

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  $5.6 \times 10^5 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为  $1.067 \times 10^{10} \text{t}$ ，天然气资源储量约为  $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油气田之一。位于新疆阿克苏地区境内的克拉苏气田近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，当前正在运行的区块包括克拉、克深、大北、博孜等几大区块组成。

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

大北 12 区块是克拉苏气田大北区块近年来勘探发现的新区块，干气地质储量  $547.64 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量  $101.19 \times 10^4 \text{t}$ ，油气资源丰富，具有重要的开发价值，该区块的开发建设有利于实现塔里木油田“十四五”规划的建设目标和保障下游持续稳定供气。对促进新疆地区的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定具有重要的意义，为此塔里木油田分公司拟投资 191389 万元实施“克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程”，主要建设内容包括：①部署 9 口井，其中新建采气井 7 口（新钻井 2 口、已钻井 5 口），改造老井 2 口（采气井 1 口、排水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；

④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 4.5km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。本项目建成后产气量为  $255 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年产凝析油规模 47.11t/d，回注水  $100 \text{m}^3/\text{d}$ 。

## 1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于天然气开采项目，位于拜城县境内，参照《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，项目区域重点推进煤炭、油气资源开发水土流失综合治理工作，属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018年12月29日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号)，本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 4 月 6 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行本项目的环评工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 4 月 7 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，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。因此，本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

#### (2) 规划符合性判定

本项目属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于克拉苏气田大北区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

#### (3) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境评价等级为三级B、地下水环境影响评价工作等级为三级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为二级、生态环境影响评价等级为三级、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、地表水、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。站场无组织废气非甲烷总烃可满

足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求,项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)本项目废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水,其中采出水随采出液一起最终进入大北天然气处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层;井下作业废水送至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理;生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置,均不外排,不会对周围地表水环境产生影响。

(3)本项目生产过程中废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水,集输管线采用柔性复合管,采取严格的防腐防渗措施;井下作业废水送至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理;生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置;正常状况下不会对地下水造成污染影响。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施;非正常状况下,地下水环境影响可接受。同时,项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施,防止对地下水造成污染。

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

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

(6)本项目井场无人值守,需定期巡检,本工程集输管线较长,距离大北作业区较远,因此新增定员 8 人,营运期固体废物主要为生活垃圾、油泥(砂)及清管废渣,生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋,油泥(砂)及清管废渣采取桶装形式收集后,定期由有危废处置资质单位接收处置。

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

(8)本项目永久占地面积较小,所在区域属植被较少,大北 12 区块偶有鹅喉羚出没。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

## 1.5 主要结论

综合分析,本项目符合国家及地方当前产业政策要求,选址和建设内容可

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

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 环境保护法律

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

(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》(修订)(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 9 月 1 日施行, 2020 年 4 月 29 日修订);

(7) 《中华人民共和国水法》(2016 年修订)(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) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 6 月 25 日发布, 2010 年 10 月 1 日施行)。

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

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

#### 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 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 16 号，2020 年 11 月 30 日公布，2021 年 1 月 1 日实行)；

(14)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84 号，2017 年 11 月 14 日发布并实施)；

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

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

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

(18) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号, 2016 年 10 月 26 日发布并实施);

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

(20) 《关于印发〈建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)〉的通知》(环发[2015]169 号, 2015 年 12 月 18 日发布并实施);

(21) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 4 月 16 日发布, 2015 年 6 月 5 日实施);

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

(23) 《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197 号, 2014 年 12 月 30 日发布并实施);

(24) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30 号, 2014 年 4 月 25 日发布并实施);

(25) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号, 2012 年 8 月 8 日发布并实施);

(26) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号, 2012 年 7 月 3 日发布并实施);

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

(28) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号, 2019 年 12 月 13 日发布并实施);

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

### 2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

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

(8) 《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126 号, 2016 年 8 月 24 日发布并实施);

(9) 《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) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号);

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

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

(13) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(15) 《关于印发〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》(阿行署办

[2016]104 号)；

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

(17) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

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

(19) 《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)；

(20) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》；

(21) 《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)；

(22) 《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》；

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

(24) 《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)；

(25) 《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)。

### 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);

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

#### 2.1.4 相关文件及技术资料

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

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

(3)《环境质量现状检测报告》;

(4)《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》;

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

(6)《关于对大北 12-5 井钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2019])761 号);

(7)《关于对大北 12-7 井钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2019])762 号);

(8)《关于对大北 12-8 井钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2019])763 号);

(9)《关于对大北 12-9 井钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2019])764 号);

(10)《关于对大北 1202 井钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字

[2019])768 号)；

(11)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(12)环评委托书。

## 2.2 评价目的和评价原则

### 2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本项目特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

### 2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

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

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的影

响。

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

(5)严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”、“排污许

可”等环保法律、法规。

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

## 2.3 环境影响要素和评价因子

### 2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

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

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

### 1.3.2 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 1.3-2。

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 <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、NO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、非甲烷总烃	
	污染源	颗粒物、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、非甲烷总烃	
	影响评价	PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、NO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、非甲烷总烃	
地下水	现状评价	<b>基本水质因子:</b> 色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、铬(六价)、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类; <b>检测分析因子:</b> K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> <b>特征因子:</b> 石油类	
	污染源	石油类	
	影响评价	石油类	
土壤环境	现状评价	<b>建设用地基本因子:</b> pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 <b>特征因子:</b> 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
	污染源	垂直入渗: 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
	影响分析	垂直入渗: 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
声环境	现状评价	L <sub>eq</sub>	
	污染源	L <sub>A</sub>	
	影响评价	L <sub>eq</sub>	
生态环境	现状评价	动物、植物、水土流失、防沙治沙、生态系统	
	影响评价		
固体废物	污染源	危险废物(油泥(砂)、清管废渣)、生活垃圾	
	影响分析		
环境风险	风险识别	凝析油、天然气、甲醇	
	风险评价	大气	天然气、甲醇
		地下水	凝析油

## 2.4 评价等级和评价范围

### 2.4.1 评价等级

#### 2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

##### (1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

式中： $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$\rho_i$ ——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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$\rho_{oi}$ ——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。以本项目站场为中心，外扩半径 3km 范围内规划用地均为戈壁，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；废气污染源参数见表 2.4-2 和表 2.4-3，坐标以各场站西南角为原点 (0, 0)；相关污染物预测及计算结果见表

2.4-4。

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/°C		40.9
3	最低环境温度/°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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

#### (4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本工程外排废气污染物  $P_{\max}=3.6\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

#### 2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

##### (1) 评价等级

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

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 <sup>3</sup> /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。

本项目产生废水包括采出水、井下作业废水及生活污水, 采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层, 井下作业废水送哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理, 生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置, 处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉, 冬季汇入蓄水池暂存, 不向外环境排放污水。因此由表 2.4-4 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, 本项目行业类别属于“F 石油、天然气”中的“38、天然气、页岩气开采”, 环评类别为报告书, 因此本项目地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

##### (2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016), 建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-6。

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 <sup>a</sup> 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

<sup>a</sup> “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	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

本项目地下水环境影响评价 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，根据表 2.4-7 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

本工程位于克拉苏气田大北 12 区块，周边区域以居住、工业混杂为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

本项目各站场周围 200m 范围内无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

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

不属于造成土壤盐化、酸化、碱化的项目，属于污染影响型建设项目，根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

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

(2) 影响类型

本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型( $\geq 50\text{hm}^2$ )、中型( $5\sim 50\text{hm}^2$ )和小型( $\leq 5\text{hm}^2$ )”，本项目永久占地面积约  $2.571\text{hm}^2$ ，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目大北 11 集气站及注水管线周边 200m 范围内有耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 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、占地规模为小型、环境敏感程度为敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目位于克拉苏气田大北 12 区块，本项目永久占地面积 25710m<sup>2</sup>，临时占地面积 659000m<sup>2</sup>，面积在 2km<sup>2</sup> 范围内。新建各类线路工程长度共计 82.5km，线路工程长度在 50~100km 之间。

(2) 区域环境

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

(3) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，生态影响评价工作等级划分办法见表 2.4-9。

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≥20km <sup>2</sup> 或长度≥100km	面积 2~20km <sup>2</sup> 或长度 50~100km	面积≤2km <sup>2</sup> 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目占地面积在 2km<sup>2</sup> 范围内、线路工程长度在 50~100km 之间，影响区域属一般区域，区域地势较平坦，根据以上分析结果判断，本项目生态影响评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 建设项目风险源调查

本工程新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座、改造大北天然气处理厂及大北 11 集气站、新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。

本工程排水井场、排水干线、排水支线输送的物质为气田水，不作为风险物质考虑。本工程涉及的风险物质主要为甲烷、乙烷、丙烷、凝析油及甲醇，甲醇储存在井场甲醇储罐内，甲烷、乙烷、丙烷、凝析油存在于管线中。

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3.9724，故危险物质数量与临界量比值为  $1 \leq Q < 10$ 。

(2) 行业及生产工艺(M)

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 1-11。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 2.4-12 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 <sup>a</sup> 、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(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
<sup>a</sup> 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) $\geq 10.0\text{Mpa}$ ; <sup>b</sup> 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2.4-12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<sup>b</sup>(不含城镇燃气管线)”中“石油、天然气、页岩气开采(含净化)”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	石油、天然气、页岩气开采(含净化)	10
项目 M 值 $\Sigma$			10

由表1.4-11可知，本项目M值为10，M值划分M=10，以M3表示。

### (3) 危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录C，危险物质及工艺系统危险性等级(P)确定方法见表2.4-14。

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
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

由表2.4-14可知，本项目的危险物质及工艺系统危险性等级为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

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5 km 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 500 m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5 km 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 500 m 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 200 m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5 km 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 500 m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200 m 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，本工程站场周边 5km 范围内人口总数小于 1 万人，站场周边 500m 范围内人口总数小于 500 人，管线 200m 范围内无村庄分布。对照表 1.4-13，最终确定大气环境敏感程度为 E3。

(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)10 km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；风景名胜区；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2.4-16，地表水功能敏感性为低敏感F3。对照表2.4-17，最终确定地表水环境敏感目标分级为S3。对照表2.4-18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表2.4-19，包气带防污性能分级见表2.4-20，地下水环境敏感程度分级见表2.4-21。

表2.4-19 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 <sup>a</sup>
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

<sup>a</sup> “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 2.4-20 包气带防污性能分级表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$ , $k \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ , 且分布连续稳定
D2	$0.5m \leq Mb \leq 1.0m$ , $k \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ , 且分布连续稳定 $Mb \geq 1.0m$ , $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < k \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ , 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 2.4-21 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。

根据项目水文地质调查可知，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，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<sup>+</sup>级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 2.4-22。

表 2.4-22 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	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 <sup>+</sup>	IV	III	III
环境中度敏感区(E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区(E3)	III	III	II	I

注：IV<sup>+</sup>为极高环境风险。

对照表2.4-22，确定本项目大气环境风险潜势为 I，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 评价工作等级判定

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-23。

表 2.4-23 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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2.4-23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 2.4-24，各环境要素评价范围图见 2.4-2。

表 2.4-24 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	以站场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	三级	地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，管线边界两侧 200m 范围
4	声环境	二级	站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	站场边界及管线边界两侧外延 200m 范围

6	生态环境	三级	站场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	三级	站场边界外延 3km 范围及管线中心线两侧外延 200m 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、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标
3	工程分析	<p><b>区块开发现状回顾：</b>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。</p> <p><b>现有工程：</b>现有工程基本情况、主要工艺及产排污节点、污染源调查、污染物排放量、环境问题及以新带老建议等内容。</p> <p><b>在建工程：</b>主要介绍 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井等 5 口已完钻井的基本情况、主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容。</p> <p><b>拟建工程：</b>拟建工程项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、污染物总量控制分析、三本账。</p> <p><b>依托工程：</b>与项目相关的克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、克深 207 油基固废处理站、大北地区固废填埋场、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站等依托工程的基本情况</p>
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	施工影响分析，施工扬尘、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析 环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对本工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性方式估算建设项目环境影响的经济价值

8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

### 2.5.2 评价重点

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

### 2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

#### (1) 环境质量标准

环境空气：PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub> 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m<sup>3</sup> 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准。

土壤：占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值；占地范围外非建设用地的土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 其他类风险筛选值标准。

#### (2) 污染物排放标准

废气：真空加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值；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。

废水：各生产井采出液混输至大北天然气处理厂采出水处理设施处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；井

下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至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；生活污水收集后经博大油气开发部公寓现有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)表 2 中 C 级排放标准。

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；运营期站场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

### (3) 控制标准

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

矿产开发区迹地的生态修复”。本项目主要建设单井和集输管线，主要目的是满足克拉苏气田大北 12 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

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“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。

本工程与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本工程属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区	符合

续表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《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)	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	本工程施工周期较短,报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	本工程油气集输管线采取埋地敷设方式,管线不穿越水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域,周边无居民区分布	符合
	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏	本工程回注水主要为采出水,为油气开采过程产生的废水。本工程运营期采出水经采出水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于油气层	符合
	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案	博大油气开发部制定有《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 652926-2020-003),后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合

续表 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
《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,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了克拉苏气田大北 12 区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺成熟且先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目站场、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
《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 <sub>3</sub> 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

续表 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
	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生活垃圾、油泥(砂)及清管废渣,生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋,油泥(砂)及清管废渣采取桶装形式收集后,定期由有危废处置资质单位接收处置	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	本项目产生的危废主要为油泥(砂)及清管废渣,油泥(砂)及清管废渣采取桶装形式收集后,定期由有危废处置资质单位接收处置	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
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》	项目正式投入生产或运营后,每3~5年开展一次环境影响后评价,依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块,可以不单独开展环境影响后评价,法律法规另有规定的除外	目前克拉苏气田博孜-大北区块,已于2021年完成环境影响后评价工作。本项目实施后,区域井场、管线等工程内容发生变化,应在5年内以大北12区块为单位继续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施工、矿产 资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的 治理,保持道路清洁、控制料堆和渣土堆 放,科学合理扩大绿地、水面、湿地、地 面铺装和防风固沙绿化面积,防治扬尘污 染	本项目施工期通过洒水抑尘 减少扬尘产生量	符合
	矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当 堆放到专门存放地,并采取围挡、设置防 尘网或者防尘布等防尘措施;施工便道应 当硬化。 在采石、采砂和其他矿产资源开采过程中, 或者在停办、关闭矿山前,采矿权人应当 整修被损坏的道路和露天采矿场的边坡、 断面,恢复原有地貌,并按照规定处置矿 山开采废弃物,防止扬尘污染	本项目施工土方全部用于回 填管沟及场地平整;施工废料 首先考虑回收利用,不可回 收利用部分拉运至大北地区 固废填埋场填埋;闭井期地 面设施拆除、井场清理等工 作中产生的废弃建筑残渣等 收集后送大北地区固废填埋 场	符合
《石油天然气 开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年 第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生 态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排 放的石油类污染物进行总量控制	项目采出水经大北天然气处 理厂采出水处理设施处理后 回注;酸化压裂废水及修井过 程中产生的废水收集在回收 罐,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;生活污水 依托博大油气开发部公寓 现有生活污水处理设施处 置,处理后的生活污水夏季 用于周边荒漠生态恢复的 灌溉,冬季汇入蓄水池暂 存,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。	本工程建设布局合理,已 在设计阶段合理选址,合 理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中,应 采用密闭流程,减少烃 类气体排放	本工程油气集输过程为 密闭流程	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)	在油气开发过程中,应 采取措施减轻生态影响 并及时用适地植物进行 植被恢复	本评价已提出生态环境 影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和 鸟类迁徙通道上的油田 、气井,若有较大的生态 影响,应将电线、采气管 线地下敷设。在油田作 业区,应采取保护措施, 保护零散自然湿地。	本工程不涉及湿地自然 保护区和鸟类迁徙通道, 集输管线采用埋地敷 设	符合
	在钻井和井下作业过 程中,鼓励污油、污水 进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的污油 、污水应采用固液分离 、废水处理一体化装置 等处理后达标外排	本工程修井作业过程中 产生的废水委托哈拉哈 塘油田钻试修废弃物环保 处理站处理	符合

表 2.7-2 新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本工程不涉及水源涵养区、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	本工程集输采用先进技术、工艺和设备	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	本工程已提出生态保护和生态恢复治理方案,并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置,防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收,经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理	本工程采用无毒钻井液,钻井产生的废水用于配制泥浆,不外排	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送由区域具有危废处置资质的公司接收处理。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质,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本工程营运期站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)及清管废物,定期由有危废处置资质单位接收处置	符合
《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)	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理,其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本项目开工建设实行环境监理,其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	符合

### 2.7.3 “三线一单”分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号),到2025年,全区生态环境质量总体改善,环境风险得到有效管控。建立较为完善的生态环境分区管控体系与数据信息应用机制和共享系统,

生态环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展。与其符合性分析内容见表 2.7-3。

表 2.7-3 “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)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目距拟定生态保护红线区约 7.3km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目采出水进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水排入博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置，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，本项目采出液采取密闭集输工艺。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
《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)	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
	环境管控单元	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则	本项目属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，不会对站场周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本	符合

	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p>	
--	---	---	--

#### 2.7.4 环境功能区划

本项目位于克拉苏气田大北 12 区块，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；项目周边无地表水体；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类区；项目区域以居住、工业混杂为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区。

#### 2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-4 和图 2.7-1。

表 2.7-4 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
天山山地干旱草原—针叶林生态区	天山南坡干旱草原侵蚀控制生态亚区	天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设	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 1.7-4 可知，本工程位于“天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区”，主要生态服务功能为“天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游”，主要保护目标为“保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施”，适宜发展方向为“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”。

本项目为油气开发活动，按照塔里木油田分公司的总体规划和年度计划进行开发，项目实施与区域发展方向一致，符合区域生态服务功能定位。本项目新建站场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响。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、产生的固废妥善处理，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

本工程将大气评价范围内村庄及博大油气开发部公寓作为环境空气保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将土壤环境调查评价范围内的耕地作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，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；将评价范围内的村庄、博大油气开发部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 环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数	备注
		经度(°C)	纬度(°C)				方位	与最近井场距离(m)			
1	大宛齐牧场	81.31	41.72	居住区	人群	二类区	SE	与大北 11 集气站距离 1600m	1200	343	不改变环境空气质量功能
2	克达科吐尔村	81.26	41.73	居住区	人群	二类区	SW	与大北 11 集气站距离 2500m	504	144	
3	阿热恰特村	81.29	41.72	居住区	人群	二类区	SW	与大北 11 集气站距离 1200m	452	129	
4	博大油气开发部公寓	81.59	41.78	居住区	人群	二类区	N	与大北天然气处理厂距离 600m	200	-	

表 2.8-2 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 2.8-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内耕地	-	-

表 2.8-4 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 2.8-5 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

克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程环境影响报告书

	1	大宛齐牧场	SE	1600	居住	1200
	2	克达科吐尔村	SW	2500	居住	504
	3	阿热恰特村	SW	1200	居住	452
	4	博大油气开发部 公寓	N	600	居住	200
站场周边 500m 范围内人口数小计						0
站场边 5km 范围内人口数小计						2356
管线 200m 范围内人口数小计						0
大气环境敏感程度 E 值						E <sub>3</sub>
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

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。塔里木油田 2011 年~2020 年期间天然气大发展的资源基础逐步得到落实，天然气产能建设将会出现一个高潮。克拉苏气田天然气资源量为  $20856.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，预计到 2020 年其天然气产量将达到  $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，有望成为塔里木第一大气田。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供  $100 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$  的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。目前克拉苏气田已形成了克拉 2、大北和克深三大天然气净化处理基地，地面集输管网及配套设施日趋完善，为各大区块开发提供了有力保障。

大北 12 区块是克拉苏气田大北区块近年来勘探发现的新区块，干气地质储量  $547.64 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量  $101.19 \times 10^4 \text{t}$ ，油气资源丰富，具有重要的开发价值，该区块的开发建设可满足克拉苏气田产能开发的需要，有利于实现塔里木油田“十四五”规划的建设目标和保障下游持续稳定供气。为此塔里木油田分公司拟投资 191389 万元实施“克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程”，主要建设内容包括：①部署 9 口井，其中新建采气井 7 口（新钻井 2 口、已钻井 5 口），改造老井 2 口（采气井 1 口、排水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 4.5km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。本项目建成后产气量为  $255 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年产凝析油规模 47.11t/d，回注水  $100 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目实施后，各单井采出液通过新建管线输送至大北天然气处理厂集中处理，经过处理后的采出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，通过新建注水管线输送至区块内需要回注水的井场。

为此，本次评价共部署 9 口井，新井 7 口、老井 2 口，新井中已钻 5 口井（DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井），已取得钻井环评手续，现状为已完钻井，本次将其作为在建工程进行分析；老井 2 口（吐北 4 井、大北 1201 井），本项目仅在其井场进行改造所以把其作为现有工程进行分析；本次项目涉及大北天然气处理厂采出水处理装置的改造、大北 11 集气站新建清管收球装置 1 套，所以把其作为现有工程进行分析；本工程产生的废水、固废等废弃物将运送至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、克深 207 油基固废处理站、大北地区固废填埋场、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，所以本次评价将其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 本工程环评及验收情况一览表

序号	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	验收文号	验收时间
1	大北天然气处理厂	克拉苏气田大北区块地面建设工程	原国家环境保护部	环审[2014]199号	2014年8月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2030号	2016年
2	吐北 4 井、大北 1201 井	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	—		
3	大北 11 集气站	大北气田滚动勘探开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1088号	2018年8月	2020年10月10日~11日期间企业已开展自主验收		
4	DB12-5 井	大北12-5井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]761号	2019年12月	—		
5	DB12-7 井	大北12-7井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]762号	2019年12月	—		
6	DB12-8 井	大北12-8井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]763号	2019年12月	—		
7	DB12-9 井	大北12-9井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]764号	2019年12月	—		
8	DB1202 井	大北1202井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]768号	2019年12月	—		

续表 3-1

本工程环评及验收情况一览表

序号	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	验收文号	验收时间
9	克拉苏油田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	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]834号	2019年12月
10	克深 207 油基固废处理站（巴州新瑞）	巴州新瑞石油科技有限公司油基废钻完井液及固体资源（油基泥浆）综合回收利用项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]648号	2014年5月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]239号	2015年3月
11	大北地区固废填埋场	大北地区固废填埋场工程建设项目	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]362号	2012年7月	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2013]4号	2013年1月
12	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项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1626号	2016年11月	2020年5月4日企业已开展自主验收		

表 3-2

工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	克拉苏气田大北 12 区块开发现状简述	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 2 口老井（吐北 4 井、大北 1201 井）、大北 11 集气站及大北天然气处理厂，本次拟建工程涉及改造的站场现状、污染源调查、污染物排放量、环境问题等内容
3	在建工程	主要介绍 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井等 5 口已完钻井的基本情况、主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容
4	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、污染物总量控制分析、三本账
5	依托工程	与项目相关的克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站、克深 207 油基固废处理站、大北地区固废填埋场、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站等依托工程的基本情况

### 3.1 克拉苏气田大北 12 区块开发现状及回顾性分析

#### 3.1.1 开发现状

大北 12 区块是克拉苏气田近年来勘探发现的新区块,干气地质储量 547.64 × 10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>,凝析油地质储量 101.19 × 10<sup>4</sup>t,油气资源丰富,具有重要的开发价值。截至目前,投入试采井 4 口(吐北 401 井、DB12-1 井、大北 12 井和大北 1201),日产气 220 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,日产油 17.7t,产量、压力稳定,周边已建成了完善的配套工程,依托条件较好,具备加快推进大北 12 区块整体开发的条件。

#### 3.1.2 三同时手续履行情况

大北 12 区块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如表 3.1-3 所示。

表 3.1-1 克拉苏气田大北 12 区块环评及验收情况一览表

序号	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	DB12-1 井、吐北 401 井	大北气田滚动勘探开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函 [2018]1088 号	2018 年 8 月	2020 年 10 月 10 日~11 日期间企业已自主验收		
2	大北 12 井	大北 12 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字 [2018]163 号	2018 年 5 月	-		
3	大北 1201	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	-		

#### 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

大北 12 区块目前开发有 4 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。

根据吐北 401 井场验收阶段井场监测数据,井场无组织废气均可达标排放,因此油田开发对区域环境空气质量影响不大。

(2) 水环境影响回顾评价

根据验收及本次调查情况,大北 12 区块的 4 口采气井主要废水为采出水及井下作业废水,采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层。

(3) 声环境影响回顾评价

根据吐北 401 井场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

根据验收情况,本项目运营期产生的固体废物为油泥(砂),采取桶装形式收集后,定期由有危废处置资质单位接收处置。

(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。区域植被较稀疏,均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木,覆盖度约为 10%,由于区域气候较为干旱,自然恢复过程缓慢,调查期间植被尚未恢复;从土地利用类型来看,以裸岩及戈壁为主。总体来说,项目区依旧是荒漠景观,人类干扰加强,多样性增加。大北 12 区块的开发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

根据大北 12 区块吐北 401 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,本次对吐北 401 井场无组织废气、加热炉烟气、噪声进行分析。

表 3.1-2 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	吐北 401 井	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.30~0.69mg/m <sup>3</sup>	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

		加热炉 烟气	颗粒物	1.2~ 1.7mg/m <sup>3</sup>	20	《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	达标
			二氧化硫	-	50		达标
			氮氧化物	60	200		达标
噪 声	吐北 401 井场四周	噪声	昼间	45.0~46.9	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	43.3~45.4			达标

### 3.1.5 现有区块污染物排放量

根据验收期间开展的污染源监测，大北12区块现有污染物年排放情况见表

3.1-3。

表3.1-3 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		
大北 12 区块现有污 染物排放量	0.12	0	4.088	0.048	0	0	0

### 3.1.6 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，DB12-1 井、吐北 401 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

本项目现有工程涉及两口改造老井（大北 1201 及吐北 4 井）、大北 11 集气站及大北天然气处理厂。

### 3.2.1 现有井场现状

#### 3.2.1.1 大北 1201 井

本次开发方案中涉及的老井大北 1201 井，现状处于正常生产状态，井下采出液自喷采出后，通过井口模块油嘴一级节流后经过井场加热炉加热后由现有集输管线输至集输干线，最终送至大北天然气处理厂处理。大北 1201 井场主要设备见表表 3.2-1。

表 3.2-1 大北 1201 井场主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
----	----	------	----	----	----

大北 1201 井场	1	采气树	座	1	已建
	2	RTU 机柜间	座	1	已建
	3	加热炉	座	1	已建

### 3.2.1.2 吐北 4 井

本次开发方案中涉及的老井吐北 4 井，现状处于封井状态，无污染物产生，井场局部生态系统已自然恢复。

### 3.2.2 大北 11 集气站

#### 3.2.2.1 基本情况

目前大北 11 井、大北 1101 井、吐北 401 井、大北 12 井、DB12-1 井采出液经已建单井采气管线混输接入大北 11 集气站轮井阀组橇，经过轮井计量后，气液经大北 11 集气干线及集输管道输送至大北天然气处理厂集中处理。

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

#### 3.2.2.2 工艺流程

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

#### 3.2.2.3 公辅设施概况

##### (1) 采暖及供热

大北 11 集气站采用加热炉加热。

##### (2) 供电

大北 11 集气站用电依托附近电网。

##### (3) 给排水

大北 11 集气站生产过程中不消耗水，生产过程中无废水产生。

### 3.2.3 大北天然气处理厂

大北天然气处理厂于 2014 年 8 月 19 日取得原中华人民共和国环境保护部批复《关于克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书的批复》（环审

[2014]199 号), 于 2016 年 12 月取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见《关于克拉苏气田大北区块地面建设工程竣工环境保护验收合格的函》(新环函[2016]2030 号)。2018 年实施了“克拉苏气田大北区块开发调整地面工程”, 该工程于 2018 年 8 月 4 日取得阿克苏地区生态环境局批复《关于克拉苏气田大北区块开发调整地面工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2018]305 号), 目前该工程正在开展验收工作。大北区块危废暂存间塔西南勘探开发公司于 2020 年编制完成《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》并于 2020 年 9 月 7 日完成拜城县环境保护局备案工作, 该环境风险应急预案包含大北天然气处理厂等内容。大北天然气处理厂于 2021 年 02 月 07 日取得排污许可《大北处理站固定污染源排污登记回执》(登记编号: 916531007291855484015X)。上述工程手续执行情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 工程环保执行情况一览表

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

### 3.2.3.1 基本情况

现有工程基本情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 现有工程基本情况一览表

项目	内容
单位名称	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
生产规模	天然气设计处理规模为 $50 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ , 实际处理规模约为 $40 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ; 凝析油处理

		规模 22.6×10 <sup>4</sup> t/a	
工程内容	主体工程	包括集气装置 1 套、脱水脱烃装置 3 套、凝析油稳定装置 1 套、乙二醇再生及注醇装置 2 套、产品气外输装置等装置	
	公辅工程	配套建有装车台、油罐区、空氮站、火炬及放空系统、燃料气系统、工艺热力系统、分析化验室、消防水站、污水处理等公辅设施	
	公用工程	供配电	包括 1 座 35kV 变电所及输电线路
		供水	包括生活水站、输水管线等设施
		供热	包括 3 座导热油炉供热站以及水处理及换热站
环保工程	废气处理：包括高、低压火炬各 1 座；导热油炉、乙二醇灼烧炉以天然气为燃料； 废水处理：包括生产污水处理装置 1 套，处理达标后回注地层 噪声处理：采取基础减振或安装消音器的降噪措施； 固废治理：含汞废物危废暂存间暂存定期送有危废资质的处置单位妥善处置；职工生活垃圾清运至博大油气大北地区固废填埋场填埋处理		
工作时间	装置年有效工作时间 8000h		

### 3.2.3.2 主要生产设备

大北天然气处理厂主要生产设施见表 3.2-4。

表 3.2-4 主要生产设施一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
—	脱水脱烃装置：(3套装置总量)				
1	原料气分离器	Ø1400mm×5000mm(切)	台	3	—
2	原料气预冷器	F=120m <sup>2</sup>	台	3	—
3	J-T 阀	—	台	6	—

续表 3.2-4 主要生产设施一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
—	脱水脱烃装置：(3套装置总量)				
4	低温分离器	Ø1400mm×5000mm(切)	台	3	—
5	固体杂质低温分离器	Ø1800mm×5400mm(切)	台	3	—
二	天然气脱固体杂质装置：(3套装置总量)				
6	吸附塔	Ø2600mm×8100mm(切)	台	3	—
7	干气粉尘过滤器	Ø900mm×2100mm(切)	台	3	—
三	乙二醇再生及注醇装置：(2套装置总量)				
8	醇烃液换热器	F=30m <sup>2</sup>	台	2	—
9	固体杂质分离器	Ø2000mm×6000mm(切)	台	2	—
10	醇烃液三相分离器	Ø2000mm×6000mm(切)	台	2	—

克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程环境影响报告书

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
11	MEG 富液缓冲罐	Ø1400mm×5000mm(切)	台	2	—
12	MEG 再生塔	Ø500mm×16000mm(切)	座	2	填料塔
13	MEG 贫富液换热器	F=40m <sup>2</sup>	台	2	—
14	MEG 富液过滤器	DN600mm	台	6	—
15	再生塔底重沸器	F=60m <sup>2</sup>	台	2	—
16	低位罐	Ø1600mm×6400mm(切)	台	1	—
17	MEG 贫液缓冲罐	Ø2000mm×6000mm(切)	台	2	—
18	MEG 贫液冷却器	F=110m <sup>2</sup>	台	2	—
19	贫液注入泵	Q=5m <sup>3</sup> /h, P=13MPa	台	3	—
20	贫液液下泵	Q=3m <sup>3</sup> /h, H=60m	台	1	—
21	再生塔顶空冷器	—	台	2	—
22	再生塔顶回流泵	—	台	2	—
23	再生塔顶回流罐	Ø1400mm×5000mm(切)	台	2	—
24	灼烧炉	Ø1400mm×5870mm(切) 烟囱高度 10m	台	1	—
四	凝析油稳定装置				
25	凝析油稳定塔	Ø500mm/1000mm×16000mm(切)	台	1	—
26	塔底重沸器	Ø500mm/900mm×8584mm	台	1	—
27	凝析油空冷器	1.869×10 <sup>6</sup> kJ/h	台	1	—
28	凝析油换热器	F=28.4m <sup>2</sup>	台	1	—
29	新鲜水罐	Ø1000mm×3000mm(切)	台	1	—
四	凝析油稳定装置				
30	不合格油罐	Ø2000mm×8000mm(切)	台	1	—
31	凝析油缓冲罐	Ø2000mm×10000mm(切)	台	1	—
32	新鲜水泵	Q=1m <sup>3</sup> /h, H=120m	台	1	—
33	污油泵	Q=3m <sup>3</sup> /h, H=180m	台	1	—
34	管道混合器	—	台	1	—
五	凝析油罐区及装车设施				
35	凝析油储罐	V=1500m <sup>3</sup>	个	4	—
36	稳定凝析油装车泵	Q=60m <sup>3</sup> /h H=35m	台	4	—
六	空气氮气站				
37	空气压缩机	排气量: 20m <sup>3</sup> /min 压力: 1.0MPa	台	3	—

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
38	空气过滤器、干燥器	流量: 25m <sup>3</sup> /min	套	3	—
39	氮气缓冲罐	Ø2600mm×6600mm(切)	台	1	—
40	氮气储罐	Ø2600mm×6600mm(切)	台	1	—
41	净化空气储罐	Ø2600mm×6600mm(切)	台	2	—
42	非净化空气储罐	Ø2600mm×6600mm(切)	台	1	—
43	变压吸附制氮系统	产量: 400m <sup>3</sup> /h, 纯度: 99.5%	套	1	—
七	燃料气系统				
49	中压燃料气罐	Ø1200mm×3600mm(切)	台	1	—
50	低压燃料气罐	Ø1200mm×3600mm(切)	台	1	—
九	注烃系统				
51	轻烃缓冲罐	P=0.78MPa, DN2600mm×10300mm(切)	台	1	—
52	注烃泵	Q=470L/h, 排出压力 14MPa	台	4	3用1备

### 3.2.3.3 工艺流程

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

### 3.2.4 污染源调查与评价

#### (1) 井场

吐北 4 井目前处于封井状态, 大北 1201 井处于正常生产状态, 根据类别同类型井场及博大油气开发部气田后评价监测数据来说明本项目涉及的井场污染排放达标情况, 现有工程井场污染源及治理措施情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 现有工程井场主要污染物排放情况汇总一览表

类别	站场	污染源名称	排放量 (m <sup>3</sup> /h)	主要污染因子	源强 (mg/m <sup>3</sup> )	治理措施	排气筒高度	治理效果		年排放量 (t/a)	达标情况	数据来源
								排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)			
	大北 1201 井场	井场加热炉	400	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 0 100	—	1 根 8m 排气筒	4 0 100	0.0016 0 0.04	0.008 0 0.192	达标	例行监测报告
项目	污染源名称	排放量 (Nm <sup>3</sup> /h)	污染物	源强浓度/速率	治理措施	外排污染物		排气筒高度 (m)	年排放时间 (h/a)	排放量 (t/a)	数据来源	
						外排浓度 (mg/Nm <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)					
无组织废气	大北 1201 井场	—	非甲烷总烃	0.012kg/h	采取管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护	—	0.012	—	8760	0.105	类比分析	
类别	站场	污染源名称	污染因子	源强 dB(A)	治理措施	治理效果	达标情况	数据来源				
噪声	井场	采气树	L <sub>eq</sub>	85	基础减振	降噪 15dB(A)	厂界达标	类比分析				
		加热炉	L <sub>eq</sub>	80	基础减振	降噪 15dB(A)						
类别	序号	污染源名称	污染因子	治理措施	治理效果 排放浓度(mg/L)	达标情况	数据来源					
废水	1	采出水	SS、COD、石油类	进入大北天然气处理厂采出水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 后回注油气层	悬浮固体含量	20	达标	监测报告				
					含油量	3.72						
					平均腐蚀率 (mm/年)	0.014						
					粒径中值	14.857						

(2) 大北 11 集气站

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

源均可达标排放，详见表 3.2-6。

表 3.2-6 现有工程主要污染源及治理措施一览表

项目	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.36~0.91mg/m <sup>3</sup>	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
废气	加热炉烟气	颗粒物	2.7~5.5mg/m <sup>3</sup>	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
		SO <sub>2</sub>	未检出			达标
		NO <sub>x</sub>	129~144mg/m <sup>3</sup>			达标
噪声	噪声	昼间	34~46	选用低产噪设备、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	30~46			达标
污染物名称	产生量(t/a)	固废类别		治理措施	治理效果	
清管废渣	0.5	危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物)		清运至库车畅源环保科技有限公司处理	妥善处置	

本次大北11集气站排放的污染物，根据博大油气开发部对大北11集气站开展的例行监测数据进行核算。

表 3.2-7 大北11集气站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		
大北11集气站排放量	0.016	0	0.386	1.2	0	0.5

### (3) 大北天然气处理厂

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

表 3.2-8 大北天然气处理厂主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染源	排放量(m <sup>3</sup> /h)	污染物名称	处理措施	排气筒高度(m)	排放浓度(mg/m <sup>3</sup> )	排放速率(kg/h)	排放量(t/a)	达标情况
废	1	导热油炉	3971×2	颗粒物	以处理后天	8×2	19.6	0.156	1.25	达标排

气	烟气		SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub>	气为燃料		— 118	— 0.937	— 7.50	放
	2 乙二醇灼烧炉废气	3587	颗粒物 SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub>	—	10	16.6 — 108	0.060 — 0.387	0.48 — 3.10	达标排放
	3 火炬废气	—	颗粒物 SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub>	—	76/27	—	—	—	—
	4 装置区无组织废气	—	非甲烷总烃	—	—	—	—	—	达标排放
废水	1 气田水	1370m <sup>3</sup> /d	pH COD SS 石油类	生产废水“重力沉降除油”处理装置	注水系统回注	—	不外排	—	
	2 含油污水	10m <sup>3</sup> /d							
	3 检修污水	437m <sup>3</sup> /a							
	4 化验室、空氮站排水	3.0m <sup>3</sup> /d							
	5 生活污水	2.75m <sup>3</sup> /d							COD SS NH <sub>3</sub> -N
噪声	1 厂界噪声	L	基础减振	—	—	—	—	厂界噪声达标	

### 3.2.4.1 污染物排放量

根据污染源调查结果核算大北天然气处理厂污染物排放量见表 3.2-9。

表 3.2-9 大北天然气处理厂污染物年排放量一览表 单位：t/a

	废 气			废 水				固 废
	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COD	SS	氨氮	石油类	
大北天然气处理厂排放量	1.73	—	10.60	0	0	0	0	0
许可排放量	—	—	38.92	—	—	—	—	—

注：现有工程总量仅许可了 NO<sub>x</sub> 排放总量。

大北天然气处理厂现有工程污染物 NO<sub>x</sub> 排放量为 10.60t/a，现有工程许可排放量为 38.92t/a，未超过总量控制指标，现有工程总量指标能够满足控制要求。

### 3.2.4.2 现有工程存在的环境问题及整改措施

根据现场踏勘结果，吐北 401 井处于封井状态，大北 1201 井、大北 11 集气站各环保设施全部稳定运行，各污染物均能达标排放，大北天然气处理厂采出水处理装置处理后的水质不能稳定达标，其余环保设施全部稳定运行，各污

染物均能达标排放，现场调查过程中暂未发现环境问题。

### 3.3 在建工程

在建工程主要包括 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井等 5 口井，现状已完钻，地面工程及集输管线尚未建设，属于本次工程建设内容，目前正在组织开展钻井工程验收工作。

#### 3.3.1 基本情况

表 3.3-1 在建工程基本情况一览表

项 目	内 容	
建设单位名称	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	
地点	DB12-5、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内	
主体工程	各井建设内容相同，各建设：钻井平台、应急池(1座，500m <sup>3</sup> )、放喷池(2座，100m <sup>3</sup> /座)等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐(11个，60m <sup>3</sup> /座)、泥浆泵、柴油罐等	
	公用工程	供电系统 钻井用电均就近接入附近电网
	供水	钻井生产用水和生活用水均由水罐车拉运至井场和营地
工程内容	供热	钻井泥浆罐保温均采用电伴热，生活区供暖均采用电采暖，测试放喷设备伴热均为电伴热
	环保工程	DB12-5、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井环保工程相同，均为： (1)废气治理：钻井废气主要为施工扬尘，采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； (2)废水治理：废水包括钻井废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置； (3)噪声治理：采取选用低噪设备、基础减振的降噪措施； (4)固废治理：钻井过程中产生的固废主要为岩屑、含油废物和生活垃圾。钻井期岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；其中磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至大北地区固废填埋场处理
工作制度	均采用四班三运转工作制，每班 8 小时，年工作 3600 小时	

#### 3.3.2 主要构筑物

在建工程主要构筑物见表 3.3-2。

表 3.3-2 在建工程主要建构筑物一览表

序号	名称	单位	数量					规格	结构形式
			DB12-5 井	DB12-7 井	DB12-8 井	DB12-9 井	DB1202 井		
1	应急池	座	1	1	1	1	1	500m <sup>3</sup>	混凝土结构
2	主放喷池	座	1	1	1	1	1	100m <sup>3</sup>	环保防渗膜
3	副放喷池	座	1	1	1	1	1	100m <sup>3</sup>	环保防渗膜
4	钻井平台	座	1	1	1	1	1	—	—
5	生活污水池	座	1	1	1	1	1	100m <sup>3</sup>	环保防渗膜
6	活动板房	座	42	42	42	42	42	—	彩钢房,撬装装置

### 3.3.3 工艺流程及产排污节点

DB12-5、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井工艺流程及排污节点相同。

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

钻井结束后，需进行测试放喷，测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液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，对环境影响将消失。废水污染源主要为射孔、酸化压裂作业产生的废酸化压裂废水和生活污水，酸化压裂废水在井场加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置；

噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取安装消声器、基础减振、疏散周边人员等措施；固体废物主要为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，岩屑用于铺垫井场；其中磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至大北地区固废填埋场处理。

表 3.3-3 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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	间歇	控制放喷时间
废水	钻井废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备
	压裂废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	采用专用废液收集罐收集后拉运至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	由生活污水收集罐收集，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置
噪声	泥浆泵	L <sub>Ar</sub>	间歇	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	钻机		连续	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员
固废	钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井期岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；其中磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理
	泥浆废弃物	泥浆	间歇	
	生活垃圾	生活垃圾	间歇	定期拉运至大北地区固废填埋场处理

3.3.4 污染源调查与评价

根据 DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB1202 井等钻井工程报告表，结合物料衡算和类比同类型井场，在建工程污染源及治理措施情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 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 <sup>3</sup> /h)	污染物名称	产生浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	处理措施	排气筒高度 (m)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	作业时间 (h/a)	排放量 (t/a)	5 座井场排放总量 (t/a)
废气	1	放喷废气	—	颗粒物	—	—	—	—	4.2	48	0.2	1
				SO <sub>2</sub>	—			—	8.4		0.4	2
				NO <sub>x</sub>	—			—	29.4		1.4	7
				非甲烷总烃	—			—	6.3		0.3	1.5
	2	施工扬尘	—	颗粒物	—	车辆慢行，加盖苫布	—	—	0.11	3600	0.4	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 <sup>3</sup> /d)	排放量 (t/a)			
						污染物	排放浓度					
废水	1	生活盥洗废水	COD	400	排入生活污水池，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	COD	—	不外排	0			
			SS	350		SS	—					
			氨氮	25		氨氮	—					
废水	2	酸化压裂废水	pH	3~5	加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站	pH	6~9	不外排	0			
			SS	200		SS	200					
			COD	500		COD	500					
			石油类	2000		石油类	2000					
类别	编号	污染源名称	台/套	源强 [dB (A)]	降噪措施	隔声降噪效果 [dB (A)]	达标分析					
噪声	1	泥浆泵	2	95	选用低产噪设备、基础减振	10	场界达标					
	2	钻机	1	95		10						
	3	放喷气流	—	110	疏散周边作业人员	—						
类别	编号	污染物名称	产生量 (5 座井场合计) (t/a)	固废类别	治理措施	治理效果						
固废	1	膨润土及聚磺体系泥浆钻井岩屑	5841.5m <sup>3</sup>	一般工业固体废物	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固	全部综合利用或妥善处置						

					相经检测合格后,用于铺垫油区内的井场、道路等;磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配制,固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	
固废	2	油基体系泥浆钻井岩屑	38.5m <sup>3</sup>	危险废物(HW08废矿物油与含矿物油废物)	岩屑经不落地收集系统收集后,运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用回收站(巴州新瑞)进行无害化处理	全部综合利用或妥善处置
	3	泥浆	—	一般工业固体废物	分离后循环使用,完钻后拉走,其他井再利用	
	4	含油废物	1	危险废物(HW08废矿物油与含矿物油废物)	含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存,定期由有危废处置资质单位接收处置	
	5	生活垃圾	45	生活垃圾	定期拉运至大北地区固废填埋场处理	

### 3.3.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查,目前DB12-5井、DB12-7井、DB12-8井、DB12-9井、DB1202井等5口井,现状已完钻,目前正在开展验收工作。

## 3.4 拟建工程

### 3.4.1 基本概况

本项目基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目基本情况一览表

项目	基本情况	
项目名称	克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程	
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县境内,工程东侧大北 1201 井距拜城县城约 42.5km	
建设性质	改扩建	
建设周期	建设周期两年,预计 2023 年 6 月正式投产运营	
总投资	项目总投资 191389 万元,其中环保投资 800 万元,占总投资的 0.42%	
占地面积	占地面积 68.471hm <sup>2</sup> (永久占地面积 2.571hm <sup>2</sup> ,临时占地面积 65.9hm <sup>2</sup> )	
规模	年产天然气 12.05×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> ,年产凝析油 2.23×10 <sup>4</sup> t	
建设内容	主体工程	钻井工程 新钻井 2 口分别为 DB12-H1 井、DB12-H2 井
	地面工程	①新建采气井场 7 座; ②大北 1201 井改造新建 4 井式轮井计量橇 1 座; ③大北 11 集气站改造新建清管收球装置 1 套;

			④大北天然气处理厂采出水处理装置改造
建设内容	主体工程	集输工程	①新建采气支线 12.1km 及采气支干线 1km、燃料气支线 13.1km，采气管线与燃料气管线同沟敷设； ②新建集气干线 12.4km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30km
		公辅工程	配套建设通信、道路、防腐、自控、供配电等工程
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；测试放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施； 营运期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施
		废水	施工期：废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至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，试压完成后用于区块绿化；生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置 营运期：营运期废水包括采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置； 闭井期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：合理安排作业时间
	环保工程	固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻井液资源综合利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，定期由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北地区固废填埋场处理； 营运期：营运期固体废物主要为生活垃圾、油泥(砂)及清管废渣，生活垃圾经收集后定期送大北地区固废填埋场进行填埋，油泥(砂)及清管废渣采取桶装形式收集后，定期由有危废处置资质单位接收处置； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送大北地区固废填埋场处理

续表 3.4-1 项目基本情况一览表

项目	基本情况	
建设内容	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； 运营期：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； 运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪
劳动定员	新增 8 名管线巡检员，由大北作业区统一管理	
工作制度	年工作 365d，年工作 8760h	
组织机构	井场依托现有的组织机构，统一管理	

表 3.4-2 区块新建钻井基本信息情况一览表

序号	井号	井口坐标		所属行政区域	所属区块	井型	井深(垂深, m)	进站
		经度	纬度					
1	DB12-H1 井	81° 18' 27.43"	41° 48' 09.67"	拜城县	大北 12 区块	水平井	6158	大北 11 集气站
2	DB12-H2 井	81° 20' 41.85"	41° 48' 17.92"	拜城县		水平井	6695	大北 11 集气站

### 3.4.2 油气水物性

本项目油井采出液为油气混合物，前期不含水。项目油气性质参考大北 12 区块内的试采井油气物性。

#### (1) 凝析油

采出液中凝析油特性参数指标见表 3.4-3。

表 3.4-3 本项目凝析油特性参数指标一览表

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

#### (2) 天然气

大北 12 区块天然气以甲烷为主，天然气特性参数见表 3.4-4。

表 3.4-4 本项目天然气特性参数指标一览表

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

(3) 地层水

地层水水样密度 1.14g/cm<sup>3</sup>, 氯根 6.29~10.8×10<sup>4</sup>mg/L, 矿化度 11.2~15.8×10<sup>4</sup>mg/L, 水型属于氯化钙型。

3.4.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.4-5。

表 3.4-5 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	钻井工程	新钻井	口	2
		完钻井	口	7
2	站场工程	新建采气井场	座	7
3		新建排水井场	座	1
4		改造采气井场	座	1
5		改造大北 11 集气站	座	1
6		改造大北天然气处理厂	座	1
2		开发指标	产气量	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a
3		产凝析油量	10 <sup>4</sup> t/a	2.23
4		集输管线	km	25.5
5		燃料气管线	km	20.6
6		排水管线	km	41.5
7		气举管线	km	3.5
8		井场道路	km	4.5
9	能耗指标	燃料气年耗量	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	106.9
10		年电耗量	10 <sup>4</sup> kWh/a	318.4
11	综合指标	总投资	万元	191389
12		环保投资	万元	800
13		劳动定员	人	8

### 3.4.3 开发方案

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

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

### 3.4.4 工程组成

克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程由钻井工程、地面工程、内部集输工程、公用工程等组成。工程组成一览表见 3.4-6。

表 3.4-6 工程组成一览表

项目名称	工程内容	单位	规模	站场	备注		
建设内容	钻井工程	新钻水平井	座	2	DB12-H1 井、DB12-H2 井	钻井工程	
	油气集输工程	站场工程	新建 I 型井场	座	3	DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-9 井	井场内各新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座
			新建 II 型井场	座	3	DB12-8 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井	井场内各新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座、计量分离撬 1 座
			新建 III 型井场	座	1	DB1202 井	井场内新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座、计量分离撬 1 座、4 井式轮井计量撬 1 座、清管发球装置 1 套、缓蚀剂加注撬 1 座
			新建排水井场	座	1	吐北 4 井	井场内新建缓冲分离撬 1 座、气举压缩机撬 1 座、甲醇加注撬 1 座
			改造单井井场	座	1	大北 1201 井	井场内新建 4 井式轮井计量撬 1 座
			改造集气站	座	1	大北 11 集气站	集气站内新建清管收球装置 1 套

续表 3.4-6

工程组成一览表

建设内容	项目名称	工程内容		单位	规模	站场	备注
	油气集输工程	站场工程	改造处理厂	座	1	大北天然气处理厂	大北天然气处理厂采出水处理装置改造：新建 500m <sup>3</sup> 混凝沉降罐 2 座、集配式双滤料过滤器撬 1 座、核桃壳过滤器撬 1 座、加药撬 3 套
集输管线		集气干线	km	12.4	具体见油气集输工程		
		采气支干线	km	1			
		采气支线	km	12.1			
		燃料气支干线	km	7.5			
		燃料气支线	km	13.1			
		排水干线	km	30			
		排水支线	km	11.5			
		气举支线	km	3.5			
线路阀池		座	9	集气干线阀池 1 座、采气支线阀池 2 座、采气支线预留阀池 5 座、集气干线预膜阀池 1 座			
配套工程	供热	加热炉	座	7	—	—	
	供电	架空线路	km	20	—	35kV 线路	
		杆架式变电站	座	7	—	35/0.4kV 50kVA	
		落地式变电站	座	1	—	35/0.4kV 630kVA	
	通信	通信光缆	km	12.5	—	与电力杆同杆架设	
	道路工程	巡井道路	km	4.5	—	砂石路面	
	防腐工程	阴极保护系统	套	2	—	—	
阴保间		座	1	—	—		

本工程涉及的主要设备见表 3.4-7。

表 3.4-7 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建井场	1	采气树	座	7	每座井场 1 座
	2	电控信一体化撬	座	7	每座井场 1 座
	3	放喷池	座	7	每座井场 1 座

续表 3.4-7 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建井场	4	加热炉	台	7	3 台 200kW 和 4 台 315kW
	5	计量分离撬	座	4	DB12-8 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井、DB1202 井 4 座井场各 1 座
	6	4 井式轮井计量撬	座	1	DB1202 井
	7	缓蚀剂加注撬	座	1	DB1202 井
	8	清管发球装置	座	1	DB1202 井
新建吐北 4 井排水井场	1	缓冲分离撬	座	1	—
	2	气举压缩机撬	座	1	
	3	甲醇加注撬	座	1	
改造大北 1201 井	1	4 井式轮井计量撬	座	1	—
改造大北 11 集气站	1	清管收球装置	座	1	—
改造大北天然气处理厂	1	500m <sup>3</sup> 混凝沉降罐	座	2	大北天然气处理厂采出水处理装置改造
	2	集配式双滤料过滤器撬	座	1	
	3	核桃壳过滤器撬	座	1	
	4	加药撬	套	3	

### 3.4.4.1 新钻井工程

#### 3.4.4.1.1 新钻井基本数据及井身结构

本工程新钻 2 口水平井，井场平面布置见图 3.4-1。本工程中新钻井基本数据见表 3.4-8，井身结构见图 3.4-2。

表 3.4-8 本工程新钻井基本数据一览表

序号	井名	井型	井别	井口
				经纬度坐标
1	DB12-H1 井	水平井	采气井	N41° 48' 09.67" E81° 18' 27.43"
2	DB12-H2 井	水平井	采气井	N41° 48' 17.92" E81° 20' 41.85"

本开发方案采用塔标 II 五开。26" 钻头×20" 套管+17 1/2" 钻头×14 3/8" 套管+13 1/8" 钻头×(10 3/4" +11.55" ) 套管+9 1/2" 钻头×(7 3/4" +8 1/8" ) 套管+6 5/8" 钻头×直井 5 1/2" 外加厚(外径 5.73" )、水平井

5" 外加厚（外径 5.16"）超级 13Cr 材质尾管，回接 7 3/4" 套管至井口。钻井液四、五开优选油基钻井液体系。选用 ZJ70 级或以上钻机，盐层及目的层段采用配套顶驱设备，利用博孜-大北成熟钻井经验，预测直井钻完井周期 239 天、水平井钻完井周期 325 天。

完井方式：一、二开采用一次上返固井，三开采用分级固井，四开采用尾管+回接固井，尾管固井采用抗盐双凝防气窜水泥浆，回接固井采用韧性水泥浆；五开尾管悬挂固井采用双凝防气窜水泥浆。排水井采用先射孔后改造-完井一次完成并配套可溶筛管完井工艺；生产井（水平井）采用套管内封隔器+滑套分段压裂完井工艺。

#### 3.4.4.2 地面工程

##### 3.4.4.2.1 新建采气井井场

本工程新建 7 座采气井井场（DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井、DB12-9 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井、DB1202 井），本次新建井场共三种类型，分别为 I、II、III 型井场。

I 型井场：DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-9 井各井场内新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座。

II 型井场：DB12-8 井、DB12-H1 井、DB12-H2 井各井场内新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座、计量分离撬 1 座。

III 型井场：DB1202 井场内新建真空加热炉 1 座、电控信一体化撬 1 座、放喷池 1 座、计量分离撬 1 座、4 井式轮井计量撬 1 座、清管发球装置 1 套、缓蚀剂加注撬 1 座。井场四周采用钢丝网围栏围护。各井场装置均无人职守，定期巡检。采气井场平面布置见图 3.5-4~图 3.5-6。

各井口采用加热工艺，在井场设置加热炉，井口来气、液经加热节流后去采气管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井。井口来气、液经油嘴一次节流后，通过采气管线管输直接进入相应的集气站。井口加热炉用燃料气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

#### 3.4.4.2.2 新建吐北 4 排水井场

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

#### 3.4.4.2.3 大北 11 集气站改造

大北 11 集气站现有轮井阀组撬、计量分离撬、气液分离撬、闪蒸分离撬、油水储罐撬、加热炉撬、燃料气调压撬、出站阀组撬、火炬除液器撬、排污罐撬、放空火炬等主要工艺设备，本次改造内容仅在集气站内新建一套清管收球装置，用于接收 DB1202 井发送过来的清管球。

#### 3.4.4.2.4 大北天然气处理厂改造

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

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

#### 3.4.4.3 油气集输工程

本工程新建集气干线 12.4km、采气支干线 1km、采气支线 12.1km；燃料气支干线 7.5km、燃料气支线 13.1km；排水干线 30km、排水支线 11.5km；气举支线 3.5km，井位、站场及管线分布见图 3.4-7。

表 3.4-9 集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径	输送介质	管线占地现状
1	采气	DB12-5 井	采气支干线	0.8	DN80	天然气	裸岩、戈壁
2	支线	DB12-7 井	采气支干线	1.6			

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径	输送介质	管线占地现状
3		DB12-8 井	大北 1201 井	1.1			
4		DB12-9 井	集气干线	5			
5		DB12-H1 井	DB1202 井	0.9			
6		DB12-H2 井	DB1202 井	2.7			
7	采气支干线	采气支干线	集气干线	1	DN100		
8	集气干线	DB1202 井	大北 11 集气站	12.4	DN250		
9	燃料气支线	DB12-7 井燃料气支线	DB12-5 井	0.8	DN50	燃料气	
10		燃料气支干线	DB12-7 井	2.6			
11		大北 1201 井	DB12-8 井	1.1			
12		燃料气支干线	DB12-9 井	5			
13		DB1202 井	DB12-H1 井	0.9			
14		DB1202 井	DB12-H2 井	2.7			
15	燃料气支干线	大北 9 阀室	DB1202 井	7.5	DN80		
18	气举支线	DB1202 井	吐北 4 井	3.5	DN80		
20	排水支线	吐北 4 井	大北 11 集气站	11.5	DN50	采出水	
22	排水干线	大北 11 集气站	大北天然气处理厂	30	DN80		

#### 3.4.4.4 公辅工程

##### (1) 供电工程

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

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

##### (2) 通信工程

在每个新井场分别新建 2 套网管型工业以太网二层交换机，分别用于传输

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

### (3) 供热

本项目在 DB1202 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-5 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-7 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-8 井场新建 1 座 315kW 加热炉、在 DB12-9 井场新建 1 座 200kW 加热炉、在 DB12-H1 井场新建 1 座 200kW 加热炉、在 DB12-H2 井场新建 1 座 200kW 加热炉，共 7 座，负责将油气混合物加热至后外输；合计建设加热炉 7 座。每天有效运行时间为 16h，年有效运行时间为 4800h，本工程天然气年消耗量总计 106.9 万 m<sup>3</sup>。

### (4) 给排水

#### ① 给水工程

钻井期：钻井用水采用井场内自备水源井（井深为 30m~50m），根据周边地下水水质监测数据，项目区地下水水质可满足钻井工程用水要求，自备水源井主要用于配制泥浆。生活用水采用水罐车由大北天然气处理厂分别拉至井场和生活区。

运营期：生活用水采用水罐车由大北天然气处理厂分别拉至生活区。

#### ② 排水工程

钻井期：废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至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；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

运营期：运营期各生产井的采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经博大油气开发部公

寓现有生活污水处理设施处理后，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。

#### (5) 防腐工程

新建 7 座采气井场和 1 座排水井场的管道外壁防腐；新建 7 条采气支线外壁防腐保温，1 条采气支干线外壁防腐保温，1 条集气干线外壁防腐保温，1 条气举支线外壁防腐保温，单井配套的燃料气管线外壁防腐保温；大北 1201 井、大北 11 集气站改造部分和处理厂改造部分新建管线外壁防腐保温。

#### (6) 道路工程

本项目新建巡检砂石道路共 4.5km，分别连接新建生产井，并完善 1201 井道路，形成大北 12 区块道路环网，大幅减少绕行里程。

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

#### (7) 危险化学品间

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

#### (8) 危废暂存间

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

### 3.4.5 原辅材料

#### (1) 钻井期原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗

的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等，消耗的能源主要为柴油。

钻井工程原辅材料中的水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，作为能源的柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。

## (2) 营运期原辅材料

工程营运期原辅材料消耗主要为站场加热炉使用的天然气、DB1202 井加注的缓蚀剂、吐北 4 井加注的甲醇等。

甲醇、缓蚀剂全部罐装拉运至各场站，其中甲醇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，本项目仅吐北 4 井使用甲醇，年用量为 43.8m<sup>3</sup>；缓蚀剂为液体，主要作用为防止站内管道和设备腐蚀，在进站管汇处加入缓蚀剂，本项目仅 DB1202 井使用缓蚀剂，用量约为 5L/d，年用量为 43.8m<sup>3</sup>。甲醇及缓蚀剂理化性质见表 3.4-14。

表 3.4-14 营运期主要原辅材料理化性质一览表

物料名称	理化性质或成分
甲醇	化学式为 CH <sub>3</sub> OH，是结构最为简单的饱和一元醇，CAS 号为 67-56-1 或 170082-17-4，分子量为 32.04，沸点为 64.7℃
缓蚀剂	缓蚀剂种类较多。较常见的包括 CT2-10、CT2-7 缓蚀剂。CT2-10 缓蚀剂主要成分是有有机胺，这是一种黄色透明液体，有刺鼻气味，密度 0.997g/cm <sup>3</sup> ，pH<4.5，凝固点≤-4.5℃，能与水互溶，与油田常用的灭菌剂、阻垢剂及净化剂等均有良好的配伍性；CT2-7 缓蚀剂以水溶性有机胺盐成膜剂为主要成分，易溶于水，微溶于油，凝固点 11℃，密度 0.97g/cm <sup>3</sup> ，有低毒，对皮肤有刺激

### 3.4.6 工艺流程及排污节点分析

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

#### 3.4.6.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为钻井工程、地面工程和管线工程，工艺流程及排污节点分述如下：

##### 3.4.6.1.1 钻井工程

本工程包含新钻井 2 口，井型为 1 水平井，水平井钻完井周期 325 天。新井平均井深 6426.5m，采用 ZJ70 钻机或以上级别钻机。钻井作业主要分为钻前

工程(进场道路、井场平整、井场建设)、钻井工程(设备搬运及安装、钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分。

### (1) 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

#### ① 道路建设

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

#### ② 井场建设

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

### (2) 钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

### (3) 钻井工艺简介

工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于铁桶内，定期由有危废处置资质

单位接收处置。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

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

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

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

#### (4) 测试放喷

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

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气、完井后放喷期天然气燃烧产生的废气。废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至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；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)进行无害化处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，定期由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北地区固废填埋场处理。

#### 3.4.6.1.2 地面工程

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

工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

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

#### 3.4.6.1.3 管道工程

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

##### (1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

##### (2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 $\geq 1.5\text{m}$ ，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本工程集输管线采用柔性复合管，不做外防腐；柔性复合高压输送管连头采用扣压螺纹连接。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

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

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备

等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

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

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图 3.3-11、图 3.3-12、图 3.3-13。

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存。

#### (4) 管线穿越山间谷地及戈壁地段、冲沟地段

本项目处于山前冲洪积地貌，当管道沿线穿越大小冲洪沟多处，易受到区域汇集洪水冲刷的威胁，该区域洪水汇集后形成泄洪冲沟。根据沿线区域的地形地貌特点，管道通过冲沟位置，可采用大开挖沟埋方式穿越，管顶覆土厚度 $>2.0\text{m}$ ，管道穿越地区主要为山间谷地及戈壁地段和冲沟地区，对于山间谷地及戈壁地段，需保证管顶的覆土不被冲刷流失，对于冲沟地段，需防止河床的下切和岸坡的崩塌破坏，因此需采取一定的水工保护措施进行防护。当管线穿越山间谷地，需防止汇水形成径流，造成管顶覆土水土流失，致使管道埋深不够或造成管道裸露，因此需对管顶覆土进行水工保护，主要结构形式为：浆砌石过水面。为防止管线下移，可根据地质条件和坡度，按一定间距设置截水墙，主要结构形式为浆砌石截水墙、浆砌石堡坎。当管线穿越冲沟地段时，为了加强管道穿越地段抗冲刷能力，在管顶回填的过程中布设一定的抗冲刷保护措施，管顶覆土采用中砂回填并人工夯实，管沟回填所用中砂料由管沟开挖料筛分获得，中砂上部回填管沟开挖料，并分层夯实。在冲沟河床表面管沟开挖范围内铺设浆砌石过水面或混凝土过水面，以增强河床断面的抗冲刷能力。对于局部地区可将浆砌石过水面放宽，做成过水渠形式，间接的进行了排水，同时也对管道爬升段护坡进行了一定保护。

#### (5) 站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至大北11集气站，管线与站内阀组连接。

#### (6) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于1.5m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和

临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

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

#### 3.4.6.1.4 道路工程

##### (1) 路基工程

道路所需土方为克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理后的还原土，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、BOD<sub>5</sub> 等。

### ④固体废物

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

## 3.4.6.2 营运期工艺流程及排污节点分析

### (1)单井工艺

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

工艺流程描述如下：

井口采用加热工艺，在井场设置加热设施，井口来气、液经加热节流后去采气管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采气树自带)。井口来气、液经油嘴后，进入加热节流撬加热后，通过采气管线管输输送到相应的集气站。井口加热炉用燃料气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

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

单井采气期间，主要产污环节如下：废气主要为加热炉烟气和井场内采气树阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气，加热炉燃烧净化后的天然气，烟气通过烟囱排放，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；废水污染源主要为采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处置；噪声污染源主要为采气树、加热炉噪声，采取基础减振措施；固废污染源主要为油泥(砂)及生活垃圾，油泥(砂)定期由有危废处置资质单位接收处置，生活垃圾收集后运至大北地区固废填埋场处理处置。

### (2) 集输工艺

本工程实施后，DB12-8 井采出气液通过新建采气支线混输至 DB1201 井，利用大北 1201 井轮井计量后，通过大北 1201 井试采管道混输至大北天然气处理厂统一处理；DB12-5 井、DB12-7 井、DB12-8 井及 DB12-9 井，采出气液单井连续计量后，通过新建采气支线混输至新建集气干线，利用新建集气干线混输至大北 11 集气站，之后通过大北 11 集气干线混输至大北天然气处理厂统一处理；DB12-H1 井和 DB12-H2 井采出气液通过新建采气支线混输至 DB1202 井，轮井计量后通过新建集气干线混输至大北 11 集气站，利用大北 11 集气干线混输至大北天然气处理厂统一处理。DB1202 井至大北 11 集气站集气干线需定期进行清管，产生废物为清管废渣。

本工程从大北 9 阀室新建燃料气支干线接至 DB1202 井；DB12-7 井及 DB12-9 井从燃料气支干线就近 T 接燃料气支线，DB12-5 井从 DB12-7 井燃料气支线就近 T 接燃料气支线；DB12-H1 井及 DB12-H2 井从 DB1202 井接燃料气支线；DB12-8 井从大北 1201 井接燃料气支线。本工程气源为大北天然气处理厂处理后的天然气。燃料气管线采用管道输送，输送工程中无污染物的产生和排放。

集输工艺中固体废物主要为清管废渣，定期由有危废处置资质单位接收处置。

### (3) 气举排水

吐北 4 井采用气举排水工艺，气举气在排水井循环增压气举，吐北 4 井气

田水经新建排水管道转输至大北天然气处理厂。

气举排水过程中废气污染源主要为井场(管道、阀门、法兰)无组织排放的非甲烷总烃；噪声污染源主要为采气树节流、气举压缩机产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

#### (4) 大北 11 集气站改造

大北 11 集气站内新建智能清管接收装置 1 套，用于接收 DB1202 井场来的清管器。大北 11 集气站所辖各单井采出气液经已建单井采气管线混输接入大北 11 集气站轮井阀组撬，经过轮井计量后，气液经加热炉加热后，经大北 11 集气干线及集输管道输送至大北天然气处理厂集中处理。

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单位接收处置。

#### (5) 大北天然气处理厂改造

大北天然气处理厂由于采出水处理装置处理后的水质不能稳定达标，本次工程对水处理装置进行改造，改造内容为：新建 500m<sup>3</sup> 混凝沉降罐 2 座、新建集配式双滤料过滤器撬 1 座、新建核桃壳过滤器撬 1 座、新建加药撬 3 套。采出水首先进入沉降罐，初步沉降，先进入一级过滤器过滤，再经二级过滤器过滤后，然后输送至注水罐，最后再通过注水管线输送至区块内需要回注水的井场。经改造后的采出水处理装置，出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)。

大北天然气处理厂改造中的废物主要为采出水，采出水经采出水处理装置处理后，水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)，通过注水管线输送至区块内需要回注水的井场。

#### (6) 修井作业工艺流程

在气井投入生产后，气井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致气井无法正常生产。

在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内。

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

#### 3.4.6.3 闭井期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至大北地区固废填埋场处置。

#### 3.4.7 施工期污染源及其防治措施

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

##### 3.4.7.1 钻井工程

本次新钻井2口，钻井阶段排放的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，污染物的排放仅发生在钻井期内，作业一旦结束，污染物的排放即告结束。

##### (1) 废气

正常钻井作业时若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为  $\text{NO}_x$ 、烃类、CO 等。

根据开发方案，钻井井队配备4台柴油机发电，柴油消耗量平均4.5t/d。新钻井2口，水平井钻完井周期325天。整个钻井期间共耗柴油2964t。

依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告 2020 年第 74 号)及《普通柴油》(GB252-2015)核算，单台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为： $\text{HC}+\text{NO}_x$  5.12kg/h、CO 2.8kg/h、颗粒物 0.16kg/h，根据柴油消耗量核算钻井过程中柴油发电机烟气排放量 3951 万  $\text{m}^3$ ，排放烃类 6.3t、CO 55.4t、 $\text{NO}_x$  55.4t、 $\text{SO}_2$  0.06t、颗粒物 3.2t。

## (2) 废水

### ① 钻井废水

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

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

### ② 酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为60~100 $\text{m}^3$ ，平均90 $\text{m}^3$ 。本工程新钻2口单井，产生的酸化压裂废水约为180 $\text{m}^3$ 。

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 生活污水

根据开发调整方案，新钻井2口，水平井钻完井周期325天。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3900m<sup>3</sup>，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为3120m<sup>3</sup>。生活污水中主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、NH<sub>3</sub>-N、SS等；类比区域内周边气田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD<sub>5</sub>为250mg/L、NH<sub>3</sub>-N为20mg/L、SS为200mg/L；各污染物的产量COD为1.3t、BOD<sub>5</sub>为0.8、NH<sub>3</sub>-N为0.06t、SS为0.6t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

### (3) 噪声

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

### (4) 固体废物

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

#### ① 施工土方、施工废料

施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理。

#### ② 钻井泥浆

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

#### ③ 钻井岩屑

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

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， $m^3$ ；

D——井眼的平均直径，取0.30m；

h——井深，取平均值6426.5m。

利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量最大为  $1360m^3$ ，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑  $736m^3$ ，水基磺化泥浆钻井岩屑  $425m^3$ ，油基泥浆钻井岩屑  $199m^3$ 。本工程新钻井 2 口，总岩屑产生量为  $2720m^3$ ，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑  $1472m^3$ ，水基磺化泥浆钻井岩屑  $850m^3$ ，油基泥浆钻井岩屑产生量为  $398m^3$ 。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理，油基泥浆钻井岩屑，采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

#### ④废润滑油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防治废润滑油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为0.5t/口，本工程新钻井2口，废润滑油量产生量为1t，定期由有危废处置资质单位接收处置。

#### ⑤烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本工程新钻井2口，烧碱废包装袋产

生量为0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥生活垃圾

根据开发调整方案，本次区块开发新钻井2口，水平井钻完井周期325天。单井施工人数约60人，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计19.5t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运大北地区固废填埋场处理。

综上所述，本开发调整方案钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.4-15。

表3.4-15 本工程钻井期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	柴油机烟气	烟气量	0.3951 万 m <sup>3</sup> /h	3951 万 m <sup>3</sup>	首先具备条件的井场尽可能利用区域电网供电，减少柴油发电机的使用，柴油发电机作为备用；第二，钻井前对柴油机及发电机进行检修，保证工况良好，尾气达标；第三，燃烧满足《普通柴油》(GB 252-2015)现阶段油品要求的柴油	3951 万 m <sup>3</sup>	环境空气
		CO	0.778kg/h	55.4t		55.4t	
		烃类	0.089kg/h	6.3t		6.3t	
		SO <sub>2</sub>	0.0083kg/h	0.06t		0.06t	
		NO <sub>x</sub>	0.778kg/h	55.4t		55.4t	
		颗粒物	0.044kg/h	3.2t		3.2t	
废水	钻井废水	悬浮物、COD、石油类等	—	—	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	0	不外排
	酸化压裂废水	酸液	—	180m <sup>3</sup>	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	0	不外排
	生活污水	水量	—	3120m <sup>3</sup>	钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	0	不外排
		COD	400mg/L	1.3t		0	
		BOD <sub>5</sub>	250mg/L	0.8t		0	
		NH <sub>3</sub> -N	20mg/L	0.06t		0	
	SS	200mg/L	0.6t	0			
固体废物	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	1472m <sup>3</sup>	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后就地填埋	0	不外排

	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	850m <sup>3</sup>	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，由钻井队负责运至下一井场钻井使用；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站处理	0	不外排
	油基泥浆钻井岩屑	—	—	398m <sup>3</sup>	油基泥浆钻井岩屑，采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻井液资源综合利用回收站(巴州新瑞)妥善处理	0	不外排
	废润滑油	—	—	1t	定期由有危废处置资质单位接收处置	0	不外排
	烧碱废包装袋	—	—	0.2	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	19.5t	井场和生活营地设置垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场填埋	0	不外排
噪声	钻机	—	—	100dB(A)	合理安排施工时间，利用距离衰减	90dB(A)	声环境
	柴油发电机	—	—	110dB(A)		100dB(A)	
噪声	泥浆泵	—	—	105dB(A)	合理安排施工时间，利用距离衰减	95dB(A)	声环境
	压裂泵车	—	—	100dB(A)		90dB(A)	
	射孔机	—	—	110dB(A)		100dB(A)	

### 3.4.7.2 地面工程建设

地面工程建设主要分为三类，第一是井场建设及场站改建，第二是集输管线建设，第三是道路建设。施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.4-16。

表3.4-16 场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及场站	废气	车辆行驶、土方施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处	不外排 自然地

					理设施妥善处置	表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至大北地区固废填埋场填埋	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；距离声环境敏感点较近的需采取基础减振、隔声降噪等综合措施	声环境
	生态	占用土地	永久	土地利用	永久占地改变土地利用类型	生态影响最小化
管道工程	废气	施工扬尘	间断	粉尘	场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	不外排自然地表水体
		试压废水	间断	SS	设置防渗的撬装组合型钢板池暂存，后期用于区块绿化用水	不外排自然地表水体
管道工程	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至大北地区固废填埋场填埋	妥善处置
		施工废料	间断	废弃混凝土等	部分回收利用，剩余收集后运至大北地区固废填埋场填埋处置	综合利用或妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	临时	土地利用植被	严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化

表3.4-17 场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
道路工程	废气	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N、SS	设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	不外排自然地表水体

	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至大北地区固废填埋场填埋处置	妥善处置
		弃土弃渣	间断	废土石	作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	永久	土地利用植被	充分利用气田勘探阶段形成的土路，严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化

### 3.4.8 营运期污染源及其防治措施

#### 3.4.8.1 废气污染源及其治理措施

结合《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019)和《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-18。

表 3.4-18 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m <sup>3</sup> /h)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
1	4 座 315kW 井场加热炉烟气 (DB1202 井为代表)	颗粒物	20	使用清洁天然气	8	399	20	4×0.008	4800	4×0.0384
		SO <sub>2</sub>	0				-	-		-
		NO <sub>x</sub>	150				150	4×0.0599		4×0.288
2	3 座 200kW 井场加热炉烟气 (DB12-9 井为代表)	颗粒物	20	使用清洁天然气	8	254	20	3×0.005	4800	3×0.024
		SO <sub>2</sub>	0				-	-		-
		NO <sub>x</sub>	150				150	3×0.0381		3×0.183
3	合计									0.2256
										-
										1.701

4	7 座井场无组织废气 (DB1202 井为代表)	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0186	8760	7×0.1629
5	井场无组织废气(吐北 4 井)	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0166	8760	0.146
6	合计	7 座采气井场, 1 座排水井井场污染物排放量合计								1.2863

### 3.4.8.2 废水污染源及其治理措施

#### (1) 气田采出水

气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，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，后期采出水水量最大可达  $329.9\text{m}^3/\text{d}$ 。采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。本工程采出水主要为采气井、排水井投产后新增采出水，根据设计单位反馈的资料，项目采出水量为  $329.9\text{m}^3/\text{d}$ 。

#### (2) 井下作业废水

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

#### (3) 生活污水

本工程新增 8 名管线巡检员，由大北作业区统一管理。生活用水按  $80\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$  考虑，生活污水产生量为用水量的 80% 计，则新增生活污水总计  $0.512\text{m}^3/\text{d}$ 。类比可知，生活污水中主要污染物浓度 COD 为  $400\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{BOD}_5$  为  $250\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$

为 20mg/L、SS 为 200mg/L。按年工作 365 天计算，则生活污水产生量为 186.88m<sup>3</sup>/a，主要污染物产生量为 COD 0.075t/a、BOD<sub>5</sub> 0.047t/a、NH<sub>3</sub>-N 0.004t/a、SS 0.037t/a。

#### 3.4.8.3 噪声污染源及其治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在各井场，噪声源为采气树、加热炉、压缩机等。噪声源强在 90~105dB(A)，常用设备如采气树、加热炉、压缩机（排水井场）采取基础减震的措施，降噪效果可到 15dB(A)。

#### 3.4.8.4 固体废物及其治理措施

气田生产过程中产生的固体废物主要是油泥(砂)、清管废渣及生活垃圾。

##### (1) 油泥(砂)

工程营运期设备定期维护、阀门和法兰等处泄漏、管线破损时会产生油泥(砂)，根据类比调查，油泥(砂)产生量约为 4t/a，定期由有危废处置资质单位接收处置。

##### (2) 清管废渣

集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，本项目设置收发球筒集气干线总长为 12.4km，每次废渣产生量约 14.26kg，产生量最多约为 0.029t/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，定期由有危废处置资质单位接收处置。

##### (3) 生活垃圾

本项目井场无人值守，集输管线定期巡检需新增劳动定员 8 人。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 2.92t/a。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场处理。

表 3.4-22 拟建工程运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	4.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后,定期由有危废处置资质单位接收处置
清管废渣	HW08	900-249-08	0.029	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2年1次	T, I	

### 3.4.9 闭井期污染源及其防治措施

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

### 3.4.10 非正常排放

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情况。

拟建工程油气集输过程中,若井口压力过高,采出液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。拟建工程非正常排放见表 3.4-23。

表 3.4-23 拟建工程非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	10	非甲烷总烃	0.1

拟建工程集输管线刺漏时,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,先进行监测,超标后委托有资质单位进行接收处置。

### 3.4.11 清洁生产分析

#### 3.4.11.1 清洁生产技术和措施分析

##### 3.4.11.1.1 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。

#### 3.4.11.1.2 运行期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①本项目井场采出液经集输管线输送至集气站，最终进入大北天然气处理

厂集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

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

#### (2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，提高了管理水平。

#### (3) 建立有效的环境管理制度

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

### 3.4.11.2 清洁生产水平分析

#### (1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)2009中规定的清

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-24、表 3.4-25 及表 3.4-26。

表 3.4-24 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	20	占地面积	m <sup>2</sup>	6	符合行业标准要求	10800	6
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25	≤20	9
(2) 生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100%	30
(3) 资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：2000m 以下； 2000-3000；3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	25	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m <sup>3</sup> /100m 标准进尺	10	≤10	≤2	10
		柴油机烟气排放浓度	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	mg/L	3	符合排放标准要求	符合	3

续表 3.4-24 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
(1) 原辅材料	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	15	15
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	8
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施,且使钻井液不落地	5	5
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		固井质量	固井质量合格	5	5
		钻井效率	高	7	7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	5
(3) 符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	10
(4) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核		10	10
(5) 贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5

表 3.4-25 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	25	占地面积	—	5	符合行业标准要求	3600	5
		洗井液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3) 资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8

续表 3.4-25 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
(4)污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	—	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	—	正常水平	5
		废气	kg/井次	5	—	正常水平	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	≤50	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1)原辅材料	15	洗井液的毒性	无毒	15	15		
(2)生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性	有效	7	7		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	6	6		
		防溢设备(防溢池设置)	具备	6	6		
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5		
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	8	8		
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	8	8		
(3)符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规		10	10		
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15		
		开展清洁生产审核		5	5		
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况		15	15		

表 3.4-26 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	22	30

续表 3.4-26 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						估算值	得分
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	30	5
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	—	0
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本工程评价		
(1) 原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注	10	得分		
(2) 生产工艺及设备要求	35	井筒质量		5	5		
		采气	采气过程醇回收设施		10	10	
			天然气净化设施先进、净化效率高		10	10	
		集输流程	全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	10	
(3) 符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规		10	10		
(4) 环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10		
		开展清洁生产审核		10	10		
(5) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5		

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_1$ ——定量评价考核总分值；

$n$ ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$ ——第  $i$  项评价指标的单项评价指数；

$K_i$ ——第  $i$  项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_2$ ——定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$ ——定性评价指标体系中第  $i$  项二级指标的得分值；

$N$ ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：

$P$ ——清洁生产综合评价指数；

$P_1$ ——定量评价指标考核总分值；

$P_2$ ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-27。

表 3.4-27 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.4-27、表 3.4-28 及表 3.4-29 计算得出：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；综合评价指数平均得分 100 分，该分值与表 3.3-22 中相比，达到  $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

### 3.4.11.3 清洁生产结论

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

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

### 3.4.12 三本账

本工程三本账情况见表 3.4-28。

表 3.4-28 本工程三本账情况一览表 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		
在建工程排放量	0	0	0	0	0	0
现有工程排放量	1.826	0	11.178	1.305	0	0.5
本工程新增排放量	0.2256	0	1.701	1.2863	0	4.029

续表 3.4-28

本工程三本账情况一览表

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		
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
本工程实施后排放量	2.0516	0	12.879	2.5913	0	4.529
本工程实施后增减量	+0.2256	0	+1.701	+1.2863	0	+4.029

### 3.4.13 污染物总量控制分析

#### 3.4.13.1 总量控制因子

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

废气污染物：SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>和 VOCs。

废水污染物：COD、NH<sub>3</sub>-N。

#### 3.4.13.2 本工程污染物排放总量

项目污染物总量指标见表 3.4-30。

表 3.4-30 项目污染物总量指标一览表

类别	污染物名称	项目排放量(t/a)
废气	SO <sub>2</sub>	0.566
	NO <sub>x</sub>	2.264
	VOCs	1.2863
废水	COD	0
	NH <sub>3</sub> -N	0

### 3.5 依托工程

#### 3.5.1 克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站

本工程产生的磺化泥浆废弃物依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 81° 31' 47.33”，北纬 41° 42' 33.37”，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修

环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号),并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)。

环保站处理工艺简介如下:

#### (1) 磺化泥浆废弃物处理工艺

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

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

#### (2) 水处理工艺

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

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

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

③微电解氧化:去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经

加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中 COD 含量。

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

⑤二次絮凝、中和沉降罐：确保废水的 pH 值在 6~9 之间，加入聚丙烯酰胺和氢氧化钠絮凝沉降水中的絮体和重金属，从而降低水中 COD 和重金属含量。在废水中加入中和剂和絮凝剂后，静置沉降使絮体与水分离。

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

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过(半透过)性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在另一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

### 3.5.2 克深 207 油基固废处理站

克深 207 油基固废处理站(简称“回收利用站”)位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，地理坐标为东经 82° 26' 14.18"、北纬 41° 55' 31.10"。项目建设一套 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 20000m<sup>3</sup>，最大可回收钻井油基泥浆 5300m<sup>3</sup>。2014 年 5 月，自治区环境保护厅以新环函[2014]648 号文予以批复。2015 年 3 月自治区环境保护厅以新环函[2015]239 号通过竣工环境保护验收。2015 年 6 月，自治区环保厅向巴州新瑞石油科技有限公司颁发了《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回收利

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° 26′ 14.18″、北纬 41° 55′ 31.10″，采用 LRET 工艺处理工艺，处理规模为 330m<sup>3</sup>/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。

#### LRET 生产工艺流程介绍

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)从各油气田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，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。

### 3.5.3 大北地区固废填埋场

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。建设规模为 28 万 m<sup>3</sup>，整个池体大致为 400×400m，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  $30 \times 24 \times 2.5\text{m}$ 。其中 2 个生活垃圾池，设计规模  $10000\text{m}^3$ 。

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。

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)。

#### 3.5.4 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  $15000\text{m}^3$  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  $300\text{m}^3/\text{d}$ 。

## 4 环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境概况

#### 4.1.1 地理位置

拜城县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东北部。地处塔里木盆地西北部，天山中段南麓、却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。四周群山环抱，为带状盆地。西北高东南低，自然坡降较大，地形复杂，北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟。北依天山与昭苏、特克斯县相连，南隔却勒塔格山与新和县为界，东与库车市毗邻，西与温宿县接壤。拜城县地理坐标为北纬  $41^{\circ}31'24'' \sim 42^{\circ}38'48''$ ，东经  $80^{\circ}30'00'' \sim 82^{\circ}57'31''$  之间。全县东西长 184km，南北宽 105km，行政区域面积  $19320\text{km}^2$ 。

本工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，工程东侧大北 1201 井距拜城县城约 42.5km，南距阿热恰特村 1.2km。地理坐标为东经  $81^{\circ}17' \sim 81^{\circ}19'$ ，北纬  $41^{\circ}44' \sim 41^{\circ}48'$ 。本项目地理位置见图 3.1-1，周边关系见图 3.1-2。

#### 4.1.2 地形地貌

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

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

工程位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带上，拜城盆地北缘，大北 12 区块井位分布在山前冲积扇和低山丘陵地带，海拔约 1541~1988m。

#### 4.1.3 地表水系

拜城县境内主要河流有木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉河和克孜勒河。

喀普斯浪河发源于县境西北哈尔克他乌山中段的阿克亚依拉亚克和阿克毛拉山。河水由北向南在恰木鲁克水文站流出山口，继而折向县城西面 2km 处绕向东南，与台勒维丘克河会合，在康其乡库台依鲁克处注入木扎提河。其山区段河床稳固，多处流经基岩，断面狭窄，坡陡流急，携带大量石灰质。河水为冰雪融水和降水形成。洪枯季节，水量相差悬殊。河水流经铁热克镇、米吉克乡、拜城镇、康其乡，全长 96km，河宽 20~50m，流域面积 2045km<sup>2</sup>，年径流量 6.69 亿 m<sup>3</sup>，多年平均流量为 18.76m<sup>3</sup>/s，最大流量 606m<sup>3</sup>/s，最小流量 16.6m<sup>3</sup>/s，灌溉面积为 18075.7hm<sup>2</sup>。

工程场地及周边紧邻区域无地表水体，西南大北 11 集气站距最近地表水体木扎提河 3.5km。本项目位于山前冲积扇和低山丘陵地带，易受洪水影响，本项目设有防洪设施如钢筋石笼、浆砌石护坡等防冲刷设施，防止项目受洪水影响。

#### 4.1.4 地层地质

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

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

(2) 第四系全新统冲洪积卵石层(Q<sub>4</sub><sup>al+pl</sup>)：杂色，含漂石，稍密~很密，磨圆度较好，岩性不均匀。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、石英岩、长石石

英砂岩等。漂石约占 10%，粒径一般 25cm~35cm，个别大于 50cm；卵石约占 70%，粒径一般 3cm~12cm，个别 15cm；砾石约占 20%。骨架间充填砾砂、粗砂，含粘性土和少量粘土团块。层面高程 1338.41m~1349.80m。

#### 4.1.5 水文地质

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

##### (1) 碎屑岩类裂隙孔隙水

主要分布于区域北部低山丘陵区及低山地区，含水岩组由上第三系上新统砂岩、粉砂岩组成。由于地下水含大量易溶盐类矿物，加上该区蒸发作用强烈，因此地下水的溶滤-浓缩作用强烈，造成该区地下水水质恶劣，矿化度普遍 $>101\text{g/L}$ ，属  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$  型水。其中区域北部低山丘陵区地下水涌水量  $10\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ 。

##### (2) 第四系松散岩类孔隙水

分布于冲洪积平原区，含水层类型为孔隙潜水—承压水，含水岩组主要由卵砾石和砂砾石组成。其中靠近北部低山丘陵区潜水水位埋深  $3\sim 30\text{m}$ ，含水层厚度  $80\sim 100\text{m}$ ，富水性贫乏，地下水涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。其它地段富水性中等区，地下水埋深  $80\sim 110\text{m}$ ，含水层厚度大于  $100\text{m}$ ，富水性  $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，化学类型主要以  $\text{HCO}_3$  型为主，水质较好。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。

工程所在区域地下水主要为第四纪松散层不含水或不均匀含水。

#### 4.1.6 气候气象

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

相对较大，蒸发较小；南部盆地光照充足，蒸发较大，降水稀少，气候干燥。

拜城县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 拜城县主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	11	极端最高	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	12	极端最低	-27.4℃
3	年平均风速	0.8m/s	13	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	14	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	15	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	16	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	17	年均大风日数	30d

#### 4.1.7 土壤

本项目所在区域位于丘陵区，土壤类型主要有淡棕钙土、石膏棕漠土等，土壤中有机质含量较低，地表植被稀疏。其中淡棕钙土的形成是以草原土壤腐殖质积累作用和钙积作用为主，并有荒漠成土过程的一些特点，发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层。石膏棕漠土地表为残积、坡积的盐屑层所覆盖，棕漠土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧室层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。

评价区域土壤类型为淡棕钙土、石膏棕漠土等。

## 4.2 环境敏感区调查

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

### 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，本项目东北距离拟定生态保护红线(水源涵养生态保护红线区)最近为 7.3km，不在红线内。

### 4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理

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

项目所在区域拜城县位于塔里木河流域重点治理区范围内。

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

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

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

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

### 4.3 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,季节性春季沙尘天气是造成空气质量不达标的主要因素。根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)要求,对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策,可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后塔里木油田公司应不断强化大气污染源防治措施。

##### 4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

根据监测结果,监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  的标准。

#### 4.3.2 地下水环境现状监测

区域地下水监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类水质要求,其中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

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,区域潜水地下水阴离子以  $\text{HCO}_3^-$ 、 $\text{SO}_4^{2-}$  为主,阳离子以  $\text{Ca}^{2+}$  为主,水化学类型主要以  $\text{HCO}_3+\text{SO}_4-\text{Ca}$  型为主。

#### 4.3.3 声环境现状监测与评价

##### 4.3.3.1 声环境质量现状监测

根据监测结果,声环境监测值昼间为 38~39dB(A),夜间为 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

##### 4.3.4.1 土壤环境现状监测

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

#### 4.3.5 生态环境

##### 4.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于大北 12 区块。区域地貌属山前冲积扇和低山丘陵地带，属于荒漠生态系统。根据区域生态环境特点，考虑生态环境特点、地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为站场边界外延 200m 范围。

##### 4.3.5.2 土地利用现状调查

本项目位于大北 12 区块，站场、管线及道路占地面积共计 68.471hm<sup>2</sup>(即 0.0068471km<sup>2</sup>)，工程为永久性占地，评价范围以戈壁及裸岩为主，主要用地类型为未利用地，其中本项目占地土地利用类型汇总见表 4.3-16。调查区域土地利用现状见图 3.3-1。

表 4.3-16 本项目占地土地利用类型汇总表

序号	土地利用类型	建设内容	占地面积(m <sup>2</sup> )		
			永久占地	临时占地	总占地
1	裸岩	井场、道路、管线	25710	419000	444710
2	戈壁	管线	0	240000	240000
合计			25710	659000	684710

##### 4.3.5.3 生态背景调查

本项目所在区域为荒漠生态系统，主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观。

##### 4.3.5.3.1 植物资源调查与评价

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

根据实地调查结果表明，区域大部分处于山前荒漠地带，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型。组成项目地区植被的植物生活型主要是盐柴类半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群。主要植被为琵琶柴、合头草、芨芨草、锦鸡儿、小半灌木猪毛菜等，区域植被具有明显的防治水土流失的作用。项目生态评价范围内主要涉及的植被类型为砾质土琵琶柴荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 10%，平均生物量 0.45t/hm<sup>2</sup>。

#### 4.3.5.3.2 动物资源调查与评价

项目区按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，区域重点野生保护动物为国家二级保护动物鹅喉羚。

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。

#### 4.3.5.4 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 4.3-17。由表可知，土壤侵蚀类型主要以中度侵蚀为主。

表4.3-17 2018年拜城县土壤侵蚀分类分级面积统计表 (单位: km<sup>2</sup>)

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Ⅱ<sub>3</sub>塔里木河流域水土流失重点治理区。

### (3) 水土流失成因

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

### (4) 项目区水土流失现状

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

## 4.4 区域污染源调查

## 5 施工期环境影响分析

### 5.1 施工期环境影响分析

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

#### 5.1.1 施工废气影响分析

##### 5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

###### (1) 钻井工程废气

钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气和测试放喷废气。

###### ① 钻井柴油发电机废气

本工程在钻井作业中，采用柴油发电机组为钻机提供动力和照明等，周围无居民区等环境敏感区，本工程使用环保检验合格的柴油发电机，且使用时间短，废气排放量不大。因此柴油发电机组废气不会对周围环境产生明显影响。同时，本评价建议，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告 2020 年第 74 号)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)。

###### ② 测试放喷

当钻至井目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有裂隙发育，则不需进行酸化、压裂等工作。钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，用酸化压裂液清洗裂隙，酸化目的层。放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2 天时间。

## (2) 地面工程、管道工程及道路工程施工废气

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

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

## (3) 机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有  $\text{SO}_2$  及  $\text{NO}_x$  等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

## (4) 环境影响分析

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

### 5.1.1.2 施工废气污染防治措施

#### (1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	洒水抑尘措施	施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
3	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)
		III级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路行驶	
		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辆禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)	
		I级(红色)预警：停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

#### (2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

### 5.1.2 施工噪声影响分析

#### 5.1.2.1 噪声源及其影响预测

##### (1) 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，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 和类比油气田开发工程中井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工机械产噪值一览表 单位：[dB(A)/m]

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	93/5	5	吊装机	95/5
2	推土机	86/5	6	钻机	100/1
3	挖掘机	84/5	7	泥浆泵	90/1
4	运输车辆	86/5	—	—	—

②施工噪声贡献值

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

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

式中：L<sub>r</sub>——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L<sub>r<sub>0</sub></sub>——距声源 r<sub>0</sub> 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r<sub>0</sub>——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程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

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	—	—	—	

续表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
3	压路机	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
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
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。根据开发区块分布及站场位置，与最近的噪声敏感点的距离大于 500m，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

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

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

##### (1) 合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 确定工程施工

场界，合理科学地布局施工现场。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声敏感点进行公开，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

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

#### (3) 采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。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。倡导科学管理和文明施工。

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

### 5.1.3 施工期固体废物影响分析

#### 5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本工程主要包括钻井工程、地面工程和管线工程等，施工期固体废物主要为施工土方、施工废料、钻井泥浆废弃物、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。

##### ① 施工土方、施工废料

施工土方全部用于管沟和井场回填，施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场处理。

##### ② 钻井泥浆

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

### ③ 钻井岩屑

每口井钻井期内产生的岩屑量最大为  $1360\text{m}^3$ ，其中膨润土泥浆钻井岩屑  $736\text{m}^3$ ，磺化泥浆钻井岩屑  $425\text{m}^3$ ，油基泥浆钻井岩屑  $199\text{m}^3$ 。

2 口井钻井期间总岩屑产生量为  $2720\text{m}^3$ ，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑  $1472\text{m}^3$ ，水基磺化泥浆钻井岩屑  $850\text{m}^3$ ，油基泥浆钻井岩屑产生量为  $398\text{m}^3$ 。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深207井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)进行无害化处理，通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

### ③ 生活垃圾

本工程新钻 2 口井共计产生生活垃圾 19.5t，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处理。

### ④ 含油废物

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生的废润滑油量较少，另外在钻井、设备检修时产生少量含油废物。

塔里木油田分公司对施工单位要求废油不落地，施工单位采取相应措施防止废油品落地，主要措施为柴油发电机、油品储罐、石油钻杆的贮存区等设备下方采取防渗措施。工程结束后，废油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

每口新井设备检修产生的废油产生量约为 0.5t，本工程新增含油废物 1t/a，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，定期由有危废处置资质单位接收处置，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,本工程新钻井 2 口,烧碱废包装袋产生量为 0.2t,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。

#### 5.1.3.2 施工固废污染防治措施

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

##### (1) 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。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。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站处理;油基泥浆钻井岩屑,采用随钻不落地回收系统收集后,运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合回收利用站(巴州新瑞)处理。

##### (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) 废润滑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，废润滑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。废润滑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

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) 酸化压裂废水

钻井工程当钻至目的层后，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。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个井场产生的酸化压裂废水约  $90\text{m}^3$ ，本工程共部署新钻井 2 口，酸化压裂废水产生量约为  $180\text{m}^3$ 。

酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(2) 管道试压废水

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

(3) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程新钻井 2 口，生活污水共计产生量为 3120m<sup>3</sup>，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理，禁止运输途中随意倾倒；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，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

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

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地及道路临时占地等占地，本工程部署9口井，其中7口新井，7口新井中5口井已履行单井钻井环评手续，其井场、进场道路等占地影响已评价过，本项目不再重复评价。

占用植被、土壤和土地情况见表4.5-4。

表5.1-4 本工程占用植被和土壤情况表 单位：hm<sup>2</sup>

序号	工程内容	占地面积(hm <sup>2</sup> )		占用植被类型		占用土壤类型	占用土地类型
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地		
1	井场(7口新井)	0.546	2.6	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以砾质土琵琶柴荒漠为主	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以砾质土琵琶柴荒漠为主	淡棕钙土	裸岩
2	管线工程	0	62.4			淡棕钙土、石膏棕漠土、	裸岩、戈壁
3	道路工程	2.025	0.9			淡棕钙土、石膏棕漠土	裸岩
合计		2.571	65.9			—	—

永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别为 2.571hm<sup>2</sup> 和 65.9hm<sup>2</sup>，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

#### 5.1.5.2 对土壤环境影响

本工程永久占地和临时占地分别为 2.571hm<sup>2</sup> 和 65.9hm<sup>2</sup>，主要土壤类型为淡棕钙土、石膏棕漠土等。

##### (1) 钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、含油废物及烧碱废包装袋等。

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；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站处理；油基泥浆钻井岩屑，采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理；井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋场处理；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，定期由有危废处置资质单位接收处置；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，只要对钻井作业产生钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、含油废物及烧碱废包装袋等进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

##### (2) 管线临时占地对土壤环境的影响

管线开挖临时占地面积共 62.4hm<sup>2</sup>。主要土壤类型是淡棕钙土、石膏棕漠

土等，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

### (3) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

### 5.1.5.3 对植被的影响分析

#### (1) 占地

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

#### (2) 占地对植被的影响

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观，占地对植被影响较小。

#### (3) 生物量损失

本工程永久占地面积  $2.571\text{hm}^2$ ，临时占地  $65.9\text{hm}^2$ ，本工程站场、管线及道路施工区域以砾质土琵琶柴荒漠为主。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， $\text{hm}^2$ ； $W_i$ ——单位面积生物量， $t/\text{hm}^2$ 。

本工程站场、管线及道路施工区域主要为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 10%，平均生物量  $0.45\text{t}/\text{hm}^2$ ，将造成  $1.16\text{t}$  永久植被损失和  $29.7\text{t}$  临时植被损失。加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对

植被的环境影响是可以接受的。

#### (4) 污染物对植物的影响

##### ① 扬尘对植被的影响

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

##### ② 施工期废水对植被影响

施工期废水主要有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排入防渗的暂存池，后续用于区块绿化；生活污水定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理，所以不会对植被产生影响。

#### (5) 人为活动对植被的影响

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

① 由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

#### 5.1.5.4 对野生动物的影响分析

##### (1) 对野生动物生境的破坏

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

##### (2) 对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工

沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

#### 5.1.5.5 生态环境影响减缓措施

##### 5.1.5.5.1 井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家 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。

##### 5.1.5.5.2 管线及道路施工生态保护工程措施

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

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

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

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

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

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

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

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

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

#### 5.1.5.6 水土流失影响

##### (1) 水土流失影响分析

本工程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。由于站场工程、道路工程和管道工程等分建(构)物建设、基础开挖与回填、大量松散土体的临时堆积、建(构)筑材料的临时堆放，造成项目区地表扰动和再塑，使地表失去固土抗冲能力。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。

##### (2) 水土流失保护措施

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

①工程措施：对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的

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

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

#### 5.1.5.7 防沙治沙分析及措施

##### 5.1.5.7.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 191389 万元。建设内容包括：①部署 9 口井，其中新建采气井 7 口(新钻井 2 口、已钻井 5 口)，改造老井 2 口(采气井 1 口、排水井 1 口)；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 4.5km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。本项目建成后产气量为  $255 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年产凝析油规模 47.11t/d，回注水  $100 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2)项目区地理位置、范围和面积

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田大北 12 区块。项目总占地预计  $68.471 \text{hm}^2$ ，其中永久占地  $2.571 \text{hm}^2$ (主要包括井场、道路永久占地)，临时占地  $65.9 \text{hm}^2$ (主要包括井场、管线、道路临时占地)，占地区域无沙地，评价范围内也无沙化封禁保护区。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

本项目所在区域地处于塔里木地台库车山前坳陷北部边缘，项目区以北为南天山地槽褶皱带，以南为秋立塔克弧型构造带。项目区主要植被为琵琶柴、

合头草、盐爪爪，小半灌木猪毛菜等。所在区域河流主要为木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉河和克孜勒河，项目区域无地表径流，仅分布冲沟。项目区域含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于  $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，渗透系数  $4\sim 80\text{m/d}$ ，单井涌水量  $400\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富。地下水矿化度一般在  $0.60\sim 1.71\text{g/L}$  之间，水化学类型为  $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$  或  $\text{SO}_4\text{-Cl-K-Na-Ca}$  型水。

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

#### (4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

拜城县沙化土地总面积为  $246779.80\text{hm}^2$ ，可治理面积  $2238.2\text{hm}^2$ ，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，拜城县累计工程面积 9.62 万  $\text{hm}^2$ ，其中：人工造林面积累计 8.77 万  $\text{hm}^2$ ，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万  $\text{hm}^2$ 。

#### 5.1.5.7.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

##### (1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本工程永久占地面积  $2.571\text{hm}^2$ ，临时占地面积  $65.9\text{hm}^2$ ，其中荒漠化土地面积为  $68.471\text{hm}^2$ ，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。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘

等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

(3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)

拟建工程占地主要为裸岩及戈壁，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。

### 5.1.5.7.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)；

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

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

④ 《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2) 制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩

展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，得到有效保护。

(3) 治沙措施（物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施）

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

(4) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②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。

(5) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

#### 5.1.5.7.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各钻井队、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钻井队、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，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

#### (3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

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

#### (4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计克拉苏气田大北 12 区块植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，得到有效保护。

## 5.2 营运期环境影响评价

### 5.2.1 大气环境影响评价

#### 5.2.1.1 多年气候统计资料分析

#### 5.2.1.2 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  $0.69 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.15%； $NO_2$  最大落地浓度为  $5.18 \mu g/m^3$ 、占标率为 2.59%；非甲烷总烃最大落地浓度为  $72.09 \mu g/m^3$ 、占标率为 3.6%， $D_{10\%}$  均未出现。

#### 5.2.1.3 废气源对四周厂界贡献浓度

根据预测结果可知，本工程实施后，站场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为  $3.05 \sim 3.6 mg/m^3$ ，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。

#### 5.2.1.3 大气环境防护距离

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

本项目大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

#### 5.2.1.4 污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表5.2-10。

表 5.2-10 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.2256
2	氮氧化物	1.213
3	非甲烷总烃	1.2863

#### 5.2.1.5 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

#### 5.2.1.6 大气环境影响评价自查表

#### 5.2.2 地表水环境影响评价

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

本工程营运期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废水及生活污水。采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，采用“重力沉降除油工艺”处理工艺，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及生活污水不会对周边水环境产生影响。

#### 5.2.2.1 依托污水处理设施的环境可行性评价

##### (1) 采出水处理

本项目建成投运后，本项目单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处

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

表 5.2-12 大北天然气处理厂采出水处理规模一览表

大北天然气处理厂采出水处理站	设计规模	实际处理量	富余能力
采出水 m <sup>3</sup> /d	1940	1370	570

本工程采出水为 329.9m<sup>3</sup>/d，大北天然气处理厂采出水处理站满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

### (2) 博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施

博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施设计处理规模 120m<sup>3</sup>/d，本项目新增的 8 名管线巡检员所产生新增生活污水总计 0.512m<sup>3</sup>/d，故博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施可以满足本工程新增劳动定员所产生的生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+一体化污水处理设备”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)表 2 中 C 级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

### (3) 井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至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 300m<sup>3</sup>/d，富余量 120m<sup>3</sup>/d，本工程井下作业废水产生量为 0.28m<sup>3</sup>/d，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处理规模的 0.12%，因此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，项目井下作业废水产生量为 0.28m<sup>3</sup>/d，采用 8m<sup>3</sup> 的罐车，每个月定期拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站。

综上，本工程评价范围内无地表水体，采取的废水处置措施有效且采出水、生活污水及井下作业废水不外排，故本工程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 调查区域水文地质条件概况

#### 5.2.3.2 区域地下水污染源调查

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

#### 5.2.3.3 地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为三级且评价区域地下水埋深大于 100m，因此，本次评价预测污染物垂直入渗对包气带的影响。

##### 5.2.3.3.1 正常状况

###### (1) 废水

本工程运营期单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证10小时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过新建注水注水管线转输至大北区块回注井中，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，该装置采用“化粪池+一体化污水处理设备”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)表2中C级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

###### (2) 油泥(砂)

采气过程中产生的油泥(砂)，转移到下层的量很少。根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。油

泥(砂)一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少油泥(砂)量，故油泥(砂)对开发区域地下水的影响很小。

### (3)集输管线

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

#### 5.2.3.3.2 非正常状况

##### (1)油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油气不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

##### (2)钻井过程中的井喷事故

据建设单位已掌握的克拉苏气田大北区块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凝析油喷散物，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，在地下水位小于 1m 地段，石油类污染

物可下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

#### (3) 大北天然气处理厂采出水泄漏事故对地下水的影

大北天然气处理厂采出水处理装置采出水泄漏事故对地下水的影，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。因采出水处理装置区域已进行一般防渗处理，很难下渗，所以本次不考虑采出水处理装置采出水泄漏事故对地下水的影。

#### (4) 集输管道泄漏事故对地下水的影

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

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

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

#### 5.2.3.4 预测模型

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

#### 预测结论

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

### 5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

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

#### (1) 源头控制措施

① 输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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

③ 对输送管道、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《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。

表 5.3-3 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
钻井期间 井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
	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
		板土+聚合物泥浆池	
应急池			
营运期井场	一般 防渗区	井口、放喷区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
	简单防渗区	工艺装置区、电控信一体化撬	实施地面硬化
大北 11 集 气站	简单防渗区	清管接收装置	实施地面硬化
大北天然气	一般防渗区	闪蒸分离撬	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚

处理厂采出水处理装置改造（新增占地区域）		混凝沉降罐操作间	渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}$ cm/s 的黏土层的防渗性能
----------------------	--	----------	---

### (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

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则。

### (5) 应急响应

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，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。

#### (6) 地下水环境影响评价结论

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

### 5.2.4 声环境影响评价

本工程各新建采气井场规格及产噪设备一致，涉及改造的井场吐北 4 井及大北 1201 井，本次大北 1201 井无新增产噪设备，不进行预测，综上，选取 DB1202 井及吐北 4 井井场噪声为代表井场进行预测。本评价以场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

#### 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) 计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源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

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

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

$L_{eqb}$ —预测点的背景值，dB(A)。

(3) 噪声预测点位

本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

本项目以井场西南角为坐标原点，噪声源噪声参数见表 5.4-1。

表 5.4-1 站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	采气井场 (以 DB1202 井 作为代表)	采气树	1	(9, 12, 1)	85	选择低噪 声设备、加 强设备维 护,基础减 振	15	70
		加热炉	1	(9, 14, 1.5)	80		15	65
		缓蚀剂加注撬	1	(11, 18, 1)	80		15	65
2	排水井场(以吐 北4井作为代表)	气举压缩机撬	1	(10, 20, 2)	95		15	80
		甲醇加注撬	1	(14, 15, 2)	80		15	65

5.2.4.3 预测结果及评价

根据预测结果，本次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 41.4~43.0dB(A)；吐北 4 井排水井场产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 42.2~47.8dB(A)，与现状值叠加后的场界昼间和夜间噪声预测值为 43.4~49.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)

中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

### 5.2.5 固体废物影响分析

#### 5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

本工程产生的固体废物包括生活垃圾、油泥(砂)、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), 本工程固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下:

##### (1) 生活垃圾

本项目井场无人值守, 需定期巡检, 本工程集输管线较长, 距离大北作业区较远, 因此新增定员 8 人。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 2.92t/a。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶, 定期清运至大北地区固废填埋场处理。

##### (2) 危险废物

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

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》, 本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-22。

表 5.2-22 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	4.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后, 定期由有危废处置资质单位接收处置
清管废	HW08	900-249-08	0.029	定期清管	固态	油类物	油类	2次/	T, I	

渣						质、铁锈物质	年		
---	--	--	--	--	--	--------	---	--	--

### 5.2.5.2 危险废物环境影响分析

#### (1) 危险废物运输

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

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

#### (2) 危险废物运输过程影响分析

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源生态环保科技有限责任公司西北距项目约 126km，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

#### (3) 危险废物委托处置环境影响分析

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

### 5.2.6 生态环境影响分析

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

#### (1) 对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机

械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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

### (2) 生态系统完整性影响评价

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

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，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。在油气田开发如井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

### (3) 景观影响分析

区域经过气田开发，已经形成了采气工业、自然景观交替的景观。本项目永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

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

### (4) 小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、

临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到自然恢复。

### 5.2.7 土壤环境影响评价

#### 5.2.7.1 环境影响识别

##### 5.2.7.1.1 项目类型

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

##### 5.2.7.1.2 影响类型及途径

本工程运营期外排废气中主要颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃，不涉及废水外排。本工程采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液垂直入渗影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-23。

表 5.2-23 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 5.2-23 可知，本工程不会因人为因素引起地下水位变化造成的土壤盐化、碱化等土壤生态影响后果的影响途径，本工程影响途径主要为运营期事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

#### (3) 影响源及影响因子

本工程输送介质为采出液(凝析油和天然气)，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-24。

表 5.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

### 5.2.7.2 土壤环境现状调查

#### 5.2.7.2.1 调查范围

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

#### 5.2.7.2.2 敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤保护目标主要为调查评价范围内的居民区、耕地及园地，根据现场调查，本项目土壤敏感目标主要为大北 11 集气站及注水干线两侧 200m 范围内的农田。

#### 5.2.7.2.3 土地利用类型调查

##### (1) 土地利用现状

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

##### (2) 土地利用历史

通过调查以往资料，土地利用历史情况为未利用地。

##### (3) 土地利用规划

本项目所在区域属于克拉苏气田大北 12 区块，以油气田开采为主，区域无相关土地利用规划。

#### 5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为石膏棕漠土、淡棕钙土。其中本项目占地土地利用类型汇总见表 5.7-1。

表 3.3-14 本项目占地土壤类型汇总表

序号	土地利用类	建设内容	占地面积(m <sup>2</sup> )
----	-------	------	-----------------------

	型		永久占地	临时占地	总占地
1	淡棕钙土	井场、道路、管线	25710	109000	134710
2	石膏棕漠土	管线	0	550000	550000
合计			25710	659000	684710

### 5.2.7.3 土壤环境影响评价

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

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

由土壤预测结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm。

### 5.2.7.4 结论与建议

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

### 5.2.7.5 土壤污染防治措施

#### (1) 源头控制

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

(2) 过程防控措施

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

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-27。

表 5.2-27 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场采气树管线接口处	柱状样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每 5 年监测一次

(4) 土壤环境影响评价结论

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

5.2.8 环境风险评价

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的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本工程主要建设内容包括：①部署 9 口井，其中新建采气井 7 口(新钻井 2 口、已钻井 5 口)，改造老井 2 口(采气井 1 口、排水井 1 口)；②新建采气井

场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 4.5km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。

本工程排水管线涉及物质为气田水，不作为风险物质考虑，不在风险评价范围内。本工程涉及的风险物质主要为甲醇、天然气及凝析油，甲醇储存在吐北 4 井甲醇储罐内，天然气、凝析油存在于管线中。

#### 5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

#### 5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-31。

表 5.2-31 环境风险评价工作级别划分一览表

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

根据 2.4.1.7.3 建设项目环境风险潜势判断章节，本项目综合环境风险潜势为 II，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为三级。

#### 5.2.8.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，部分站场周边存在居住区。项目周边敏感目标分布情况见表 5.2-40。

表 5.2-40 项目周边敏感点概况一览表

序号	保护目标	相对方位	距场站距离(m)	户数(户)/人数(人)
1	大宛齐牧场	大北11集气站东南	1600	343/1200
2	克达科吐尔村	大北11集气站西南	2500	144/504
3	阿热恰特村	大北11集气站西南	1200	129/452
4	博大油气开发部公寓	大北天然气处理厂 北侧	600	200

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

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

表 5.2-32 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线、燃料气管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	集输管线、燃料气管线
4	凝析油	可燃液体	集输管线
5	甲醇	可燃液体	甲醇储罐

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于集输管线及甲醇罐区中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

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

表 5.2-33 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
甲醇储罐	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	甲醇泄漏后及遇火源会发生火灾、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
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	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

	过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷		
--	----------------------------	--	--

#### 5.2.8.4 环境风险分析

##### 5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。通常情况下，本工程使用的甲醇在常温下加压、液化储存，一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀，释放显热，大量气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。

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

本工程在发生安全生产事故造成油品及甲醇泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品及甲醇量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，各类管线及道路施工不穿越地表水体，仅穿越少量冲沟（仅夏季雨水冲刷形成），因此在事故下造成油品及甲醇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

本工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排；本工程可能泄露的危险液态物料主要为甲醇和凝析油，甲醇储罐发生事故泄露后，液态物料会泄露至储罐区，在及时发现并清理收集泄露的甲醇溶液后对区域地下水造成污染的环境风险可接受；非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

#### 5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

##### 5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

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

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

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

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

(4) 按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

(5) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上

观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

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

(7) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

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

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

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

#### 5.2.8.5.2 管道事故风险预防措施

##### (1) 施工阶段的事故防范措施

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

② 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

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

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

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

### (3)管理措施

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

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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

### (4)油气泄漏事故防范措施

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

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

### (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。

##### (2) 火灾事故应急措施

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

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

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

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

##### (3) 管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b. 堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

c. 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

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

#### 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《塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案》(备案编号 652926-2020-003)中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

#### 5.2.8.7 环境风险分析结论

##### (1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；甲醇储罐泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。

##### (2) 环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内的村庄及博大油气开发部公寓作为风险目标。本工程实施后的环境风险主要有采出液和甲醇泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质及甲醇可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

### (3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司“塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件应急预案”中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

### (4) 环境风险评价结论与建议

综上，本工程环境风险是可防控的。

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

本工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-34，环境风险自查表见表 5.2-35。

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	甲烷检测、报警仪	风险防范设施 数量按照消防、安全等相关要求设置	5	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		20	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		20	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	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		—	55	—

## 5.3 闭井期环境影响分析

### 5.3.1 闭井期污染物情况

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

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

### 5.3.2 闭井期生态保护措施

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

(1) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如凝析油等。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。

(5) 严格控制临时施工场地与施工道路面积和范围，减少对地表植被的破坏。

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

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

(8) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行, 防止其发生油水层窜层, 产生二次污染。

## 6 环境保护措施及其可行性论证

### 6.1 环境空气保护措施可行性论证

#### 6.1.1 施工期环境保护措施

##### 6.1.1.1 施工扬尘

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

(2) 为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3) 用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4) 在管线和道路作业带内施工作业；

(5) 在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

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

##### 6.1.1.2 柴油发电机废气

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

##### 6.1.1.3 测试放喷废气

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

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

(3) 在测试放喷的单个井场选址过程中，要考虑测试放喷对周围环境影响，

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

#### 6.1.2 运营期环境空气保护措施

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) 真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

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

(3) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

类比《大北气田滚动勘探开发项目建设项目竣工环境保护验收调查表》验收期间开展的吐北 401 井场污染源监测数据。

根据类比吐北 401 井监测数据，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

##### 6.2.1.1 钻井工程

项目钻井过程废水污染源有：钻井废水、酸化压裂废水和施工队队生活污水。

##### (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；井阶段结束后，清运至下一口综合利用。

## (2) 压裂废水

本工程新钻 2 口新井，排放的压裂废水共计约  $180\text{m}^3$ ，产生量每天为  $0.55\text{m}^3/\text{d}$ ，采用  $8\text{m}^3$  的罐车，每半个月定期拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站。废水按照相关要求运输，并填写废水的收集记录、转运记录表，并将记录表作为废水管理的重要档案妥善保存，对运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

### ③ 施工队生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，钻井工程结束后定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施设计处理规模  $120\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程钻井期生活污水产生量为  $4.8\text{m}^3/\text{d}$ ，故博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施可以满足本工程钻井期生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+一体化污水处理设备”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）表2中C级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

## (2) 地面工程施工

### ① 管道试压废水

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

### ② 施工队生活污水

地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，其污染物主要为SS、COD，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

## 6.2.2 运营期水污染防治措施

### 6.2.2.1 采出水处理措施可行性分析

本项目原有采出水处理装置处理后的采出水水质不能稳定达标，所以新建沉降罐及过滤器撬，以增大沉降时间、减小装置处理污染物负荷量，使装置能

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

大北天然气处理厂采出水处理站采出水设计规模为  $1940\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为  $570\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程采出水产生量为  $329.9\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

#### 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  $120\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程井下作业废水为  $0.28\text{m}^3/\text{d}$ ，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处理规模的 0.1%，因此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。

#### 6.2.2.3 生活污水处理措施可行性分析

博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施设计处理规模  $120\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增的 8 名管线巡检员所产生新增生活污水总计  $0.512\text{m}^3/\text{d}$ ，故博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施可以满足本工程新增劳动定员所产生的生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+一体化污水处理设备”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)表 2 中 C 级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

### 6.3 噪声防治措施可行性论证

#### 6.3.1 钻井工程

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 施工期管线工程

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

### 6.3.3 运营期

(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) 在运营期时给加热炉、压缩机等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

类比《大北气田滚动勘探开发项目建设项目竣工环境保护验收调查表》验收期间开展的吐北401井（生产井）场界噪声监测数据，吐北401井产噪设备与本项目新建井场基本一致。

根据噪声预测结果并类比吐北401井场场界噪声监测，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

本工程新钻2口井，在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后填埋，膨润土泥浆岩屑用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进

入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站处理；油基泥浆钻井岩屑，采用随钻不落地回收系统收集后，运至克深207井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

#### 6.4.1.2 废润滑油处置措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废润滑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。废润滑油定期由有危废处置资质单位接收处置，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，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

钻井期井场生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋场处理。

### 6.4.2 运营期

#### 6.4.2.1 一般工业固废处置措施

本项目井场无人值守，需定期巡检，本工程集输管线较长，距离大北作业区较远，因此新增定员 8 人。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 2.92t/a。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶，定期清运至大北地区固废填埋场处理。

#### 6.4.2.4 危险废物处置措施可行性分析

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)；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)》，油泥(砂)、清管废渣均属于危险废物，收集后定期由库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处理。在加强环境管理的前提下，基本不

会对环境产生不利影响。

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

表 6.4-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	4.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业凝析油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后,由库车畅源环保科技有限公司接收处理
清管废渣	HW08	900-249-08	0.029	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2次/年	T, I	

#### 6.4.2.3 一般工业固体废物措施可行性分析

本工程职工生活会产生生活垃圾，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。

类比同类项目，生活垃圾均清运至生活垃圾填埋场填埋处置。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) 危险废物运输过程影响分析

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源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，且库车畅源环保科技有限公司西北距项目约 126km，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) 危险废物委托处置环境影响分析

本工程油泥(砂)全部委托库车畅源环保科技有限公司进行处置，库车畅源环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源环保科技有限公司

公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

## 6.5 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) 钻井期按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用及处置措施。

(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) 管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填。

(5) 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，含油废物回收、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。

(6) 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(2018年修正)》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制气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

开发方案实施后，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

本工程永久占地全部为戈壁，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。

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

(1) 对油气田内的永久性占地(井场、道路等)合理规划，严格控制占地面积。

(2) 按设计标准规定，严格控制施工作业带(开挖)面积，包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，气田内公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏。

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

(4) 施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

(5) 井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

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

#### 6.5.4 生态恢复治理方案

##### (1) 钻井井场生态恢复

工程施工结束后，应对井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。

##### (2) 管线生态恢复

本工程新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设、集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km，管线开挖临时占地面积共 62.4hm<sup>2</sup>。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对 62.4hm<sup>2</sup> 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。

### (3) 道路生态恢复

本项目新建巡检砂石道路共 4.5km，临时占地 0.9hm<sup>2</sup>。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 0.9hm<sup>2</sup> 临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

## 6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

### (1) 污染治理措施

随着气田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入闭井期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的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。

气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处置。

### (2) 闭井期生态环境保护措施

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

⑤拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至临近环保站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑧保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

## 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

本工程项目投资 191389 万元，环保投资 800 万元，环保投资占总投资的比例为 0.42%。由于天然气是我国战略物质，其定价受物价局控制，且涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

### 7.2 社会效益分析

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

因此本工程具有良好的社会效益。

### 7.3 环境措施效益分析

本工程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，本工程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

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

## (2) 废水

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水及生活污水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水依托博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施处理。

## (3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为油泥(砂)、清管废物、生活垃圾。油泥(砂)及清管废物桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置，生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋场处理。

## (4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

## (5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程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。本工程选用先进、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

本工程在建设过程中，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。

本工程将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。

### 7.3.2 环保措施的经济效益

本工程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 800 万元，环境保护投资占总投资的 0.42%。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

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

##### 8.1.1.2 环境管理制度

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

##### 8.1.1.3 环境管理职责

博大油气开发部QHSE管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修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。

#### 8.1.4 环境管理计划

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

表 8.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	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
	水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管

续表 8.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		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
	污染防治	废水	处理达标后排放		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送大北地区固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	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	采出水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	净化后的天然气		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险	事故预防及天然气泄漏应急预案	当地生态环境主管		
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况			

### 8.1.5 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第十条，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保

设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

#### 8.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

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

目前克拉苏气田博孜-大北区块，已于 2021 年完成环境影响后评价工作。本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以大北 12 区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

### 8.2 企业环境信息公开

#### 8.2.1 公开内容

##### (1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①部署 9 口井，其中新建采气井 7 口（新钻井 2 口、已钻井 5 口），改造老井 2 口（采气井 1 口、排水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料

气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 4.5km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。本项目建成后产气量为  $255 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年产凝析油规模 47.11t/d，回注水  $100\text{m}^3/\text{d}$ 。

## (2) 排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-16、3.3-19。

本工程污染物排放标准见表 2.6-4。

本工程污染物排放量情况见表 3.3-22。

本工程污染物总量控制指标情况见表 3.3-24。

## (3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见塔西南勘探开发公司博大油气开发部突发环境事件现行应急预案。

## (4) 环境监测计划

本工程环境监测计划见表 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《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等要求，本工程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，依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及地方环保部门的要求，制定本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	加热炉烟气	颗粒物、NO <sub>x</sub> 、烟气黑度	DB1202 井排气筒采样孔	每年 1 次
	站场无组织废气	非甲烷总烃	DB1202 井、吐北 4 井下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场厂界噪声	L <sub>eq</sub>	DB1202 井、吐北 4 井厂界外 1m	每年 1 次
地下水环境	潜水含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	大北 11 集气站东南 8.2km 监测井	每年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油烃	井场采气树管线接口处	每 5 年监测 1 次

#### 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	序	污染源	环保措施	台	治理效果	投资	验收标准
---	---	-----	------	---	------	----	------

克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程环境影响报告书

别	号		(套)		(万元)		
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	柴油发电机废气	对柴油机、发电机做好保养措施	—	—	—	—
	3	放喷废气	控制测试放喷时间	—	—	—	—
废水	1	管道试压废水	试压结束后用去区块绿化	—	不外排	3	—
	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,定期拉运至博大油气开发部公寓现有生活污水处理设施妥善处置	—	不外排	15	—
	3	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	—	—	—	—
固废	2	磺化泥浆岩屑	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	—	妥善处置,不外排	220	—
	3	油基泥浆岩屑	运至克深 207 井的油基废钻完井液资源综合利用站(巴州新瑞)进行无害化处理	—	妥善处置,不外排	220	—
	3	生活垃圾	定期清运至大北地区固废填埋场处理	—	妥善处置,不外排	—	—
	4	废润滑油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内,定期由有危废处置资质单位接收处置	—	妥善处置,不外排	1.2	—
	5	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	55.8	—

营运期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+ 排污口规范化	—	颗粒物 $\leq$ 20mg/m <sup>3</sup> SO <sub>2</sub> $\leq$ 50mg/m <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> $\leq$ 200mg/m <sup>3</sup>	20	《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
	4	井场无组织废气	加强管道、阀门的检修和 维护	—	厂界非甲 烷总烃 $\leq$ 4.0mg/m <sup>3</sup>	20	《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	采出水	采出水随油气混合物输送 至大北天然气处理厂处 理, 达标后回注于地层	—	不外排	—	《碎屑岩油藏注水 水质指标及分析方 法》 (SY/T5329-2012)
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收 集, 酸碱中和后运至哈塘 油田钻试修废弃物环保处 理站处理	—	不外排	10	保证实施
营运期							
废水	3	生活污水	经博大油气开发部公寓现 有生活污水处理设施处 理, 处理达标后夏季用于 绿化用水, 冬季排至蓄水 池暂存	1	不外排	13	保证实施
噪声	1	井场	采气树	—	厂界达 标: 昼间 $\leq$ 60dB(A) 夜间 $\leq$ 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		加热炉	—		—	
	3		缓蚀剂加注撬	—		—	
	4	排水 井场	气举压缩机 撬	—		—	
	甲醇加注撬		—	—			
固	1	油泥(砂)	严格按危险废物相关技术	—	全部妥善	10	《危险废物贮存污

克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程环境影响报告书

体废物	2	清管废渣	要求和管理规定进行收集与贮存, 定期由有危废处置资质单位接收处置	—	处置, 不外排	2	《危险废物控制标准》(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)
	3	生活垃圾	收集后清运至大北地区固废填埋场处理	—		—	《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB16889-2008)
防渗	1	分区防渗	具体见表 5.3-3			50	—
其他	1	风险防范措施	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	55	—	
			消防器材			—	
			地上管道涂刷相应识别色			—	
			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	—	
营运期							
其他	2	生态保护	生态恢复	井场恢复、临时占地及时恢复地表农田区域, 管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填	20	不对区域生态产生明显影响	
				水土保持			20
				防沙治沙			50
合计					800	—	

## 9 结论与建议

### 9.1 建设项目情况

#### 9.1.1 项目概况

项目名称：克拉苏气田大北 12 区块开发方案地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①部署 9 口井，其中新建采气井 7 口（新钻井 2 口、已钻井 5 口），改造老井 2 口（采气井 1 口、排水井 1 口）；②新建采气井场 7 座、新建排水井场 1 座；③改造大北天然气处理厂采出水处理装置，改造大北 11 集气站新建 1 套清管收球装置；④新建采气支线 12.1km 及燃料气支线 13.1km，采气支线与燃料气支线同沟敷设；集气干线 12.4km、采气支干线 1.0km、燃料气支干线 7.5km、气举支线 3.5km、排水支线 11.5km、排水干线 30.0km。⑤新建巡井道路 4.5km，配套建设通信、防腐、自控、供配电等工程。

建设规模：本项目建成后产气量为  $255 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年产凝析油规模 47.11t/d，回注水  $100 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 191389 万元，其中环保投资 800 万元，占总投资的 0.42%。

劳动定员及工作制度：新建各井场为无人值守站，新建管线新增 8 名管线巡检员，由大北作业区统一管理。

#### 9.1.2 项目选址

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，工程东侧大北 1201 井距拜城县城约 42.5km。区域以油气开采为主，现状占地以荒漠为主，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,本工程的建设符合国家产业政策要求。

本工程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》。

## 9.2 环境现状

### 9.2.1 环境质量现状评价

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

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

声环境质量现状监测结果表明:声环境监测值昼间为 38~39dB(A),夜间为 37dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

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

### 9.2.2 环境保护目标

本工程将大气评价范围内村庄及博大油气开发部公寓作为环境空气保护目标;本项目周边无地表水体,且项目不外排废水,不设置地表水保护目标;将

地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将土壤环境调查评价范围内的耕地作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，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产生明显影响；将评价范围内的村庄、博大油气开发部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

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1) 真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

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

(3) 本项目定期巡检，确保集输系统安全运行；

(4) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施；

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

#### 9.3.2 废水污染源及治理措施

本工程采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。生活污水采用“化粪池+一体化污水处理设备”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)表 2 中 C 级排放标准后，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池；加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和

地下水。

### 9.3.3 噪声污染源及治理措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 在运营期时给机泵等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

### 9.3.4 固体废物及处理措施

本工程产生的生活垃圾，定期清运至大北地区固废填埋场处理。本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)；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)》，油泥(砂)、清管废渣均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

## 9.4 项目对环境的影响

### 9.4.1 大气环境影响

项目加热炉烟气中  $PM_{10}$  最大落地浓度为  $0.69 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.15%； $NO_2$  最大落地浓度为  $5.18 \mu g/m^3$ 、占标率为 2.59%；井场无组织废气中非甲烷总烃最大落地浓度为  $72.09 \mu g/m^3$ 、占标率为 3.6%， $D_{10\%}$  均未出现。

本工程实施后，新建井场无组织排放非甲烷总烃对四周厂界浓度贡献值为  $3.05 \sim 3.6 \mu g/m^3$ ，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。

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

### 9.4.2 地下水环境影响

#### (1) 环境水文地质现状

根据区域收集地质资料及现状调查，评价区域位于拜城盆地中部区域，因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

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

## (2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，管线与阀门连接处石油类渗漏，根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在包气带表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表。企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

## (3) 地下水环境污染防控措施

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

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

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

③建立和完善本工程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。

## (4) 地下水环境影响评价结论

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

### 9.4.3 声环境影响

项目实施后，本次新建站场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 41.4~43.0dB(A)；吐北 4 井排水井场产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 42.2~47.8dB(A)，与现状值叠加后的场界昼间和夜间噪声预测值为 43.4~49.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

#### 9.4.4 固体废物环境影响

本工程产生的生活垃圾，定期清运至大北地区固废填埋场处理。本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生油泥(砂)；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)》，油泥(砂)、清管废渣均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

#### 9.4.5 土壤环境影响

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

#### 9.4.6 生态影响

本工程永久占地面积 $2.571\text{hm}^2$ ，临时占地面积 $65.9\text{hm}^2$ ，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响，气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

### 9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、VOCs。项目稳产期  $\text{SO}_2$  排放量为  $0.566\text{t/a}$ ， $\text{NO}_x$  排放量为  $2.264\text{t/a}$ ，VOCs 排放量为  $1.2863\text{t/a}$ 。

## 9.6 环境风险评价

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

## 9.7 公众参与分析

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

## 目 录

概 述.....	1
1 总则.....	6
1.1 编制依据.....	6
1.2 评价目的和评价原则.....	12
1.3 环境影响要素和评价因子.....	13
1.4 评价等级和评价范围.....	15
1.5 评价内容和评价重点.....	27
1.6 评价标准.....	28
1.7 相关规划及环境功能区划.....	29
2 建设项目工程分析.....	41
2.1 现有工程.....	41
2.2 扩建工程.....	55
2.3 本工程实施后全厂概况.....	56
3 环境现状调查与评价.....	106
3.1 自然环境概况.....	106
3.2 环境敏感区调查.....	109
3.3 环境质量现状监测与评价.....	111
4 施工期环境影响分析.....	115
5 营运期环境影响评价.....	134
5.1 大气环境影响评价.....	134
5.2 地表水环境影响评价.....	135
5.3 地下水环境影响评价.....	137
5.4 声环境影响评价.....	142
5.5 固体废物影响分析.....	144
5.7 土壤环境影响评价.....	146
5.8 环境风险评价.....	150
6 环境保护措施及其可行性论证.....	162
6.1 环境空气保护措施可行性论证.....	162
6.2 废水治理措施可行性论证.....	163
6.3 噪声防治措施可行性论证.....	165
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....	165
6.5 生态保护措施可行性论证.....	168
7 环境影响经济损益分析.....	174
7.1 经济效益分析.....	174

7.2 社会效益分析.....	174
7.3 环境措施效益分析.....	174
7.4 环境经济损益分析结论.....	176
<b>8 环境管理与监测计划.....</b>	<b>177</b>
8.1 环境管理.....	177
8.2 企业环境信息公开.....	180
8.3 污染物排放清单.....	181
8.4 环境及污染源监测.....	181
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....	182
<b>9 结论与建议.....</b>	<b>186</b>
9.1 建设项目情况.....	186
9.2 环境现状.....	187
9.3 拟采取环保措施的可行性.....	188
9.4 项目对环境的影响.....	189
9.5 总量控制分析.....	191
9.6 环境风险评价.....	191
9.7 公众参与分析.....	192
9.8 项目可行性结论.....	192

