克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程

环境影响报告书

（送审稿）

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

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2026 年 1 月

北探 1 井	DB1604 阀组
DB13-4 排水管线沿线	DB13-5 排水管线沿线
大北处理站	1302 阀室

现 场 掠 影

目 录

1概述 1
1.1建设项目特点 1
1.2环境影响评价的工作过程 1
1.4关注的主要环境问题及环境影响 5
1.5环境影响评价的主要结论 5
2总则 6
2.1编制依据 6
2.2评价目的和评价原则 12
2.3环境影响因素和评价因子 13
2.4环境功能区划及评价标准 15
2.5评价工作等级和评价范围 19
2.6环境保护目标 27
2.7评价内容和评价重点 28
2.8评价时段和评价方法 29
3建设项目工程概况和工程分析 30
3.1区块开发现状及环境影响回顾 30
3.2现有工程 39
3.3拟建工程 50
3.4工程分析 66
3.6选址选线合理性分析 122
4环境现状调查与评价 124
4.1自然环境概况 124
4.2生态现状调查与评价 127
4.3地下水环境现状调查与评价 140
4.4地表水环境现状调查与评价 146
4.5土壤环境现状调查与评价 146
4.6环境空气质量现状调查与评价 155

4.7声环境现状调查与评价 158
5环境影响预测与评价 160
5.1生态影响评价 160
5.2地下水环境影响分析 169
5.3地表水环境影响评价 182
5.4土壤环境影响分析 184
5.5大气环境影响评价 190
5.6声环境影响分析与评价 197
5.7固体废物影响分析 204
5.8风险环境影响分析 ..... **错误！未定义书签。**
6环境保护措施可行性论证 209
6.1生态保护措施可行性论证 228
6.2 地下水环境保护措施可行性论证 236
6.3地表水环境保护措施可行性论证 244
6.4土壤环境保护措施可行性论证 245
6.5大气环境保护措施可行性论证 246
6.6 声环境保护措施可行性论证 249
6.7固体废物处理措施可行性论证 249
7.温室气体排放影响评价 253
7.1温室气体排放分析 253
7.2减污降碳措施 257
7.3温室气体排放评价结论 258
8环境影响经济损益分析 260
8.1环境效益分析 260
8.2社会效益分析 261
8.3综合效益分析 262
8.4环境经济损益分析结论 263
9 环境管理与监测计划 264

9.1 环境管理 264
9.2 企业环境信息公开 267
9.3 污染物排放清单 268
9.4 环境及污染源监测 269
9.5环保设施“三同时”验收 270
10结论 274
10.1建设项目情况 274
10.2产业政策、选址符合性 274
10.3环境质量现状 275
10.4污染物排放情况 276
10.5主要环境影响 276
10.6环境保护措施 278
10.7公众意见采纳情况 279
10.8环境影响经济损益分析 279

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司简称“塔里木油田分公司”)油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

克拉苏气田位于库车山前区，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。天然气资源量为 $20856.65\times10^8m^3$，其天然气产量已达到 $300\times10^8m^3/a$。气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿 m^3/a 应急气量的资源能力，有望成为塔里木第一大气田，近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，克拉苏气田包含克拉 2 区块、大北区块、克深区块和博孜区块等四个区块，形成了克拉 2、克深和大北三处天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供有力保障。2004 年 12 月，克拉 2 首先投入运营，随着地下勘探研究的深入，近年来，克拉苏气田加大开发力度，先后完成了大北试采、克深试采、博孜 1 试采、博孜 3 试采等试采工程。从 2011 年开始，克深 2 区块、大北区块进入全面整体开发阶段。

大北区块是克拉苏气田的四大区块之一，地处天山山脉中段南麓，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。截至目前开发井 72 口，设置 1 座处理站为大北天然气处理厂，4 座集气站（大北 3 集气站、大北 11 集气站、大北 101 集气站、大北 201 集气站），是克拉苏气田的重要组成部分。

塔里木油田分公司为加快大北区块建产，加速产能释放，拟实施克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程（以下简称“本工程”）。本工程新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.2km 输气管线、17.24km 排水管线，并在大北 101 集气站新建低压分离器橇分离，新建压缩机集中增压，以及配套的电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防等公用工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》等法律法规，建设对环境有影响的项目应当依法进行环境影响评价。

本工程属于陆地天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区拜城县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和“新水水保〔2019〕4 号”有关内容，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》，2025 年 8 月 21 日，塔里木油田分公司油气田博大采油气管理区委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托，新疆昇腾环境服务有限公司对本工程区域环境空气、土壤、声环境质量现状进行了监测，在此基础上，编制完成了《克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”），环境影响评价的工作程序，见图 1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程建设期、运营期的环境保护管理依据。

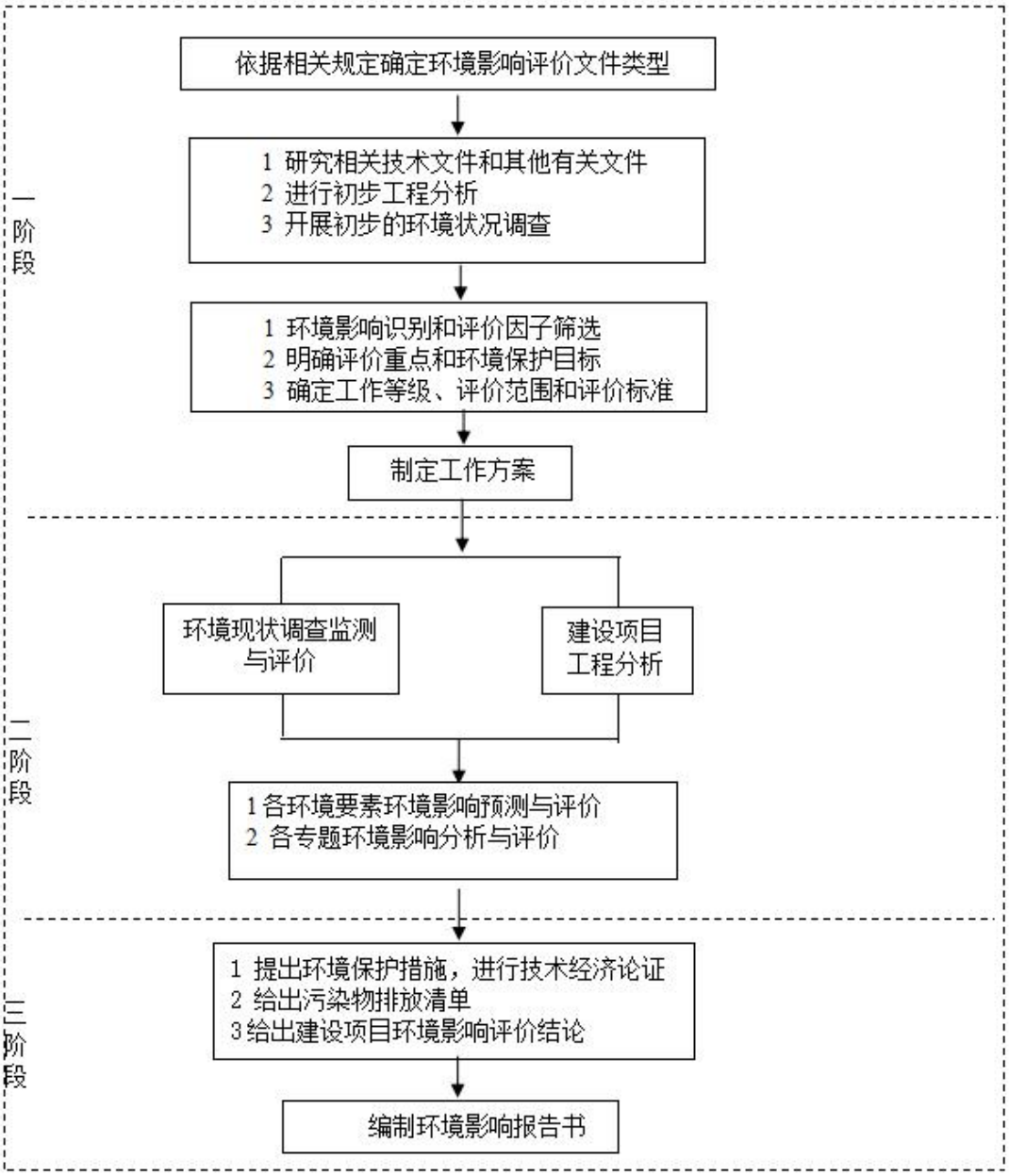

图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“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”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区拜城县，属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

（4）选址符合性分析判定结论

项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，不在生态保护红线范围内，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目区周边无长期居住人群。本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求。本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为油气开采、集输等工艺过程中无组织排放的挥发性有机物、温室气体，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属于可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

本工程距生态保护红线（天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 9.2km，不在生态保护红线内。根据《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）及《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）以及《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号）及《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》，本工程位于 ZH65292430001 拜城县一般管控单元，不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区地下水、土壤、声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量不达标，超标污染物为颗粒物，超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本项目符合生态分区管控要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的施工扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场、管线无组织挥发的非甲烷总烃，井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于井场、站场建设、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内。重点保护目标是：评价范围内分布的重要物种、永久基本农田、水土流失重点治理区、区域重要保护动物。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”

规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，工程符合“生态环境分区管控”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

（11）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 6 月 25 日发布，2010 年 10 月 1 日施行）；

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

（13）《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年 11 月 8 日修订，1986 年 10 月 1 日施行）。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

（1）《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）

（2）《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）

（3）《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）

（4）《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》（环境部公告 2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日实施）

（5）《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）

（6）《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）

（7）《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）

（8）《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）

（9）《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）

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

（11）《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）

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

（13）《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）

（14）《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号，2018年7月16日发布，2019年1月1日施行）

（15）《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）

（16）《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）

（17）《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）

（18）《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）

（19）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）（部令第16号，2020年11月30日公布，2021年1月1日施行）

（20）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告2021年第3号，2021年2月1日发布并实施）

（21）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）

（22）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气[2021]65号，2021年8月4日发布并实施）

（23）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告2021年第15号，2021年9月7日发布并实施）

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

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

（26）关于发布《危险废物排除管理清单（2025 年版）》的公告（生态环境部公告 2026 年第 2 号，2024 年 1 月 9 日发布）

（27）《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）

（28）《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号，2021 年 11 月 30 日发布，2022 年 1 月 1 日施行）

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

（30）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号，2021 年 12 月 11 日发布，2022 年 2 月 8 日施行）

（31）《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》（环办环评[2023]52 号）

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

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

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

（35）《国家危险废物名录(2025 年版）》（部令第 36 号，2024 年 11 月 26 日发布，2025 年 1 月 1 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）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

（3）《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）

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

（7）《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）

（8）《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）

（9）《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）

（10）《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）

（11）《新疆维吾尔自治区水土保持规划 (2018-2030 年）》

（12）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》

（13）《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）

（14）《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）

（15）《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）

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

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

（18）《新疆维吾尔自治区国土空间规划(2021-2035 年)》

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

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

（21）《新疆生态环境保护“十四五”规划》

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

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

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

（25）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件 (2024 年）》（新环环评发 [2024] 93 号）

（26）《生态环境保护督察工作条例》（2025 年 3 月 31 日中共中央政治局会议审议批准 2025 年 4 月 28 日中共中央、国务院发布）

（27）《国家污染防治技术指导目录》（环办科财函 [2025] 197 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》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

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

（11）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第

18 号）；

（12）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（13）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（14）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；

（15）《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；

（16）《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）。

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井可研；

（2）《环境质量现状监测报告》；

（3）塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

（4）环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

（2）针对本工程特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

（3）预测本工程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）分析本工程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、经济角度分析本工程采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对本工程的建设是否可行给出明确的结论。

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

2.2.2 评价原则

（1）坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

（2）严格执行国家、地方环境保护相关法律法规、规章，认真遵守标准、规

划相关要求。

（3）全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据本工程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

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	NMHC	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、废防渗材料	土壤、地下水	-

		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	-
3	运营期（事故工况）	井喷、集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 评价因子一览表

环境 单	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声	固体废物	环境风险	温室气体
油气集输工程	施工期	颗粒物	环境要素/	石油类	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（L_d、L_n）	一般工业固废（施工土方），生活垃圾	/	/
	运营期	非甲烷总烃			石油烃（C_{10}～C_{40}）、盐分含量	生态系统完整性		落地油、油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废机油	原油、天然气	甲烷

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程位于天山山地温性草原、森林生态区、天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区、天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区（43）。

2.4.1.2 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.3 水环境

项目区周边 5km 范围内无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

2.4.1.4 声环境

项目区目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）7.2 中 b“村庄原则上执行 1 类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行 2 类声环境功能区要求”。本工程所在地井场及站场工业生产设施区域工业活动较多，因此划定为 2 类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据工程所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

2.4.2.1 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3，六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2mg/m^3 的标准，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境空气质量标准

序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源
1	二氧化硫	年平均	60	μg/m^3	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级
		24小时平均	150	μg/m^3	

		1小时平均	500	μg/m^3	标准及其修改单要求
2	二氧化氮	年平均	40	μg/m^3	
		24小时平均	80	μg/m^3	
		1小时平均	200	μg/m^3	
3	一氧化碳	24小时平均	4	mg/m^3	
		1小时平均	10	mg/m^3	
4	臭氧	日最大8小时平均	160	μg/m^3	
		1小时平均	200	μg/m^3	
5	PM_{10}	年平均	70	μg/m^3	
		24小时平均	150	μg/m^3	
6	PM2.5	年平均	35	μg/m^3	
		24小时平均	75	μg/m^3	
7	非甲烷总烃	/	2.0	mg/m^3	《大气污染物综合排放标准详解》

2.4.2.2 水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。地下水水质评价标准值，见表 2.4-2。

表 2.4-2　　地下水质量标准值单位：mg/L

序号	项目	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	钾	/	/	15	挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	≤0.002
2	钠	mg/L	≤200	16	氰化物	mg/L	≤0.05
3	钙	/	/	17	氟化物	mg/L	≤1.0
4	镁	/	/	18	硝酸盐(以N计)	mg/L	≤20
5	CO_3^{2-}	/	/	19	亚硝酸盐(以N计)	mg/L	≤1.0
6	HCO_3^-	/	/	20	铬(六价)	mg/L	≤0.05
7	硫酸盐	mg/L	≤250	21	砷	mg/L	≤0.01
8	氯化物	mg/L	≤250	22	铅	mg/L	≤0.01
9	pH	无量纲	6.5~8.5	23	镉	mg/L	≤0.005
10	总硬度	mg/L	≤450	24	铁	mg/L	≤0.3
11	溶解性总固体	mg/L	≤1000	25	汞	mg/L	≤0.001

12	耗氧量(COD_{Mn}法，以O_2计)	mg/L	≤3.0	26	锰	mg/L	≤0.1
13	氨氮	mg/L	≤0.5	27	总大肠菌群	CFU/100mL	≤3.0
14	石油类	mg/L	≤0.05	28	菌落总数	CFU/mL	≤100
注：根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中8.4.1.1“对于不属于GB/T14848-2017水质指标的评价因子，可参照国家（行业、地方）相关标准”，因此石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。							

2.4.2.3 声环境

工程区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.2.4 土壤环境

根据工程所在区域环境特征，工程占地范围内外均执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）表1 第二类用地筛选值，见表2.4-3。

表 2.4-3　建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并〔a〕蒽	mg/kg	15
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并〔a〕芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	151

18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	萘	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并〔a、h〕蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并〔1、2、3-cd〕芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本工程施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。集输过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；见表 2.4-4。

表 2.4-4　大气污染物排放标准值

时段	污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1	GB16297-1996
运营期	NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020

2.4.3.2 废水

按照《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）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本项目采出水与井下作业废液依托大北天然气处理厂生产废水处理系统处理，不向外环境排放。回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的有关标准，本工程运营期管理依托大北作业区现有的组织机构，不新增劳动定员，不新增生活污水。

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）；运营期执

行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值，见表 2.4-6。

表 2.4-6　　环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2025）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据工程产生的各种固体废物的性质，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2. 5. 1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本工程生态评价等级判定过程见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/

f	当工程占地规模大于20km2时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积＜20km2	/
g	除本条a~f以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

由上表可见，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

2.5.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程以新建 3 座井场、大北 101 集气站场界周围 50m 范围，新建输气管线、排水管线、电力线等线性工程两侧外延 300m 为评价范围，面积约 13.28km2。

生态评价范围见图 2.5-1。

图 2.5-1　生态评价范围图

2.5.2 地下水评价等级和评价范围

（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 和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，本工程天然气井场建设属于 II 类项目，排水管线与天然气管线建设属于 II 类项目（管线为油气混输）。

（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 2.5-2。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

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

本集输工程所在区域均不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，项目区域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 2.5-3。

表 2.5-3 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

不敏感	二	三	三

本工程天然气井场建设属于 II 类项目，天然气管线建设属于 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，综上，本工程地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂采出水处理单元处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后回注地层。井下作业废水收集后送大北天然气处理厂处理。根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),本工程属于废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域土壤盐分含量小于 4g/kg，不属于土壤盐化地区，工程所在区域土壤 pH 均值为 8.5，属于轻度碱化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型和污染影响型项目考虑。

(1)建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，拟建工程采气井场建设内容类别为II类；采气管线、排水管线类别为II类。

(2)占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，“建设项目占地规模分为大型(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”。

拟建工程永久占地面积为 1.5hm^2，占地规模为小型。

新建采气管线地下敷设不新增永久占地，占地规模为小型。

(3)建设项目敏感程度

①污染影响型

拟建工程北探 1、DB13-5 井场及管线周边 200m 范围均不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地等敏感目标,土壤环境敏感程度均为“不敏感”。DB13-4 井场及管线工程涉及天然牧草地，土壤环境敏感程度均为“敏感”

②生态影响型

工程所在区域土壤 8.5≤pH<9，属于轻度碱化地区，环境敏感程度为较敏感。

(4)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)，土壤环境污染影响评价工作等级划分见表 2.5-4 和表 2.5-5。

表 2.5-4 土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	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	-	-

表 2.5-5 生态影响型土壤环境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	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	/

土壤环境影响评价工作等级见表 2.5-6 和表 2.5-7。

表 2.5-6 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	占地规模	评价等级
北探1采气井场	III	井场周边200m范围内不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地等敏感点	不敏感	小	三级
北探1集输管线	III	管线周边200m范围内不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地敏感点	不敏感	小	三级
DB13-5采气井场	III	井场周边200m范围内不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地等敏感点	不敏感	小	三级
DB13-5集输管线	III	管线周边200m范围内不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地敏感点	不敏感	小	三级
DB13-4采气井场	II	井场周边200m范围涉及天然牧草地	敏感	小	二级
DB13-4集输管线	II	井场周边200m范围涉及天然牧草地	敏感	小	二级

表 2.5-7 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤PH值	环境敏感程度	评价等级
北探1采气井场	II	8.5≤pH<9	较敏感	二
北探1集输管线	II	8.5≤pH<9	较敏感	二
DB13-5采气井场	II	8.5≤pH<9	较敏感	二
DB13-5集输管线	II	8.5≤pH<9	较敏感	二
DB13-4采气井场	II	8.5≤pH<9	较敏感	二
DB13-4集输管线	II	8.5≤pH<9	较敏感	二

拟建工程北探 1 与 DB13-5 采气井场、采气管线土壤污染影响型评价等级均为三级，DB13-4 采气井场、采气管线土壤污染影响型评价等级均为二级；生态影响型评价等级均为二级。

2.5.5 环境空气评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

本工程油气不含硫，废气排放源主要为生产集输流程中的无组织气体挥发，污染物主要为非甲烷总烃。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 Pi 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：Pi——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg/m³；

Coi—环境空气质量标准，μg/m³。

注：Coi 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-9。

表 2.5-9 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据

一级评价	Pmax≥10%
二级评价	1%≤Pmax＜10%
三级评价	Pmax＜1%

估算模式所用参数见表 2.5-10，估算结果见表 2.5-11。

表 2.5-10 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（°C）		41.2
最低环境温度（°C）		-24.2
土地利用类型		天然牧草地/裸土地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（o）	/

表 2.5-11 无组织废气排放参数一览表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
DB13-4井场			1891	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0067
DB13-5井场			1928	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0067
大北101集气站			1676	30	12	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.001

表 2.5-12 估算模式计算结果表

名称	评价因子	Ci	评价标准	Pi	Pmax	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m3	μg/m3	%	%	m
DB13-4井场	非甲烷总烃	31.732	2000	1.58	1.58	24
DB13-5井场	非甲烷总烃	32.049	2000	1.6	1.6	24
大北101集气站	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	19

经计算可知，本工程最大占标率为：1.58%（来自井场排放的非甲烷总烃），最大占标率 1%＜Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本工程特点，最终确定将以各井场、站场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

（1）声环境功能区类别

本工程位于克拉苏气田区域，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），属于其规定的 2 类声环境功能区。

（2）敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

（3）评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则•声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价等级划分原则，确定本工程声环境影响评价工作等级为二级。

2.5.6.2 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则•声环境》（HJ2.4-2021），项目声环境影响评价范围为各井场边界外 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）判定等级及评价范围。

2.6 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；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；土壤评价范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，不设置土

壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种作为生态保护目标；本工程风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。

环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-2。

表 2.6-1 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口（人）	井深（m）	备注	功能要求
	方位	距离（m）				
评价范围内潜水含水层	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类

表 2.6-2 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离（m）
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	各井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m 范围	--
	野生动植物		--

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据本工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	建设项目特点、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、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、 评价时段和评价方法
3	建设项目工程概况和工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：克拉苏气田开发现状、克拉苏气田“三同时”执行情况、克拉苏气田环境影响回顾性评价、克拉苏气田污染物排放情况、存在环保问题及整改措施 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见。 本工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成。 工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析。 相关政策法规、规划符合性分析、选址合理性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、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、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论

8	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，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	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

2.7.2 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、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环境保护措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

本工程评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.8.2 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法等。

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 克拉苏气田大北区块开发现状

（1）井场、油气处理工程建设情况

克拉苏气田大北区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，大北区块共投产84口井，目前无退役井，1座处理站为大北天然气处理厂，4座集气站为大北3集气站、大北11集气站、大北101集气站、大北201集气站以及气田内部道路及管线集输等工程。大北区块日产气821.9×$10^4$$m^3$/d，日产油131t/d，累计生产天然气109.29×$10^8$$m^3$，凝析油18.38×$10^4$t。

（2）公用工程建设情况

①给排水

生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至大北天然气处理厂处理。

②供电

大北区块建有完善的电力系统，区域内35kV配电网较为成熟，区块生产用电依托已建电力系统，可以满足本工程供电需求。

③供热

大北区块内井场根据生产需要设置有电磁加热器撬，大北天然气处理厂设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为处理厂经过脱水脱硫脱烃后的天然气。基地设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

（3）辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

大北区块的采出液通过大北11集气干线和博孜试采干线输送至大北天然气处理厂进行集中处理。

②内部道路建设情况

目前大北区块内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 大北区块“三同时”执行情况

目前大北区块已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 大北区块开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	克拉苏气田大北试验区试采工程	原新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环评价函[2010]347 号	2010 年 6 月 22 日	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]288 号	2017 年 8 月 16 日
2		克拉苏气田大北区块地面建设工程	原环境保护部	（环审[2014]199 号）	2014 年 8 月 19 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2030 号）	2016 年 12 月 30 日
3		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 2 日	2023 年完成自主验收		
4		大北区块 2021 年产能建设项目（一期）	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]7 号	2022 年 1 月 8 日	正在建设过程中		
5		大北 16 井等两口井产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2024]151 号	2024 年 3 月 4 日	正在建设中		
5	环境风险应急预案	塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案	2023 年 9 月对《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652926-2023-045-L					
6	排污许可执行情况	博大采油气管理区	于 2021 年 2 月 7 日申领排污许可证(并于 2023 年 7 月 21 日变更完成)，博大采油气管理区大北采气作业区完成了排污登记，登记编号 9165280071554911XG101Z					
7	环境影响后评价开展情况	博大油气开发部气田环境影响后评价	编制完成《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 4 月 6 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作（新环环评函[2021]304 号）					

3.1.3 大北区块环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对大北区块分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

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。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，大北区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，营运期过程中，来自井场、计转站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成凝析油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以大北区块历年的环评中土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因大北区块的开发建设而增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

根据本次调查情况，区块已有钻井工程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；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至作业区污水处理设施处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到

有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，气田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出水经大北天然气处理厂污水处理系统处理，水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后，根据井场注水需要回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至大北天然气处理厂处理；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量。故在正常生产情况下，试气、洗井、采气、油气处理和集输等未对地下水环境产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，大北区块开发过程中的大气污染物主要是真空加热炉等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

（1）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（2）对各井、站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

（3）生产运行期加热炉、导热油炉采用清洁能源天然气为原料。

（4）站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据后评价及验收开展期间进行的污染源监测数据，各井、站场加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，无组织排放非甲烷总烃满足《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。说明加热炉有组织废气污染防

治措施、各井、站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

表 3.1-2 大北区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	大北103井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.29～0.48mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《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	达标
		加热炉烟气	颗粒物	1.6～2.1mg/m³	燃用清洁能源天然气	《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	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	24～26mg/m³			达标
			林格曼黑度	＜1级			达标
	大北处理站	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.36～0.93mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《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	达标
		1#导热油炉	颗粒物	1.6～2.7mg/m³	燃用清洁能源天然气	《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	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	100～106mg/m³			达标
			林格曼黑度	＜1级			达标

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2020 年～2022 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，大北区块废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃，本次基本 6 项因子仅分析 PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2 四项因子。

表 3.1-3 区域 2020 年～2022 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状浓度(μg/m³)	2021 年现状浓度(μg/m³)	2022 年现状浓度(μg/m³)	标准值(μg/m³)	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	95	87	94	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	39	35	41	35	超标
	SO_2	年平均值	7	6	6	60	达标
	NO_2	年平均值	28	29	24	40	达标

从表中可以看出，区域 PM10、PM2.5 年平均值均处于超标状态，主要原因是气候干旱、风沙大导致，并不是气田开发过程造成；SO2、NO2 年平均值均处于一个逐步降低的过程，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮

氧化物产生较大影响。

由于非甲烷总烃不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的检测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，因为气田开发导致非甲烷总烃监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等，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，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，固相拉运至大北天然气处理厂处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由库车畅源生态环保科技有限责任公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场生活垃圾填埋池处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.6 声环境影响回顾

气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

大北区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、集气站及处理厂的各类机泵。根据验收期间大北区块同类型井场、集气站及处理厂的监测数据可知(监测至今

井、站场生产设施未发生较大变化)，大北区块井场、集气站、处理厂等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围声环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-4 **厂界噪声监测结果**单位：dB(A)

监测位置	时段	检测结果[Leq：dB(A)]				执行标准	标准限值[dB(A)]	达标情况
		东厂界 N1	南厂界 N2	西厂界 N3	北厂界 N4			
大北 103 井	昼间	52	42	41	46	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准	65	达标
	夜间	49	39	38	44		55	达标
大北 103 井	昼间	55	44	41	45	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准	65	达标
	夜间	52	41	39	42		55	达标
大北处理站	昼间	48	42	52	47	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准	65	达标
	夜间	45	40	49	45		55	达标
	昼间	47	41	53	48		65	达标
	夜间	45	38	50	46		55	达标
大北 11 集气站	昼间	38	48	48	42	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准	65	达标
	夜间	36	45	46	39		55	达标
	昼间	37	46	45	43		65	达标
	夜间	35	43	43	40		55	达标

3.1.3.7 环境风险回顾

大北区块隶属于塔里木油田分公司博大采油气管理区管理，《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》于 2023 年 9 月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案(备案编号：652926-2023-045-L)，采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。综合评价认为博大采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案按能够满足油田生产的要求。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司博大采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，取

得了博大采油气作业区固定污染源排污登记回执(登记编号：91652800715549l1XG101Z，2023 年 7 月 21 日变更)；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)，博大采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.3.9 环境保护措施落实情况

克拉苏气田大北区块于 2016 年 12 月通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收；经过现场踏勘与现有环评、验收资料对比，项目环保措施及落实情况见表 3.1-7。

表 3.1-7 环保措施落实情况对比一览表

污染因素	环评批复环保措施	竣工验收阶段采取环保措施
大气环境	采用先进的技术和设备，选用密封性好的阀门、法兰、垫片和机泵等，以减少烃类的挥发损耗	项目采用先进的技术和设备，密封性好的阀门、法兰、垫片和机泵等；根据监理报告项目总体施工现场的大气环境质量保持良好。
	通过水平火炬进行测试放喷，外排烟气须满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)二级标准限值要求。	经监测，天然气处理厂、大北 11 集气站正常运行过程中，厂界无组织排放非甲烷总烃最大浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。
水环境	项目井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至现有克深地区固废填埋场蒸发池蒸发处理。	井下作业废水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注地层，不外排
	钻井废水在泥浆池内自然蒸发，钻井泥浆循环利用；生活污水经生物接触氧化工艺处理后，夏季用于绿化，冬季送生活污水蒸发池贮存。	生活污水经博大采油气管理区生活污水设施处理，出水采用夏灌冬贮。
	水基泥浆废液池、生产废水蒸发池和生活污水蒸发池采用防渗系数小于 1×10-7 厘米/秒的防渗材料；废弃油基泥浆、钻屑暂存专用池采用防渗系数小于 1×10-10 厘米/秒的“原状土平整夯实十混凝土垫层十二布一膜环保型防渗膜十混凝土”防渗措施。	项目水基泥浆废液池、生产废水蒸发池和生活污水蒸发池均按严格按照防渗要求进行施工。
	施工期间，机械检修地面铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地。加强集气站和污水管线沿线的地下水监测，发现问题，及时处理。	根据项目监理报告项目施工期未发现环境违法或生态破坏事件，并且未接到任何投诉或举报。验收调查过程中未发现落地废油。
声环境	距居民点较近的敏感地段夜间禁止施工	项目施工期间未曾收到相关投诉

	站场选择低噪声设备，对高噪声设备采取隔声、减振等综合降噪措施，确保各场站厂界噪声达标。	经监测，天然气处理厂、克深 8 西集气站厂界南侧昼间、夜间噪声监测值均未超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值。
固体废物	钻井产生的废弃水基泥浆、钻井岩屑经干化后运至克深天然固废填埋场填埋。	钻井产生的废弃水基泥浆、钻井岩屑运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站。
	钻井产生的废弃油基泥浆送至油基废钻完井液资源综合回收利用站，回收处理后运至克深天然固废填埋场填埋。	钻井产生的废弃油基泥浆交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。
	清管废物、天然气处理厂内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥由汽车拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	清管废物、天然气处理厂内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥由汽车拉运至有资质单位处置。
	生活垃圾清运至克深天然固废填埋场填埋。	生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处理。
生态环境	严格控制施工范围，管沟开挖采取分层开挖、分层回填措施管道穿越，农田施工保留表层耕作土；根据地形条件施工，减少挖填作业量	根据项目环境监理报告项目施工期间严格控制占地，穿越农田的管道施工时均保留表层耕作土。
	施工结束后，施工期井场废液池覆土、压实，对荒漠草场进行生态恢复，对站场和进站道路进行绿化。	现场调查时井场已完成生态恢复工作，站场和进站道路均已进行绿化。
	占地范围内的膜果麻黄在采伐后应进行统一回收，禁止采伐项目临时、永久占地外膜果麻黄。	项目施工期间严格控制膜果麻黄的采伐区域，未出现在项目占地外的采伐情况。
	根据地形条件施工，减少挖填作业量。丘陵区做好管道的导水沟、护坡建设，场站地表进行压盖，减少水土流失	项目丘陵区管道的导水沟、护坡建设较好。
	加强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	根据项目监理报告以及验收现场调查，项目施工期以及运营期未发生施工人员与工作人员惊扰与猎杀野生动物的现象。

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据博大采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，大北区块现有污染物年排放情况见表3.1-5。

表3.1-5大北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		
大北区块现有污染物排放量	0.206	0.018	8.237	0.612	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据后评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

（1）区块内个别井场内遗留有钻井废弃物未清理干净。

（2）现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

整改方案：

（1）按照《塔里木油田公司博大采油气管理区历史遗留磺化固废治理方案》对历史遗留废弃物进行清理。

（2）后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井目前在实施钻井作业。

北探 1 井的钻井工程已由阿克苏地区生态环境局在 2024 年 12 月 20 日对《北探 1 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表》进行了批复（批复文号阿地环审〔2024〕640 号），DB13-4 井与 DB13-5 井的钻井、地面集输工程已由阿克苏地区生态环境局在 2024 年 1 月 6 日对《克拉苏气田大北 13 区块开发方案环境影响报告书》 进行了批复（批复文号阿地环审〔2024〕20 号），由于 DB13-4 井与 DB13-5 井的生产方式改变（DB13-4 井生产方式由气举排水井改为前两年为高压采气井，两年后转气举排水井，井位变化 5km（由 DB101 集气站 1205 井附近改到 DB11 集气站 1302 井附近）；DB13-5 井生产方式由气举排水井改为前两年为高压采气井，两年后转气举排水井，井位变化 2km（由 DB1206 井附近转移到 1301 井附近）；供气管线总长度由原来的 9.7km 变为 3.5km，排水管线总长度由原来的 13.7km 变为 15.04km，其余工程未发生变化。），因此本工程将对北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井地面集输工程进行评价，现有工程介绍中主要针对北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井钻井工程的现状进行介绍。

钻井工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、试油工程、钻后工程内容，目前已完成钻前工程，正在进行钻井作业。

3.2.1.1 钻前工程

钻前工程包括井场平整，设备基础、放喷池、井场道路等的建设，活动房搭建等。主要工程量详见表 3.2-1。

表 3.2-1 北探 1 井钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	井场	个	1	北探 1 井场围栏内面积 1414.4m^2（34m×41.6m），
	钻井平台	套	1	位于井场内
2	主放喷池	m^3	100	位于井场外，占地面积约 100m^2
	副放喷池	m^3	100	位于井场外，占地面积约 100m^2
3	生活污水池	m^3	200	
	生活区	m^3	3500	50m×70m
4	应急池	m^3	200	位于井场内，占地面积约 67m^2，整体钢结构。
5	岩屑池	m^3	1000	位于井场内，占地面积约 500m^2
6	挖方量	m^3	14000	土方工程包括放喷池、应急池、设备基础、道路建设等情况估算，路面为砂石路面，筑路砂石由周边的料场购买
	借方量	m^3	2000	
	填方量	m^3	16000	
7	进场道路	m	1200	拟建进场道路与现有克拉苏主干道相接，宽度 8m

表 3.2-2 DB13-4 井与 DB13-5 井单座井场钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场道路	钻井道路修复，砂石道路，总占地面积 109995m^2			
2	井场面积	DB13-5 和 DB13-4 井场面积 2800m^2			
3	钻井平台	--	套	1	新建
	应急池	100m^3	个	1	随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑，环保防渗膜+撬装组合钢板池
	岩屑池	1000m^3	个	1	暂存膨润土泥浆钻井岩屑；环保防渗膜+撬装组合钢板池
	油基泥浆岩屑铁罐	50m^3	个	1	暂存油基泥浆岩屑
4	主放喷池	300m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	300m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
5	生活污水池	300m^3	个	1	生活污水暂存；“环保防渗膜+撬装组合钢板池”防渗
	活动房	--	座	6	人员居住；撬装装置
5	危废暂存间	--	座	1	暂存钻井期危险废物
6	危险化学品间	--	座	1	暂存钻井期危化学品
7	材料房	--	座	3	暂存钻井期材料

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机和推土机等，单座井场钻前工程阶段

所需设备设施情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 井场钻前工程施工所用机械一览表

序号	机械与设备名称	单位	数量
1	推土机	辆	2
2	挖掘机	辆	2
3	压路机	辆	1
4	运输车辆	辆	10

3.2.1.2 钻井工程

（1）井位部署

现有工程部署新井 3 口井，井位部署见表 3.2-4。

表 3.2-4 井位部署一览表

序号	井号	井口坐标	井身结构	井型	井深
1	北探 1 井		六开井身	直井	7050m
2	DB13-5 井		五开井身	直井	5484m
3	DB13-4 井		五开井身	直井	6445m

图 3.2-1 北探 1 井钻井期井场平面布局示意图

图 3.2-2　　DB13-4 井与 DB13-5 井钻井期井场平面布置示意图

（2）井身结构及钻井液体系

北探 1 井井身结构及钻井液体系详见表 3.2-5 和图 3.2-3。

表 3.2-5 井身结构

开钻次序	井眼尺寸 mm	井段 m	进尺 m	套管外径 mm	钻井液体系
一开	762.0	0-200	200	609.6	聚合物
二开	571.5	200-2000	1800	473.08	钾聚磺
三开	431.8	2000-3740	1740	365.12	
四开	333.4	3740-5490	1750	293.45	油基
五开	241.3	5490-6875	1385	196.85	
六开	168.3	6875-7050	175	139.7	
合计			7050		

图 3.2-3 北探 1 井井身结构示意图

DB13-5 井采用塔标II五开井身结构。一开采用 22 1/2″钻头，下 18 5/8″套管封固地表疏松地层，二开采用 17″钻头，下 14 3/8″套管封固康村组、库车组及以上相对低压、易漏地层，三开采用 13 1/8″钻头钻至盐顶，下 10 3/4″＋11.55″技术套管封固盐上相对低压地层；四开采用 9 1/2″钻头钻至盐底，下 7 3/4″+8 1/8″套管封固库姆格列木群盐层；五开采用 6 5/8″钻头钻至完钻井深，5 1/2″套管封固目的层，完钻后回接 8 1/8″+7 3/4″生产套管至井口。井身结构及钻井液体系详见图 3.2-4。

图 3.2-4　　DB13-5 井井身结构示意图

DB13-4 井采用塔标II五开井身结构：一开：22 1/2″井眼，下 18 5/8″套管封固地表疏松地层；二开：17″井眼，下 14 3/8″套管封固盐上第一个断层和康村组、库车组及以上相对低压、易漏地层；三开：13 1/8″钻头钻至盐顶，下 10 3/4″＋11.55″技术套管封固盐上第二个断层和盐上相对低压地层，以实际下深为准；四开：9 1/2″钻头钻至盐底，下 7 3/4″+8 1/8″封固库姆格列木群盐层；五开：6 5/8″井眼钻至完钻井深，5 1/2″套管封固目的层，完钻后回接 8 1/8″+7 3/4″生产套管至井口。若钻遇盐上两个断层不发生漏失，二开可钻至盐顶中完，井身结构变为塔标II四开。井身结构如图 3-2.5 所示。

图 3.2-5　　DB13-4 设计井身结构示意图

（3）钻机选型及钻井周期

钻井使用 80D 型与 ZJ90 钻井，并根据油气田运行钻机情况选用合适钻机。另外，各类井钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防及防硫化氢装备。

项目单口井钻井周期约 327d，钻井队编制约 50 人。

（4）主要设备设施

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等；钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设施；钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。井场各阶段所需设备设施情况见表 3.2-6 与表 3.2-7。

表 3.2-6 北探 1 井钻井期主要设备一览表

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
钻机	1	钻机	80D	/	1
	2	井架	/	/	1

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
	3	底座	/	/	1
	4	绞车	/	/	1
	5	天车	/	/	1
	6	游车	/	/	1
	7	大钩	/	/	1
	8	水龙头	/	/	2
	9	水龙带	/	/	1
	10	钻井液管汇	/	/	1
	11	转盘	/	/	1
	12	主柴油发电机组	/	/	4
	13	辅柴油发电机组	/	/	1
	14	钻井泵	/	/	2
	15	循环罐	/	/	9
	16	固井罐	/	/	3
	17	振动筛	/	/	4
	18	除砂器	/	/	1
	19	除泥器	/	/	1
	20	除气器	/	/	1
	21	离心机	/	/	1
	22	离心机	/	/	1
	23	加重泵、混合漏斗	/	/	2
	24	螺杆压风机	/	/	2
救生及消防	25	救生及消防	/	/	1
	26	消防工具房及工具	/	/	1
	27	二层台逃生装置	/	/	2
	28	钻台紧急滑道	/	/	1
	29	可燃气体检测仪	/	/	2
	30	氧气浓度检测仪	/	/	1
硫化氢防护设备	31	硫化氢防护设备	/	/	1
	32	正压式空气呼吸器	/	/	16
	33	备用气瓶	/	/	5
	34	充气泵	/	/	1
	35	轴流风机	/	/	5

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
	36	声光报警器	/	/	1
	37	防爆对讲机	/	/	6
	38	风向标	/	/	5

表 3.2-7　DB13-4 井与 DB13-5 井钻井期主要设备一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	单位	数量
钻前工程	装载机	—	辆	2
	挖掘机	—	辆	2
钻井工程	机械钻机	ZJ90 钻机	套	1
	井架	JJ450/45-X	套	1
	底座	DZ450/10.5-X	套	1
	绞车	JC70LDB	套	1
	天车	TC450	套	1
	游车/大钩	YC450/DG450	套	1
	水龙头	SL450-5	套	1
	转盘	ZP375	套	1
	柴油发电机	—	台	4
	泥浆泵	3NB-1600F	台	2
	循环罐	—	个	7
	振动筛	—	台	2
	除气器	ZCQ220	台	1
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	台	1
	离心机	GW458-842/GL255-1250	台	1
	液气分离器	NQF1200/0.7	台	1
	钻台紧急滑道	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	个	1
	单闸板防喷器	FZ35-70	个	1
	双闸板防喷器	2FZ35-70	个	2
	压井管汇	YG78/103-70	个	1

	节流管汇	JG78/103-70	个	1
钻后工程	运输车辆	—	辆	10
	装载机	—	辆	2
测试放喷	采气树	—	套	1
	三相计量分离器	—	套	1
	凝析油储罐	50m³	个	4
	放空管	—	个	1

（5）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。

钻井工程原辅材料中的水由罐车拉运至井场，其他原辅材料由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内，主要原辅材料消耗见表 3.2-8 与表 3.2-9。

表 3.2-8 北探 1 井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	备注
1	柴油	t	100	主要用柴油发电机燃料（预估）
2	水	m³	6274	其中钻井液配制用水 3418.5m³，冲洗用水 1220.5m³，生活用水 1635m³。
3	水泥+硅粉	t	2662	固井
4	膨润土	t	98	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性，用于配制泥浆
5	烧碱/NaOH	t	6	用于调节钻井液 pH 值（烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内）
6	纯碱/Na_2CO_3	t	3	用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	17	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性。钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
8	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	10	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性。钻井液增粘和降滤失剂
9	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	6	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善
10	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	31	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好，钻井液处理剂
11	磺化褐煤树脂/SPNH	t	16	酚醛树脂和腐植酸缩合物，钻井液抗高温抗盐降滤失剂
12	加重剂/重晶石粉	t	256	主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm³，钻井液加重剂

序号	材料名称	单位	数量	备注
13	加重剂/石灰石粉	t	29	主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染，钻井液加重剂
14	除硫剂	t	1	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味，钻井液除硫剂
15	防塌剂(胶体）/SY-A01 等	t	62	阳离子沥青乳胶，棕黑色胶状物
16	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	33	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好，钻井液防塌剂
17	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	15	芳烃类衍生物复配，棕褐色液体，钻井液润滑剂
18	氯化钾	t	103	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌，提高钻井液粘度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
19	超细碳酸钙	t	53	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙，钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
20	固体润滑剂/SHR-102 等	t	10	特种树脂，黑色粉末，钻井液抗盐抗高温降滤失剂
21	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	23	改性植物纤维，黄色粉末，堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂

表 3.2-8 DB13-4 井与 DB13-5 井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	柴油	t	1920	轻质石油产品，是复杂的烃类混合物，易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂，是组分复杂的混合物	配制油基泥浆
2	水	m^3	1985	--	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	866	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
4	基础材料(膨润土)	t	175	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
5	基础材料(Na_2CO_3)	t	5	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
6	烧碱/NaOH	t	14	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化,为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	25	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂

8	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	12	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
9	中分子聚合物 /LP++等	t	13	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	13	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
11	抗温降滤失剂/HX-E/ TSH-2 等	t	28	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
12	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	107	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
13	磺化褐煤树脂/SPNH	t	69	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
14	加重剂/重晶石粉	t	708	主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm^3	钻井液加重剂
15	加重剂/石灰石粉	t	56	主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
16	除硫剂	t	1	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、 无味	钻井液除硫剂
17	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	63	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
18	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	84	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
19	润滑剂/PRH-1/ TRH-1 等	t	59	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
20	氯化钾	t	199	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
21	超细碳酸钙	t	89	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
22	固体润滑剂/SHR-102 等	t	6	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
23	随钻堵漏剂/TYSD-1/ TP-2 等	t	37	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
24	润滑剂	t	65	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

3.2.1.3 固井工程

北探 1 井主要固井工艺为：

一开固井采用 G 级水泥单级固井，常规密度水泥浆，水泥浆返至地面； 二开固井采用 G 级水泥常规密度水泥浆，一次性下入，双级固井；

三开固井采用 G 级水泥高密度水泥浆，一次性下入，双级固井； 四开固井采用 G 级水泥高密度水泥浆，尾管+回接固井；

五开固井采用 G 级水泥高密度水泥浆，尾管+回接固井； 六开固井采用 G 级水泥高密度水泥浆，尾管固井。

DB13-4 井与 DB13-5 井主要固井工艺为：

一开。固井方式：内插法。浆柱结构：1.01~1.03g/cm3 冲洗液+1.88g/cm3 水泥浆，水泥浆返出地面

二开。固井方式：单级固井。浆柱结构：前置液+1.88g/cm3 双凝水泥浆，水泥浆返出地面。油气后效活跃时，要求水泥浆具有防窜性能

三开。固井方式：分级固井。一级浆柱结构：前置液+双凝抗盐水泥浆（钻井液密度+0.05，尾浆返至盐层以上 100m）二级浆柱结构：前置液+抗盐水泥浆（钻井液密度+0.05），水泥浆返出地面。

四开（盐层）尾管。固井方式：尾管+回接，尾管固井采用控压固井技术，若发生漏失则反挤补救。尾管浆柱结构：洗油型前置液+双凝防窜韧性水泥浆（钻井液密度+0.05，尾浆返至盐水层以上 100m）。回接浆柱结构：洗油型前置液+防窜韧性水泥浆（钻井液密度+0.05），水泥浆返出地面。

五开（目的层）尾管。固井方式：尾管固井，采用控压固井技术，若发生漏失则反挤补救。尾管浆柱结构：前置液+双凝防窜韧性水泥浆（钻井液密度+0.05 或常规密度，尾浆返至气顶以上 50m）

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-9 所示。

表 3.2-9 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评批复	验收文件
1	北探 1 井钻井工程	北探 1 井（勘探井）钻井工程	阿地环审〔2024〕640 号	建设中
2	DB13-4 井	克拉苏气田大北 13 区块开发方案	新环审〔2024〕20 号	建设中

	钻井工程			
3	DB13-5 井钻井工程			建设中

3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程废气主要为井场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为采油树、抽油机、泵等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

根据验收监测及企业自行监测数据，现有井场四周厂界无组织废气中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；无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准；现有井场、站场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

现有井场、站场现场踏勘期间，无历史遗留废弃物产生，结合塔里木油田公司现场工作人员反馈，各井场、站场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

本工程位于克拉苏气田大北 13 区块。区域污染物排放统计了大北 13 区块现有工程（已建工程+在建工程）的污染物产生及排放量，再结合本工程污染物排放，对污染物排放“三本账”核算。大北 13 区块目前还在建设当中，本次评价现有工程污染源数据引用 2023 年 10 月通过阿克苏地区生态环境局下发的《关于对克拉苏气田大北区块 2023 年产能建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环函字〔2023〕621 号），见表 3.2-10。

表 3.2-10 大北 13 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		
现有工程排放量	2.018	0	15.813	4.207	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，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 拟建工程

3.3.1 工程概况

3.3.1.1 工程基本情况

（1）项目名称：克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程

（2）建设性质：改扩建

（3）建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

（4）项目投资：3617 万元。

（5）建设地点：本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，由塔西南勘探开发公司博大采油气管理区管辖。

工程地理位置图，见图 3.3-1。

图 3.3-1　　工程地理位置图

3.3.1.2 建设内容及规模

本工程新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.2km 输气管线、17.24km 排水管线，并在大北 101 集气站新建低压分离器橇分离，新建压缩机集中增压，以及配套的电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防等公用工程。工程平面布置图见图 3.3-2。

表 3.3-1 本工程基本情况一览表

项目			基本情况
项目名称			克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程
建设单位			中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点			新疆阿克苏地区拜城县境内
建设性质			改扩建
建设周期			滚动开发
总投资			项目总投资 3617 万元
占地面积			占地面积 20.11hm²(永久占地面积 1.466hm²，临时占地面积 20.408hm²)
建设规模			北探 1 井为采气井，产气量为 15×10⁴m³/d，产液量：2t/d。 DB13-4 井与 DB13-5 井生产方式为：前两年采气，两年后转为气举排水井 DB13-4 井前两年采气井产气量为 20×10⁴m³/d，产液量为 3t/d，后期排水量为 200t/d； DB13-5 井前两年采气井产气量为 15×10⁴m³/d，产液量为 1.3t/d，后期排水量为 400t/d
劳动定员			依托博大采油气管理区现有工作人员，不新增劳动定员
工作制度			年工作 8760h
工程内容	主体工程	井场工程	新建 3 座标准化常温抗硫集输井场及配套设施
		集输工程	新建 5.2km 输气管线、17.24m 排水管线， 在大北 101 集气站新建低压分离器橇分离，新建压缩机集中增压
	公辅工程	供电工程	北探 1 井场电源线路：就近在 35kV 博宛线 3723 DB16 支线 15 号杆“T”接一回 35kV 线路，线路总长度 1.371km。线路终端设 1 座落地式变台，变压器容量为 400kVA 35/0.4kV。 DB13-4 井电源线路：就近在 35kV 博宛线 3723 DB1201 支线 32~33 号杆接一回 35kV 线路，，线路总长度 1.62km。线路终端设 1 座落地式变台，变压器容量为 400kVA 35/0.4kV。 DB13-5 井电源线路：就近在 35kV 博宛线 372 DB12-9 支线 25~26 号杆接一回 35kV 线路，线路总长度 0.606km。线路终端设 1 座落地式变台，变压器容量为 500kVA 35/0.4kV
		给排水工程	该井场场地冲洗和设备擦洗废水不收集、就地散排，检修时产生的少量生产污水，直接收集在检修污水罐车内，运送至大北天然气处理厂统一处理回注。
		自控工程	井场采用无人值守设计，井场单独设置远程终端单元 RTU

		通信工程	井场 RTU 机柜内设 2 套网管型工业交换机，分传自控与视频数据，物理隔离保障传输安全
		道路工程	进场道路已在原钻井工程中修建
		供热工程	北探 1 井场设置 300kW 电真空加热炉一座
	环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；测试放喷废气点燃放空； 运营期：采出液密闭输送； 退役期：采取洒水抑尘的措施
工程内容		废水	施工期：产生的施工人员生活污水在生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存后拉运至当地污水处理厂处理。管线试压废水为清净废水，试压后用作场地洒水抑尘。 运营期：井下作业废水与采出水依托大北天然气处理厂处理达标后回注地层。运营期不新增劳动定员，无新增生活废水。 退役期无废水产生。
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：采取基础减振措施； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；无法利用的建筑垃圾和生活垃圾拉运至大北地区固废场填埋处置。 运营期：主要为落地原油、清管废渣、废防渗材料，经桶装收集后，定期清运至库车畅源生态环保科技有限责任公司等有资质的单位回收处理。 退役期：拆除的建筑垃圾集中收集后拉运至大北地区固废填埋场。
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	施工期：井场设置放喷池、火炬； 运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。

图 3.3-2　　工程平面布置图

3.3.2 工程地层特征与油气水物性

3.3.2.1 工程地质特征

本工程位于大宛齐北-克拉苏断裂带，工程所在地属于场地勘探控制深度内揭露的地层为新生界第四系，拜城盆地是在古生代海西运动时地台和地槽经过褶皱断裂而成。北部喀尔勒克塔格等山属于古老的构造系统，南部却勒山构造系统，拜城盆地则属中生代新第三纪和第四纪系统经新期褶皱作用而成。

拜城断裂从县城南侧呈西北-东南向延伸，该断裂被巨厚第四纪沉积物所覆盖。主要岩土类型、性质描述如下：①卵石（Q2-4al+pl）：浅灰色为主色，见其它杂色，稍湿、中密～密实状态，骨架颗粒以硬质岩类碎屑物为主，颗粒形状呈亚圆形，磨圆度、分选型较好，骨架间主要由圆砾充填，其次为中、粗砂及少量黏性土，不同深度内夹有坚硬的盐胶结层，含大量漂石，漂石约占 10%，粒径一般 25cm～35cm，个别大于 50cm，级配良好。该层分布连续，巨厚层，未钻穿。

3.3.2.1 油气水物性

（1）天然气性质

天然气平均分子量为 16.38，相对密度较低，为 0.6942，天然气甲烷含量高，为 98.05%，重烃（C_2^+）含量很小，氮气（N_2）含量低，0.67%，酸性气体含量很小，CO_2 含量 0.25，不含 H_2S。

（2）凝析油性质

大宛齐北-克拉苏断裂带共取得合格原油样品 6 个，20℃时地面凝析油密度 0.781g/cm^3 －0.791g/cm^3，平均为 0.786g/cm^3；50℃时动力粘度 0.968mPa•s －1.258mPa•s，平均为 1.079mPa•s；凝固点-8℃－16℃，含硫 0.01%－0.04%，平均为 0.02%，含蜡 4.8%－17.6%，平均为 10.5%，胶质平均为 0.16%，沥青质 0.09%。凝析油性质具有轻质、低粘度、高含蜡量的特点。

（3）地层水性质

大宛齐北-克拉苏断裂带录取 16 个水样，分析结果表明，水型为 $CaCl_2$ 型，密度平均为 1.14g/cm^3，PH 平均为 5.94，氯根 103000mg/L~134000mg/L，平均为 125000mg/L，总矿化度平均为 229000mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 主要技术经济指标表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新建集输管线	km	23.44
2	能耗指标	年耗电量	10^4kWh/a	496.05
3	综合指标	总投资	万元	3617
4		环保投资	万元	549
5		永久占地面积	hm^2	0.43
6		临时占地面积	hm^2	20.408
7		劳动定员	人	不新增
8		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主体工程

（1）站场

1）北探 1 井

生产井场（北探 1 井）围栏内面积 1414.4m^2（34m×41.6m），井场内设置井口区（8m×8m）、工艺设备区（15m×20m）、电控信一体化橇，井场外设一座焚烧池（3m×8m）。电控信一体化橇布置在井场入口，便于巡检并且离井口较远；焚烧池布置在井场东侧（采气树左翼），距离井场围墙 92.2m。生产井场标准化平面布置如下图所示。

图 3.3-3　　北探 1 井总平面布置图

北探 1 井井场主要工程量见表 3.3-3。

表 3.3-3 北探 1 井井场主要工程量

名称	单位	数量
征地面积	m^2	2283.6
井口混凝土铺装	m^2	64
电缆槽体混凝土铺装	m^2	50
方砖场地	m^2	76
砾石场地	m^2	333
路缘石	m^2	155
场地平整	m^2	2283.6

2）DB13-5 井场

DB13-5 井场围栏内面积 1650.2m^2（44.6m×37m），井场内设置井口区（8m×8m）、

工艺设备区（40m×18m）、设备间（9m×3.5m），井场外设一座焚烧池（3m×8m）。工艺设备区内有 1 座缓冲分离器、2 座排水增压泵以及 1 座气举压缩机橇。设备间布置在井场入口，便于巡检并且离井口较远。井场四周设置 2.5m 高钢丝网围栏，并在西侧设置 1 樘 4m 宽大门，利用钻前砾石道路进入井场。焚烧池布置在井场最小风频的上风侧，焚烧池距井场内设施满足 90m 的间距要求。DB13-5 井场总平面布置如下图 3.3-4 所示。

图 3.3-4　　DB13-5 井场总平面布置图

DB13-5 井主要工程量见表 3.3-4。

表 3.3-4 DB13-5 井主要工程量表

名称	单位	数量
征地面积	m^2	2732.6
场地平整	m^2	2732.6
井口区混凝土场地	m^2	64
花砖铺装	m^2	160
砾石铺装	m^2	650
电缆槽体	m^2	75
路缘石	m	175

3）DB13-4 井场

DB13-4 井场围栏内面积 1650.2m^2（44.6m×37m），井场内设置井口区（8m×8m）、工艺设备区（40m×18m）、设备间（9m×3.5m），井场外设一座焚烧池（3m×8m）。工艺设备区内有 1 座闪蒸分离器（利旧）、2 座排水增压泵以及 1 座气举压缩机橇。设备间布置在井场入口，便于巡检并且离井口较远。井场四周设置 2.5m 高钢丝网围栏，并在西侧设置 1 樘 4m 宽大门，利用钻前砾石道路进入井场。焚烧池布置在井场最小风频的上风侧，焚烧池距井场内设施满足 90m 的间距要求。DB13-4 井场总平面布置如下图 3.3-5 所示。

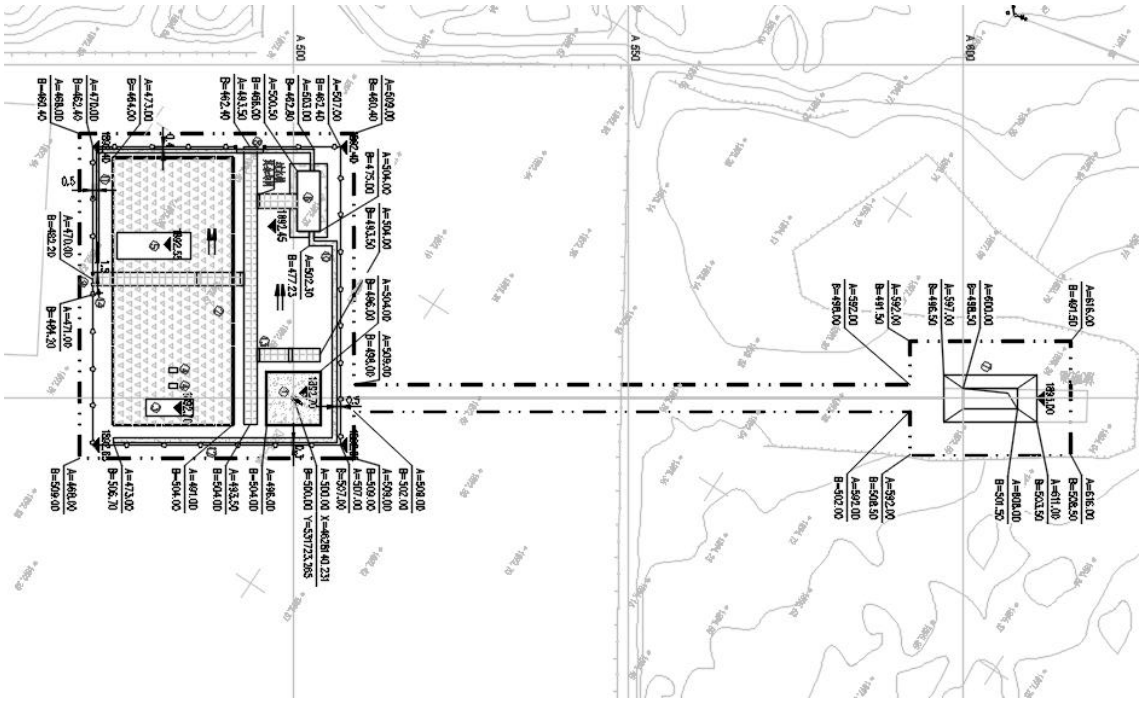

图 3.3-5　　DB13-4 井场总平面布置图

DB13-4 井三井式排水阀组在 DB1302 阀室内扩建，布置在其东南角空地，改造平面如下图 3.3-6 所示。

图 3.3-6 DB13-5 井三井式排水阀组平面布置图

DB13-4 井主要工程量见表 3.3-5。

表 3.3-5 DB13-5 井主要工程量表

名称	单位	数量
征地面积	m^2	2732.6
场地平整	m^2	2732.6
井口区混凝土场地	m^2	64
花砖铺装	m^2	160
砾石铺装	m^2	650
电缆槽体	m^2	75
路缘石	m	175

4）大北 101 集气站

大北 101 集气站改造范围包含两部分，一是在西北角扩建 2 座压缩机橇，2 台排水增压泵、1 座低压分离器橇，二是在东北角已建杆上变压器旁设橇装设备间（10.8m×3.6m）。西北角扩建部分北侧和西侧设置钢丝网围栏，工艺设备区设置 15m×12m 混凝土回车场地连接到已建场区 4m 宽水泥混凝土道路，以便满足设

备检修、消防需求。东北角扩建部分北侧和东侧设置钢丝网围栏，设置 2m 宽人行道连接到已建场区 4m 宽水泥混凝土道路。改造平面如下图 3.3-7 所示。

图 3.3-7 大北 101 集气站改造总平面布置图

（2）新建管线

1）北探 1 井管线

新建北探 1 井到大北 1604 阀室采气支线，管线起点为北探 1 井，末点为大北 1604 阀室，管径 DN80，设计压力 20MPa，设计温度 40℃，管线长度为 2.75km，输送介质为天然气，线路用管采用 D88.9×3.96mm2205 双相不锈钢无缝钢管。

表 3.3-6 北探 1 井管道信息统计表

管道名称	起点	末点	设计压力	管径	设计温度	长度
			MPa	mm	℃	km
北探 1 井采气支线	北探 1 井	大北 1604 阀室	20	DN80	40	2.75

图 3.3-8 北探 1 井集输管线管道走向示意图

2）DB13-4 井管线

本工程新建大北 1302 阀室到 DB13-4 井场集输管线，管线起点为大北 1302 阀室，末点为 DB13-4 井场，管径 DN50，设计压力 22MPa，设计温度 60℃，水平长度为 1550m，输送介质为天然气，线路用管采用 D88.9×4mm 2205 双相不锈钢无缝钢管。

新建 DB13-4 井到大北 1302 阀室排水管线，管线起点为 DB13-4 井，末点为大北 1302 阀室，管径 DN80，设计压力 4.0MPa，设计温度 60℃，水平长度为 1.55km，输送介质为水，线路用管采用 RF-S-I-80-6.4MPa。

新建大北 1302 阀室到大北 1201 收球清管站接入点（大北 12 输水管线 T 节点附近）T 接点阀室排水管线，管线起点为大北 1302 阀室，末点为大北 1201 收球清管站接入点 T 接点阀室，管径 DN150，设计压力 4.0MPa，设计温度 60℃，水平长度 8.99km，输送介质为水，线路用管采用 RF-S-I-150-6.4MPa。

表 3.3-7DB13-4 井管道信息统计表

名称	起点	终点	管径	设计压力 MPa	长度 km	输送介质	温度	地区等级	管道分类

名称	起点	终点	管径	设计压力 MPa	长度 km	输送介质	温度	地区等级	管道分类
DB13-4 井集输(气举)管线	大北 1302 阀室	DB13-4 井	DN50	22	1.5	天然气	≤ 60℃	一级二类	Ⅱ
DB13-4 井排水管线	DB13-4 井	大北 13-4 井三井式排水阀组	DN50	4	1.55	水	≤ 60℃	一级二类	Ⅲ
DB13-4 井排水管线	大北 13-4 井三井式排水阀组	大北 1201T 接点	DN150	4	8.99	水	≤ 60℃	一级二类	Ⅲ

图 3.3-9 DB13-4 气举管道走向示意图

图 3.3-10 DB13-4 排水管道走向示意图

2）DB13-5 井管线

新建大北 1301 井到 DB13-5 井场供气管线，管线起点为大北 1301 井，末点为 DB13-5 井场，管径 DN50，设计压力 20MPa，设计温度 60℃,管线长度为 0.9km，输送介质为天然气，线路用管采用 D 0.3×3.96mm2205 双相不锈钢无缝钢管。

新建 DB13-5 井到大北 12 排 新建集输 管线起点为 DB13-5 井，末点为大北 12 排水管线接入阀室，管 (气举)管线 1550m 4.0MPa，设计温度 60℃,管线长度为 6.7km，输送介质为水，线路用管采用 RF-S-I-100-6.4MPa。

表 3.3-8 DB13-5 井管道信息统计表

序号	管道名称	起点	末点	设计压力	管径	设计温度	长度
				MPa	mm	℃	km
1	DB13-5 井集输(气举)管线	1301 井	DB13-5 井	22	DN50	60	0.9
2	DB13-5 排水管线	DB13-5 井	大北 12 排水干线接入阀室	4	DN80	60	6.7

图 3.3-11 DB13-5 排水管道走向示意图

图 3.3-12 DB13-5 排水管道走向示意图

3.3.4.2 公辅工程

3.3.4.2.1 供配电工程

（1）供电

1）北探 1 井

北探 1 井场电源线路：就近在 35kV 博宛线 3723DB6 井支 15 号杆“T”接一回 35kV 线路，线路规格 JL/G1A-70/10，地线规格为 GJ-35。线路终端设 1 座落地式变台，变压器容量为 400kVA35/0.4kV。

2）DB13-4 井

DB13-4 井电源线路：就近在 35kV 博宛线 3723 DB1201 支线 32~33 号杆（靠近 32 号杆）“T”接一回 35kV 线路，线路规格 JL/G1A-70/10，地线规格为 GJ-35，线路总长度 1.62km。线路终端设 1 座落地式变台，变压器容量为 400kVA 35/0.4kV。

3）DB13-5 井

DB13-5 井电源线路：就近在 35kV 博宛线 3723 DB12-9 支线 25~26 号杆（“T”接一回 35kV 线路，线路总长度 0.606km。线路终端设 1 座落地式变台，变压器容量为 500kVA 35/0.4kV。

（2）配电

1）北探 1 井

井场设置设备间 1 座，内设 1 面固定式低压配电柜为井场所有用电设备供电。低压柜电源电缆采用 2×ZA-YJV22-0.6/1kV4×300+1×150mm2 直埋引自站外架空线路落地变压器低压开关箱。井场新建设备间 1 套，设备间内的动力配电回路采用穿钢管在防静电地板下穿管明敷设。

2）DB13-4 井

本工程于变压器的低压接线端子处为界点，低压侧设置一台户外开关箱。DB13-4 井场低压电缆采用 2×ZA-YJV22-0.6/1kV 4×240+1×120mm2 接至变压器旁一级配电箱，变压器旁一级配电箱一路低压电缆采用 2×ZA-YJV22-0.6/1kV 4×150+1×70mm2 接至站内设备间气举压缩机自带 BP 柜，为压缩机供电。压器旁一级配电箱另一路低压电缆采用 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×95+1×50mm2 接至站内设备间低压配电柜 A1，通过 A1 为井场供电。

3）DB13-5 井

DB13-5 井场电源详见电力线路设计文件。本工程于变压器的低压接线端子处

为界点，低压侧设置一台户外开关箱。DB13-5 井场低压电缆采用 2×ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV4×240+1×120mm^2 接至变压器旁一级配电箱，变压器旁一级配电箱一路低压电缆采用 2×ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV4×150+1×70mm^2 接至站内设备间气举压缩机自带 BP 柜，为压缩机供电。压器旁一级配电箱另一路低压电缆采用 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV4×95+1×50mm^2 接至站内设备间低压配电柜 A1，通过 A1 为井场供电

3.3.4.2.1 给排水工程

施工期用水由罐车拉运，运行期不消耗新鲜水。

施工期井场生活污水进入污水罐，定期拉运至当地生活污水处理厂进行处理。

项目运营期无生活废水产生；采出水与井下作业废水依托大北天然气处理厂处理，处理达标后回注油气层。

3.3.1.2.3 自控工程

本次工程井场采用无人值守设计，井场单独设置远程终端单元 RTU，本次新增的工艺参数信号接入远程终端单元 RTU。控制系统对井口和采气树油嘴套后的工艺过程参数进行采集、数据处理、控制和安全联锁保护等。

3.3.1.2.4 通信工程

本工程数据采用光缆+交换机的传输方式，井场设置 2 套物理隔离的工业以太网交换机作为数据传输设备，与光纤配线架合装于 RTU 机柜中。设备的光接口通过跳纤与光纤配线架连接。北探 1 井自控数据和视频数据利用新建光缆传输至大北 16 井的 RTU 机柜，再通过已建通信链路将数据传输至大北处理站存储，统一监控管理。

3.3.1.2.5 道路工程

井场进场道路已在原钻井工程中修建，道路采用单车道砂石路面，路基与路面同宽。

3.3.1.2.6 供热工程

拟建工程施工期生活区供暖方式采取电采暖，钻井井场测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。北探 1 井场设置 300kW 电真空加热炉一座。

3.3.4.3 依托工程

3.3.4.3.1 大北天然气处理厂

大北天然气处理厂包含于克拉苏气田大北区块地面建设工程内。《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部以环审[2014]199 号文予以批复。2016 年，新疆维吾尔自治区环保厅以新环函[2016]2030 号文进行了竣工环保验收。

大北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，经集气装置计量分离橇分离后，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。从集气装置计量分离橇分离出来的烃液，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。

大北天然气处理厂污水处理设施升级改造工程已在 2021 年 7 月 29 日取得阿克苏地区生态环境局下发《关于对大北气田大北 12 区块开发方案地面工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2021〕313）。内容有对已建水处理装置进行升级改造工程已实施完成，处理后的生产废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329－2022)表 1 和表 2 控制指标。后期将继续对设备加强管理、维护以保证出水稳定达标排放。采出水处理分两期建设，一期建设规模 1500m3/d，一期建设时预留二期建设位置，最终建设规模达到 3200m3/d。一期采出水处理设计采用“重力沉降+过滤”处理工艺，预留除油器建设位置，二期根据出水水质情况，对设备进行扩建，在重力沉降后端增加除油器，提高悬浮物和含油的去处效果，降低后端过滤器的运行负荷。

本工程实施后天然气、凝析油及采出水，井下作业废水由大北天然气处理厂处理，大北天然气处理厂运行负荷见表 3.2-7。

表 3.2-7 大北天然气处理厂运行负荷统计表

大北天然气处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程需处理量	依托可行性

天然气 m^3/a	66.7×10^8	52.05×10^8	14.65×10^8	1.825×10^8	可依托
凝析油 t/d	619	444.5	174.5	6.3	可依托
采出水、井下作业废水 m^3/d	1902	1300	602	626	可依托

由上表可知，大北天然气处理厂处理能力，可满足本工程生产需求，故本工程天然气、凝析油及采出水，井下作业废水依托大北天然气处理厂处理可行。

3.3.4.3.2 库车畅源生态环保科技有限责任公司

项目施工期产生的含油废物和运营期产生的落地油泥、清管废渣、废防渗材料等危险废物均依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

《库车畅源生态环保科技有限责任公司 30000 吨/年废矿物油回收利用设施》于 2010 年 5 月 25 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2010〕261 号），并于 2010 年 12 月 13 日通过阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收（阿地环函字〔2010〕421 号）；《库车畅源生态环保科技有限责任公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月取得批复（新环审[2019]26 号），于 2021 年 4 月取得排污许可证（证书编号：91652923556459466U003V），并于 2021 年 10 月完成自主竣工环境保护验收。根据建设单位提供资料，库车畅源生态环保科技有限责任公司产生的废气、废水、噪声均达标排放，固废分类收集处理。

库车畅源生态环保科技有限责任公司位于阿克苏地区拜城县塔里木乡东北 40km 处，现有处理能力为 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置，主要建设 1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置，1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置，1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置，1 套 7 万吨/年废矿物油回收利用项目装置。

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

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

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

总体工艺流程见图 3.3-13。

图 3.3-13 总体工艺流程图

本工程依托库车畅源生态环保科技有限责任公司焚烧工艺对危险废物进行处理，这种工艺对多种有害物质去除效果良好，且经焚烧后还原土含油率低于 0.45%，可满足当前环保要求。焚烧烟气采用“SNCR 脱硝+半干急冷塔+活性炭吸附+石灰吸附+布袋除尘器+除酸塔”工艺进行净化处理，飞灰等危废采用罐装储存并定期送危废处置单位库车红狮水泥有限公司进行处理。

（2）依托可行性

库车畅源生态环保科技有限责任公司处理能力情况见下表。

3.3-8 库车畅源生态环保科技有限责任公司处理能力一览表

序号	项目内容	经营许可证核准处置规模	现状处理量	富余处理能力	项目新增产能
1	HW08 类危险废物	46 万 t/a	27.6 万 t/a	18.4 万 t/a	1.826t/a

公司位置由 S307 省道、G579 国道相连，交通方便，且富余处理能力满足本工程新增处理量，因此项目运营期危险废物可依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，依托可行。

3.3.4.3.3 大北地区固废填埋场

（1）基本情况

大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，原大北固废填埋场及污水蒸发池西北侧。大北地区固废填埋场于 2012 年 7 月 17 日取得原阿克苏地区环境保护局批复文件(阿地环函字[2012]362 号)，并于 2013 年 1 月 4 日通过原阿克苏地区环境保护局验收(阿地环函字[2013]4 号)。大北地区固废填埋场建设规模为 28 万 m^3，其中 1-5 号池（13.1 万 m^3）目前已经完成封场。大北生活固废场距离大北生活公寓约 3 公里，设计规模 1.6 万 m^3，8 个填埋池，每个 2000m^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。

（2）依托可行性

本工程施工期产生的一般工业固废约 8.888t，集中收集运至大北地区固废填埋场处理。大北地区固废填埋场目前尚有较大余量，满足本工程处理要求。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

施工期主要包括地面工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

（1）井场建设

本工程新建标准化井场 3 座，施工期内容主要为井场场地清理，采油井场的设备安装以及井场内管线连接。设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备拉运至井场或进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

（2）管线建设

本工程新建 5.2km 输气管线、17.24km 排水管线，管线施工工艺流程详见图 3.4-1。

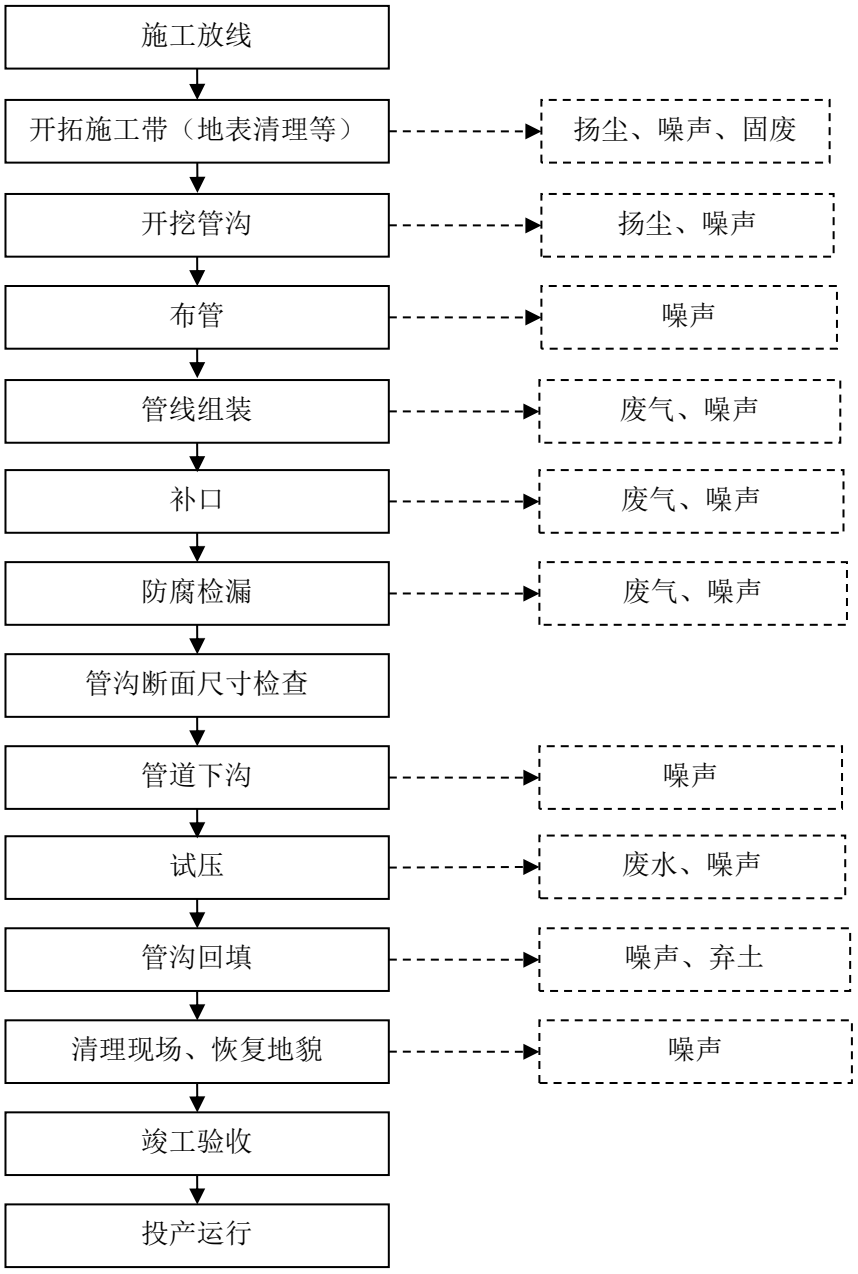

图 3.4-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②施工前土地清理

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有

道路和拟建的巡检道路进行作业，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。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

工程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≥0.3m。管沟底宽 1.0m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.25，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。施工作业带宽度控制在 8m 以内。

④管线组装

本工程新建 1 条采油管线，采用玻璃钢管，其制造符合《高压玻璃纤维管线管规范》（SY/T6267-2018）的要求。

⑤管道下沟

管道下沟前，应复查管沟深度，沟内不得有塌方、石块、积水、冰雪等有损防腐层的异物。石方或戈壁段的管沟，应预先在沟底垫 200mm 厚细土。石方段细土最大粒径不得超过 10mm，戈壁段细土的最大粒径不得超过 20mm。

管道施工示意图见图 3.4-2。

⑥吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

图 3.4-2 管道施工示意图

集输管线试压介质采用中性洁净水。水压试压的强度试验的静水压力为设计压力的 1.25 倍，严密性试验压力为设计压力。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑦穿越工程

管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。为确保地下电（光）缆、已建管道的安全，施工前应进行地下管道及

障碍物探测，待确定其准确穿越位置后，两侧 5m 管沟采用人工开挖。电（光）缆、管道两侧各 5m 的管沟均采用人工回填夯实，回填土内不得含有石头或其它有可能损伤电（光）缆、管道的物体。同时按要求在电（光）缆上压盖红砖。

图 3.4-3 管线与已建管线穿越示意图

⑧管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管道回填分二次进行，第一次回填细软土，高出管顶部 300mm，并夯实；第二次回填其它土，回填土高出自然地面 300mm。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、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和生活污水，试压废水由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓生活污水处理装置处理；固体废物为地面工程施工过程产生的土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及井场平整，施工废料和生活垃圾运至大北地区固废填埋场处理处置。

3.4.1.2 运营期

（1）集输工艺

本工程新建单井采气支线接入位置原则为就近接入阀室，经阀室转输至大北处理厂处理，本工程新增采气井场采用气液混输工艺。

（2）井下作业

井下作业是进行油气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，主要包括试井、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化作业是用不同的化学、物理方法对低渗透的油气层进行处理，进一步提高产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.4.1.3 退役期

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

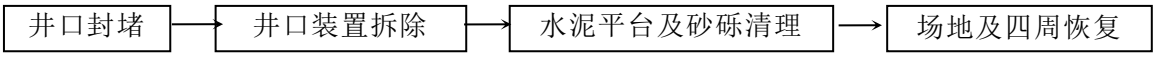

图 3.4-4 退役期工艺流程图

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托大北地区固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，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。

3.4.1.4 影响因素及污染源构成

本工程建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

本工程包括钻井、地面工程建设、采气、集输等施工作业内容，基本属于施工建设期和生产运营期的建设活动。项目建设污染源构成见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目建设污染源构成

开发作业过程		主要污染物	污染源性质
井下作业		落地油	间断性污染源
		修井废水、洗井废水	间断性污染源
		噪声	间断性污染源
采气和集输	烃类气体	持续性影响环境的污染源	
	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源	
	噪声	持续性影响环境的污染源	
	占地	生态影响	

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

开发过程污染物排放流程见图 3.4-5。

图 3.4-5 开发过程污染物排放流程示意图

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本工程施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集气管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为井场和管线施工临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场地面工程永久占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、通信线缆敷设、集输管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地约 20.11hm^2，其中永久占地 1.466hm^2、临时占地 20.408hm^2，详见表 3.4-1。工程占地类型主要为裸土地。

表 3.4-2 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积（hm^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.742	0	0.742	井场内设置井口区、工艺设备区（、电控信一体化橇，井场外设一座焚烧池。北探 1 井场永久占地面积为 2283.6m^2。DB13-4 井场永久占地面积为 2365.5m^2。DB13-5 井场永久占地面积为 2768.6m^2。
2	大北 101 集气站	0.237	0	0.237	大北 101 集气站改造部分面积为 2365.5m^2
2	35kV 电力线路	0	2.878	2.878	电力线路总长度 3597m，作业带宽度 8m，总占地面积为 28776m^2，均为临时占地。
3	电力杆占地	0.487	0	0.487	/
4	管线工程	0	17.53	17.53	新建 5.2km 输气管线、17.24km 排水管线。
合计		1.466	20.408	20.11	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

本工程施工过程中废气包括施工扬尘和施工车辆尾气。

①施工扬尘

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

②车辆尾气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_X、C_mH_n 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。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为生活污水和管线试压废水。

①生活污水

集输工程施工人数约 40 人，施工周期 220 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期生活污水共产生量为 281.6m^3。地面工程建设人员生活污水根据施工队伍营地情况，其自建营地生活污水自行委托市政污水处厂处置，居住管理区的板房营地的，生活

污水依托管理区公寓生活污水处理设施进行处理。

②试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线共计 22.44km，试压废水约为 56.1m^3，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

（3）固体废物污染源

本工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾。

①生活垃圾

拟建工程施工人数约 40 人，施工周期 220 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 4.4t，生活垃圾集中收集后定期清理运送至大北地区固废填埋场填埋。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建集输管线 22.44km，施工废料产生量约为 4.488t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至大北地区固废填埋场处置。

③土石方

本工程共开挖土方 12.09 万 m^3，回填土方 12.9 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 1m，边坡比为 1:1.25，1 米管线的挖方量约 4.8m^3，合计挖方约 10.77 万 m^3，回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。本工程土石方平衡见下表 3.4-2。

表 3.4-2 土方挖填方平衡表单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	1.32	1.32	0	—	0	—
管道工程	10.77	10.77	0	—	0	—
合计	12.09	12.09	0	—	0	—

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、集气站、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-3。

表 3.4-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕
1	装载机	88/5
2	挖掘机	90/5
3	运输车辆	90/5
4	吊装机	84/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目设计资料，根据项目预测开发指标，工程采出水最高约 11.52×10^4t/a，主要污染物为石油类、SS。

本工程采出水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注地层，不外排。

（2）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、洗井等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.4-4），计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-4 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术平均去除效率
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	/	/
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	物理+化学+回注	100
				石油类	克/井次-产品	17645	物理+化学+回注	100

本工程油藏储层为非低渗透油藏储层，井下作业废水产生量为 76t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38t、化学需氧量 52262.5g、石油类 8822.5g，则本工程井下作业产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 114t/a、0.156t/a、0.027t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至大北天然气处理厂处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的有关标准后回注地层。

（3）生活污水

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守。故运营期不新增生活污水。

3.4.3.2 废气污染源

本工程进入生产运营期间，单井加热采用电磁加热，本工程对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在井口、管线设备接口、阀门处。

（1）非甲烷总烃（NMHC）

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本工程运营过程中井场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本工程无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

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

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源）
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-6 所示。

表 3.4-6 本工程非甲烷总烃无组织废气核算一览表

设备名称		设备数量(个)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
单座采气井场	阀（气体）	20	0.0014	8760	0.013
	法兰	40	0.0053	8760	0.046
合计（3 座）			0.0201	-	0.177
单座排水井场	压缩机	1	0.0004	8760	0.0035
	分离橇	1	0.0002	8760	0.0018

	阀（气体）	12	0.0009	8760	0.008
	法兰	12	0.0016	8760	0.014
合计（2座）			0.0062	-	0.0546
扩建大北101集气站	压缩机	2	0.0008	8760	0.007
	分离橇	1	0.0002	8760	0.0018
合计			0.001	-	0.0088

由于DB13-4井与DB13-5井的生产方式为前两年采气，两年后转为气举排水井，再结合上表可知，本工程前两年井场无组织逸散非甲烷总烃排放量为0.1858t/a，排放速率为0.0273kg/h；两年后井场无组织逸散非甲烷总烃排放量为0.1224t/a，排放速率为0.1146kg/h。

（2）硫化氢

根据所提供的天然气分析报告，大宛齐北-克拉苏断裂带天然气不含硫化氢。故本次评价不对无组织排放硫化氢核算。

3.4.3.3 固体废物污染源

（1）危险废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告2021年第74号）中附件1《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》，结合本工程建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

本工程运营期产生的固体废物主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。

落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.1t/a计算，本工程运行后落地油总产生量约0.3t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油委托有资质的单位处置。

②废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1-2年。单块

防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。则本工程 1 口井产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/a，总废弃防渗材料最大量约 0.75t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废机油

本工程废机油主要是井下作业和采气过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废机油约 0.05t，本工程共部署 3 口井，每次产生废机油约 0.15t，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

④油泥（砂）

油泥砂属于危险废物 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。按照单井落地原油产生量约 0.2t/a 计算，本工程含油废物产生量约为 0.6t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本工程产生的油泥（砂）由库车畅源生态环保科技有限责任公司等具备资质单位进行无害化处理。

⑤清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本工程管线总长为 22.44km，每次废渣产生量约 25.806kg（0.026t/a）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 类危险废物（废物代码：251-001-08），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，委托有危废处置资质单位进行处置。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-7。

表 3.4-7 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t/a）	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.3	井下作业、采油气环节和集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T.I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.75	场地清理环节	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废机油		900-214-08	0.15	井下作业和采气过程中机械设备维修	固态	油类物质	/	T.I	
4	油泥（砂）		071-001-08	0.6	油气开采产生的油泥和油脚	固态、半固态	油类物质	间歇	T.I	密闭桶装收集后，委托有资质的单位处置
5	清管废渣		071-001-08	0.026	定期清管	固态	油类物质	间歇	T.I	

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 噪声污染源

运营期间的噪声源主要为井口采气树和加热炉噪声、大北 101 集气站新增压缩撬、排水增压泵和分离橇噪声，具体见表 3.4-8。

表 3.4-8 运营期噪声源强调查清单

分布区	噪声源名称	声功率级（dB(A)）	排放规律	治理措施
采气井场	采气树、加热炉	85	连续	减振
大北 101 集气站	压缩撬（2 座）	90	连续	隔声、减振
	排水增压泵（2 台）	90	连续	隔声、减振
	分离撬（1 座）	90	连续	隔声、减振

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-9。

表 3.4-9 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	前两年无组织排放废气	NMHC	0.1858	0.1858	大气
		两年后无组织排放废气	NMHC	0.1224	0.1224	
废水	井下作业废水		井下作业废水	114	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至大北天然气处理厂处理
	采出水		采出水	11.52×10^4	0	依托大北天然气处理厂污水处理
固体废物	井场	落地油	石油类	0.3	0	委托有危废处置资质单位进行处理
	井场	油泥（砂）	石油类	0.6	0	
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.026	0	
	井下作业	废防渗材料	石油类	0.75	0	
	井下作业采气过程中机械设备维修	废机油	石油类	0.15	0	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	75～105dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

（1）废弃管线维持现状，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。

（2）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；

（3）对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（4）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（5）退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）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，严禁人为破坏作业带以外区域植被；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。

3.4.5 **非正常排放**

本工程非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本工程油气集输过程中，若井口压力过高，凝析油、天然气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。本工程非正常排放见表 3.4-10。

表 3.4-10 井场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

3.4.6 清洁生产分析

3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

（1）油气集输清洁生产工艺

①本工程实施后，原油和天然气输送过程采用密闭工艺流程，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油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，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③井下作业起下管时，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，对产生的废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥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。

⑦气田伴生资源综合利用率为 100%。

⑧废水、废气、固体废物建档分类管理,并清洁化、无害化处置,处置率应达到 100%。

（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

本工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定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。

（4）清洁生产评价指标

本工程从设计角度充分考虑了清洁生产的要求，注重从源头控制污染物的产生，充分利用了能源和资源。在生产工艺方面，采用了目前国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求，可以达到清洁生产先进水平。本评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

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。

①评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”“否”或完成程度两种选择来评定

②权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。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（如物料消耗量、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、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。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。

本工程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 3.4-11。

表 3.4-11 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							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
（1）资源与能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准	符合行业标准	5
		洗井液消耗	m^3/井次	10	符合行业标准	符合行业标准	10
		新鲜水消耗		10	≤5.0	≤5.0	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	落地原油回收率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	100%	5
		修井废水	kg/井次	5	100%	100%	5
		废气	kg/井次	5	符合行业标准	符合行业标准	5
		含油污泥	kg/井次	5	乙类区≤70	≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	-	5
定性指标							

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		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	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制订节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其它法律法规要求		20	20

表 3.4-12 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						实际值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	50（稀油）	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	0	5
		落地凝析油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	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	本工程得分	
					实际情况	得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置	10	已落实	10
			防止落地原油产生措施	10	已落实	10
		采油（气）方式	自喷采气	10	已落实	10
		集输流程	全密闭流程	10	全密闭	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

3.4.6.2 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。

由表计算得出：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；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分。

3.4.6.2 清洁生产结论

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 3.4-13。

表 3.4-13 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

根据计算显示，本工程在执行各类环境保护、节能降耗措施后，综合评价指数得分 94 分，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

本工程实施后克拉苏气田“三本账”的情况见表 3.4-14。

表 3.4-15 运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量（t/a)	本工程排放量（t/a)	总体工程		
					排放量（t/a)	以新带老削减量（t/a)	排放增减量
1	废气	SO_2	0	0	0		
		NO_X	15.813	0	15.813		
		颗粒物	2.108	0	2.108		
		前两年非甲	4.207	0.1858	4.3928		+0.1858

		烷总烃					
		两年后非甲烷总烃	4.207	0.1224	4.3294		+0.1224
2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	-	0
		清管废渣	0	0	0	-	0

3.4.8 污染物总量控制分析

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：NO_x 和 VOC_s。

废水污染物：COD、NH_3-N。

本工程运营期采出水与井下作业废水输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的有关标准后回注地层，不外排。因此不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期井场无组织 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 0.1858t/a。

本工程井场采出液加热采取电加热炉加热方式，不设置燃气加热炉，项目无 NO_X 排放，不再核算 NO_X 量。

综上所述，本工程总量控制指标为：前两年 VOC_S0.1858t/a，两年后 VOC_S0.1224t/a。综上所述，本工程总量控制指标为：前两年 NO_X0t/a，VOC_S0.1858t/a，COD0t/a，氨氮 0t/a,：两年后 NO_X0t/a，VOC_S0.1224t/a，COD0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“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”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

拟建工程位于大北区块内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根

据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。拟建工程主要内容为井场建设及管线敷设，主要目的是满足大北区块产能开发的需要，开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标；拟建工程施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，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；营运期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。

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

3.5.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区拜城县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》等。

本工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-1。本工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	本工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	拟建工程属于塔里木油田油气开发项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOC_S 治理。实施 VOC_S 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC_S 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOC_S 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强	本工程井场无组织废气排放涉及 VOC_S 排放，报告中已针对无组织排放提出密闭集	符合

	汽修行业 VOC_S 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC_S 排放量	输措施	
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC_S 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOC_S 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC_S 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC_S 治理，加快更换装载方式	本工程井场无组织废气排放涉及 VOC_S 排放，报告中已针对无组织排放提出密闭集输措施	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本工程采出水与井下作业废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地层，废水均不向外环境排放；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；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合

	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本工程不占用自然保护地	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本工程不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	本工程为塔里木盆地石油开采项目，促进油气增储上产	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021年-2035年）》	严守生态保护红线。以资源环境承载力为硬约束结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。	本工程距离生态保护红线最近约9.2km，不在生态保护红线范围内	符合
	加强矿产资源保护与利用落实国家级能源基地、规划矿区，保障战略能源安全。建成3个油气能源资源基地，拜城-库车油气能源资源基地，塔里木盆地塔河油气资源基地，塔里木盆地塔中油气资源基地	本工程位于塔里木盆地油气资源基地，属于油气开采项目	符合
	坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。	本工程占地范围内不涉及基本农田	符合

表 3.5-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	本工程为天然气开采项目，可保证克拉苏气田持续稳产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻液及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、	本工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水井下作业废水依托大北天然气处理厂处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；固废	符合

	输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《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，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 （四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	主要为落地油、油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废机油分类收集后依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	

综上所述，本工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》等相关规划要求。

3.5.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

本工程与相关法规、政策文件符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 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
《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	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合

	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，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	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	博大采油气管理区制定有《塔里木油田公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号652924-2025-004-L），后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本工程开发方案设计考虑了克拉苏气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线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
《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）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响）》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“6.1.1.10 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	本工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水，采出水与井下作业废水依托大北天然气处理厂处理达标后回	符合

		注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；固废主要为落地油、油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废机油分类收集后依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；无石油类污染物排放	
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至大北天然气处理厂集中处理；落地油、油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废机油分类收集后依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	本工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	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	运营期井下作业废水拉运至大北天然气处理站处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地	本工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量少占耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕24 号）	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施	本工程采用密闭集输工艺	符合
《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行	本工程北探 1 井距生态保护红线最近约 9.2km，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》	生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括：零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下，修缮生产生活设施，保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖；因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集；经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设；必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；重要生态修复工程	本工程北探 1 井距生态保护红线最近约 9.2km，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《基本农田保护条例》（国务院令〔2011〕588 号）	地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少	本工程属国家能源重点建设项目，项目位于基本农田边缘区域。受地下油气藏分布，本工程占地范围内不涉及基本农田	符合
	基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准	本工程占地范围内不涉及基本农田	符合

	经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良		本工程占地范围内不涉及基本农田	符合
	禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动		本工程占地范围内不涉及基本农田	符合
《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）	一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。		本项目不涉及基本农田	符合
《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建构筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏		本工程占地范围内不涉及基本农田	符合
	矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。		本工程占地范围内不涉及基本农田	符合
	全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。		本工程占地范围内不涉及基本农田	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有克拉苏气田改扩建项目	符合
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合

		选址。		
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本工程不涉及	--
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	本工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
		2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本工程废气主要为井场无组织废气，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液采出水与井下作业废液依托大北天然气处理厂处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；本工程油气集输采用管输方式，损耗率不高于 0.5%；油气集输非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求	符合
		3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合

		4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	运营期采出水与井下作业废液依托大北天然气处理厂处理达标后回注地层。	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	污染防治与环境影响	5.涉及废水回注的，应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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本工程采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层	符合
		6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本工程运营期产生的落地油、油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废机油分类收集后依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；博大采油气管理区已按照有关规定制定了危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账。	--
		7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本工程井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	污染防治与环境影响	8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废	符合

		上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	

综上所述，本工程符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关法规、政策文件要求。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）；2024 年 10 月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）的通知》。本工程与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表 3.5-4 至表 3.5-6，本工程与“生态保护红线”位置关系示意见图 3.5-1，本工程与环境管控单元位置关系见图 3.5-2。

图 3.5-1 本工程与“生态保护红线”位置关系示意图

图 3.5-2 本工程与环境管控单元位置关系图

表 3.5-4 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			本工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	本工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本工程不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】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。	本工程占地范围内不涉及水源涵养区、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
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	本工程不涉及自然湿地	—
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
			【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项	本工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合

			目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。		
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本工程不属于新建危险化学品生产项目	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	本工程占地范围内不涉及基本农田；北探1井距生态保护红线最近约9.2km，不占用生态保护红线	符合
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本工程不涉及	--
			【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的	本工程不涉及相关内容	--

			自然生态环境。		
		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	本工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本工程占地范围内不涉及基本农田	--
	A1空间布局约束	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	本工程不涉及相关内容	--
			【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本工程不涉及占用湿地	符合
			【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	塔里木油田分公司已于 2019 年底完成保护区退出工作，并完成复垦	符合
		A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
			【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	本工程不涉及	--
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本工程不涉及相关内容	--
		A1.4 其它布局	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民	本工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合

		要求	经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。		
			【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
			【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	本工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	本工程属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC_S 排放对大气环境的影响	符合
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	本工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（V0Cs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 V0Cs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 V0Cs 集中高效处理。	本工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC_S 排放对大气环境的影响	符合

		A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。 钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	本工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	本工程不涉及相关内容	--
新疆	A2 污染	A2.2 污	【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，	符合

维吾尔自治区总体管控要求	物排放管控	染控制措施要求	点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	
			【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	本工程采出水与井下作业废液依托大北天然气处理厂处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；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；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
			【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	克拉苏气田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本工程不涉及相关内容	--
	A3 环境风险防控	A3.1 人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“鸟一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	本工程不涉及相关内容	--

			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本工程不涉及相关内容	--
			【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本工程不涉及相关内容	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本工程不涉及相关内容	--
			【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本工程不涉及受污染耕地	—

			【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	本工程不涉及相关内容	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	本工程不涉及相关内容	--
	A4 资源利用要求	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合

			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	本工程不涉及相关内容。	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	A4.1 水资源	【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本工程各井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	本工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	项目不涉及	--
			【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	本工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	本工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合

新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	A4.5 资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	运营期产生的落地油、油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废机油分类收集后依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理	符合
			【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	本工程不涉及相关内容。	--
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	本工程不涉及相关内容。	--
			【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	本工程不涉及相关内容。	--

表 3.5-5 本工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		本工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“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”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。	符合
		1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“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”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本工程符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本工程不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本工程不涉及	-
		1.6 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。	本工程占地范围内不涉及水源涵养区、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
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、沙地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本工程不涉及	-
阿克苏地	空间	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-

区总体管控要求	布局约束	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本工程不属于高耗能高排放低水平项目	符合
		1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本工程不属于化工项目	符合
		1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本工程不涉及	-
		1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本工程占地范围内不涉及基本农田。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
		1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、	本工程不占用生态保护红线	符合

		化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。		
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本工程不涉及	-
		1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本工程不涉及	-
		1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本工程不涉及	-
		1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	本工程为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合
		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本工程不涉及占用湿地	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本工程不涉及	-
		1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本工程不涉及	-
		1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本工程不涉及	-
		1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本工程不涉及	符合
	污染物排放管	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本工程符合“生态环境分区管控”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合

	控	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	本工程不涉及	符合
		2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	本工程不涉及	-
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本工程不涉及	-
		2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本工程不涉及	-
		2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本工程不涉及	-

		2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
		2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本工程严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本工程制定完善的地下水监测计划，已建立地下水监测网络，切实保障地下水生态环境安全	符合
		2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本工程不涉及	-

		2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	本工程不涉及	-
		2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本工程不涉及	-
		2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	本工程不涉及	-
		2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	本工程不涉及	-

		2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	-
	环境风险防控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本工程不涉及	-
		3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本工程不涉及相关内容	--
		3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本工程不涉及相关内容	--

阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本工程评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；本工程不涉及相关内容	--
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		3.6 在高敏感性县市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.8.6 环境风险管理”章节	符合
		3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本工程不涉及受污染耕地	—
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》。	本工程管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源占用符合要求	符合
		4.4 到 2025 年，单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%，单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%，非化石能源消费比重增长至 18%以上。	本工程整体温室气体排放量相对较小	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本工程不涉及	-

表 3.5-6 本工程与“拜城县管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本工程	符合性
ZH65292410002 拜城县土地沙化生态保护红线	空间布局约束	1、生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。生态保护红线划定后，只能增加、不能减少，因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的，由省级政府组织论证，提出调整方案，经环境保护部、国家发展改革委会同有关部门提出审核意见后，报国务院批准	本工程不占用生态保护红线，避让生态保护红线	符合
		2、生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。允许的有限人为活动包括：（1）管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。（2）原住居民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖等活动，修筑生产生活设施。（3）经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动。（4）按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的竹林采伐经营。（5）不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。（6）必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。（7）地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。（8）依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。（9）根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通视道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。（10）法律法规规定允许的其他人为活动	本工程不占用生态保护红线；同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，避让生态保护红线	符合
ZH65292410002 拜	空间布	3、上述允许的有限人为活动之外，确需占用生态保护红线的国家重大项目，按照以下规定办理用地用审批。报批农用地转用、土地征收使用权时，附省级人民政府基于国土空间规划“一张图”和用途管制要求出具的不可避让论证意见，说明占用生态保护红线	本工程不占用生态保护红线；同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，	符合

城县土地沙化生态保护红线	局约束	的必要性、节约集约和减缓生态环境影响措施。占用生态保护红线的国家重大项目，应严格落实生态环境分区管控要求，依法开展环境影响评价。生态保护红线内允许的有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，按照自然资源部关于规范临时用地管理的有关要求，参照临时占用永久基本农田规定办理，严格落实恢复责任。国家重大项目范围：党中央、国务院发布文件或批准规划中明确具体名称的项目和国务院批准的项目；中央军委及其有关部门批准的军事国防项目；国家级规划（指国务院及其有关部门正式颁布）明确的交通、水利项目；国家级规划明确的电网项目，国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源矿产勘查开采、油气管线、水电、核电项目；为贯彻落实党中央、国务院重大决策部署，国务院投资主管部门或国务院投资主管部门会同有关部门确认的交通、能源、水利等基础设施项目；按照国家重大项目用地保障工作机制要求，国家发展改革委会同有关部门确认的需中央加大建设用地保障力度，确实难以避让的国家重大项目	尽可能缩窄施工作业带，避让生态保护红线	
		4、生态保护红线经国务院批准后，对需逐步有序退出的矿业权等，由省级人民政府按照尊重历史、实事求是的原则，结合实际制定退出计划，明确时序安排、补偿安置、生态修复等要求，确保生态安全和社会稳定。鼓励有条件的地方通过租赁、置换、赎买等方式，对人工商品林实行统一管护，并将重要生态区位的人工商品林按规定逐步转为公益林。零星分布的已有水电、风电、光伏、海洋能设施，按照相关法律法规规定进行管理，严禁扩大现有规模与范围，项目到期后由建设单位负责做好生态修复	本工程不占用生态保护红线；同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，避让生态保护红线	符合
ZH65292430001 拜城县一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本工程占地范围内不涉及基本农田	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本工程不涉及	--
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本工程占地范围内不涉及基本农田。项目采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本工程不涉及	--
		5.禁止向沙漠、滩涂、沙地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本工程不涉及	-
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
	污染物排放	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本工程不涉及	--
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残	本工程不涉及	--

	管控	留农药		
ZH65292430001 拜城县一般管控单元	污染物排放管控	3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本工程不涉及	--
		4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本工程制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	塔里木油田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	本工程不涉及	--
	环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	塔里木油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	本工程不涉及	--
		3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	本工程不涉及	--
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	本工程不涉及	--
		2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	本工程不涉及	--
		3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本工程不涉及	--

本工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元拜城县土地沙化生态保护红线、拜城县一般管控单元要求。

3.6 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

本工程开发区域位于克拉苏气田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围以外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保

护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地，评价范围内植被覆盖度较低，拟建井场及管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求，根据现场调查，井口距高压线及其他永久性设施大于 76m，距村庄最为 4.4km，周边无铁路及高速公路，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所大于 500m。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发<全国水土保持规划国家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》（办水保〔2013〕188 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①本工程管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线；管线周边无居民集中区域。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③本工程充分利用区域现有道路。

综上所述，本工程合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道选线可行。

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

拜城县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km^2。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，区域以油气开采为主，项目周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。

4.1.2 地形地貌

克拉苏气田地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，地形地貌形成主要受地质构造控制。地势总的特征是：西北高东南低，北部天山主干海拔 1500m 以上，终年积雪，中间是一个狭长的拜城盆地，形成广阔的绿洲，南部为东西向的却勒塔格山脉。地貌形成过程是以第三纪末开始的新构造运动的抬升作用及新期褶皱作用为主导，以自第四纪以来强烈的干燥剥蚀、冰川的雕刻，流水的侵蚀堆积，风的吹蚀等为改造营力，塑造成现今地形复杂、形态多样的地貌景观。根据地貌成因及形态类型可划分为丘陵区和冲洪积平原区。

侵蚀、剥蚀作用丘陵区：分布于气田区北部，海拔在 1400～1500m，水流侵蚀、风化剥蚀作用强烈，发育沟谷，多呈“U”型，切割深度一般 50～80m，最大不超过 100m。地形起伏较大，向南倾斜。该区东北部发育雅丹地形，风蚀土堆普遍分布，一般高 2～8m，最高可达 10m，长轴与风向基本一致，长几米至数十米不等，宽 2～10m，四壁陡立。

冲洪积平原：分布于气田区南部，冲洪积平原与丘陵区接触，向南倾斜，地形平坦开阔，纵坡 0.7～1.2%，海拔高程 1200～1400m，地表植被较发育。气田区受地形地貌、地层岩性和气候特征的影响，发育河流及冲沟，纵贯低山丘陵区和平原区，由西向东依次为喀拉苏河、切得根艾肯沟、帕曼艾肯沟、玉树艾肯沟，河(沟)岸陡坎发育，陡坎一般高 5～8m，连续延伸。

4.1.3 工程地质

拜城县位于塔里木板块构造单元。拜城县境北为塔里木地台哈尔克-萨阿尔明早古生代边缘海盆，中部为地槽与地台过渡带的满加尔凹陷，西为木扎尔特地块，南部为库车山前凹陷，南部边缘属塔里木地台。

克拉苏气田位于库车山前凹陷西北部的克拉苏构造带，构造带东西长约240km，南北宽 20-35km，面积约 6000km^2，是紧邻南天山南麓和拜城凹陷北缘的第二排背斜构造带，北部为北单斜带，南部为拜城凹陷-阳霞凹陷，西部与乌什凹陷相接，东部与明北构造带相邻。区内出露少量第三系上新统碎屑岩类及大面积第四第松散沉积物，构成低山丘陵区及冲洪积平原，低山丘陵区地表风化强烈，未见构造形迹。

拜城县境内出露的地层有元古界、古生界的奥陶系、奥陶-志留系、志留系、泥盆系、石炭系、二叠系、中生界的三叠系、侏罗系、白垩系、新生界的第三系及第四系。

4.1.4 水文及水文地质

（1）地表水

拜城县境内共有发源于天山南坡、流域相对独立的5条主要河流，自西向东为木扎提河、卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河。5条河流在出山口以上流向由北向南与山脉走向大致垂直，源头高程一般在3500m以上，河流长度92～279km，多年平均径流量27.9亿 m^3。河流源头多接冰川，以冰川融水和融雪水为主要补给源，河流径流具有明显的季节性。主要支流木扎提河发源于汗腾格里峰东坡慕斯达板冰川，在拜城盆地西北部破城子处流出山口，折向东流，入拜城盆地，经却勒塔格山北麓沿程先后汇集发源于哈雷克套山南坡的卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河后投入克孜尔水库后称渭干河，供库车、沙雅、新和三县农业用水。

拟建工程评价范围内不涉及地表水体，本项目西南距木扎提河4.0km。

（2）地下水

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

发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深达到 80 多米。

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

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

4.1.5 气候气象

拜城县地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属大陆性温带干旱气候。其气候特点是：夏季凉爽、冬季寒冷、降水较少、蒸发强烈，空气干燥，冬季较长，夏季较短，春季多风，四季变化大。气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速	0.8m/s	6	年平均水气压	7.8hPa
2	年平均相对湿度	64%	7	年平均蒸发量	1270.0mm
3	年平均气温	7.8℃	8	年平均降水量	137.7mm
4	年极端最高/最低气温	39.0℃/-28.7℃	9	年最多/最少降水量	223.7mm/72.4mm
5	年平均气压	878.4hPa	10	年日照时数	2955.4h

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围及时间

评价单位于 2025 年 12 月对评价范围内进行了现场踏勘和野外调查，调查范围为新建井场场界周围 50m 范围、新建集输管线等线性工程两侧外延 300m 的区域，面积约 13.28km^2。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

1）遥感调查

遥感数据来源：本次遥感调查采用 Landsat8_OLI 卫星遥感数据。通过野外定位获取样方坐标，作为遥感解译分类训练区。利用遥感影像处理软件采用计算机监督分类方法进行解译，结合实地调查结果，进行人机交互操作对遥感解译结果进行修改，得出最后的解译成果。按照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）进行分类，利用地统计分析软件对土地利用、植被类型等进行统计分析，之后进行配色并出图。

2）植被调查

本次评价植被及植物资源现状调查按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，通过采取资料收集、遥感调查、现场勘查相结合的方法。现场踏勘采取区域调查和典型样方调查相结合的技术方法。区域调查主要是对评价区进行踏勘，通过观察，记录项目工程区域大致的植被类型、结构和主要的物种组成情况。典型样方调查主要是了解主要植被类型和重要生境的群落结构特征，样方大小根据所调查的植被类型的复杂情况确定，并且尽量在本工程占地的地方设置样方。

3）陆生动物调查

本次评价动物资源现状调查按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）等确定的技术方法进行。野外调

查工作的重点为工程评价区，其次是与评价区相邻的地区。野外调查中，主要观察记录了陆栖脊椎动物的生境状况。项目组对项目所在地的林业部门、动物保护部门及居民进行走访调查，内容包括动物种类、主要动物迁入迁离时间、动物活动范围、保护情况，作为分析动物资料的有益补充。

（4）评价方法

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）推荐的生态评价方法，本次生态环境现状调查与评价主要采用卫星遥感影像解译、现场调查、生物多样性评价相结合的方法，对评价区生态环境现状做出评价。利用该区域卫星影像及收集的相关资料，初步判断项目区周围土地利用、植被分布和敏感目标分布状况；利用地统计分析软件将卫星影像与地形图、项目平面布置图、敏感目标分布图等纠正对准，经人工目视解译，提取评价区内土地利用数据、植被类型数据，并生成各种分类统计图；根据现场植被、野生动物调查资料，给出区域自然植被类型分布特征，植物资源和野生动物物种名录，以及区域生态系统组成、结构，依据各项数据和图表对生态环境现状给出定量与定性的评价。

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1，生态功能区划图见图 4.2-1。

表 4.2-1　区域生态功能区划

项目		主要内容
生态功能分区单元	生态区	III 天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	III_3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	43.天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区
主要生态服务功能		天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游
主要生态环境问题		水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感
主要保护目标		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
主要保护措施		规范天然气和煤炭开采作业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理
适宜发展方向		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

图 4.2-1 生态功能区划图

本工程为陆地天然气开采类项目，符合区域“天然气资源”的主要生态服务功能。工程对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，区域生态采取自然恢复措施及完善的水土保持措施，保护自然植被、保护地表形态等，避免造成水土流失、环境污染及植被破坏等生态环境问题。综上所述，工程的建设符合区域生态服务功能定位，与区域生态功能相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

（1）生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统，生态系统结构简单。

（2）生态系统特征

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

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，存在干旱地区生态环境的脆弱性的典型特征。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。详见表 4.2-2。

表 4.2-2 评价区域土地利用现状一览表

土地类型		评价区域	
		面积（km^2）	百分比（%）
草地	天然牧草地	0.87	6.55

土地类型		评价区域	
		面积（km^2）	百分比（%）
	裸土地	12.41	93.45
合计		13.28	100

图 4.2-2 评价区域土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

（1）区域植被现状

按中国植被区划，工程所在区域属于干旱荒漠带，（XIII）暖温带荒漠区域，（B）暖温带西部极端干旱灌木、半灌木荒漠地带，（3）天山南麓-西昆仑山地半荒漠、草原区。本区的山前冲洪积扇区域分布着典型的盐柴类荒漠，主要是灌木、半灌木及小半灌木。工程区南部为绿洲人工植被。

表 4.2-3 区域主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 *Ephcdraceue*	膜果麻黄	*Ephecdra przcwalskii*
苋科 *Amaranthaceae*	尖叶盐爪爪	*Kalidium cuspidatum*
藜科 *Chenopodiaccae*	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*
	合头草	*Sympegma regelii*
柽柳科 *Tamaricaccae*	琵琶柴	*Rcaumuria soongaria*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Caragana halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
	锦鸡儿	*Caragana sinica*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼篷	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
	沙棘	*Hippophae rhamnoides*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*

科	种名	拉丁名
	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium kaschgaricum*
	小蓟	*Cirsium arvense*
	花花柴	*Karelinia caspia*
禾本科 *Gramineae*	戈壁针茅	*Stipa tianschanica*
	芦苇	*Phragmites australis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	獐毛	*Aeluropus sinensis*
	赖草	*Leymus secalinus*
	猪毛菜	*Kali collinum*
	芨芨草	*Neotrinia splendens*

（2）本工程评价区域植被特征

本工程评价区域大部分处于山前荒漠向绿洲的过渡地带，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应评价区域生境的植物生活型。根据调查，评价区域自然植被主要有 1 种植被型，即荒漠植被；4 个群系，即新疆绢蒿-戈壁针茅群系、短叶假木贼群系、合头草-尖叶盐爪爪群系、猪毛菜-琵琶柴群系等。具体内容见表 4.2-3。各群系主要分类如下：

表 4.2-3 评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系
荒漠	灌木荒漠	新疆绢蒿、戈壁针茅群系
	半灌木、矮半灌木荒漠	短叶假木贼群系
		合头草、尖叶盐爪爪群系
		猪毛菜、琵琶柴群系

图 4.2-3 评价区域植被类型图

①新疆绢蒿、戈壁针茅群系

新疆绢蒿（*Seriphidium kaschgaricum*）和戈壁针茅（*Stipa tianschanica*）是新疆荒漠生态系统中的典型物种，它们在形态特征、生境适应和生态功能上各有特点，共同支撑着干旱区的生物多样性。新疆绢蒿是一种半灌木，植株高 30-35cm，茎下部木质化且分枝多弯曲，叶片稍硬，下部叶呈长椭圆形并羽状全裂，上部叶狭线形；其头状花序组成开展的圆锥花序，花冠檐部红色，花果期为 8-10 月。该植物耐干旱贫瘠，多生长于海拔 1200 米以下的砾质坡地、戈壁、干河谷及河岸砾质滩地，根系与木质化结构使其能适应荒漠及半荒漠地带的土壤条件，成为干旱区生态系统中的常见种。戈壁针茅是一种多年生密丛草本，秆高 17-23cm，具 2-3 节，叶片纵卷如针状；圆锥花序紧缩，小穗浅绿色，花果期为 6-7 月。多生于石砾山坡或戈壁滩上，耐旱性强，常形成盖度 15-20%的草地群落，是山地草地上的优等饲用植物，各种家畜均喜食。在荒漠生态系统中，新疆绢蒿和戈壁针茅通过不同的适应策略维持稳定。两者常与其他物种如沙生针茅或木本猪毛菜组成群落，新疆绢蒿在荒漠化草原中作为建群种或伴生种，戈壁针茅则参与形成草原化荒漠草地，共同发挥水土保持和防风固沙作用。

②短叶假木贼群系

短叶假木贼（*Anabasis brevifolia*）是一种超旱生小半灌木，属于藜科或苋科假木贼属，植株高度可达 20cm，根系粗壮呈黑褐色，木质茎分枝灰褐色，小枝灰白色，当年枝黄绿色；叶条形半圆柱状，贴伏于枝，长 3-8cm，先端具半透明刺尖；花单生叶腋，花被片卵形，果时背面具膜质翅，颜色杏黄或紫红色；胞果卵形至宽卵形，黄褐色，种子暗褐色近圆形。分布与生境：短叶假木贼常见于戈壁、砾质山坡、冲积扇、干旱低山等荒漠生境，是建群种，能在石质荒漠等严酷环境中生长，形成稀疏低矮群落，盖度通常小于 1%，在水分较好处可与合头草形成放牧场，盖度 1%-3%，或与沙生针茅、盐生假木贼等构成草原化荒漠，总盖度 10%-15%。生态适应性：该植物抗旱、抗寒、耐贫瘠，喜光，生长缓慢，群居性强，繁殖方式为种子繁殖；在荒漠生态系统中具有固沙作用，适应高温干旱气候，年均温度约 6.5-7.6℃，年均降雨量约 98-112mm。群落特征与价值：短叶假木贼在荒漠群落中常形成短叶假木贼荒漠群系，与其他植物如戈壁藜、红砂等共存；其适口性良好，

是骆驼的优质饲草，马、牛、羊也采食，富含灰分可满足骆驼盐分需求，为荒漠地区骆驼三大抓膘饲草之一；同时具有防护价值，可用于防风固沙和生态恢复。

③合头草、尖叶盐爪爪群系

合头草（*Sympegma regelii*）和尖叶盐爪爪（*Kalidium cuspidatum*）是荒漠及盐碱地生态系统中的关键植物，其群系特征在形态、分布、生态适应性和功能上各有特点。合头草是一种半灌木，高 20-50cm，茎皮近木栓质并具条裂，叶互生呈圆柱状条形且肉质无毛，花两性簇生于单节间腋生小枝顶端，花被片 5 枚果期发育为膜质横翅，雄蕊 5 枚基部合生，子房瓶状具 2 钻状柱头，胞果圆形膜质，种子直立螺旋胚形无胚乳；根系主根粗壮发达，适应干旱环境。常见于荒漠草原亚带的盐渍化低地或盐生草甸，形成单优群落或伴生成分，伴生种包括短叶假木贼、沙生针茅等，群落总盖度通常为 10%-15%。其群系具有强抗逆性，耐寒耐旱，适口性良好，骆驼四季乐食，马、牛也喜食，是荒漠地区骆驼的三大抓膘饲草之一；在生态修复中可用于水土保持，但春季采食易引起臌胀病。尖叶盐爪爪是一种小灌木，株高 20-50cm，茎自基部分枝，枝灰褐色小枝黄绿色，叶片卵形长 1.5-3mm 顶端急尖稍内弯，花序穗状生于枝上部每苞片内有 3 朵花，花被合生上部扁平成盾状盾片成长五角形具翅状边缘，胞果近圆形果皮膜质，种子淡红褐色具乳头状突起；花果期 7-9 月，直根系发达主根深达 15-20cm 后分生侧根横向扩展。生长于荒漠及草原类型的盐碱地、盐湖边，能在 20cm 土层含盐量达 10%-30%的盐结皮土壤中形成单优群落，称为尖叶盐爪爪盐土荒漠，群落组成成分单纯伴生种有小果白刺、白茎盐生草等。其群系旱生耐盐碱能力强，青嫩时骆驼少量采食山羊偶尔采食，干枯后或制成干草则成为骆驼的主要饲料，马、驴、羊也可少量采食；植株可降低土壤盐分提升有机质，应用于西北盐碱地生态修复，入秋后叶片转红形成红色草甸景观。

④猪毛菜、琵琶柴群系

猪毛菜（*Salsolacollina Pall*）分布于天山南坡海拔 1200-2600m 的中低山和山前冲积平原，是当地砂砾质或砾石质荒漠草地的重要建群种之一。半灌木，多分枝；老枝木质，灰褐色，小枝草质，下部乳白色，上部为绿色。与琵琶柴（*Reaumuria songonica*）组成的草地类型：大面积分布在山前冲积平原上，草层高 20-45cm，总盖度 15%左右。

（3）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号文），评价区域无国家和地方保护植物。

（4）评价区域牧草地现状

评价区属于沙质温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木组成，下层混生有多年生和一年生草本植物。据调查，该区域草场为四季放牧场。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》标准，结合实地调查，牧草地面积约占 0.6%，主要分布在评价区域南部，属于二等五级草场，主要植被类型有新疆绢蒿、戈壁针茅、合头草、尖叶盐爪爪、猪毛菜、琵琶柴、短叶假木贼等，草场类型为：天然草场。

4.2.6 野生动物现状调查与评价

本工程评价区域位于天山南麓、塔里木盆地北部，地貌为低山丘陵和山前倾斜戈壁冲洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见下表。

表 4.2-4　区域主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	*Bufo viridis*		++	++		
南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*		++			
密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		++			
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*		++			
红沙蟒	*Eryx miliaris*				+	
鸟类	32 种					
鸢	*Milvus korschun*	R	＋	＋	＋	
苍鹰	*Accipiter gentiles*	B	±	±	＋	
普通鵟	*Buteo buteo*	W	＋	＋	＋	
红隼	*Falco tinnunculus*	R	＋	＋	＋	
石鸡	*Alectoris graeca*	B			++	
环颈雉	*Phasianus colchicus*	R			＋	
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*	B	±			
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*	R	＋		＋	
原鸽	*Columba livia*	R	＋	＋	＋	
欧斑鸠	*Streptopelia turtur*	B		＋		

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R		++		
大杜鹃	*Streptopelia turtur*	S		+		
楼燕	*Apus apus*	B		+	+	
戴胜	*Upupa epops*	R		+		
白翅啄木鸟	*Dendrocopos leucopterus*	B		±		
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	++	±	+	
凤头百灵	*Galerida cristata*	R	++	±	+	
角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+	±	+	
云雀	*Alauda arvensis*	B	±	±		
白鹡鸰	*Motacilla alba*	B	+	+	+	
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	±	+	+	
喜鹊	*Pica pica*	R		+	+	
黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	S	++			
寒鸦	*Corvus monedula*	W	±	++	+	
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	±	++	+	
树麻雀	*Passer montanus*	R		+	+	
黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R		+	+	
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+	+	+	
哺乳类	**12 种**					
草兔	*Lepus capensis*	—			++	
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*	—	±	+	+	
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	—	+			
小家鼠	*Mus musculus*	—		++		
褐家鼠	*Rattus noevegicus*	—		+		
灰仓鼠	*Cricetulus migratorius*	—		++		
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—	+			
狼	*Canis lupus*	—	±		±	
鹅喉羚	*Gazalla subutturosa*	—	±		±	

注：（1）R——留鸟　　B——繁殖鸟　　W——冬候鸟　　S——夏候鸟

（2）±：偶见种类　　+：常见种　　++：多见种

图 4.2-4 动物区划图

根据《国家重点保护野生动物名录》《新疆国家重点保护野生动物名录》，结合现场调查期间咨询当地野生动物主管部门和生态环境主管部门，评价区域共有重点保护动物 4 种，均为国家二级保护动物。见下表 4.2-5。

表 4.2-5 区域重点保护动物

序号	中文名	拉丁学名	中国保护等级
1	鹅喉羚	*Gazella subgsoni*	二级
2	鸢	*Milvus korschun*	二级

3	苍鹰	*Accipiter gentiles*	二级
4	红隼	*Falco tinnunculus*	二级

（1）鹅喉羚

鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年 12 月-翌年 1 月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。近几十年来，由于栖息地的丧失、过度捕猎及偷猎，全球范围内鹅喉羚种群数量锐减。我国于 1989 年将其列为国家二级保护动物，1994 年 IUCN 红色名录列为 LR 级（低危种），2006 年将其列为 VU 级（易危种）（IUCN，2006）。鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布（海拔 1300m-3000m），由于水源、食源丰富且分布广，气田区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，项目区鹅喉羚分布密度约 0.5 只/km^2。

（2）鸢

鸢又名老鹰、黑鸢、鹞鹰，体长约 650mm，上体暗褐杂以棕白色；耳羽黑褐色。下体大部分为灰棕色带黑褐色纵纹；翼下具白斑。尾叉状，翱翔时最易识别。多见于山区林地、城郊及居民点附近。天气晴朗时，常见其在天空翱翔。发现猎物，立即俯冲直下，以鼠、兔、蛙、鸟等为食。在高大乔木的顶端营巢。国内分布几遍及各地，终年留居。在气田区低山山区及农田绿洲边缘常见。

（3）苍鹰

苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽。除迁徙期间外，很少在空中翱翔，多隐蔽在森林中树枝间窥视猎物，一旦发现森林中的鼠类、野兔、雉类、榛鸡、鸠鸽类和其他中小型鸟类的猎物，则迅速俯冲，呈直线追击，用利爪抓捕猎获物。1997 年列入《华盛顿公约》CITES 濒危等级，2009 年列入《世界自然保护联盟》（IUCN）ver 3.1 鸟类红色名录，在气田区低山山区及农田绿洲边缘常见。

（4）红隼

红隼以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，红隼平常喜欢单独活动，尤以

傍晚时最为活跃。繁殖期为 5-7 月。在新疆为留鸟。属于小型猛禽，分布在山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野等，在气田区低山山区及农田绿洲边缘有分布。

4.2.7 水土流失现状调查与评价

（1）拜城县水土流失现状

根据《阿克苏地区水土保持规划（2020~2030）》，工程所在的拜城县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 4.2-6。由表可知，土壤侵蚀类型主要以轻度水力侵蚀为主。

表 4.2-6 工程所在区域土壤侵蚀分类分级面积统计表 （单位：km^2）

区县	侵蚀类型	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	合计
拜城县	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

根据新水水保〔2019〕4 号文件，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，本工程所在的拜城县属于II_3塔里木河流域水土流失重点治理区。

（3）水土流失成因

工程区南部地势平坦、北部相间分布有大大小小的季节性冲沟，地表地表裸露植被稀少，林灌草覆盖率较低，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）工程评价区域水土流失现状

根据工程区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，工程所在区域土壤侵蚀类型主要为轻度水力侵蚀，在春、秋风季伴随有风力侵蚀。依据自治区水土保持公报中土壤侵蚀现状图可知，工程评价区域土壤侵蚀强度为轻度。

图 4.2-5 评价区域土壤侵蚀图

4.2.8 土地沙化现状

新疆沙化土地类型多样，分布地域特征明显。从广阔无垠的沙漠到翰海戈壁乃至风蚀残丘、风蚀劣地，沙化土地种类齐全，类型各异。沙漠集中分布在高山相夹的两大盆地中，戈壁主要分布在山间盆地的山前洪积倾斜平原；盆地的边缘多为绿洲，众多的小绿洲被沙漠和戈壁包围，面临风沙的直接危害。戈壁是新疆仅次于沙漠的沙化土地类型，主要分布在阿尔泰山南麓、天山南北麓、昆仑山北麓、吐哈盆地和一些山间盆地的山前洪积倾斜平原，戈壁面积30622798.73hm^2，占沙化土地面积的 40.99%。沉积物以卵砾石为主。新疆分布较广的大戈壁有塔里木盆地边缘戈壁、准噶尔盆地边缘戈壁、噶顺戈壁、十三间房南湖戈壁和老爷庙戈壁等，其中噶顺戈壁是新疆最大的戈壁。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，工程区主体部分（井场及管线等）位于“非沙化土地区”；个别工程内容（大北 101 站场扩建、部分排水管线等）属于塔里木盆地边缘戈壁区，戈壁类型主要为砾质戈壁和沙砾质戈壁。

图 4.2-6　沙化土地类型分布图

4.2.9 主要生态问题调查

本工程所在区域北倚天山南麓，南接拜城盆地，地势北高南低、西高东低，海拔在 1200～1800m 之间，地貌由北向南跨越剥蚀低山丘陵-冲洪积平原区两大地貌单元，冲沟较发育，地形略有起伏。

工程所在区域内的生态环境十分脆弱，生态系统类型较少，主要为荒漠生态系统，以及评价区南部的农田生态系统和评价区东部的河流生态系统，生态系统稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

4.3 地下水环境现状调查与评价

本工程地下水环境影响评价工作等级为三级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)要求，需设置 3 个潜水监测点。根据区域水文地质勘探资料及《区域综合水文地质图》，区域潜水流向为由北向南方向，本项目所处位置为透水不含水层(评价范围内无地下水分布，本次评价选取距项目区最近的地下水监测井进行监测)。本次地下水环境质量现状调查引用《大北区块 2022 年产能建设项目(一期)环境影响报告书》（监测时间为 2022 年 12 月）与《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》（监测时间为 2024 年 2 月）中的地下水环境质量现状监测报告数据。引用的地下水监测点均与工程区的地下水在同一水文地质单元内，故引用的数据具有一定代表性。

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系（km）	坐标	监测时间	监测对象
1	大宛其农场12队水井	DB13-5 井排水管线终点西侧 6.5km（项目区侧向）		2022 年 12 月	潜水
2	大宛其农场 7 队水井	DB13-4 井排水管线终点南侧 1.4km（项目区下游向）		2022 年 12 月	潜水
3	科台克吐尔村北	北探 1 井北侧 9.7km（项目区上游）		2024 年 2 月	潜水

（2）监测时间及频率

监测点监测时间为 2022 年 12 月与 2024 年 2 月，监测 1 天，采样 1 次。

（3）监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L(pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度

1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	——
2	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
3	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
4	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
5	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2006） 4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	0.002 mg/L
6	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009） 方法 1 萃取分光光度法	0.0003 mg/L
7	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
8	砷		3×10^{-4} mg/L
9	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T 5750.6-2006） 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
10	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2006） 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0 mg/L
11	铅	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T 5750.6-2006） 11.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
13	镉	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T 5750.6-2006） 9.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
14	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
15	锰		0.01 mg/L
16	溶解性总固体	《地下水质分析方法 第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法》（DZ/T 0064.9-2021）	——
17	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2006） 1.1 酸性高锰酸钾滴定法 1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
18	硫酸根（硫酸盐）	《水质 无机阴离子(F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-})的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018 mg/L
19	氯离子（氯化物）		0.007 mg/L
20	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》（GB/T 5750.12-2006） 2.2 滤膜法	——
21	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》（GB/T 5750.12-2006） 1.1 平皿计数法	——
22	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.01 mg/L
23	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L

24	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
25	钠离子（钠）		0.02 mg/L
26	钙离子		0.03 mg/L
27	镁离子		0.02 mg/L
28	碳酸根	《地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
29	碳酸氢根		

4.3.2 地下水环境现状评价

4.3.2.1 评价标准与评价方法

（1）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。评价标准：各监测因子执行《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。

4.3.2.2 监测及评价结果

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-3。由表 4.3-3 分析可知，各监测期间区域地下水中监测因子均满足《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。

表 4.3-3 地下水监测与评价结果一览表

4.3.3.4 包气带污染现状调查

（1）监测布点

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场和已建场站，本次引大北处理站占地内外包气带土壤数据，监测时间为 2023 年 10 月。取样点在本项目所依托的阀组占地外 200m 处进行包气带分层取样调查。监测布点见表 4.5-4。

表 4.5-4 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
大北处理站占地范围内	0-0.5m　1.5-3m	污染控制点
大北处理站占地范围外	0~20cm	清洁对照点

（2）监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2023 年 10 月，监测一天，采样一次。

（3）监测分析方法

监测项目分析方法具体见表 4.5-5。

表 4.5-5 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油经(C_{10}-C_{40})的测定气相色谱法》	HJ1021-2019	6mg/kg

（4）监测结果

包气带监测结果见表 4.5-6。

表 4.5-6 包气带现状监测结果一览表单位：mg/L，pH 无量纲

监测点位		监测项目	监测值（mg/kg）		标准限值（mg/kg）	达标情况
大北处理站占地范围内	占地范围内（柱状样）	石油烃			4500	达标
监测点位						
大北处理站占地范围外	占地范围内（表层样）					

从表 4.3-6 调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.4 地表水环境现状调查与评价

本工程废水不外排，不涉及穿（跨）越地表水水域功能III类及以上水体，项目周边无地表水体，故不再开展地表水环境现状监测。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤理化性质调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目本工程北探 1 井场、DB13-5 排水管线沿线处与 DB13-4 排水管线沿线处附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.5-1 所示。土壤剖面调查见表 4.5-2 所示。

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点号		T1	T8	T9
层次				
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
实验室测定	pH（无量纲）			
	土壤容重（g/cm^3）			
	阳离子交换量（cmol+/kg）			
	氧化还原电位（mV）			
	饱和导水率(渗透率 K10)（cm/s）			
	总孔隙度（%）			

4.5.2 土壤环境质量现状调查及评价

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程土壤评价工作等级划为：拟建工程采气井场、采气管线土壤污染影响型评价等级均为三级，生态影响型评价等级均为二级。

根据评价区土壤类型图 4.5-1，结合工程所在区域土壤类型（棕钙土、石质土、棕漠土）的特点，以及土地利用方式，分为占地范围内和占地范围外进行评价。

（1）监测布点及监测项目

①占地范围内

布设 3 个表层样：T1~T3。

3 个柱状样：T4~T6。

②占地范围外

布设表层样 4 个：T7~T10。

本次监测布点中，T1 为棕钙土、T2 为石质土、T3 为棕漠土、T7 为棕钙土、T8 为石质土、T9 为棕漠土。包含工程所在区域的所有土壤类型。

具体监测点位及监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2 土壤监测点位及监测项目表

占地类型	深度	监测点位	检测因子
占地范围内	表层样	T1	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：pH+石油烃(C_{10}-C_{40})+土壤盐分含量
		T2	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：pH+石油烃(C_{10}-C_{40})+土壤盐分含量
		T3	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：pH+石油烃(C_{10}-C_{40})+土壤盐分含量
	柱状样	T4	pH+土壤盐分含量+石油烃(C_{10}-C_{40})
		T5	pH+土壤盐分含量+石油烃(C_{10}-C_{40})
		T6	pH+土壤盐分含量+石油烃(C_{10}-C_{40})
占地范围外	表层样	T7	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃(C_{10}-C_{40})

		T8	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃(C_{10}-C_{40})
		T9	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃(C_{10}-C_{40})
		T10	pH+土壤盐分含量+石油烃(C_{10}-C_{40})

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆昇腾环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2025 年 12 月。

（4）评价标准

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）(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

（5）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（6）监测及评价结果

具体监测及评价结果见表 4.5-4~4.5-5。

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位			T1		T2		T3	
采样深度			0-20cm		0-20cm		0-20cm	
检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
pH	无量纲							
总砷	mg/kg	60						
镉	mg/kg	65						
六价铬	mg/kg	5.7						
铜	mg/kg	18000						
铅	mg/kg	800						
总汞	mg/kg	38						
镍	mg/kg	900						
四氯化碳	μg/kg	2800						
氯仿	μg/kg	900						
氯甲烷	μg/kg	37000						
1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000						
1,2-二氯乙烷	μg/kg	5000						
1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000						
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000						
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000						
二氯甲烷	μg/kg	616000						
1,2-二氯丙烷	μg/kg	5000						
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10000						
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6800						
四氯乙烯	μg/kg	53000						
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840000						
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2800						

三氯乙烯	μg/kg	2800						
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	500						
氯乙烯	μg/kg	430						
苯	μg/kg	4000						
氯苯	μg/kg	270000						
1,2-二氯苯	μg/kg	560000						
1,4-二氯苯	μg/kg	20000						
乙苯	μg/kg	28000						
苯乙烯	μg/kg	1290000						
甲苯	μg/kg	1200000						
间/对二甲苯	μg/kg	570000						
邻二甲苯	μg/kg	640000						
硝基苯	μg/kg	76000						
苯胺	mg/kg	260						
2-氯酚	mg/kg	2256						
苯并[a]蒽	mg/kg	15						
苯并[a]芘	mg/kg	1.5						
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15						
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151						
䓛	mg/kg	1293						
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5						
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15						
萘	mg/kg	70						
石油烃	mg/kg	4500						
盐分含量	g/kg	16.2						

注：ND 为未检出

表 4.5-4 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位	监测层位	石油烃			盐分含量			pH		
		标准限值（mg/kg）	监测值（mg/kg）	Pi	标准限值（mg/kg）	监测值（mg/kg）	Pi	标准限值（无量纲）	监测值	Pi
T4	0~0.5m									
	0.5~1.5m									
	1.5~3.0m									
T5	0~0.5m									
	0.5~1.5m									
	1.5~3.0m									
T6	0~0.5m									
	0.5~1.5m									
	1.5~3.0m									

表 4.5-5 占地范围外土壤环境质量评价结果

监测点位				T7		T8		T9		T10	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值（农用地标准）	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH 值	无量纲	-								
2	汞	mg/kg	3.4								
3	砷	mg/kg	25								
4	铜	mg/kg	100								
5	镍	mg/kg	190								
6	镉	mg/kg	0.6								
7	铅	mg/kg	170								
8	锌	mg/kg	300								
9	铬	mg/kg	250								
10	全盐量	g/kg	-								
11	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500								

图 4.5-1 评价区土壤类型图

4.5.3 土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-6，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-7。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.5-8，区内土壤存在轻度碱化、中度碱化、重度碱化，重度盐化、极重度盐化的情况。

表 4.5-6 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量(SSC)/(g/kg)	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

表 4.5-7 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

表 4.5-8 土壤盐化、酸化现状

检测项目		pH	含盐量（SSC）/(g/kg)	盐化程度	碱化程度
T1	表层 0-0.2m	8.6			
T2	表层 0-0.2m	9.1			
T3	表层 0-0.2m	8.8			
T7	表层 0-0.2m	8.2			
T8	表层 0-0.2m	7.8			
T9	表层 0-0.2m	8.4			

检测项目		pH	含盐量（SSC）/(g/kg)	盐化程度	碱化程度
T10	表层 0-0.2m	7.9			

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 区域大气环境质量达标判定

本工程位于阿克苏地区拜城县，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价收集了 2024 期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度				达标
NO_2	年平均质量浓度				达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数				达标
PM_{10}	年平均质量浓度				超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度				达标

由表 4.6-1 可知，项目所在区域 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。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。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.6.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2019 年至 2023 年的距离本工程区最近的国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本

污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源，详见下表 4.6-2。

表 4.6-2 近五年环境空气质量现状变化单位：μg/m³（标注除外）

污染物	年评价指标	二级标准(μg/m³)	现状浓度(μg/m³)				
			2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
PM_{10}	年平均质量浓度	70					
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35					
SO_2	年平均质量浓度	60					
NO_2	年平均质量浓度	40					
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000					
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160					

引用 2019 年~2023 年阿克苏国控点数据分析，项目所在地 SO_2、NO_2、CO、O_3 均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；PM_{10}、$PM_{2.5}$ 均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

4.6.3 其他污染物环境质量现状数据

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在项目区布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测。监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位基本信息见表 4.6-3。

表 4.6-3 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测因子	环境功能区	备注
		1 小时平均		
1	北探 1 井场	非甲烷总烃、硫化氢	二类	实测

（2）监测时间及频率

实测数据：2025 年 11 月 22 日至 11 月 28 日，监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时平均浓度，每天检测 4 次，具体时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.6-4。

表 4.6-4 环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》	GB11742-1989	mg/m^3	
2	非甲烷总烃	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃测定直接进样-气相色谱法》	HJ604-2017	mg/m^3	

4.6.4 各污染物环境质量现状评价

（1）评价因子

评价因子为非甲烷总烃、硫化氢。

（2）评价方法

采用最大浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：Pi——i 评价因子最大占标百分比；

Ci——i 评价因子最大监测浓度($\mu g/m^3$)；

Cio——i 评价因子评价标准($\mu g/m^3$)。

（3）评价标准

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

（4）其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.6-5。

表 4.6-5 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准($\mu g/m^3$)	监测浓度范围($\mu g/m^3$)	最大浓度占标率/%	达标情况
北探 1 井场	非甲烷总烃	1 小时平均	2000			达标
	硫化氢	1 小时平均	10			达标

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

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在新建井场进行声环境质量现状监测，在现有老井进行厂界噪声监测。具体布置情况见表 4.7-1。

表 4.7-1 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位（个）	监测因子
1	北探 1 井场	东场界	1	$L_{Aeq,\ T}$
2		南场界	1	
3		西场界	1	
4		北场界	1	

（2）监测因子

等效连续 A 声级。

（3）监测时间及频率

2025 年 11 月 23 日，昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00～24:00，夜间监测时段为 24:00～次日 08:00，声环境质量现状监测时间不少于 10 分钟，厂界噪声监测时间不少于 1 分钟。

（4）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的规定进行。

4.7.2 声环境现状评价

（1）评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008）中 2 类区标准，现有井场执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类区标准。

（2）声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.6-6。

表 4.6-6 声环境质量现状监测及评价结果一览表单位：dB（A）

序号	监测点位置	昼间	夜间

			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	北探 1 井场	东厂界			达标			达标
2		北厂界			达标			达标
3		西厂界			达标			达标
4		南厂界			达标			达标

由表 4.6-6 分析可知，新建井场声环境背景值监测值昼间为 45dB(A)，夜间为 39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；北探 1 井场厂界噪声监测值昼间为 53.1～54.9dB(A)，夜间为 45.8～48.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类区标准。

图 4.7-1 监测点位图

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

本工程总占地约 20.11hm^2，其中永久占地 1.466hm^2、临时占地 20.408hm^2。占地类型为裸土地、天然牧草地等。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

5.1.1.2 对植被的影响分析

本工程中井场建设、管线敷设工程建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对区域植被造成一定的影响。本工程对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的辗压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物质在植物地上器官（叶、茎、花和果实）沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生

态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

（2）施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低。

（3）施工期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、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围（施工范围）内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，造成水土流失现象，可能有以下几种途径。

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，遇降雨季节，增加水土流失的可能性；其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施工作业中大型机械大面积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地表裸露。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。

（4）生物量损失

本工程占地类型为裸土地、天然牧草地等。参照《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，26（12）：4153-4163），结合区域相关资料，天然牧草地区域植被生物量参照 2.2t/hm^2、裸土地植被生物量参照 0.75t/hm^2，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：

$$Y = S_i \bullet W_i$$

式中：*Y*——生物量损失，t；

Si——占地面积，hm^2；

Wi——单位面积生物量，t/hm^2。

生物量损失见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量(t/hm^2)	占地(hm^2)	植被损失(t)
天然牧草地	2.2	DB13-4 井场永久占，0.24hm^2	8.87
		DB13-4 集气管线，1.21hm^2	
		DB13-4 部分电力线，2.58hm^2	
裸土地	0.75	其余工程，16.08hm^2	12.06
合计		20.11	20.93

经核算，本工程将造成约 20.93t 生物损失。工程区的植被损失主要来自临时占地，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

本工程开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

工程内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，工程开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范

围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.1.4 井场建设对生态环境的影响

本工程部署 3 口井，通过邻近区域已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；20cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 20cm 深度处。

5.1.1.5 管线建设对生态环境的影响

工程新建 5.2km 输气管线、17.24km 排水管线，从管线途经区域两侧各 300m 评价范围的现状调查结果来看，沿线植被类型主要为盐柴类半灌木组，植被主要为合头草、尖叶盐爪爪、新疆绢蒿、戈壁针茅、猪毛菜、琵琶柴、短叶假木贼等，沿线土壤水力侵蚀轻度敏感。在管道敷设过程中，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。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围内的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.1.6 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4 号，工程所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春季为多风季节，尤其是春季大风频繁，而此时降水稀少，因而地表物质易被风力吹扬，风沙活动影响区域油区公路、管线、井场等设施。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.1.7 防沙治沙影响分析

按照《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024 年 12 月 3 日发布，2025 年 1 月 1 日施行）及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138 号)中相关要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

（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

本工程新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.2km 输气管线、17.24km 排水管线，并在大北 101 集气站新建低压分离器橇分离，新建压缩机集中增压，以及配套的电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防等公用工程。

②项目区地理位置、范围和面积

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，本工程总占地约 20.11hm^2，其中永久占地 1.466hm^2、临时占地 20.408hm^2。

③项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本工程位于天山南麓、塔里木盆地北部，地貌为低山丘陵和山前倾斜戈壁冲洪积平原。分布有合头草、尖叶盐爪爪、新疆绢蒿、戈壁针茅、猪毛菜、琵琶柴、短叶假木贼等。拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系—新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。

（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

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，工程区主体部分（井场及管线等）位于“非沙化土地区”；个别工程内容（大北 101 站场扩建、部分排水管线等）属于塔里木盆地边缘戈壁区，戈壁类型主要为砾质戈壁和沙砾质戈壁。

②项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表基本无植被覆盖，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本工程占地范围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。

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，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2 运营期生态影响分析

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

（1）对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

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，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2～3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

（3）特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

运营期影响主要集中在井场内，运营期采出水、井下作业废水等均不外排，落地油妥善处置；同时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。因此不会对生态环境产生明显不利影响。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终本工程将进入退役期。当工程开发接近尾声时，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工程区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。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。

5.1.4 生态影响评价结论

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；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.1.5 生态影响评价自查表

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰□；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构 ） 生境☑（地表扰动 ） 生物群落☑（物种组成、群落结构等 ） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等 ） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他☑（土地沙化、水土流失、土壤盐渍化等）
评价等级		一级□二级□三级☑生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（13.28）km^2；水域面积：（）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季☑ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

（1）地下水赋存条件

区域地处拜城盆地，拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系-新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。部分地区为不含水区。

拜城盆地海拔高程 1180～1400m，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位埋深急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80 多 m。

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

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

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

（2）地下水埋藏规律

调查评价区位于木扎提河冲积洪积平原区。

大桥乡以西的木扎提河冲洪积平原区（包括老虎台洼地），组成岩性为上更新统及中更新统卵砾石层，厚度 150～400m。据钻孔资料，在老虎台洼地一带，含水层岩性为卵石粒径在 9~15cm，含水层岩性分选差,磨圆度中等,该区域地下水的埋深普遍较大，均在 50-100m。在察尔其乡一带,含水层主要是卵石、砾卵石层，卵石直

径 6~8cm 或 10~20cm，最大可达 25~35cm，分选性差，其富水性在南北近山前要小于平原的中部，单位涌水量在南部的十六连是 2.54L/s•m，向中部至九连一带为 3.45 L/ s•m，地下水埋深均大于 20m。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好，单位涌水量为 12.64 L/s•m，地下水埋深较上游的九连变小，在 5~7m 左右。察尔其镇以北向着大宛齐方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，地下水埋深大于 10m，单位涌水量为 0.53 L/s.m，并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，单位涌水量在 5.11~14.82 L/ s•m 之间，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93~14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗料变小，含水层岩性以砂砾石层主为，单位涌水量在 5.31~7.61 L/ s•m 之间，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m。

根据区内勘察资料中 1、3、4 号孔的历史抽水试验资料，渗透系数为 6.94~9.83m/d。

（3）含水层的分布特征

由于强烈的新构造运动，拜城盆地山前凹陷带内接受了大量的来自北部山区的堆积物，形成巨大的松散堆积层。基底为古近系-新近系。稀少的降雨对地下水的补给作用不大，源自高山冰川和源自中、低山区的木扎提河、喀普斯浪河等流入盆地后，河水大部渗漏补给地下水，使盆地内储藏有丰富的地下水。

根据气田区域的勘察报告，因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制，工程所在的拜城盆地北部高基底上的Q_1地层构成了透水不含水层，根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内存在两种类型的地下水：第四系单一结构松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙-孔隙水。

北探1、DB13-5、DB13-4井均位于透水不含水地带。

①第四系单一结构松散岩类孔隙水

水量丰富区（1000~5000m³/d）：分布在木扎提以南的平原区和喀普斯浪河冲积扇中上部。含水层是中、上更新统卵砾石层，含水丰富，根据历史钻孔抽水资料，单井推算涌水量为1035.85m³/d~4033.57m³/d。

②古近系-新近系碎屑岩类裂隙-孔隙水

水量贫乏：富水性不均，推算水量一般小于100m³/d。拜城盆地内该含水层埋藏极深,据物探和剖面分析，山前地带潜水埋藏深度一般均在50一100m或大于 100m,在盆地则埋藏于中上更新统卵石含水层之下150-380m厚度为85~560m。评价区水文地质图见图5.4-1。

图 5.4-1　评价区水文地质图

（4）地下水的补给、径流和排泄条件

木扎提河冲洪积平原上、中部单一巨厚的卵砾石带是地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为这两条河流的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给，而降水入渗补给微乎其微。

项目区为透水不含水层，项目区南部的地下水的径流方向为从西北向东南。因含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水水力坡度约 5%。地下水一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则向南排泄至木扎提河中。

（5）地下水化学特征

第四系松散岩类孔隙水：区域内第四系潜水主要接受北部库如木扎提河、喀普斯浪河的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给。受构造、地形条件、地下水的补、径、排条件、含水层岩性等因素影响，潜水的化学类型自西向东、自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

碎屑岩类裂隙孔隙水：分布在评价区北部的克孜尔低山丘陵区和南部的却勒塔格丘陵区。因低山丘陵区降水少，新近系（N）地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水化学类型普遍呈 $Cl\cdot SO_4$ 型和 Cl 型水。

（5）地下水动态特征

区域内潜水水位动态按成因可分为气候型、径流型、开采-径流型、水文-开采型共 4 种类型。

①气候型

主要分布在木扎提河冲洪积平原中部，地下水动态特征与降水关系密切，水位峰值滞后于降水峰值，年内水位变幅大。一般高水位期出现在 9-11 月，低水位期出现在 4-7 月，地下水动态变化过程较降水量变化滞后 2-3 个月，年变幅达 2-5m。

②径流型

主要分布在调查评价区洪积平原上，地下水水位受暴雨洪流或冰雪融水补给地下水影响，年内变幅小。高水位期出现在 10-1 月，低水位期出现在 4-8 月，年变幅为 0.28-2.20m，地下水动态变化过程较降水量变化滞后 3-5 个月。

③开采-径流型

主要分布在冲洪积平原中部，地下水开采强度一般的地段。地下水水位除了受暴雨洪流或冰雪融水补给外，还受到人为开采的影响，年内水位变幅较大。高水位一般出现在 9-12 月，低水位出现在 4-8 月，年变幅为 0.46-5.11m。

④水文-开采型

主要分布在木扎提河中下游，临近河流的开采地段。该处地下水主要受河流和人为开采的影响，高水位期为 8-9 月，低水位期为 5-6 月，年内水位变幅较小，为 0.49。

（6）地下水化学特征

①单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

区域内潜水的水化学类型，自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水→硫酸盐水。

$HCO_3 \cdot SO_4$ 型水：呈片状东西向分布于区域的南部，水化学类型为 $HCO_3 \cdot SO_4$ 型水，潜水矿化度较低，为 0.62～0.84g/L，水质为淡水。

$HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4$ 型水：呈片状东西向分布于区域的中部，水化学类型为 $HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4$ 型水，潜水矿化度较低，为 0.37～0.51g/L，水质为淡水。

$SO_4 \cdot HCO_3$ 型水：呈条带状南北向分布于区域北部的山区沟谷内，水化学类型为 $SO_4 \cdot HCO_3$ 型水，潜水矿化度为 0.42～0.64g/L，水质为淡水。

②碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水呈窄条状分布在区域北部的低山丘陵区，地下水的矿化度多为 3.0～10.0g/L，水质为半咸水，水化学类型为 $Cl \cdot SO_4$ 型水。

（7）包气带污染状况调查

本项目在气田区域内进行扩建。根据历史勘察资料，区内包气带厚度自北向南逐渐减小，山前的戈壁滩地带，包气带的岩性为砂砾石层，垂向渗透系数较大，变化范围 1.2×10^{-3}cm/s～1.4×10^{-3}cm/s，平均为 1.2×10^{-3}cm/s，大于 10^{-4}cm/s，因此，区内包气带防污性能属于“弱”类。根据本工程区内包气带土壤环境质量调查结果，区内包气带的土壤环境质量现状可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。石油烃（C_{10}~C_{40}）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

（8）区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，监测期间区域地下水中监测因子均满足《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。

（9）评价区地下水开发利用情况

根据调查，拜城县居民个人开采地下水情况很少，居民饮用水水源主要采用集中形式供水，各水源集中供水井主要沿河流冲洪积扇分布。根据调查，距离工程区最近的水源地为 DB13-4 井南部方向 10km 处的大宛其农场 8 大队水井。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）管道施工对地下水影响分析

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

（3）施工设备漏油对地下水环境影响

施工设备漏油，可能经包气带渗漏至潜水层进而污染地下水质。为防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染，采取措施包括： 对存放油品储罐地面油污专门收集，施工结束后统一委托持有危险废物经营许可证的单位处置；加强设备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油： 机械设备若有

泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一清运处理。正常情况下不会对区内地下水产生影响。

综上，本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）管道运营对地下水环境的影响

运营期管线埋设于地下，运营期间无废水产生。管道防腐设计严格按照相关规定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，输运的介质不会与地下水发生联系，正常状况下对地下水环境不会造成影响。

（2）油泥（砂）

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木气田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程落地油100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由于气田区气候干旱少雨，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。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

（3）废水

根据工程分析，本工程产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本工程采出水及井下作业废水依托大北天然气处理厂生产废水处理系统处理，最终达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)要求后回注地层。结合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。一般不会对区内第四系含水层的水环境产生影响。

本工程正常状况下，定期开展井筒、管道完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，严防污水、油品下渗，严格按照报告中提出的“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则进行地下水污染防控，本工程废水向地下渗透将得到很好地控制，不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此，在正常状况下，在做好各区域防渗的基础上，不会对场地包气带及地下水环境造成明显影响。

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测”。

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

气田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的气田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对气田区地下水体均可能产生污染的风险。

气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）情景 1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油井、注水井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃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

过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

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

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

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

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物迁移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

$erfc$(　)—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砾石。本次评价水文地质参数主要通过气田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-2。

表 5.2-2　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.23m/d	地下水的平均实际流速u= KI /n，根据区内勘察资料中1、3、4号孔的历史抽水试验资料，6.94~9.83m/d，本次预测取9.83m/d。项目区下游的冲洪积扇的地下水的水力坡度约5‰。
2	D_L	纵向弥散系数	$2.3m^2/d$	D_L=αLu，aL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1～10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	21.6%	依据《水文地质手册》，砾石孔隙度为0.27，确定区域有效孔隙度取27%，根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小10%~20%，因此本次取各类岩性中相对最小的有效孔隙度0.27×0.8=0.216，本次有效

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
				孔隙度取21.6%。
4	t	时间	计算发生渗漏后1d、100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，参照美国石油协会石油烃标准化工作组TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取18 mg/L为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。检出限为0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（1 天、100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-3，图 5.2-2。

表 5.2-3　　预测结果统计表（情景 1）

污染物	预测时间	超标距离(m)	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	1d	6	7	
	100d	85	95	无
	1000d	424	456	无
	3650d	1206	1268	无

图 5.2-2　　发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 1d、100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 6m、85m、424m、1206m，影响距离分别为 7m、95m、456m、1269m，影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，其中持续泄露 1d 以内的影响范围均在井场范围内，不会影响范围到外环境。若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。生产期间，采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法，可将套损发现时间缩短至数小时内，确保在套损发生后，及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下，窜层对地下水的影响不会超出井场场界，属可接受范围。

（2）情景 2：渗透污染（泄漏）

本项目所建管线输送的物质主要为回注水和湿气，含有少量凝析油、凝析水、饱和水蒸气，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油、采出水等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。地面工程的泄漏一般是由基座渗漏或阀门等泄露引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。凝析油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。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。

根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，对于质地粗、吸附能力相对弱的风沙土、棕漠土,尽管污水下渗速度很快,但土体对石油类污染物仍然具有很强的吸附截留能力，对石油类的截留作用很大，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，一般富集在 0-20cm 的土层中；评价区内土壤类型为棕钙土、棕漠土和石质土，气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。故本工程泄露的石油类污染物基本不会穿透包气带迁移至地下

水含水层中。另外，根据油田公司作业要求，落地油一旦产生均及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

本工程井场采取了防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可快速清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，使影响范围控制在气田内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采气设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采

取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

根据工程分析，在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为管线试压废水和生活污水。

（1）生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至当地生活污水处理厂处理，不外排。

（2）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。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，项目开发建设产生的废水不排入地表水体，因此，本工程在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水通过油气集输管道进入大北天然气处理厂处理后回注地层；井下作业废水收集后送大北天然气处理厂污水处理系统处理。

根据工程分析，本工程运营期新增采出水最大量为 11.52×10^4 万 t/a，井下作业废水量为 114t/a，采出水输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理，达到达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)要求后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，大北天然气处理厂污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本工程采出水及井下作业废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本工程的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他☑	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□

5.4 土壤环境影响分析

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是钙土，植被覆盖度较高，土壤受盐化影响，肥力较弱，无法用于农田种植，因此，当地土壤不具备农业生产价值，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

（2）井场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油气田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（3）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（4）水土流失及沙化影响分析

气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、

地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括井场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 土壤污染途径

本工程为天然气开采项目，为污染影响型。运营期本工程采用密闭集输系统进行水气集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

气田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，气田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的

时间使土壤环境得到恢复。

5.4.2.2 正常工况下土壤环境影响分析

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本工程正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.4.2.3 非正常工况下土壤环境影响分析

非正常状况情景与地下水预测情景相同，运行期主要考虑集输管线出现破损，凝析油下渗对土壤环境的影响。

（1）渗漏源强设定

根据工程相关设计，为最大限度预测污染物长期运移扩散情况，本次模拟以 1825 天的污染物扩散期为模拟期，得到污染物浓度变化过程与规律，为评价本工程对土壤环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。土壤污染预测源强详见表 5.4-1。

表 5.4-1　土壤预测源强一览表

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

（2）包气带岩性及厚度

本工程所在的土壤类型棕钙土、棕漠土、石质土，本次预测以占地面积最大的棕钙土，因此本工程包气带岩性详见表 5.4-2。

表 5.4-2　本工程包气带岩性

土层 m	层厚度 m	岩性
0-50	**50**	**棕钙土**

（3）建立数学模型

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

一维非饱和溶质运移模型控制方程如下：

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

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—土壤水动力弥散系数，m^2/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿 Z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

预测条件

b）初始条件

$c(z,t)=0 \quad t=0，L\leq z<0$

c）边界条件

第一类 Dirlchlet 边界条件

$c(z,t)=c_0 \quad t>0，z=0$(适用于连续点情景)

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

第二类 Neumann 零梯度边界

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

（2）预测结果

该情景下设定石油烃为预测因子，利用 HYDRUS-1D 运行溶质运移模型，将相关土壤参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 1825 天。

图 5.4.1 土壤岩性概化分布图

本次预测分别在不同深度布设浓度监控点，N1：0m，N2：3.5m，N3：12m，N4：20m，N5：37.5m，N3：49.5m。模拟结果如图 5.4.2 所示。

图 5.4.2 石油烃在不同时间沿土壤迁移情况

根据预测结果可知，石油烃浓度最大值为 0.001739mg/cm^3，换算后为 1.3×10^{-6}mg/kg，远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值 4500mg/kg。

表 5.4-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☑ ；生态影响型 □ ；两种兼有 □				--
	土地利用类型	建设用地 □ ；农用地 ☑ ；未利用地 ☑				--
	占地规模	1.466hm^2（永久占地）				中型
	敏感目标信息	项目井场及管线外延200m 范围				--
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（ ）				--
	全部污染物	石油烃				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 □；II类 ☑；III类 □；IV类 □				--
	敏感程度	敏感 ☑；较敏感 □；不敏感 □				--
评价工作等级		一级 □；二级 ☑；三级 □				--
现状调查内容	资料收集	a） ☑；b） ☑；c） ☑；d） ☑				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	--
		表层样点数	3	4	（0-0.2m）	
		柱状样点数	3	0	（0-3m）	
	现状监测因子	（GB36600-2018）45项基本项目、（GB15618-2018）9项基本项目以及石油烃				--
现状评价	评价因子	（GB36600-2018）45项基本项目（GB15618-2018）9项基本项目以石油烃				--
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（ ）				--
	现状评价结论	厂区内各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600、GB15618。				--
影响预测	预测因子	石油烃				--
	预测方法	附录 E□；附录 F □；其他（ ）				--
	预测分析内容	影响范围（/） 影响程度（/）				--
	预测结论	达标结论：a）☐；b）☐；c）√ 不达标结论：a）☐；b）☐				--
防治措	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	--
		1	石油烃		1次/5年	

施	信息公开指标	--	
评价结论		可以接受☑；不可以接受□	--
注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期环境空气影响分析

5.5.1.1 施工扬尘

在整个施工期，产生扬尘的作业有土地平整、开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸和搅拌等过程，如遇干旱无雨季节，加上大风，施工扬尘将更严重。

据有关调查显示，施工工地的扬尘主要由运输车辆的行驶产生，约占扬尘总量的 60%，并与道路路面及车辆行驶速度有关，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 50m 以内，如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，可使扬尘减少 70%左右，表 5.5-1 为施工场地洒水抑尘的试验结果，结果表明实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20～40m 范围。另外，为控制车辆装载货物行驶对施工场地的影响，可在车辆离开施工场地时在车身相应部位洒水清除污泥与灰尘，以减少粉尘对外界的影响。

表 5.5-1 施工场地洒水抑尘试验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/Nm³）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

施工扬尘的另一种情况是建材的露天堆放和搅拌作业，这类扬尘的主要特点是受作业时风速度影响，因此，禁止在大风天进行此类作业及减少建材的露天堆放是抑制这类扬尘的有效手段。

此外，在建筑材料运输、装卸、使用等过程中做好文明施工、文明管理，尽量避免或减少扬尘的产生，防止区域环境空气中粉尘污染。

5.5.1.2 焊接、打磨废气

在设备、管道对接工序过程中产生少量焊接废气、打磨废气，污染物主要为颗粒物。设备、管道对接工序作业时间一般都较短，从影响范围和程度来看，对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，项目所在区域扩散条件良好，焊接、打磨废气很快被空气稀释，且大气污染物随设备、管道对接工序的结束而消失，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

5.5.1.3 施工机械及运输车辆排放的废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_X 等。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随施工期的结束而消失，项目进入运行阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

项目施工阶段呈现出分区域、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，施工机械及运输车辆排放的废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。

5.5.1.4 储层改造废气

储层改造过程中酸化压裂作业需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

5.5.1.5 测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放喷。测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO_2、NOx 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。

5.5.2 运营期环境空气影响分析

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

本工程分布于阿克苏地区拜城县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可采用拜城县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用拜城县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-2。

表 5.5-2 观测气象数据信息

（1）风速

拜城县气象站的年平均风速为 1.37m/s，春夏季风速最大，其中以 6 月份和 7 月份风速最大（1.74m/s），以 11 月份风速最小（1.2m/s），区域各月平均风速统计见表 5.5-3。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.5-1。

表 5.5-3 拜城县各月平均风速统计表

图 5.5-1 拜城县全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向和风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

拜城县各季及全年各风向频率统计情况见表 5.5-4，风向频率玫瑰图见图 5.5-2。

表 5.5-4 拜城县各月、各季、全年各风向频率

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

由各季、全年风向玫瑰图可以看出：全年盛行以 NNE-NE-NNE 方向的风向，其风向角合计频率达 32.04%。全年静风频率为 12.98%，其中，秋季最高 20.88%，其次为冬季 13.46%，夏季最少 6.52%。

图 5.5-2 拜城县各季、全年风向玫瑰图

5.5.2.2 大气环境影响预测

（1）预测因子

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为生产过程中无组织排放的非甲烷总烃。

（2）预测模式

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。

（3）污染源参数

本工程运营期的废气排放源主要为集气站、井场在集输过程中无组织废气排放。本工程井场布置形式相同，无组织挥发面源源强相同（按前两年无组织排放量最大考虑），各井场、站场土地利用类型主要为天然牧草地和裸地，因此本次评价选取代表性井场对 DB13-4 井场、DB13-5 井场及大北 101 集气站产生的无组织废气烃类进行预测分析。本工程估算模型参数见表 5.5-5。根据工程分析，无组织废气污染物排放参数见表 5.5-6。

表 5.5-5 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（°C）		41.2
最低环境温度（°C）		-24.2
土地利用类型		天然牧草地/裸土地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（o）	/

表 5.5-6 无组织废气排放参数一览表

面源	面源起点坐标/m	面源海	面源	面源	与正	面源	年排	排	评价	排放

名称	经度(°)	纬度(°)	拔/m	长度/m	宽度/m	北向夹角/°	有效排放高度/m	放小时数/h	放工况	因子	速率/(kg/h)
DB13-4 井场			1891	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0067
DB13-5 井场			1928	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0067
大北 101 集气站			1676	30	12	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.001

（4）预测结果

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果见表 5.5-7。

表 5.5-7 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
DB13-4 井场	非甲烷总烃	31.732	2000	1.58	1.58	24
DB13-5 井场	非甲烷总烃	32.049	2000	1.6	1.6	24
大北 101 集气站	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	19

根据预测结果可知：NMHC 最大地面浓度点预测浓度 32.049μg/m³，最大占标率 1.58%。本工程正常工况下排放的 NMHC 下风向最大落地地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（2000μg/m³）。

烃类无组织排放是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本工程生产过程采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的影响。

5.5.2.3 大气环境影响小结

烃类的无组织排放是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本工程生产采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中 NMHC 满足标准限值要求。根据预测结果可知，污染物的最大落地浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小，因此本工程运营期无组织排放的 NMHC 对周围环境空气影响较小。

5.5.2.4 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量见表 5.5-8。

表 5.5-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m³）	
无组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	密闭集输，日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	井场外 4.0mg/m³	0.0211（前两年） 0.103（两年后）

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-9。

表 5.5-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□		
	评价范围	边长=50km□		边长5~50km□		边长=5km□		
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		＜500t/a□		
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC）				包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录D☑	其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□		
	评价基准年	（2023）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源☑ 本工程非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□		边长5~50km□			边长=5km□	
	预测因子	预测因子（NMHC）				包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$☑		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100%□		

工作内容		自查项目			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大占标率＞10%□	
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□	$C_{本项目}$最大占标率＞30%□	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（）h	$C_{非正常}$占标率≤100%□	$C_{非正常}$占标率＞100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k＞-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC）	有组织废气监测□ 无组织废气监测☑		无监测□
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）		无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受☑不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（井场）厂界最远（）m			
	污染源年排放量	SO_2：（0）t/a	NO_X：（0）t/a	H_2S：（）t/a	VOCs：0.0211t/a（前两年）0.103t/a（两年后））
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

（1）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：

LP（r）=LP（r0）-20lg（r/ro）

式中：LP（r）——预测点处声压级，dB（A）；

LP（r0）——参考位置 ro 处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

ro——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算本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 5.6-1。

表 5.6-1　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB（A）]									
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	1000m	1500m	2000m
1	挖掘机	76	72.5	68.1	62.1	58.6	56.1	54.2	—	—	—
2	装载机	72	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—
3	吊装机	70	66.5	62.1	56.1	52.6	50.1	48.2	—	—	—
4	运输车辆	76	72.5	68.1	62.1	58.6	56.1	54.2	—	—	—

根据表 5.6-1 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，施工期间昼间距施工设备 100m、夜间距施工设备 500m 可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求。从声环境影响角度，项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声源主要为井场采气树和加热炉噪声、大北 101 集气站新建压缩撬、排水增压泵和分离橇噪声；因三口井井场布置类似，本次环评选择北探 1 井进行噪声预测。

5.6.2.1 预测模式

（1）室外声源

a）根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点

的声级：

$$L_p(r) = Lw + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级L_w的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置r_0处的声压级，dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级L_w的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的A声级$L_A(r)$可按下式计算：

$$L_A(r) = 10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8} 10^{0.1[L_{pi}(r) - \triangle L_i]}\right\}$$

式中：$L_A(r)$—距声源r处的A声级，dB（A）；

$L_{pi}(r)$—预测点（r）处，第i倍频带声压级，dB；

$\triangle L_i$—第i倍频带的A计权网络修正值，dB；

c）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

$$L_A(r)=L_A(r_0)-A_{div}$$

式中：$L_A(r)$—距声源r处的A声级，dB（A）；

$L_A(r_0)$—参考位置r_0处的A声级，dB（A）；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

d）工业企业噪声计算

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，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在T时间内i声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在T时间内j声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

f）噪声预测点位

本评价预测噪声源对井场厂界四周噪声贡献值。

（2）室内声源

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）对室内声源的预测方法，声源位于室内，室内声源可采用等效室外声源声功率级法进行计算。

a)计算某个室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级：

$$L_{oct,1} = L_{woct} + 10\lg\left(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R}\right)$$

式中：$L_{oct,1}$ — 某个室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_{woct} — 某个声源的倍频带声功率级，dB；

r_1 — 室内某个声源与靠近围护结构处的距离，m；

R — 房间常数，m^2；

Q — 方向性因子。

b)计算所有室内声源在靠近围护结构处产生的总倍频带声压级：

$$L_{oct,1}(T) = 10\lg\left[\sum_{i=1}^{N} 10^{0.1L_{oct,1(i)}}\right]$$

c)计算室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{oct,2}(T) = L_{oct,1}(T) - (TL_{oct} + 6)$$

d)将室外声级$L_{oct,2}(T)$和透声面积换算成等效的室外声源，计算等效声源第 i 个倍频带的声功率级L_{woct}：

$$L_{woct} = L_{oct,2}(T) + 10\lg S$$

式中：S — 透声面积，m^2。

e)等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_{woct}，由此按室外声源方法计算等效室外声源在预测点产生的声级。

f)本评价预测大北101集气站内压缩撬、增压泵和分离撬对厂界四周噪声贡献值。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

拟建项目噪声源参数见表5.6-2和表5.6-3。

表5.6-2　　采气井场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）[dB（A）]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采气树	--	220	205	1.2	85	基础减振	昼夜
2	加热炉	--	204	205	1.2	85	基础减振	昼夜

表5.6-3　大北101集气站新增噪声源参数一览表(室内声源)

声源名称	数量(台/套)	中心坐标(X，Y，Z)	噪声源强[dB(A)]	降噪措施
压缩撬	2	(223，302，1.2)	90	室内安装、基础减振
增压泵	2	(237，287，1.2)	90	
分离撬	1	(252，302，1.2)	90	

5.6.2.3 环境数据

噪声传播的环境参数见表 5.6-4。

表5.6-4　环境数据

年平均风速	主导风向	年平均气温	年平均相对湿度
2.0m/s	东北风	11.3℃	51%

5.6.2.4 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表5.6-5和表5.6-6。

表5.6-5　采气井场噪声预测结果一览表　单位：dB（A）

评价点		预测时段	本工程贡献值	标准值	达标情况
采气井场噪声	东场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	南场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	西场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	北场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标

表5.6-6　大北101集气站噪声预测结果一览表　单位：dB(A)

评价点		预测时段	本工程贡献值	标准值	达标情况
大北101集气站噪声	东场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	南场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	西场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标

	北场界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标

由表 5.6-5 和表 5.6-6，采气井场噪声源对场界的噪声贡献值为 30.0~41.0dB（A），大北 101 集气站新增噪声源对场界的噪声贡献值为 22.8~33.8dB（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。

5.6.2.5 事故放空时噪声对环境的影响

放空是集气站在设备检修、超压等非正常工况发生时采取的措施，由高速气体粒子和周围的低速气体粒子发生湍流混合形成喷射气流，发生紊动而产生的气流声。当事故放空时，放空噪声源强约为 100～110dB(A)。经过空气、地面的吸收，一般在距离放空火炬 300m 处可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，另外本工程放空火炬影响范围内无噪声敏感点，故放空噪声不会产生扰民影响。

5.6.2.6 声环境评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.6-7。

表 5.6-7　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级√	三级□			
	评价范围	200m√	大于 200 m□	小于 200 m□			
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级√	最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
评价标准	评价标准	国家标准√	地方标准□	国外标准□			
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区√	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□	近期√	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法√	现场实测加模型计算法□	收集资料□			
	现状评价	达标百分比	100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□	已有资料√	研究成果□			
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型√	其他□				
	预测范围	200 m√	大于 200 m□	小于 200 m□			
	预测因子	等效连续 A 声级√	最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
	厂界噪声贡献值	达标√	不达标□				
	声环境保护目标处噪声值	达标□	不达标□				
环境监测计划	排放监测	厂界监测	固定位置监测□	自动监测□	手动监测□	无监测□	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测□	
评价结论	环境影响	可行√	不可行□				
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							

5.6.3 退役期声环境影响分析

服务期满后退役，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声，施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。施工噪声在空旷地带的传播距离较远，影响范围可达 200m。本工程拟选场区较为空旷，项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.6.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，井场和集气站场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。事故状况下，放空噪声也不会产生扰民影响。

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾。

井场平整、管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分和生活垃圾收集后拉运大北地区固废填埋场进行处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、油泥（砂）、废润滑油、废防渗膜和清管废渣等。

①落地油

本工程运营期产生的固体废物主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。

落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.1t/a计算，本工程运行后落地油总产生量约0.3t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油委托有资质的单位处置。

②废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1-2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，约合0.25t/a·井。则本工程1口井产生废弃防渗材料最大量约0.25t/a，总废弃防渗材料最大量约0.75t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08

其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废机油

本工程废机油主要是井下作业和采气过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废机油约 0.05t，本工程共部署 3 口井，每次产生废机油约 0.15t，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

④油泥（砂）

油泥砂属于危险废物 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。按照单井落地原油产生量约 0.2t/a 计算，本工程含油废物产生量约为 0.6t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本工程产生的油泥（砂）由库车畅源生态环保科技有限责任公司等具备资质单位进行无害化处理。

⑤清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本工程管线总长为 22.44km，每次废渣产生量约 25.806kg（0.026t/a）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 类危险废物（废物代码：251-001-08），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，委托有危废处置资质单位进行处置。

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 5.7-1。

表 5.7-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t/a）	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油	071-001-08	0.3	井下作业、采油	液态	石油	间歇	T.I	交由有危废处

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t/a）	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
		与含矿物油废物			气环节和集输与处理环节		类			置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.75	场地清理环节	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废机油		900-214-08	0.15	井下作业和采气过程中机械设备维修	固态	油类物质	/	T.I	
4	油泥（砂）		071-001-08	0.6	油气开采产生的油泥和油脚	固态、半固态	油类物质	间歇	T.I	密闭桶装收集后，委托有资质的单位处置
5	清管废渣		071-001-08	0.026	定期清管	固态	油类物质	间歇	T.I	

5.7.2.3 危险废物环境影响分析

（1）危废收集过程影响分析

本工程运营期危险废物的产生周期不固定，且产生地点较分散，因此本工程运营期危险废物的收集由各站安排专人分别进行。本工程不新增危险废物暂存点，危险废物产生后利用专用容器收集，并运至已建危险废物暂存点贮存。

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物

相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)中相关要求运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

①内部运输

本工程运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至作业区已建暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本工程运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按照要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005 年]第 9 号)、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276—2022）设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

（3）危险废物的处置

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书

面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接受人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本工程运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的一般工业固体废物拉运至大北地区固废填埋场处置，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

5.8 风险环境影响分析

5.8.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为凝析油、天然气，主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井至阀室的集输管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域凝析油密度取 0.791g/cm^3，天然气相对密度取 0.6465，大宛齐北-克拉苏断裂带天然气不含硫化氢。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

本工程危险物质分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　　本工程危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量（t）
北探 1 井至大北 1604 阀室采气支线	凝析油	2.75km，DN80，20Mpa	10.9285
	天然气（甲烷）		0.0829
大北 1302 阀室至 DB13-4 井场集输管线	凝析油	1.55km，DN50，22Mpa	2.4061
	天然气（甲烷）		0.0183

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（*Q*）：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

表 5.8-2　　本工程风险单元 Q 值一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	北探 1 井至大北 1604 阀室采气支线	凝析油	--	10.9285	2500	0.0044	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.0829	10	0.0083	
		Q 值Σ				0.0127	
2	大北 1302 阀室至 DB13-4 井场集输管线	凝析油	--	2.4061	2500	0.0018	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.0183	10	0.001	
		Q 值Σ				0.0028	

根据上表计算结果，本工程 $Q<1$，判断项目风险潜势为I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3　　环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为凝析油、天然气（甲烷），存在于集输管线内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4　　风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气（甲烷）	易燃气体	集输管线
2	凝析油	可燃液体	

①凝析油油

凝析油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5　　凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	凝析油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。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。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.781-1.0791 g/cm³</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。
分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。
LD50：>4300mg/kg（大鼠经口）
LC50：无资料</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。
生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</td></tr>
</table>

	非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5%～15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6　　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健	接触限值	中国 MAC	未制定标准

康危害		苏联 MAC	300mg/m³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等；当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险，甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

5.8.3.2 生产系统风险识别

（1）井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。克拉苏气田区域已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，在采取合格防喷措施后，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

（3）集输管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，直接污染周围大气和土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-8。

表 5.8-8　　危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采气过程	井喷	油气开采过程中管线损坏、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；采气气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。	油气中的天然气泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、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、土壤、地下水
	井漏	长期开采，产层能量未及时补充，固井套管下入深度不够或固井质量不好。	可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染	地下水
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，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中的天然气泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、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、土壤、地下水

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

（1）对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm^3，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程所在区域人烟稀少，区域地势

平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的凝析油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。凝析油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，凝析油影响深度一般为 0～20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏凝析油不会进入地下含水层污染地下水。

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对农田生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要是对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为凝析油、天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的凝析油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，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。

本工程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。且由于管道位于灌木林，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

本工程运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0 ~20cm 表层土壤中，其中表层 0 ~5cm 土壤截留了 90%以上的输入凝析油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。本工程评价区土壤类型主要为草甸土、潮土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。

故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

集输管线泄漏的凝析油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

凝析油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入凝析油，泄漏的凝析油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，凝析油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，凝析油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，凝析油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地凝析油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

运营期管线破裂，将能回收的凝析油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.6 对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为凝析油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果凝析油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以

这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5 环境风险防控措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，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。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

5.8.5.1 井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

（3）按规定进行井场设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2 井漏事故风险防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田区域各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.5.3 井场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

（3）在井架上、井场路口处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（5）在可能发生凝析油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

5.8.5.4 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标

志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善管线两端井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在管线运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.5.5 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于 6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

（2）并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

（3）与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完

成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

（4）管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

（5）交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

（6）管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

（7）并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区环境风险应急预案中。

5.8.5.7 应急联动

本项目位于阿克苏地区拜城县，属于塔西南勘探开发公司博大采油气管理区管辖，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

（1）本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内达到事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

（2）整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

（3）与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

（4）本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案,请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.8 **环境风险应急处置措施**

井喷失控事故应急措施

（1）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）伴有甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的凝析油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事 故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1）管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居

民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤凝析油泄漏回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2）管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.5.9 风险应急预案

2023 年 9 月，塔里木油田分公司博大采油气管理区已编制环境风险应急预案并备案（备案编号备案编号：652926-2023-045-L），设置了环境风险事故应急监测系统等，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建工程事故应急预案的主要内容见表 5.8-9。

表 5.8-9　　事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	确定井场、管线等为重点防护单元
2	应急组织机构、人员	设立应急救援指挥部
3	预案分级响应条件	可分为井场突发事故处理预案、管线突发事故处理预案等。
4	应急救援保障	每座井场配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器、灭火器箱等；管理区二级应急物资库配备正压式呼吸器、毛毡、吸油棉、围油绳米等。
5	报警、通讯联络方式	常用应急电话号码：急救中心：120，消防大队：119。由生产部负责事故现场的联络和对外联系，以及人员疏散和道路管制等工作。
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	委托当地环保监测站进行应急环境监测，化验室主任负责协助进行毒物的清洗、消毒等工作。设立事故应急抢险队。
7	应急监测、防护措施、清除泄漏措施和器材	井场站场设置可燃气体浓度检测报警装置、管线两端设置截断阀、安全阀，加强巡视，配备足够的应急设施。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	当发生泄漏时，应通知附近的村庄撤离、疏散，特别是紧急撤离半径内的村庄进行撤离，同时设立医疗救护队，对事故中受伤人员实施医疗救助、转移，同时负责救援行动中人员、器材、物资的运输工作。由办公室主任负责，各部门抽调人员组成。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	当事故无法控制和处理时，生产部门应采取果断措施，实施全厂紧急停车，待事故消除后恢复生产。
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练。
11	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。

5.8.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括凝析油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-10。

表 5.8-10　　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区拜城县			
地理坐标				
主要危险物质及分布	主要危险物质：凝析油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。			
风险防范措施要求	制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪检测报警仪等防范设施。			
结论：本工程所涉及的危险物质包括凝析油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集油管线内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。				

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施及可行性论证

6.1.1.1 井场生态环境保护措施及可行性论证

（1）优化井场布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续，不得随意新增占地。

（2）施工活动严格限制在工程占地范围内，减少扰动面积。

（3）加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（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，见图 6.1-1。

图 6.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

（5）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，防护工程平面图见 6.1-2。

图 6.1-2 临时堆土场防护工程平面布置图

综上，本工程井场生态环境保护措施可行。

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

（1）本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

（2）单井管线施工临时占地作业度宽度不得超过征地范围。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（6）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水、固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（7）施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

（9）结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（11）工程结束后，建设单位应承担生态恢复的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

综上，本工程管线工程生态保护措施可行。

6.1.1.3 对区域植被的生态保护措施

（1）生态避让

①合理选择管线走向，避开植被覆盖度较高的区域，尽量避免砍伐野生植物；一般地段的管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

②井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时，严格控制占地面积，以减少占地，保护区域自然植被。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

（2）生态防护

①管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

②在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

④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。

⑤施工中应严格按照环境管理要求，井场建设、池体开挖等土方作业应避开大风天气；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

（3）生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

②在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

③施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

④由于工程建设造成了一定的地表植被破坏，在施工结束后应对植被覆盖区域进行生态修复，优先使用原生表土和选用本土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统；

⑤项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

（4）生态补偿

本工程占用天然牧草地、裸土地等，占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

综上，本工程对区域植被的生态保护措施可行。

6.1.1.4 对野生动物的生态保护措施

（1）评价区域分布有鹅喉羚等保护动物，在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（2）鹅喉羚等保护动物为评价区域广布种，由于区域水源、食源丰富且分布广，气田区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息生境、繁殖地，工程建设区域如发现鹅喉羚等重点保护野生动物、特有动物的，须及时保护其生境不受施工活动的影响和破坏，严禁猎捕猎杀。施工区域周边有鹅喉羚等保护动物出没、觅食等活动时，及时提出相应的优化工程施工方案及运行方式，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

（3）工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对鹅喉羚等保护动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

综上，本工程对野生动物的生态保护措施可行。

6.1.1.5 自然景观保护措施

本工程位于气田开发区，以荒漠生态景观为主。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。油气田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、油气田道路、采气生产设施等共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

（1）对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

（2）在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

（3）严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

（4）油气田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

综上，本工程自然景观保护措施可行。

6.1.1.6 防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修正本）和《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）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评对针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

②本工程总占地约 20.11hm^2，其中永久占地 1.466hm^2、临时占地 20.408hm^2。项目井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

③优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

④在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖管沟，尽量减少对周围植被的破坏。

⑤管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

⑥粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

⑦施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

综上，本工程防沙治沙措施可行。

6.1.1.7 水土流失防治措施

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。详见图 6.1-3。

（1）工程防治措施

①井场工程区

井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

②管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

图 6.1-3　本工程的水土保持措施图

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字

型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压工程区内其他荒漠植被。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。

③施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

④严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑥加强水土保护管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑦对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

综上，本工程水土流失防治措施可行。

6.1.2 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本工程的建设，建设单位负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态恢复措施

工程实施后，运营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定时巡查井场及管线等，及时清理含油污泥。

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

④井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本工程井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.1.3 退役期生态保护措施

单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。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）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》(HJ651-2013)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采气设备过程中产生的落地油，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。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

（3）建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役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。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

（1）根据前文 5.2.3，本工程落实各类废水不外排的措施。

（2）施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必

须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

（3）对运输车辆加强管理，制定合理运输路线；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

（4）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。对集气、排水管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

（5）对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

（6）标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

综上，正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓水环境影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

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》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.5.1 源头控制措施

源头控制措施是直接减少污染泄漏机会、降低污染物进入地下水体数量，从而杜绝污染、保护地下水环境的根本措施。拟建项目使用先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好的管道、设备和污水储存设施，采用较清洁的原辅材料，对产生的废水进行合理的治理和综合利用，尽可能从源头上减少污染物产生。严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将环境风险事故降低到最低。优化排水系统设计，厂区生产废水等在厂区内收集后排至污水处理系统处理达标后回用于生产。管线铺设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能在地上铺设，做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

源头控制措施主要有以下几个方面：

（1）选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放。严格按照国家相关规范要求，对站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

（2）管道上所有安装后不需拆卸的螺纹连接部位均应密封焊，其他需要经常进行拆装或不允许密封焊的螺纹连接部位应有可靠的密封措施。对于高压类流体介质管道排放采用双阀并加丝堵或法兰盖。对考虑液压试验所设置的放空和排净口除按要求设置阀门外，应设置螺纹管路或丝堵，试压结束后对螺纹管帽或丝堵进行密封焊处理，并定期检查和测厚。

（3）对站场、输送管道、阀门各装置进行严格检查，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，有质量问题的及时更换，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品；加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控；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。

（4）管道刺漏防范措施

①拟建工程管线采用三级监控模式：一级为调度中心全线集中监控，统一调度；二级为站控系统监控；三级为现场就地控制。线路阀室采用现场仪表+远程控制单元(RTU)的模式，实现“无人值守，故障巡检，集中监控”自动化水平。随时可通过监控系统观察阀室状况，从而判定管线是否正常运行。

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，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，当检测到压力降速率超过警戒值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（5）进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

（6）油气井运营期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

（7）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.5.2 分区防治措施

分区防控措施是指结合地下水环境影响评价结果，对工程设计或可行性研究报告提出的地下水污染防控方案提出优化调整的建议，给出不同分区的具体防渗技术要求。一般情况下，防控措施应以水平防渗为主，已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1　　污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2　　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3　　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分

析，项目区内包气带防污性能为“弱”，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)附录，油气集输过程中主要关注的污染物为耗氧量、氨氮、石油类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区、简单防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其他建筑区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行一般地面硬化即可。

本工程建议的防渗分区划分详见表 6.2-4。

表 6.2-4　　防渗分区划分建议表

项目		防渗要求
一般防渗区	井口装置区地面	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

6.2.5.4 地下水环境监测与管理

（1）建立地下水环境监测管理体系

为及时而准确地掌握拟建项目区及周边地下水环境质量状况，发现问题及时解决，切实加强环境保护与环境管理，建设项目地下水污染监测工作应纳入整个厂区的监测体系中。即建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划、建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备相应的监测人员、配置先进的监测仪器和设备、建立完善地下水监测制度。按照浅层地下水监测为主、装置区上下游同步对比监测、抽水井与监测井兼顾和重点防渗区加密监测的原则进行监测。

（2）地下水跟踪监测计划

结合厂区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ1664-2020）中要求，本工程地下水跟踪监测井可充分依托区域现有监测井。监测计划详见表 6.2-5。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向博大采油气管理区安全环保部门汇报，

对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-5　地下水跟踪监测计划

孔号	区位	监测层位/结构	监测频率	主要监测项目
W1	项目区下游	孔隙潜水/单管单层	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	氨氮、耗氧量、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬等指标。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田的安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施如下：

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②油田的安全环保部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，加大监测密度，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通报安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，分析变化动向，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；

③建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

（1）　应急预案内容

制定风险事故应急预案，以在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。

1）在制定应急预案的基础上，对相关人员进行培训，使其掌握必要的应急处置技能。

2）设置事故报警装置和快速监测设备。

3）设置泄漏应急池等应急预留场所；必要时，设置泄漏处置设备。

4）设置全身防护、呼吸道防护等安全防护装备，并配备常见的救护急用物品和中毒医疗药品。

5）当发生地下水异常情况时，按照指定的地下水应急预案采取应急措施。

6）组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境发生地点，分析事故原因，将紧急事件局部化，如可能予以消除，采取包括切断生产装置或设施、设置围堤等拦堵设施疏散等，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，缩小地下水污染事故对人、环境和财产的影响。

7）当通过监测发现对周围地下水造成污染时，采取控制地下水流场等措施，防止污染物扩散，如采取隔离措施、人工开采形成地下水漏斗、抽水等应急措施。

（2）防止事故污染物向环境转移防范措施

地下水抽提系统是根据建设项目对地下水可能产生影响而采取的被动防范措施，是建设项目环保工程的重要组成部分。当地下水污染事件发生后，应及时控制污染源，切断污染途径，启动地下水抽提应急系统，抑制污染物向下游及周边扩散速度，控制污染范围，使地下水质量得到尽快恢复。

事故状态下启动地下水抽提预案，控制潜水含水层地下水中的污染物，集中处理，将使污染地下水扩散得到有效抑制，最大限度地保护地下水质量。

对突发事件中污染的土壤，应首先进行调查，确定其污染范围和深度，其次对污染土壤进行收集，进行环保、无害化处理。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采气设备拆除区域地面铺设HDPE防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

气井、排水井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油

水窜层，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）施工期管线施工人员产生的生活污水依托克拉苏气田现有公共设施，不外排。

（2）集输管道设计操作压力较高，为了确保试压的安全，全线采用中性洁净水进行强度试压和严密性试压。为防止泥沙和杂物进入管道，应设置沉淀池。在泵入口处安装过滤器，达到要求后方可注入管道。试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L～60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘，不外排。试压注水、加压设备，应运转良好，安全可靠，满足使用要求和工期要求，其设置应经济合理，措施可行。

（3）施工生产废水沉淀后用于场地降尘，沉淀池根据现场需要确定位置、容积等，收集的废水主要污染物为悬浮物，采用防渗膜进行防渗处理，设置沉淀池可避免施工排水造成局部土壤流失和污染，确保施工废水不外排，措施可行。

（4）加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

（5）生活污水的处理无需新建设施，试压废水、施工废水用于场地降尘可减少水资源的浪费。

（6）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

以上措施从技术、经济角度来讲均可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出、井下作业废水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理达标后综合利用。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，

强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

在采取以上措施，本工程运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

（2）产生的挖填方尽量实现自身平衡，和开挖土方集中堆放并采取保护措施，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

（3）钻井井场严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将钻井平台、危废贮存点、放喷池等设置为重点防渗区，重点污染防治区防渗层的防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K \leq 1.0\times10^{-7}$cm/s。

（4）钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用，钻井岩屑采用泥浆不落地收集系统收集并对其无害化处置。

（5）加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、渗、漏，减少设备破损和泄漏发生。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③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；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（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，将井口区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建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结合博大采油气管理区现有监测计划，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1 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	建设项目区块 1 个代表性井场	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	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 3 年 1 次

类比现状博大采油气管理区采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

（1）扬尘防治措施

①施工场地四周设置围栏，当起风时，可使影响距离缩短；

②开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘；

③加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；

不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走；

④施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘；

⑤加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸；

⑥施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆；

⑦合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

（2）废气防治措施

①加强对施工车辆的检修和维护，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

④在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

⑤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。

⑥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。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；本工程采用密闭集输，定期巡检，确保集输系统密闭运行。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，厂界无组织非甲烷总烃排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求，厂区内非甲烷总烃排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。一旦发生泄漏事故，

紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

（4）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查，塔里木油田分公司已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作，类比同类井场，可确保本工程无组织烃类物质的收集处置措施符合有关要求。

（5）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气集输和管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.6.2 运营期声环境保护措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，工程运营期的噪声减缓措施是可行的。

6.6.3 退役期声环境保护措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，工程退役期的声环境保护措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

（1）井场平整、管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填，无弃方；

（2）施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运大北地区固

废填埋场进行处置；

（3）生活垃圾集中收集后定期清理运送至大北地区固废填埋场填埋。

类比克拉苏气田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有油泥（砂）、清管废渣、废机油、落地原油、沾油废防渗材料。

（1）危险废物污染防治措施

本工程运营期产生的油泥（砂）、落地油、清管废渣和沾油废防渗材料等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有资质的单位进行处理。危险废物应严格按照《危险废物转移管理办法》由专用运输车辆进行运输、转移，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染环境防治信息。危险废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油100%回收。

具体管理要求如下：

1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到100%。

2）危险废物的管理主要要求如下：

①含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方生态环境主管部门的环保规定。

②主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，

健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），明确还原土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地生态环境主管部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；固废经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求进行分区和防渗。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境管理部门批准的转移量相符。

生活垃圾集中收集后运至已建的当地填埋场进行填埋处理。

（2）危险废物处置措施可行性分析

1)危险废物贮存及运输

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

危险废物运输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，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

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有资质单位进行处置，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 50 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。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送大北地区固废填埋场处理或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7.温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本工程不涉及火炬燃烧装置，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4。CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程未实施 CO_2 回收利用。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

综上所述，本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程	包括基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）CH_4 逃逸排放 （2）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

7.1.2 温室气体排放量核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》本工程碳排放源如下：

（1）CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为开采过程中井口装置逃逸排放的 CH_4。

本工程主要排放的温室气体为开采过程中逃逸排放的 CH_4。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

$Num_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

本工程开采逃逸的 CH_4 为：7.5t，折算成 CO_2 排放量为 157.5t。

（2）净购入的电力和热力消费引起的 CO_2 排放

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。本工程年使用电量为 168.51 万 kW·h/a。项目主要用电负荷为井场采气装置。

根据以上条件，本工程温室气体排放量核算过程如下：

①计算公式

主要为净购入电力，计算公式：

$$E_{CO2\text{-}净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：$E_{CO2\text{-}净电}$——企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，吨 CO_2；

AD 电力——企业净购入的电力消费量，MWh；

EF 电力——电力供应的 CO_2 排放因子，吨 CO_2/MWh。

②活动水平数据

本工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO_2 排放活动水平数据详见表 7.1-2。

表 7.1-2 净购入的电力和热力 CO_2 排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
本工程	电力	电力消耗量	MWh	1685.1
		自发电量	MWh	0
		净购入电力	MWh	1685.1

③排放因子数据

净购入的电力和热力消费的 CO_2 排放因子数据根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》选取饱和蒸汽的热焓，项目采用国家最新发布值，取值来源于《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO_2/MWh。

④计算结果

根据净购入的电力和热力消费的 CO_2 排放计算公式，本工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO_2 排放量核算结果详见表 7.1-3。

表 7.1-3 净购入的电力和热力消费的 CO_2 排放量核算结果一览表

项目	类别	单位	CO_2 排放量 t
本工程	净购入电力	吨 CO_2	961.01

（3）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG}=E_{CO_2_燃烧}+E_{GHG_火炬}+\sum_{S}\left(E_{GHG_工艺}+E_{GHG_逃逸}\right)_S-R_{CH_4_回收}\times GWP_{CH_4}-R_{CO_2_回收}+E_{CO_2_净电}+E_{CO_2_净热}$$

式中，EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

ECO_2-燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

EGHG-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

EGHG-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

RCH_4-回收-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

$GWPCH_4$-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO_2-回收-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

ECO_2-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

ECO_2-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 7-1-4 所示。

表 7.1-4CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放	0
	火炬燃烧排放	0
	工艺排放	0
	CH_4 逃逸排放	157.5
	CH_4 回收利用量	0
	CO_2 回收利用量	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	961.01
	合计	1118.51

由上表 7.1-4 分析可知，本工程 CO_2 总排放量为 1118.51 吨。

7.2 减污降碳措施

本工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 清洁运输

本工程采油井场新建集输管道，采用“采油井口→井场阀组→接转站→联合站”的布站工艺。项目油气集输采用全密闭集输流程，减少了油气输送过程中挥发性有机物的无组织排放。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

本工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少集输过程无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 节能降耗技术

本工程在电气设备设施上采用了多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO_2 总排放量为 1118.51 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

本次评价建议在今后生产过程中加强企业能源管理，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。再生产过程中积极探讨新工艺、新方法，进一步减污降碳。

8 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。

8.1 环境效益分析

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保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，均依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

（3）固体废物

本工程产生的落地油、废防渗材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、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，严格控制施工作业带，采用拉设彩条旗方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施，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，

最大限度减少污染物排放。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，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.2 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，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地、林地和盐碱地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

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保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本工程总投资为 3617 万元，其中环保投资 63.5 万元，占总投资 1.76%。估算见表 8.3-1。因此本工程具有良好的社会效益。

表 8.3-1　　主要环保投资估算

类别	时段	污染源		环保措施	治理效果	投资（万元）
生态	施工期、退役期	临时占地		对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后及时进行迹地清理并平整恢复	施工结束后场地平整	4
				对区域进行人工抚育植被	防沙治沙	3
				水土保持措施	水土保持	3
废水处理	施工期	试压废水、生活污水		生活污水依托管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理，新建管线的试压废水可用作场地降尘用水	施工废水、生活污水不外排	3
	运营期	采出水、井下作业废水		采出水与井下作业废水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注地层，不外排。	废水不外排	6
地下水、土壤	施工期	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s	6
	施工期	简单防渗区	井场撬装设备间	实施地面硬化	地面硬化	
废气	施工期、退役期	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	3
	运营期	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施井场采用无泄漏屏蔽泵	NMHC ≤4.0mg/m^3 硫化氢 ≤0.06mg/m^3	3
噪声	运营期	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界：昼间≤60dB(A)\夜间≤50dB(A)	1.5
固体废物	施工期、退役期	地面工程施工		施工期固废清运、处置	妥善处理	3
	运营期	落地油、废防渗		落地油回收率为 100%，回	妥善处理	6

类别	时段	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）
		材料	收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废防渗材料集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。		
环境管理	运营期	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		20
			环保培训，演练		2
环保投资合计					63.5

8.4 环境经济损益分析结论

本工程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。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，经估算该项目环境保护投资约 63.5 万元，环境保护投资占总投资的 1.76%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有 QHSE 管理体系。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。气田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

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

9.1.1.3 环境管理职责

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

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

(2)分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3)监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4)组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5)组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6)组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7)组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8)配合政府部门和上级生态环境主管部门检查。

9.1.2 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出拟建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 9.1-1。

表 9.1-1 **拟建工程环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，施工结束后尽快恢复临时性占用	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部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁捕杀野生动物		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		植被	保护植被；临时占地及时清理		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		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，做好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
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	防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等	施工单位及建设单	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘避免大风天作业等； 施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门

		废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；生活污水定期拉运至拜城县污水处理厂处理	位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		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部门
运营期	正常工况	废水	采出水与井下作业废液依托大北天然气处理厂处理达标后回注地层	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	油气集输采用密闭集输工艺		

9.1.3 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。塔里木油田分公司博大采油气管理区固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)、《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》等相关要求执行。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

博大采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

9.1.4 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，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。

9.1.5 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)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)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。

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

9.1.6 排污许可

依据《排污许可管理条例》(国务院令 第 736 号)第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评[2017]84 号)，本项目应纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求，同时博大采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息公开

9.2.1 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：王林生

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：本工程新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.2km 输气管线、17.24km 排水管线，并在大北 101 集气站新建低压分离器橇分离，新建压缩机集中增压，以及配套的电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防等公用工程。

(2)排污信息

拟建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 3.4 工程分析。

拟建工程污染物排放标准见 2.4.3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.4-9。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

(3)环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司博大采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4)环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 公开方式及时间要求

公示方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；博大采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放	NMHC	0.256	0.256	大气

		废气				
废水	井下作业废水		井下作业废水	228	0	大北天然气处理厂污水处理系统
	采出水		采出水	111952.5	0	大北天然气处理厂污水处理系统
固体废物	井场	落地油	石油类	0.6	0	委托有危废处置资质单位进行处理
	井场	油泥（砂）	石油类	1.2	0	
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.1063	0	
	井下作业	废防渗材料	石油类	1.5	0	
	井下作业采气过程中机械设备维修	废机油	石油类	0.5	0	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	70～110dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 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，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、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。

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

9.4.2 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。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610–2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环

境(试行)》(HJ964-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 **拟建工程监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	代表性井场下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬	下游地下水井(项目西南侧 9.6km 处)	每半年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH	代表性井场	每年 1 次

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设

单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

拟建工程“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行。	-	-
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	不外排	-
	2	生活污水	生活污水依托管理区生活公寓生活污水处理装置处理。	不外排	-
噪声	1	装载机、运输车辆等施工设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	-	-
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	-	-
	2	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运大北地区固废填埋场进行处置。	-	-
	3	生活垃圾	收集后定期清理运送至大北地区固废填埋场填埋。	-	-
生态	1	生态恢复	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废水	1	井下作业废水	井下作业废水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注	-	-

			地层，不外排。		
	2	采出水	采出水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注地层，不外排。	-	-
废气	1	井场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
				厂界硫化氢≤0.06mg/m^3	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准限值
噪声	1	井场	基础减振	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值
固废	1	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	2	废防渗材料		-	
防渗	1	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”	满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐	防腐性能良好	-
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	保证实施
	2	井场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《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》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	优先回收利用，不能回收利用的送至大北地区固废填埋场或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。	妥善处置	-

	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：克拉苏气田北探 1 井等 3 口井集输工程

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

建设内容：本工程新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.2km 输气管线、17.24km 排水管线，并在大北 101 集气站新建低压分离器橇分离，新建压缩机集中增压，以及配套的电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防等公用工程。

建设规模：项目建成后新增天然气为 $50\times10^4m^3/d$。

项目投资和环保投资：项目总投资 3617 万元，其中环保投资 63.5 万元，占总投资的 1.76%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

本工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内。本工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，区域以油气开采为主。本工程新建井场、站场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。本工程距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）较远，不在保护区内，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 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（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”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。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

本工程距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）较远，不占用生态保护红线；本工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处

理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理；本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

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。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，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，同时占地范围内各监测点土壤存在轻度碱化、中度碱化、重度碱化，重度盐化、极重度盐化的情况；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）表 1 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。

环境空气质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 的标准，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

声环境质量现状监测结果表明：新建井场声环境背景值监测值昼间为 45dB(A)，夜间为 39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；北探 1 井场厂界噪声监测值昼间为 53.1～54.9dB(A)，夜间为 45.8～48.5dB(A)，满足《工

业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类区标准。

10.3.2 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；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；土壤评价范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，不设置土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种作为生态保护目标；本工程风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。

10.4 污染物排放情况

本工程污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后，确保厂界噪声达标排放。本工程各主要污染物具体排放见表 10.4-1。

10.4-1 本工程污染物年排放量一览表单位：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		
前两年本工程排放量	0	0	0	0.1858	0	0	0
两年后本工程排放量	0	0	0	0.1224	0	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

本工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、动物、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物、生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

本工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防控措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本工程对地下水环境影响可接受。

10.5.3 地表水环境影响

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水与井下作业废水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注地层，不外排。实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

本工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此，本工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

10.5.5 大气环境影响

本工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

10.5.6 声环境影响

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场场界噪声贡献值

可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，本工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

本工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶。分类收集后委托有危废处置资质单位进行处理，可避免对环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司博大采油气管理区制定了应急预案，本工程实施后，负责实施的博大采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

（1）油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响.

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

10.6.2 废水污染源及治理措施

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水与井下作业废水均依托大北天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注地层，不外排。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

本工程井场周围地形空旷，井场的噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.6.4 固体废物及处理措施

本工程施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分和生活垃圾收集后拉运大北地区固废填埋场进行处置；运营期落地油、废防渗材料委托交由有危废处置资质的单位处置。

10.7 公众意见采纳情况

本工程建设单位严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，已进行了网上公示、报纸公示，公示期间没有收到反馈。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在石油开采过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》等。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可接受；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影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。