高压回注泵		—			
	9	综合公寓	提升泵		—		10	
	10		外排泵					
固体废物	1	清管废渣		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,收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	—	全部妥善处置,不外排	2	《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),《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012),《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017)

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
固体废物	2	废树脂	收集后清运至克深地区天然固废场填埋处理	—	全部妥善处理,不外排	1	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)
	3	化粪池沉渣		—			
	4	栅渣		—			
	5	生活污水处理设施污泥		—			
	6	生活垃圾	收集后清运至大北地区固废填埋场填埋处理	—		—	《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB16889-2008)
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
防渗	1	重点防渗区	防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-10} cm/s	50	—
	2	一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7} cm/s		—
	3	简单防渗区	地面硬化或绿化处理	—	进行硬化或绿化处理		—
其他	1	风险防范措施	可燃气体、甲醇检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置		50	—
			消防器材				—
			警戒标语标牌				—
			应急救援预案	应急保障措施按照环境风险应急预案进行设置		10	—
	2	排污口	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置		5	保证实施
闭井期							
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

闭井期							
类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	投资 (万元)	验收标准
固废	1	废弃管线、废弃 建筑垃圾	收集后送克深地区 天然固废场填埋	—	妥善处置不外排	—	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥 条清理，恢复原有自 然状况	—	恢复原貌	20	—
合计				—		1254	—

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：克拉苏气田克深 10 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 8 口井，其中新钻采气井 4 口(克深 10-1 井、克深 10-4 井、克深 10-5 井、克深 10-6 井)，新钻回注井 1 口(克拉 212W 井)，完钻井利用 1 口(克深 10 井)，在钻井利用 2 口(克深 10-2X 井、克深 10-3X 井)；②新建采气井场 7 座，新建回注井场 1 座；③新建集气站 1 座(克深 10 集气站)；④集气站改造 1 座(克深 3 集气站)；⑤新建阀室 2 座；⑥新建配套综合公寓 1 座；⑦新建单井采气管线 6 条，共 4.1km；集输干线 A 段(克深 10-3X 井场至克深 10 集气站)4.5km；集输干线 B 段(克深 10 集气站至克深 3 集气站)11.2km；新建克拉 2 中央处理站至克拉 212W 井场的气田水转输管线 9km(DN150)，新建克深 10 集气站至克深天然气处理厂的气田水转输管线 15.4km(DN100)；⑧配套建设供电、仪表自控、通信、道路、防腐、土建等工程。

建设规模：本项目建成后日产气 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，回注水 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 174063 万元，其中环保投资 1254 万元，占总投资的 0.74%。

劳动定员及工作制度：本项目新增劳动定员 12 人，综合公寓最大承载人数为 300 人。

9.1.2 项目选址

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克深区块内。区域以油气开采为主，现状占地以裸岩及戈壁为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求，工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令 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。

符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于阿克苏地区拜城县境内克拉苏气田克深 10 区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

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； NH_3 和硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明：各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准限值，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质要求。硬度、溶解性总固体、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关。

声环境质量现状监测结果表明：本项目声环境监测值昼间为 $37\sim 38\text{dB}(\text{A})$ ，夜间为 $36\sim 37\text{dB}(\text{A})$ ，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

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

9.2.2 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；本项目周边无地表水体，且工程不外排废水，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；工程周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将井场占地外 50m 和管线两侧 200m 范围内的土壤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及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土保持产生明显影响；将克深作业区公寓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

(1) 燃气热水锅炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

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

(3) 超压放喷燃烧废气：天然气若发生超压放喷时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放喷的天然气采用点火燃烧(自动点火系统)，不允许就地排入大气。

(4) 本项目定期巡检，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放喷系统，燃烧后排放。

(5) 生活污水处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的逸散。

(6) 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。

类比同类站场的监测数据来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本项目营运期产生的废水主要有气田水、井下作业废水、生活污水。其中气田各生产井采出水混输至克深10集气站，分离后气田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；气田水回注水源接自克拉2中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田转输管线输至克拉212W井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；本项目营运期新增劳动定员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后和软水制备废水排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3) 在营运期时机泵等设置于厂房内，采取厂房隔声措施控制机械噪声。

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

9.3.4 固体废物及处理措施

本项目产生的固体废物包括生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥和清管废渣。生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理；废树脂、化粪池沉渣、栅渣和污泥定期清运至克深地区天然固废场填埋处理；集气干线清管作业产生清管废渣，根据《国家危险废物名录(2021年版)》，清管废渣属于危险废物，危险废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $1.12 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.25%； $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.56 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.25%； NO_2 最大落地浓度为 $8.42 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 4.21%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $171.18 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 8.56%； H_2S 最大落地浓度为 $0.865 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 5.67%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现； NH_3 最大落地浓度为 $8.50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 4.25%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

本项目实施后井场、站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $14.69 \sim 118.72 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求；生活污水处理设施无组织废气对四周厂界 H_2S 浓度贡献值为 $0.173 \sim 0.520 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、对四周厂界 NH_3 浓度贡献值为 $2.59 \sim 7.81 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

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 地表水环境影响

本项目营运期产生的废水主要有气田水、井下作业废水、生活污水、软水制备废水。其中气田各生产井采出水混输至克深 10 集气站，分离后气田水经克深天然气处理厂采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 后回注于地层；气田水回注水源接自克拉 2 中央处理厂，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，回注水经新建气田转输管线输至克拉 212W 井后首先存储在回注罐内，经喂水泵至高压回注泵加压后至井口回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；本项目营运期新增劳动定员和综合公寓住宿办公人员产生的生活污水经化粪池处理后和软水制备废水排入综合公寓内生活污水处理设施，处理达标后夏季用于绿化用水，冬季排至新建生活污水暂存池。本项目评价范围内无地表水体，且废水全部妥善处理，水污染控制和水环境影响减缓措施有效，依托的污水处理设施可行，故本项目

实施对地表水环境可接受。

9.4.2 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

评价区域位于冲洪积平原的山区中部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，该区地下水不蕴藏，因山区地势原因流出。

(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和生活污水调节池泄漏，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。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议本项目依据“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”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。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。

②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，制定完善的监测计划；对输送管道、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

③在制定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。

9.4.3 声环境影响

新建站场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 33.5~49.6dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区噪声排放限值要求；克深作业区公寓噪声源对场界的噪声贡献值为 23.5~38.9dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 37.2~43.9dB(A)，夜间为 36.2~42.3dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区噪声排放限值要求。因此，本项目实施后不会对周围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包括生活垃圾、废树脂、化粪池沉渣、栅渣、污泥和清管废渣。生活垃圾按公寓管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋处理；废树脂、化粪池沉渣、栅渣和污泥定期清运至克深地区天然固废场填埋处理；集气干线清管作业产生清管废渣，根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，清管废渣属于危险废物，危险废物收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

9.4.5 土壤环境影响

本项目井场及站场占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求。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，一般很难渗入到 1m 以下。本评价要求工程运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤应急措施，发现异常及时采取措施。

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，本项目建设可行。

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气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。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，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。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定本项目总量控制指标为： SO_2 0t/a， NO_x 1.391t/a， VOC_s 3.0t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司克拉油气开发部制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的克拉油气开发部将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

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

9.8 项目可行性结论

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