

# 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  $56\times 10^4\text{km}^2$ ，石油资源储量约为  $107.6\times 10^8\text{t}$ ，天然气资源储量约为  $8.39\times 10^{12}\text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司(简称“塔里木油田分公司”)油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

克拉苏气田位于库车山前区，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。天然气资源量为  $20856.65\times 10^8\text{m}^3$ ，其天然气产量已达到  $300\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿  $\text{m}^3/\text{a}$  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”）。新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.05km 输气管线、15.55km 排水管线，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。

本工程的两口井（DB13-4 井、DB13-5 井）的集输工程属于《克拉苏气田大北 13 区块开发方案环境影响报告书》的工程内容，此报告书由阿克苏地区生态环境局在 2024 年 1 月 6 日进行了批复（批复文号：阿地环审[2024]20 号），现 DB13-4 井与 DB13-5 井集输工程中井场与管线位置发生了变动，但未增加环境敏感目标数量，不属于重大变动，故本环评只对北探 1 井的集输工程进行环境影响分析评价。

## 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。

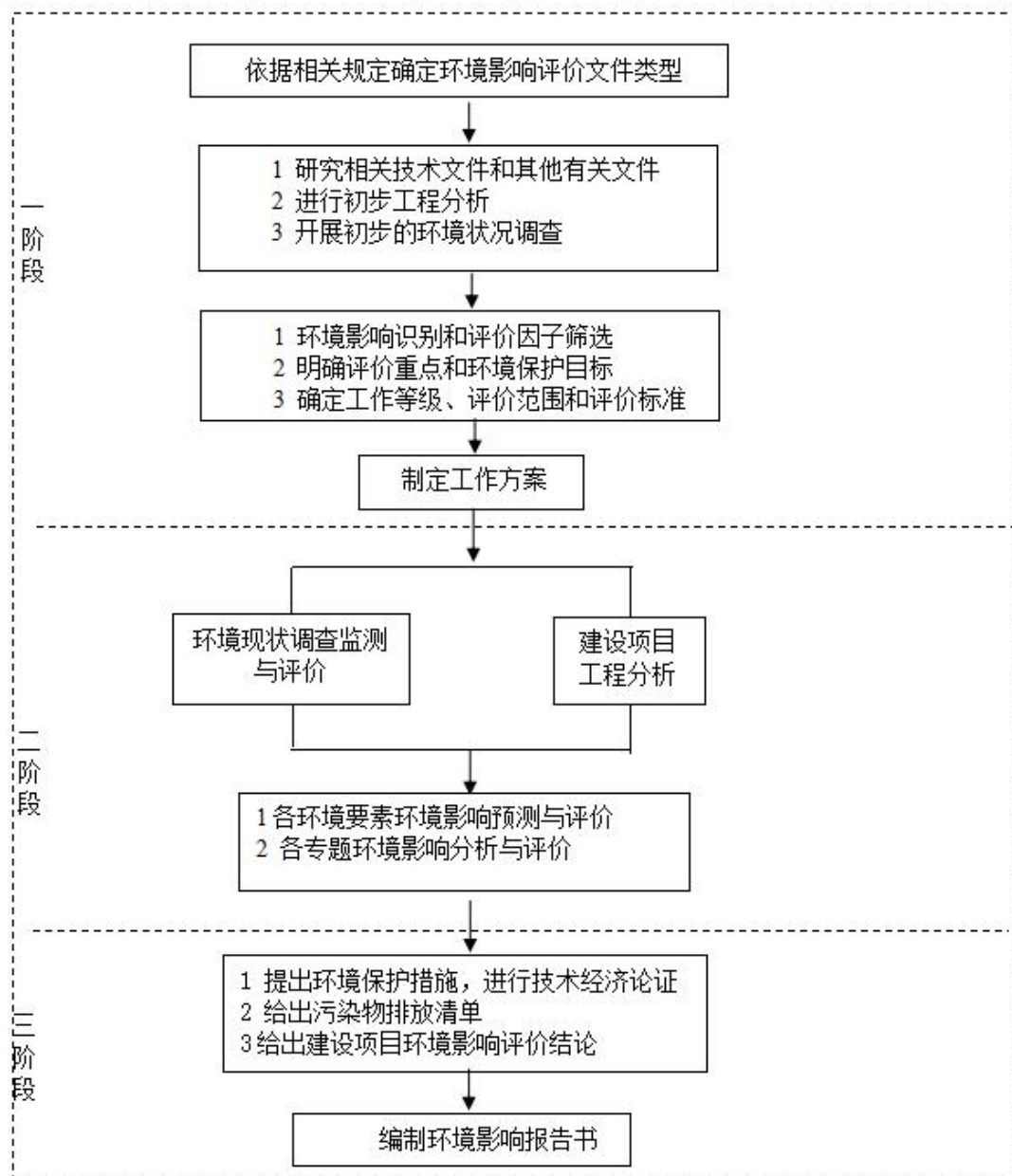


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

### 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》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 14.3km，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、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”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“三线一单”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“三线一单”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》(2009 年 8 月 27 日修正, 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)《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)

(2)《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);

(3)《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);

(4)《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);

(5)《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);

(6)《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);

(7)《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);

(8)《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37 号, 2013 年 9 月 10 日发布并实施);

(9)《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);

(10)《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);

(11)《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);

(12)《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);

(13)《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);

(14)《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);

(15)《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);

(16)《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);

(17)《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);

(18)《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);

(19)《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);

(20)《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);

(21)《危险废物排除管理清单(2021年版)》(环境部公告2021年第66号);

(22)《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);

(23)《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);

(24)《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);



(25)《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);

(26)《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);

(27)《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);

(28)《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);

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

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

(31)《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);

(32)《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);

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

(34)《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);

(35)《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);

(36)《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);

(37)《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);

(38)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)。

#### 2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

正，2006 年 12 月 1 日施行)；

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

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

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

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

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

(7)《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)；

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

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

(10)《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(11)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(12)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(13)《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18 号，2021 年 2 月 21 日发布并实施)；

(14)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》；

(15)《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)；

(16)《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》；

(17)《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);

(18)《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);

(19)《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);

(20)《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);

(21)《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);

(22)《新疆维吾尔自治区国土空间规划(2021-2035 年)》;

(23)《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》;

(24)《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);

(25)《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);

(26)《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)。

### 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 井初设;
- (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 <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO <sub>2</sub> 、CO、SO <sub>2</sub> 、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
2	运营期 (正常工况)	施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	NMHC、H <sub>2</sub> S	-
		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

环境要素 / 单项工程	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、硫化氢			石油烃（ $C_{10} \sim C_{40}$ ）、盐分含量	生态系统完整性		落地油、废防渗材料	原油、天然气、硫化氢	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<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub>，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<sup>3</sup> 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	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级 标准及其修改单要求
		24小时平均	150	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
		1小时平均	500	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
2	二氧化氮	年平均	40	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
		24小时平均	80	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
		1小时平均	200	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
3	一氧化碳	24小时平均	4	$\text{mg}/\text{m}^3$	
		1小时平均	10	$\text{mg}/\text{m}^3$	
4	臭氧	日最大8小时平均	160	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
		1小时平均	200	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
5	$\text{PM}_{10}$	年平均	70	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
		24小时平均	150	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
6	$\text{PM}_{2.5}$	年平均	35	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
		24小时平均	75	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
7	非甲烷总烃	/	2.0	$\text{mg}/\text{m}^3$	《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:  $\text{mg}/\text{L}$

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)	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 0.002$
2	钠	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 200$	16	氰化物	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 0.05$
3	钙	/	/	17	氟化物	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 1.0$
4	镁	/	/	18	硝酸盐 (以N计)	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 20$
5	$\text{CO}_3^{2-}$	/	/	19	亚硝酸盐 (以N计)	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 1.0$
6	$\text{HCO}_3^-$	/	/	20	铬(六价)	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 0.05$
7	硫酸盐	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 250$	21	砷	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 0.01$
8	氯化物	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 250$	22	铅	$\text{mg}/\text{L}$	$\leq 0.01$

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 <sub>Mn</sub> 法, 以O <sub>2</sub> 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	蒽	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/m <sup>3</sup> ）	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：在相关行业污染物标准发布前，采出水应当经处理并满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理

达标后回注地层，不向外环境排放，克拉苏钻试修废弃物环保处理站回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中注入层平均空气渗透率 $\geq 2\mu\text{m}^2$ 的 V 级标准，标准值见表 2.4-5。工作人员由克拉苏气田内部调剂，不新增生活污水。

表 2.4-5《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（ $\mu\text{m}^2$ ）	$<0.01$	(0.01, 0.05)	(0.05, 0.5)	(0.5, 2.0)	$\geq 2.0$
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量mg/L	$\leq 8.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$	$\leq 25.0$	$\leq 35.0$
悬浮物颗粒直径中值 $\mu\text{m}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.5$
含油量mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 100.0$
平均腐蚀率mm/a	$\leq 0.076$				

#### 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》（GB12523-2011）；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》（GB12523-2011）	/	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20km <sup>2</sup> 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<20km <sup>2</sup>	/
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 为评价范围。

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 地下水环境影响评价等级和评价范围

## 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,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 <sup>a</sup>
不敏感	上述地区之外的其他地区
<sup>a</sup> “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

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《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。井下作业废水收集后送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。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( $\geq 50\text{hm}^2$ )、中型( $5\sim 50\text{hm}^2$ )和小型( $\leq 5\text{hm}^2$ )”。

拟建工程永久占地面积为  $1.5\text{hm}^2$ ，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  $8.5 \leq \text{pH} < 9$ ，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

敏感程度 评价等级	占地规模	I类			II类			III类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

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

环境敏感程度	项目类别	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 2.5-5 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 2.5-6 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	$8.5 \leq \text{pH} < 9$	较敏感	二
北探 1 集输管线	II	$8.5 \leq \text{pH} < 9$	较敏感	二
DB13-5 采气井场	II	$8.5 \leq \text{pH} < 9$	较敏感	二
DB13-5 集输管线	II	$8.5 \leq \text{pH} < 9$	较敏感	二
DB13-4 采气井场	II	$8.5 \leq \text{pH} < 9$	较敏感	二
DB13-4 集输管线	II	$8.5 \leq \text{pH} < 9$	较敏感	二

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。

## 2.5.5 环境空气评价等级和评价范围

### 2.5.5.1 评价等级

本工程伴生气中含硫，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、硫化氢。

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）、硫化氢为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率  $P_i$  及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离  $D_{10\%}$ 。其中  $P_i$  定义为：

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

式中： $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大地面浓度占标率，%；

$C_i$ ——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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ ——环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

注： $C_{oi}$  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
--------	----------

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司 250991-41821903857017(传真)

一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

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（℃）		41.2
最低环境温度（℃）		-24.2
土地利用类型		沙地/盐碱地
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（°）	/

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(°)									
			956	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.011
										硫化氢	0.000004
			953	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.011
										硫化氢	0.000004

表 2.5-12 估算模式计算结果表

名称	评价因子	$C_i$	评价标准	$P_i$	$P_{\max}$	最大浓度出现距离
单位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24
	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24

经计算可知，本工程最大占标率为：1.08%（来自井场排放的非甲烷总烃），最大占标率  $1\% < P_{\max} < 10\%$ ，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为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围，具体见图 2.6-1 评价范围及环境保护目标分布图。

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: 富满油田开发现状、富满油田“三同时”执行情况、富满油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  $821.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油  $131 \text{t}/\text{d}$ ，累计生产天然气  $109.29 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油  $18.38 \times 10^4 \text{t}$ 。

###### (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，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

###### 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							
2								
3								
4								
5								
5	环境风险应急预案							
6	排污许可执行情况							
7	环境影响后评价开展情况							

## 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《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,酸碱中和后运至哈拉哈塘钻试修环保站处理;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		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		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				达标
			氮氧化物				达标
			林格曼黑度				达标
	大北处理站	站场无组织废气	非甲烷总烃		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		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				达标
			氮氧化物				达标
			林格曼黑度				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<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 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/m <sup>3</sup> )	2021 年现状浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	2022 年现状浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	标准值 (μg/m <sup>3</sup> )	达标情况
阿克苏地区	PM <sub>10</sub>	年平均值					超标
	PM <sub>2.5</sub>	年平均值					超标
	SO <sub>2</sub>	年平均值					达标
	NO <sub>2</sub>	年平均值					达标

从表中可以看出, 区域 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年平均值均处于超标状态, 主要原因是因为气候干旱、风沙大导致, 并不是气田开发过程造成; SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 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，未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，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；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					《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						55	达标
大北 103 井	昼间					《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						55	达标
大北处理 站	昼间					《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						55	达标
	昼间						65	达标
	夜间						55	达标
大北 11 集 气站	昼间					《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						55	达标
	昼间						65	达标
	夜间						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：9165280071554911XG101Z，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。	井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
	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 $1 \times 10^{-7}$ 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 $1 \times 10^{-10}$ 厘米/秒的“原状土平整夯实+混凝土垫层+十二布一膜环保型防渗膜+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井液资源综合利用站，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环保科技有限公司处置。
	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						

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 井的目前在实施钻井作业。

本工程建设内容中需建设北探 1 井地面工程，现有工程介绍中主要针对北探 1 井钻井工程的现状进行介绍。

本次在克拉苏构造带大北 16 号构造部署勘探井 1 口（北探 1 井），完钻后进行试油，获取有关技术参数。设计井深 7050m，井型为直井，采用六开井身结构，单井施工周期约 327 天。

北探 1 井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 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 <sup>2</sup> （34m×41.6m），位于井场内
	钻井平台	套	1	
2	主放喷池	m <sup>3</sup>	100	位于井场外，占地面积约 100m <sup>2</sup>
	副放喷池	m <sup>3</sup>	100	位于井场外，占地面积约 100m <sup>2</sup>
3	生活污水池	m <sup>3</sup>	200	50m×70m
	生活区	m <sup>3</sup>	3500	
4	应急池	m <sup>3</sup>	200	位于井场内，占地面积约 67m <sup>2</sup> ，整体钢结构。
5	岩屑池	m <sup>3</sup>	1000	位于井场内，占地面积约 500m <sup>2</sup>
6	挖方量	m <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	2000	
	填方量	m <sup>3</sup>	16000	
7	进场道路	m	1200	拟建探临道路与现有克拉苏主干道相接，宽度 8m



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 3.2-2。

表 3.2-2 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 1 口井，井位部署见表 3.2-3。

表 3.2-3 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

图 3.2-1 钻井期井场平面布局示意图

(2) 井身结构及钻井液体系

北探 1 井设计井深 7050m，采用六开井身结构，钻井采用 80D 钻机。完钻后进行试油，获取有关技术参数。井身结构详见表 3.2-4 和图 3.2-2。

表 3.2-4 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					聚合物
二开					钾聚磺
三开					
四开					油基
五开					
六开					
合计			7050		

图 3.2-2 井身结构示意图

## (3) 钻机选型及钻井周期

钻井使用 80D 型钻井，并根据油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 3.2-5。

表 3.2-5 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
	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

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

#### (5) 原辅材料

本项目钻井过程中一开采用水基非磺化泥浆，二开、三开采用水基磺化泥浆，四开、五开、六开采用油基泥浆。施工期间本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。原材料消耗情况见表 3.2-6。

**表 3.2-6 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	m <sup>3</sup>	6274	其中钻井液配制用水 3418.5m <sup>3</sup> ，冲洗用水 1220.5m <sup>3</sup> ，生活用水 1635m <sup>3</sup> 。
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 <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	t	3	用于调节钻井液 pH 值

序号	材料名称	单位	数量	备注
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 <sub>4</sub> ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm <sup>3</sup> ，钻井液加重剂
13	加重剂/石灰石粉	t	29	主要成分 CaCO <sub>3</sub> ，可溶于含 CO <sub>2</sub> 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	仿烃类衍生物复配，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

### 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 3.2-2 所示。

**表 3.2-2 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	北探 1 井（勘探井）钻井工程		建设中
2	DB13-4 井	克拉苏气田大北 13 区块开发方案		建设中
3	DB13-5 井			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<sub>2</sub>S 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理，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 3.2-3。

表 3.2-3 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						

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）、5.05km 输气管线、15.55km 排水管线，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。

本工程的两口井（DB13-4 井、DB13-5 井）的集输工程属于《克拉苏气田大北 13 区块开发方案环境影响报告书》的工程内容，此报告书由阿克苏地区生态环境局在 2024 年 1 月 6 日进行了批复（批复文号：阿地环审[2024]20 号），现 DB13-4 井与 DB13-5 井集输工程中井场与管线位置发生了变动，但未增加环境敏感目标数量，不属于重大变动，故本环评只对北探 1 井的集输工程进行环境影响分析评价。

本次环境影响分析评价的内容为：新建井场一座（北探 1 井）、2.7km 管线，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。

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 670 万元
占地面积			占地面积 3.678hm <sup>2</sup> (永久占地面积 0.428hm <sup>2</sup> ，临时占地面积 3.25hm <sup>2</sup> )
建设规模			北探 1 井产气量：15×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，产液量：2t/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	集输工程	新建 1 座标准化常温抗硫集输井场（40m×40m）及配套设施
		地面工程	新建 DN80 集气管道 2.7 千米
	公辅工程	供电工程	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，配套相应供配电设施。
		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	北探 1 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	北探 1 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



工程内容		道路工程	北探 1 井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
		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。酸化压裂废水在井场加烧碱中和后暂存在酸碱收集罐，拉运至克拉苏钻井试修废弃物环保处理站或其他具备资质的单位处理。管线试压废水为清净废水，试压后用作业地洒水抑尘。 运营期：井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送至克拉苏钻井试修废弃物环保处理站或有资质的单位妥善处置。采出水随采出气一起进入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。

### 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时期褶皱作用而成。

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

大宛齐北-克拉苏断裂带天然气相对密度 0.6209～0.6465，平均 0.6351。甲烷含量 87.6%～89.0%，平均 88.3%；乙烷含量 6.38%～7.02%，平均 6.70%；丙烷及以上烃组分含量 2.064%～3.539%，平均 2.904%；氮气含量 0.692%～2.770%，平均 1.645%；CO<sub>2</sub> 含量 0.017%～0.841%，平均 0.236%；1 个样品检测出 H<sub>2</sub>S，含量 0.7mg/m<sup>3</sup>。天然气性质整体表现为甲烷含量高、富含轻烃、非烃气体含量低的特征。

#### （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<sup>3</sup>—0.791g/cm<sup>3</sup>，平均为 0.786g/cm<sup>3</sup>；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<sub>2</sub> 型，密度平均为 1.14g/cm<sup>3</sup>，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	2.7
2	能耗指标	年耗电量	10 <sup>4</sup> kWh/a	168.51
3	综合指标	总投资	万元	670
4		环保投资	万元	549

5		永久占地面积	hm <sup>2</sup>	0.43
6		临时占地面积	hm <sup>2</sup>	3.25
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) 新建采油井场

生产井场（北探 1 井）围栏内面积 1414.4m<sup>2</sup>（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 3.3-2 北探 1 井总平面布置图

新建井场主要工程量见表 3.3-3。

表 3.3-3 新建井场主要工程量

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

(2) 新建管线

本工程新建一条管道，具体如下：

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 2.7km，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 3.3-4 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	2.7

表 3.3-3 集输管线管道走向示意图

#### 3.3.4.2 公辅工程

##### 3.3.4.2.1 供配电工程

###### (1) 供电

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) 配电

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  $2\times\text{ZA-YJV}22-0.6/1\text{kV}4\times300+1\times150\text{mm}^2$  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。

##### 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；采出水随油气送大北天然气处理厂处理，处理达标后回注油气层。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站或有资质的单位处理。

##### 3.3.1.2.3 自控工程

本次工程北探 1 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，北探 1 井设置 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

北探 1 井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 1500m<sup>3</sup>/d，一期建设时预留二期建设位置，最终建设规模达到 3200m<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> /a				0.53×10 <sup>8</sup>	可依托
凝析油 t/d				2	可依托
采出水 m <sup>3</sup> /d				49	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，故本工程采出气及采出水依托大北天然气处理厂处理可行。

#### 3.3.4.3.2 库车畅源环保科技有限公司

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环保科技有限公司进行处理。

《库车畅源环保科技有限公司 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）；《库车畅源环保科技有限公司 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，库车畅源环保科技有限公司产生的废气、废水、噪声均达标排放，固废分类收集处理。

库车畅源环保科技有限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 3.3-4。

图 3.3-4 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				0.602t/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 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站（简称“环保站”）位于拜城县西南部，中心地理坐标为。是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)（见附件 13），并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工

环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)。

### (1) 磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配制成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒(油)三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率小于 5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物(磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂)和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场；分离后的废水进入水处理系统。

### (2) 水处理工艺

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

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

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

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

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



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

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

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

### (3) 依托可行性分析

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废处理规模为  $1000\text{m}^3/\text{d}$  ( $365000\text{m}^3/\text{a}$ )，井下作业废水产生量为  $6451.6\text{m}^3/\text{a}$ ，因此本工程井下作业废液可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

#### 3.3.4.3.4 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  $\text{m}^3$ ，其中 1-5 号池 (13.1 万  $\text{m}^3$ ) 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  $\text{m}^3$ ，8 个填埋池，每个 2000 $\text{m}^3$ 。

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

##### (2) 依托可行性

本工程施工期产生的一般工业固废约 1.44t，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 1 座（北探 1 井），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 1 条 2.7km 的北探 1 井采气管线，管线施工工艺流程详见图 3.4-1。

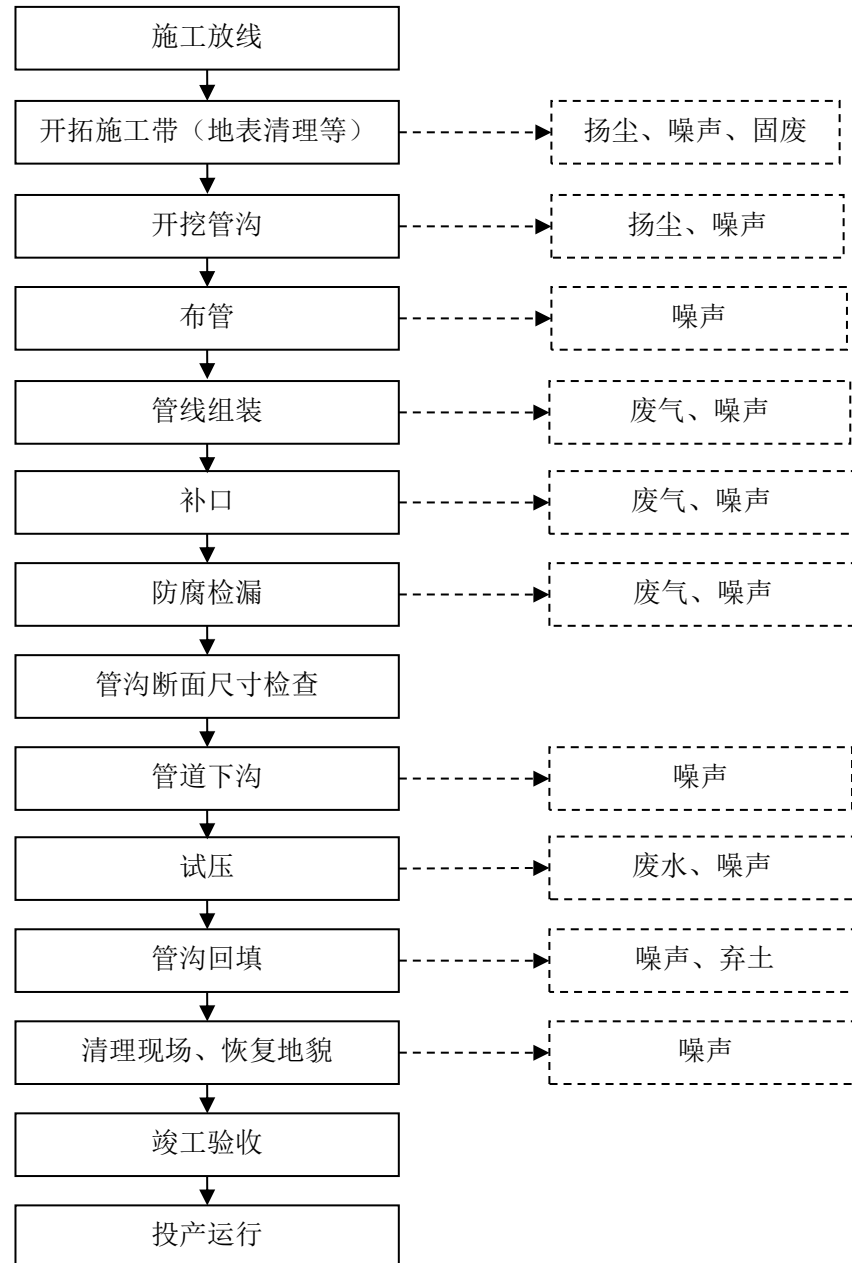


图 3.4-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

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 $\geq 0.3\text{m}$ 。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。

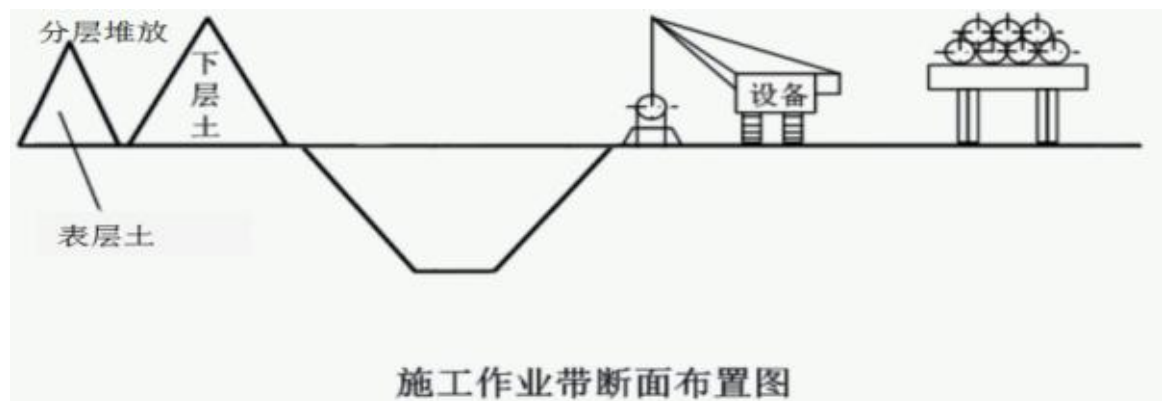


图 3.4-2 管道施工示意图

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。

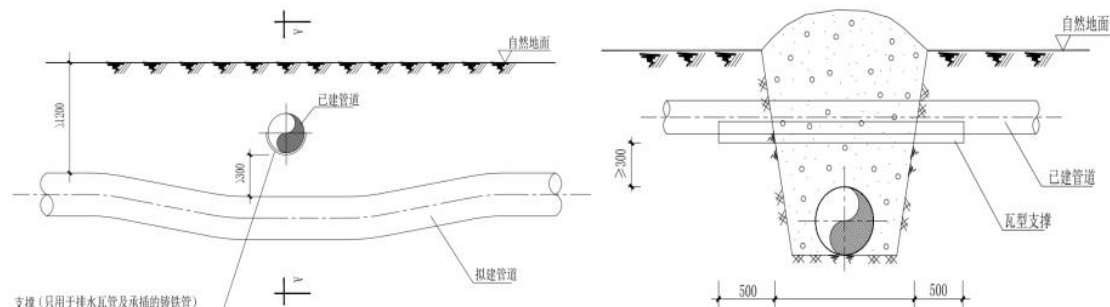


图 3.4-3 管线与已建管线穿越示意图

#### 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) 采气集输工艺

本工程新建单井采气支线接入位置原则为就近接入阀室。采出介质经采气支线输送至大北 1604 阀室，经大北 1604 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。

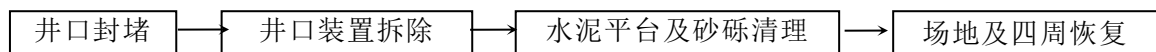


图 3.4-4 退役期工艺流程图

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 3.678hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.428hm<sup>2</sup>、临时占地 3.25hm<sup>2</sup>，详见表 3.4-1。工程占地类型主要为天然牧草地。

表 3.4-2 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm <sup>2</sup> )			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.228	0	0.228	北探 1 井场围栏内面积 1414.4m <sup>2</sup> (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)，井场永久占地面积为 2283.6m <sup>2</sup> 。
2	35kV 电力线路	0	1.1	1.1	电力线路长度 1371m，作业带宽度 8m，总占地面积为 10968m <sup>2</sup> ，其中，永久占地为 10968m <sup>2</sup> 。
3	电力杆占地	0.2	0	0.2	/
4	管线工程	0	2.15	2.15	采气管线 2.7km，作业带宽度 8m。
合计		0.428	3.25	3.678	/

#### 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，井场施工过程中、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<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、C<sub>m</sub>H<sub>n</sub>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

拟建工程施工人数约30人，施工周期60天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按40L/d·人计，生活用水量总计约72m<sup>3</sup>，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57.6m<sup>3</sup>。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<sup>3</sup>计算，本工程管线共计2.7km，试压废水约为6.75m<sup>3</sup>，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 30 人,施工周期 60 天,平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程中生活垃圾产生量共计 0.9t,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 2.7km,施工废料产生量约为 0.54t。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 1.38 万 m<sup>3</sup>,回填土方 1.38 万 m<sup>3</sup>,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<sup>3</sup>,合计挖方约 1.3 万 m<sup>3</sup>,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<sup>3</sup>

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	0.06	0.06	0	—	0	—
管道工程	1.3	1.3	0	—	0	—
合计	1.36	1.36	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 1.62×10<sup>4</sup>t/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《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，则本工程北探 1 井井下作业产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 38t/a、0.052t/a、0.009t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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：

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

$E_{\text{设备}}$ ——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；

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

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——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；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——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  $e_{\text{TOC},i}$  取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (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  $WF_{\text{VOCs},i}$  和  $WF_{\text{TOC},i}$  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

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司 690991-41821903857017(传真)

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(1座)			0.0067	-	0.059

由上表可知,本工程北探 1 井场无组织逸散非甲烷总烃排放量为 0.059t/a,排放速率为 0.00674kg/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 H<sub>2</sub>S 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 0.1t/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。

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 1 口井，每次产生废机油约 0.05t，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 0.2t/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 2.7km，每次废渣产生量约 3.105kg（0.002t/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	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.1	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	0.25	场地清理环节	固态	石油类	间歇	T,I	
3	废机油		900-214-08	0.05	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	0.2	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	0.002	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包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、车辆的交通噪声等,噪声级为 70-110dB(A),见表 3.4-8。

表 3.4-8 运营期噪声源强调查清单(室外声源)

分布区	序号	噪声源名称	声功率级	排放规律	治理措施
采气井场	1	井下作业(修井、洗井等)	80~105	间歇	偶发噪声
	2	井口装置	85-90	连续	消声
	3	电加热器橇	70-85	连续	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	无组织排放 废气	NMHC	0.256	0.256	大气
废水	井下作业废水		井下作业废水	38	0	采用专用罐回收作业废水,拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
	采出水		采出水	1.62×10 <sup>4</sup>	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	0.1	0	委托有危废处置资质单位进行处理
	井场	油泥(砂)	石油类	0.2	0	
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.002	0	
	井下作业	废防渗材料	石油类	0.25	0	
	井下作业采气过程中机械设 备维修	废机油	石油类	0.05	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，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

### （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 <sup>3</sup> /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	%	8	100	100	8

		回收率					
（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	%	10	≥80	100	10

		率						
		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：

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

式中：

$P_I$ ——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	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$



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 <sub>2</sub>	0	0	0		
		NO <sub>x</sub>	15.813	0	15.813		
		颗粒物	2.108	0	2.108		
		非甲烷总烃	4.207	0.059	4.256		+0.059
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<sub>x</sub> 和 VOC<sub>s</sub>。

废水污染物：COD、NH<sub>3</sub>-N。

本工程运营期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，处理达标后进行回注；井下作业废水进入克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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 0.059t/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<sub>x</sub> 排放，不再核算 NO<sub>x</sub> 量。

综上所述，本工程总量控制指标为：VOCs0.059t/a。综上所述，本工程总量控制指标为：NO<sub>x</sub>0t/a，VOCs0.059t/a，COD0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 相关法律法规、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	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

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》	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 VOCs 治理。实施 VOCs 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 VOCs 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 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等;加强汽修行业 VOCs 综合治理,加大餐饮油烟污染治理力度,持续削减 VOCs 排放量	本工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放,报告中已针对无组织排放提出密闭集输措施	符合
	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
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	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 VOCs 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 VOCs 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 VOCs 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 VOCs 治理,加快更换装载方式	本工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 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,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理,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6m,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,属于石油开采项目	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	<p>（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。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、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。</p> <p>（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</p>	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，采出水随采出液一起输送至大北天然气处理厂处理，井下作业废水拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；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；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；项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

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评价跟踪评价	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电网、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，采出水随采出液一起输送至大北天然气处理厂处理，井下作业废水拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；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；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	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）	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、	本工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合

	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		
	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 克拉苏钻试修废弃物环保处 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	本工程更换注水管线、 HD29-H5 井集输管线两侧各 距生态保护红线最近约 6m， 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	本工程更换注水管线、 HD29-H5 井集输管线两侧各 距生态保护红线最近约 6m， 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		
《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选址。	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
		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，采出水随采出液一起输送至大北天然气处理厂处理，井下作业废液送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，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不落地收集后运至克拉苏钻井试修废弃物环保处理站处理。	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）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	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。	符合
--------------------------------	-----------	---	--	----

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“三线一单”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”位置关系示意图附图 4，本工程与环境管控单元位置关系见附图 5。

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	本工程执行标准符合国家和自治区环	符合

区环境保护标准的项目。		境保护标准	
	【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜區、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、风景名胜區、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、风景名胜區、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，深入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。	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
	【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	本工程不属于新建危险化学品生产项目	符合

			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。		
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;拟建项目更换注水管线、HD29-H5井集输管线两侧各距生态保护红线最近约6m,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生态环境。	本工程不涉及相关内容	--
		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	A1.2限	【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	本工程不涉及相关内容	--

	间布局约束	制开发建设的活动	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。		
			【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	--
			【A1.4-1】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。	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
	A1.4 其它布局要求		【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	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	--

			间规划产业发展规划和生态红线管控要求		
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 VOCs 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（VOCs）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 VOCs“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 VOCs 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 VOCs 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	<p>【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。</p>	本工程不涉及相关内容	--
			<p>【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。</p>	本工程不涉及相关内容	--
			<p>【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。</p>	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
			<p>【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。加强农副产品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。</p>	本工程不涉及相关内容	--

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	【A2.2-6】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
			【A2.2-7】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聚集区、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。	本工程采出水随采出液输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层,井下作业废液采用专用回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理,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油污泥清理工作,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	--

			<p>【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控机制,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。</p>	本工程不涉及相关内容	--
			<p>【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。</p>	本工程不涉及相关内容	--
		<p>新疆维吾尔自治区总体管控要求</p> <p>A3 环境风险防控</p> <p>A3.2 联防联控要求</p>	<p>【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。</p>	本工程不涉及相关内容	--
			<p>【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。</p>	本工程不涉及受污染耕地	—

			<p><b>【A3.2-3】</b>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。</p>	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	<p><b>【A3.2-4】</b>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。</p> <p><b>【A3.2-5】</b>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。</p> <p><b>【A3.2-6】</b>强化兵地联防联控联控，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。</p>	<p>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</p>	符合
			<p><b>【A3.2-5】</b>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。</p>	<p>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</p>	符合
			<p><b>【A3.2-6】</b>强化兵地联防联控联控，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。</p>	本工程不涉及相关内容	--
	A4 资源利用要求	A4.1 水资源	<p><b>【A4.1-1】</b>自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。</p>	<p>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</p>	符合

			<p>【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%。</p> <p>【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%。</p>	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	<p>【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。</p> <p>【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%。</p> <p>【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上</p>	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	<p>【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。</p>	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环保科技有限公司进行处	符合
			<p>【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色组分提取、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。</p>	本工程不涉及相关内容。	--
			<p>【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色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。</p>	本工程不涉及相关内容。	--
			<p>【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。</p>	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“三线一单”、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 and 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、地下水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、制糖等企业综合治污和清洁化改造。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	-
	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	-
阿克苏地区总体管控要求	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控机制，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治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
ZH6 5292 4100 02 拜城县土地沙化生态保护红线	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、开采及矿山生态环境修复相关要求。（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
	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
ZH6 5292 4300 01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		
ZH6 5292 4300 01 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油污泥清理工作，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 16km，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

调查说明项目区地理位置。

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。地处东经，北纬之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km<sup>2</sup>。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

拜城县地域辽阔，地面高程海拔 948~977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

##### ①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干支渠道的两侧。县辖面积 880km<sup>2</sup>，占全县总面积的 2.7%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰~4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

##### ②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km<sup>2</sup>，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰~25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长

有天然胡杨林 2133.33km<sup>2</sup>，其次还有 166.67km<sup>2</sup> 的野生甘草、200km<sup>2</sup> 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

### ③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km<sup>2</sup>，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10~50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝怪柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程所在区域位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠区。

### 4.1.3 工程地质

工程区位于塔里木盆地库车坳陷，属于南天山造山带的前陆盆地，北临南天山构造带，南为塔北隆起。塔里木盆地库车坳陷东西长约 550km，南北宽 30~80km，面积 28515km<sup>2</sup>。工程区位于克拉一依奇克里克构造带西部，即克拉苏构造带。克拉苏构造带位于库车坳陷北部，南靠拜城凹陷，北接北部单斜带。该构造带的形成与演化主要受控于大宛齐北—克拉苏断裂带，构造带内发育各种类型与断层相关的褶皱。

### 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<sup>3</sup>。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拗陷盆地，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 8 月 31 日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 5.16km<sup>2</sup>。

(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 NASALandsat8 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	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV <sub>3</sub> ）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发



主要生态环境问题	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
主要保护措施	建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林
适宜发展方向	加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

图 4.2-1 生态功能区划图

本工程主要是为石油开采项目，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防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

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，主要集中在冬季（非植物生长季）。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，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产存在潜在的灾害性影响。

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，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

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
------	-----

		面积 (km <sup>2</sup> )	百分比 (%)
未利用地	沙地	4.33	83.91
	盐碱地	0.83	16.09
合计		5.16	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) 区域植被区系

评价区域自然植被主要有 3 种植被类型，即荒漠植被、灌丛植被和胡杨疏林；3 个群系，即怪柳群系、胡杨群系、芦苇群系。具体内容见表 4.2-3。各群系主要的群落特征如下：

表 4.2-3 评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群从组
森林	落叶阔叶林	杜加依林	胡杨群系	多枝怪柳+胡杨 群从组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝怪柳群系	—
草甸植被	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	芦苇群系	—

##### ①胡杨群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在塔里木南岸，它处于塔河的一级阶地。土壤类型为林灌草甸土，胡杨林呈走廊式沿河岸分布。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6-12m 不等，每公顷株数 100-150 株左右，盖度多在 30%以上。林下灌木层主要是多枝怪柳，其盖度随林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 50%，其下偶有黑果白刺等。草本也非常稀疏，常见的有胀果甘草、花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

##### ②多枝怪柳群系

远离塔里木河的区域为沙地覆盖，地表主要以半固定沙丘为主，植被以怪柳为主，伴有衰退胡杨林，胡杨林密度较低，稀疏胡杨林呈岛状分布，并已干枯死亡，植被盖度 5~10%。

③芦苇群系

该群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往芦苇占绝对优势出现，伴生很少量的草本，如胀果甘草、花花柴、大花罗布麻等。群落发育良好，盖度 10%-20%，高度 20-100cm 不等，所处的土壤为沙壤—壤质的盐化草甸土，地下水埋深 3-6m。

(2) 评价区植物种类

项目区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，分布有塔河古河床，地势较为平坦。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）等。自然植被以柽柳灌丛为主。

表 4.2-4 评价区主要高等植物及分布一览表

科	种名	拉丁名
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus diversifolia</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	疏叶骆驼刺	<i>Alhagis parsifolia</i>
柽柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛柽柳	<i>T. hispida</i>
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E. Moenchii</i>
列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche tubulosa</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>

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。项目区域植被类型图见下图：

图 4.2-3 评价区域植被类型图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 区域野生动物调查

本工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

本工程位于塔里木盆地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 8 种，其中爬行类 3 种，哺乳动物 2 种，鸟类 3 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目区域主要野生动物名录

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalusforsythi</i>	-
2	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>	-
爬行纲						
3	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>	-
鸟纲						
4	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechysmongolica</i>	-
5	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	-
6	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammodendri</i>	-
哺乳纲						
7	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>	-
8	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutesnaso</i>	-

(2) 野生动物重要物种

①种类组成

根据《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）、《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）及《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》（生态环境部公告 2023 年第 15 号），该区域特有种中南疆沙蜥被列入中国生物多样性红色名录，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称（中文 名/拉丁名）	保护 级别	濒危 级别	特有种 （是/否）	分布区域	资料 来源	工程占用情 况（是/否）
----	-------------------	----------	----------	--------------	------	----------	-----------------

1	南疆沙蜥 ( <i>Phrynocephalus forsythi</i> )	—	近危	是	主要栖息于荒漠地区， 尤以植被稀疏的沙质荒 漠地区较常见	现场调查、文 献记录、历史 调查资料	否
---	--	---	----	---	------------------------------------	--------------------------	---

在油田开发区域，因油气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，项目区偶尔可见到南疆沙蜥的活动。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

(1) 生态保护红线

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主要分布在阿克苏地区新和县、拜城县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

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）约 560m，本工程新增占地均不在生态保护红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意图如下：

图 4.2-4 生态保护红线图

(2) 水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km<sup>2</sup>，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km<sup>2</sup>，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型

是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

### （3）塔里木河上游湿地自然保护区

新疆塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河拜城县境内 164.38km 流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越拜城县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：总面积为 256840hm<sup>2</sup>，海拔 950~1020m。

塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。新疆塔里木河上游湿地自然保护区属于大型湿地自然保护区，保护区面积 256840hm<sup>2</sup>，其中核心区面积为 71586hm<sup>2</sup>，占保护区总面积的 27.87%；缓冲区面积为 149468hm<sup>2</sup>，占保护区面积的 58.08%，实验区面积为 36086hm<sup>2</sup>，占保护区面积 14.05%。

本工程北距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 560km，位置关系同图 4.2-4。

## 4.2.8 主要生态问题调查

### （1）区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 362366 平方千米，占全疆沙漠的 82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积 3435.59 万公顷，其中：流动沙地 2618.66 万公顷，半固定沙地 549.82 万公顷，固定沙地 247.10 万公顷，沙化耕地 11.83 万公顷，非生物工程治沙地 8.18 万公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占新疆沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘



在 25 米以下，内部一般在 50~80 米之间，少数高达 200~300 米。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等。沙漠边缘地区年降水量 60~80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

经核查，本工程所在区域的沙化类型为半固定沙地。

图 4.2-5 项目区沙化土地现状

#### （2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2024 年水土流失动态监测年报》，2024 年阿克苏地区轻度侵蚀面积 29793.84km<sup>2</sup>，占水土流失总面积的 46.63%；中度侵蚀面积 32475.95km<sup>2</sup>，占水土流失总面积的 50.83%；强烈及以上侵蚀面积 1619.19km<sup>2</sup>，占水土流失总面积的 2.53%。

#### （3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对克拉苏气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化。

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			2022 年 12 月	潜水
2	大宛其农场 7 队水井			2022 年 12 月	潜水
3	科台克吐尔村北			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	监测因子	检测方法	最低检出浓度
----	------	------	--------

1	色度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》 (GB/T5750.4-2006) 1.1 铂-钴标准比色法	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》 (GB/T5750.4-2006) 3.1 嗅气和尝味法	——
3	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》 (GB/T5750.4-2006) 4.1 直接观察法	——
4	pH 值	《水质 pH 值的测定电极法》 (HJ1147-2020)	——
5	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法有机物综合指标》 (GB/T5750.7-2006) 1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.06mg/L
6	硝酸盐氮	《水质硝酸盐氮的测定紫外分光光度法(试行)》 (HJ/T346-2007)	0.08mg/L
7	氨氮	《水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法》 (HJ535-2009)	0.026mg/L
8	亚硝酸盐氮	《水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法》 (GB7493-87)	0.003mg/L
9	氟化物	《水质氟化物的测定离子选择电极法》 (GB7484-87)	0.06mg/L
10	溶解性 总固体	《地下水水质分析方法第 9 部分: 溶解性固体总量的测定重量法》 (DZ/T0064.9-2021)	——
11	挥发酚	《水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 (HJ503-2009)	0.0003mg/L
12	硫化物	《水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法》 (HJ1226-2021)	0.01mg/L
13	碘化物	《地下水水质分析方法第 56 部分: 碘化物的测定淀粉分光光度法》 (DZ/T0064.56-2021)	0.026mg/L
14	氰化物	《生活饮用水标准检验方法无机非金属指标》 (GB/T5750.5-2006) 4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	0.002mg/L
15	铁	《水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法》 (GB11911-89)	0.03mg/L
16	锰		0.01mg/L
17	铜	《水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法》 (GB7475-87) 第一部分直接法	0.06mg/L
18	锌		0.06mg/L
19	铝	《生活饮用水标准检验方法金属指标》 (GB/T5750.6-2006) 1.3 无火焰原子吸收分光光度法	$1.0 \times 10^{-2}$ mg/L
20	镉	《生活饮用水标准检验方法金属指标》 (GB/T5750.6-2006) 无 火焰原子吸收分光光度法	0.0006mg/L
21	铅		0.0026mg/L
22	总硬度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》 (GB/T5750.4-2006) 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0mg/L
23	汞	《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法》 (HJ694-2014)	$4 \times 10^{-6}$ mg/L
24	砷		$3 \times 10^{-4}$ mg/L
25	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法金属指标》 (GB/T5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
26	石油类	《水质石油类的测定紫外分光光度法 (试行)》 (HJ970-2018)	0.01mg/L

27	钾离子	《水质可溶性阳离子 (Li <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> 、K <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> ) 的测定离子色谱法》(HJ812-2016)	0.02mg/L
28	钠离子		0.02mg/L
29	钙离子		0.03mg/L
30	镁离子		0.02mg/L
31	碳酸根	《地下水水质分析方法第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定滴定法》(DZ/T0064.49-2021)	1mg/L
32	碳酸氢根		1mg/L
33	氯离子	《水质无机阴离子(F <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 、Br <sup>-</sup> 、NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> 、SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ) 的测定离子色谱法》(HJ84-2016)	0.007mg/L
34	硫酸根离子		0.018mg/L
35	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法微生物指标》(GBT5750.12-2006) 2.1 多管发酵法	——
36	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法微生物指标》(GB/T5750.12-2006) 1.1 平皿计数法	——

#### 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：

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

式中： $P_{pH}$ —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH<sub>sd</sub>—标准中 pH 的下限值；

pH<sub>su</sub>—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，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准类标准。





表 4.3-4 地下水八大离子平衡计算结果一览表



#### 4.3.3.3 水位现状调查

项目区域位于塔克拉玛干沙漠，属于沙漠地区，依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中表 4 地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本工程共监测地下水环境水位点 10 个。

表 4.3-5 水位统测结果表

监测井编号	坐标	井深(m)	水位埋深(m)

#### 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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )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 4.3-6 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
					4500	达标
大北处理站占地范围内	占地范围内（柱状样）	石油烃				
	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。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


表 4.5-2 土壤剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次

#### 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：井场阀组区域一级，管线区域为一级。根据评价区土壤类型图图 4.5-1，结合工程所在区域土壤类型（林灌草甸土、龟裂土、风沙土）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 4.5-3。

表 4.5-3 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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )+土壤盐分含量
		T2	《土壤环境质量建设用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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )+土壤盐分含量
		T3	《土壤环境质量建设用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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )+土壤盐分含量
	柱状样	T4	pH+土壤盐分含量+石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
		T5	pH+土壤盐分含量+石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
		T6	pH+土壤盐分含量+石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
		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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
		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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
		T10	pH+土壤盐分含量+石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )

### (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土壤污染风险管控标准(试行)》



[illegible]


表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价（2）


表 4.5-5 占地范围内柱状样土壤环境质量评价



表 4.5-6 占地范围外土壤环境质量评价结果


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 4.5-7，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-8。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 4.5-9，区内土壤存在轻度碱，轻度盐化、中度度盐化的情况。

表 4.5-7 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 4.5-8 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 4.5-9 土壤盐化、酸化现状



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》（HJ2.2-2018）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 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均质量浓度				达标
NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度				达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
O <sub>3</sub>	日最大 8 小时滑动平均值的 第 90 百分位数				达标
PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度				超标
PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度				达标

由表 4.6-1 可知，项目所在区域 PM<sub>10</sub> 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<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO 和 O<sub>3</sub> 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/m<sup>3</sup>（标注除外）

污 染 物	年评价指标	二级标准 (μg/m <sup>3</sup> )	现状浓度(μg/m <sup>3</sup> )				
			2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度	70					
PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度	35					
SO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	60					
NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	40					
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000					
O <sub>3</sub>	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<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub> 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<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 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 2 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		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 8 月 30 日至 9 月 5 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 <sub>2</sub> S	《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》	GB11742-89	mg/m <sup>3</sup>	0.005
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 <sup>3</sup>	0.07

#### 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：P<sub>i</sub>——i 评价因子最大占标百分比；

C<sub>i</sub>——i 评价因子最大监测浓度(μg/m<sup>3</sup>)；

C<sub>io</sub>——i 评价因子评价标准(μg/m<sup>3</sup>)。

(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<sup>3</sup> 的标准；H<sub>2</sub>S 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 (μg/m <sup>3</sup> )	监测浓度范围 (μg/m <sup>3</sup> )	最大浓度占 标率/%	达标 情况
------	-----	------	------------------------------	--------------------------------	---------------	----------

富源 2 接转站进站阀组	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	480~740	37	达标
	硫化氢	1 小时平均	10	未检出	-	达标
富源 105-H1 阀组	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	500~740	37	
	硫化氢	1 小时平均	10	未检出	-	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  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  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		东场界	1	$L_{Aeq, T}$
2		南场界	1	
3		西场界	1	
4		北场界	1	
5		东场界	1	$L_{Aeq, T}$
6		南场界	1	
7		西场界	1	
8		北场界	1	
9		声环境背景值	1	$L_{Aeq, T}$

#### (2) 监测因子

等效连续 A 声级。

#### (3) 监测时间及频率

2025 年 9 月 3 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）



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；现有井场厂界噪声监测值昼间为 45~46dB(A)，夜间为 38~39dB(A)，项目区阀组厂界噪声监测值昼间为 44~46dB(A)，夜间为 38~39dB(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。



5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

- (1) 气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。
- (2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输工程等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。
- (3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

气田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	施工期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地面积为 101.9hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为 12.3hm<sup>2</sup>，临时占地 89.6hm<sup>2</sup>，占地类型为裸土地、天然牧草地、滩涂等。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。

#### **5.1.2.2 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碾压。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）生物损失计算

本工程占地类型为裸土地、天然牧草地、滩涂等。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、滩涂区域植被生物量参照 2.2t/hm<sup>2</sup>、裸土地植被生物量参照 0.75t/hm<sup>2</sup>，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：

$$Y=\sum S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，吨；S<sub>i</sub>——占地面积，公顷；W<sub>i</sub>——单位面积生物量，吨/公顷。

本工程总占地面积为 101.9hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为 12.3hm<sup>2</sup>，临时占地 89.6hm<sup>2</sup>。工程永久占地生物量损失约为 9.23t，临时用地生物量损失为 68.59t（滩

涂约 0.91t、牧草地约 1.19t、裸土地约 66.49t），共造成约 77.82t 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。

#### 5.1.2.3 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。

#### 5.1.2.4 井场建设对生态环境的影响

本工程部署 1 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。

#### 5.1.2.5 管线建设对生态环境的影响

工程新建管线 2.75km, 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。

#### 5.1.3 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，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

## 5.1.4 运营期生态环境影响分析

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。

### 5.1.5 退役期生态环境影响分析

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。

### 5.1.6 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人

类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而本工程开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

本工程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。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-4。

**表 5.1-4 工程所在区域生态系统完整性等级表**

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好



	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-4 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，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。

### 5.1.7 小结

油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。

由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

工程区属于水土流失塔里木河流域水土流失重点治理区，但工程占地面积较

小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

表 5.1-5 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 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （主要保护对象、生态功能等） 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （遗迹多样性、完整性等） 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失等）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（38.67）km <sup>2</sup> ；水域面积：（ ）km <sup>2</sup>
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

## 5.2 大气环境影响分析

### 5.2.1 施工期环境空气影响分析

#### 5.2.1.1 污染源分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供,柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、烃类等,柴油发电机的使用情况具有不确定性,其污染物的排放具有排放时间短等特点。地面工程及管道施工过程中将产生一定的施工扬尘,机械设备和车辆在运行过程中主要污染物为 NO<sub>x</sub>、CO、SO<sub>2</sub>、THC 等,施工机械和运输车辆运行时间一般都较短,对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

#### 5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

##### (1) 钻井废气影响分析

本工程钻井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤。

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供,柴油发电机作为备用电源。由于燃料燃烧将向大气中排放废气,其中主要的污染物为烃类、CO、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> 等。

本工程使用环保检验合格的柴油发电机,钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段,且平均日排放量不大,加之大气环境影响评价范围内地域辽阔,扩散条件较好,周围无居民区等环境敏感点,因此柴油发电机组废气不会对周围环境产生明显影响。同时,本评价建议,施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测,确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告 2020 年第 74 号)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)。

##### (2) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘,采用洒水降尘,在施工场地实施砾石覆盖后,每天洒水抑尘作业 4~5 次,其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围,由此车

辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、管道等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为人工铺垫的砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

### （3）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、土地平整及地基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

### （4）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为  $\text{NO}_x$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{THC}$  等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目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，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采气阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

## 5.2.2 运营期大气环境影响分析

### 5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定“对于各级评价项目，均应调查评价范围内 20 年以上的主要气候统计资料。”本工程位

于拜城县境内。为此，本次评价以拜城气象站近 30 年的气象数据为依据，分析本工程所在区域的气象特征，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的要求。主要包括风速、风向、温度等。

(1) 温度

区域内近 30 年各月平均气温变化曲线见图 5.2.1。

表 5.2-1 近 30 年各月平均温度月变化统计表


由表 5.2-1 可知，区域近 30 年平均气温为 7.84℃，7 月份平均气温最高，为 21.8℃，1 月份平均气温最低，为-12.2℃。

图 5.2.1 近 30 年各月平均温度变化曲线图

(2) 风速

区域内近 30 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2，近 30 年各月平均风速变化曲线见图 5.2.2。

表 5.2-2 近 30 年各月平均风速变化统计表


图 5.2.2 近 30 年各月平均风速变化曲线图

由表 5.2-2 可知，区域近 30 年平均风速为 0.84m/s，4、5 月份平均风速最大为 1.4m/s，1、11、12 月份平均风速最低为 0.4m/s。

(3) 风向、风频

区域内近 30 年平均各风向风频变化统计结果见表 5.2-3，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2.3。

表 5.2-3 近 30 年不同风向对应频率统计一览表


图 5.2.3 近 30 年风频玫瑰图

由表 5.2-3 及图 5.2.3 析可知，近 30 年资料统计结果表明，该地区多年 SE 风向的平均风频最大，其次是 NNE、NE、SSE、S 风向，该区域任何连续三个

风向角风频之和均小于 30%，因此气象资料统计结果显示该地区主导无主导风向。

#### 5.2.2.2 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井场无组织排放的非甲烷总烃。

##### (2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  作为环境质量标准限值。

##### (3) 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。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

##### (4) 污染源参数

本工程运营期产生的无组织大气污染物主要为生产过程中的烃类无组织挥发，产生点主要集中在井口、管线设备接口、阀门处等，本次评价选取采气井、排水井和注水井中代表性井场进行预测。

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”。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。污染物排放参数见表 5.2-4，估算模型参数见表 5.2-5。

表 5.2-4 估算模式计算结果表

污染源名称	面源起点坐标/m	海拔高度 (m)	矩形面源	与正北向夹角	面源有效排放高度	年排放小时数	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
-------	----------	----------	------	--------	----------	--------	------	----------------

	x	y	)	长 度 (m)	宽 度 (m)	/°	(m)	(h)		NMHC
	0	0	1872	37.6	24	0°	6	8760	正常	0.0067
	0	0	1898	39.5	36.5	0°	6	8760	正常	0.0031
	0	0	1732	33	33	0°	6	8760	正常	0.0028

表 5.2-5 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		39
最低环境温度/°C		-28.7
土地利用类型		荒漠
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	/

估算模式预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果


根据表 5.2-10 预测结果可知:

②无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度在污染源下风 29m, 项目区周边 5.0km 范围内无敏感点, 因此对大气环境影响不大。

#### 5.2.2.2 大气环境影响小结



范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，正常工况下排放的非甲烷总烃下风向最大落地地面浓度低于《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求（4.0mg/m<sup>3</sup>），说明站（井）场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

### 5.2.2.3 大气污染物核算

本工程运行期大气污染物排放量见表 5.2-7。

表 5.2-7 本工程大气污染物排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
井场	非甲烷总烃	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）中企业边界污染物控制要求	井场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m <sup>3</sup>	0.256

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-8。

表 5.2-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级	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 <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		<500t/a☑
	评价因子	基本污染物（SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ） 其他污染物（NMHC）			包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑
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	(2022) 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	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源☑

查		<input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>						
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	A USTAL 2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALP UFF <input type="checkbox"/>	网 格模 型 <input type="checkbox"/>	其 他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (NMHC)					包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>					$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>				$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>	
		二类区	$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ <input type="checkbox"/>				$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $> 30\%$ <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 ( ) h		$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ <input type="checkbox"/>		$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 <input type="checkbox"/>					$C_{\text{叠加}}$ 不达标 <input type="checkbox"/>	
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>					$k > -20\%$ <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ( )		监测点位数 ( )		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离	距厂界最远 ( ) m						
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> : ( ) t/a	NO <sub>x</sub> : ( ) t/a	颗粒物: ( ) t/a		VOCs: (0.256) t/a		

### 5.2.3 退役期大气环境影响分析

气井退役后各种相关辅助工作均停止, 采气造成的环境空气污染源将消失, 气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, 主要为井场清理的气田工作人员。

## 5.3 地表水环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)评价工作分级判据规定,拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 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

#### 5.3.1.1 施工废水对地表水的影响分析

项目施工期废水主要有钻井期产生的钻井废水、酸化压裂废水、井场工程与管道工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

##### (1) 钻井废水

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

根据目前油气田钻井实际情况,钻井废水临时罐体收集,按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆,在钻井期间综合利用,不外排;钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生,根据类型不同采取不同措施妥善处置。钻井工程结束时最终产生的钻井废水拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

##### (2) 酸化压裂废水

钻井工程当钻至目的层后,对油气应进行完井测试,钻孔在目的层未遇裂隙,则需进行射孔,用射孔枪打开产层,然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中,通过酸液和地层岩石矿物的反应,溶解部分岩石矿物或堵塞物质,从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝,改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来,即为酸化压裂废水。

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

##### (3) 管道试压废水

拟建工程管道分段试压，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。试压结束后用于区域洒水降尘。

(4) 生活污水

施工期施工人员生活污水排放量约为 2649.6m<sup>3</sup>/a。产生的生活污水水量小、水质简单，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至当地生活污水处理厂处理，禁止运输途中随意倾倒。

拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，只要控制不让各类废水和生活污水进入河道，不会造成水体污染。项目施工期废水对周围水环境影响可接受。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

5.3.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废水。采出水随采出气输送至大北天然气处理厂处理，采用“沉降-除油-过滤”处理工艺，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。输送管线是全封闭系统，输运的回注水不会与管线穿越的河流水体之间发生联系，对地表水环境不产生影响。

拟建工程废水不外排，水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1)采出水处理

拟建工程建成投运后，拟建工程单井采出水随采出气输送至大北天然气处理厂，采出水首先进入脱水脱烃装置，然后出水直接进入沉降罐，至少保证 10 小时的沉降时间，沉降除油后净化的采出水通过注水管线转输至大北区块回注井中，处理后污水达到《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，由回注水泵吸水进行回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.3-2 大北天然气处理厂采出水处理规模一览表

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

采出水 m <sup>3</sup> /d	1920	1300	620	306.72	依托可行
-----------------------	------	------	-----	--------	------

## (2)井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，在井下作业过程中，作业单位采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中注入层平均空气渗透率 $>1.5$  情况下的有关标准限值后回注，不外排。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站接收的各井钻井、酸化、压裂等作业废液由罐车从各井场拉运至卸液接收池，进行分离后，由泵提升进入沉淀池，然后进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池储存，最后通过注水泵回注地层。

站内的废液接收池、加药调节池、废液沉降池、沉降池、石灰搅拌池等均填土面铺 100mm 厚混凝土，下设防水土工膜，防渗系数 $<1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，符合《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18597-2023）中对危险废物堆放场地的要求。

经克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）水质指标要求，用于油田油层回注用水。克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 300m<sup>3</sup>/d，克拉苏油田钻试修废弃物剩余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

表 5.3-3 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型 直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水文要素影响型 水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ； 水域面积 <input type="checkbox"/>
影响识别	影响因子	持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位(水深) <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>

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 <input checked="" type="checkbox"/>	一级□；二级□；三级□

### 5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期参照《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，清理场地工作等，无废水外排，对地表水的影响很小。

## 5.4 地下水环境影响评价

### 5.4.1 调查评价区水文地质条件

#### （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拗陷盆地，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

受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响，将调查评价区总体分成了木扎提河冲积洪积平原区、克孜勒塔格前山平原区。

### ① 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(L/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，较其西部区域颗粒料变小，含水层岩性以砂砾石层为主，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。

### ② 克孜勒塔格前山平原区

即拜城盆地中部区域，由喀布斯拉河、台勒维丘克河及喀普斯浪河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即坐落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯拉河的冲洪积物组成，

属中、上更新统地层。在乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部，地下水富水性优良，据钻孔资料，含水层为砾卵石地层，单位涌水量为  $43.81\text{m}^3/\text{s.m}$ 。地下水埋深  $47.82\text{m}$ 。至喀布斯拉河冲洪积扇下部，含水层富水性好，在九大队一带单位涌水量为  $32.85\text{m}^3/\text{s.m}$ ，地下水位埋深小于  $10\text{m}$ 。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀普斯浪河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层，单位涌水量为  $45.0\text{m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深  $39.51\text{m}$ 。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主，单位涌水量为  $33.28\text{m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深  $3\sim 5\text{m}$ ；亚吐尔乡单位涌水量为  $11.01\sim 24.29\text{m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深在  $18.93\sim 27.91\text{m}$  之间。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀普斯浪河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，单位涌水量为  $7.61\sim 16.2\text{m}^3/\text{s.m}$ ，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部  $25\text{m}$  为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石，地下水埋深  $18.3\sim 36.3\text{m}$ 。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差，上层潜水的单位涌水量小于为  $0.5\text{m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深  $1\sim 3\text{m}$ 。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀普斯浪河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，单位涌水量在  $16.13\sim 32.52\text{m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深在  $10\sim 30\text{m}$ ，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，单位涌水量在  $6.32\sim 9.92\text{m}^3/\text{s.m}$  之间，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于  $100\text{m}$ 。

### （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。

DB13-5位于古近系-新近系裂隙孔隙层间水，为水量贫乏区，DB305-5W井附近分布有第四系潜水含水层。

#### ①第四系单一结构松散岩类孔隙水

水量丰富区（ $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）：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 $1035.85\sim 4033.57\text{m}^3/\text{d}$ 。

#### 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 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。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—100 或大于100 米，在盆地则埋藏于中上更新统卵石 含水层之下150-380m厚度为 85~560米。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、喀普斯浪河冲洪积平原上、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。

地下水的径流方向为从北向南。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。地下水的水力坡度，在北部约 1.42%，中部、南部为 1.43%左右。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 and 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  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型和  $\text{Cl}$  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

主要分布在台勒丘克河冲洪积平原中部，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

主要分布在台勒丘克河中下游，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。

$\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4$  型水：呈片状东西向分布于区域的南部，水化学类型为  $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4$  型水，潜水矿化度较低，为  $0.62 \sim 0.84 \text{g/L}$ ，水质为淡水。

$\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl} \cdot \text{SO}_4$  型水：呈片状东西向分布于区域的中部，水化学类型为  $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl} \cdot \text{SO}_4$  型水，潜水矿化度较低，为  $0.37 \sim 0.51 \text{g/L}$ ，水质为淡水。

$\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3$  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  $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3$  型水，潜水矿化度为  $0.42 \sim 0.64 \text{g/L}$ ，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  $3.0 \sim 10.0 \text{g/L}$ ，水质为半咸水，水化学类型为  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$  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  $1.2 \times 10^{-3} \text{cm/s} \sim 1.4 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，平均为  $1.2 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，大于  $10^{-4} \text{cm/s}$ ，因此，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（ $\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$ ）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喀普斯浪河、木札特河等水系及冲洪积扇分布。

### 5.4.2 施工期地下水环境影响分析

根据前文 5.3.1 节，施工期废水不外排。

另外，项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的表层套管的下入深度 200m，二开套管的下入深度至 2500m，均采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

施工期间钻井井场内的钻井平台、泥浆不落地系统、柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。

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。故施工期对地下水环境的影响很小。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。

### 5.4.3 运营期地下水环境影响分析

#### 5.4.3.1 正常状况下水环境影响分析

##### ①废水对地下水影响分析

运营期，废水污染源主要为采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文 5.3.2 节，本工程运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

#### ②落地油对地下水影响分析

本项目在修井及采气等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，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，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

#### ③集输管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

#### ④回注水对地下水影响分析

本工程采出水经大北天然气处理厂达标后回注地层，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，满足环办环评函〔2019〕910 号）的相关要求。

综上，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小。

#### 5.4.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层，采气树管线链接和阀门、集输管线的采出液及含油物质的泄露等，污染物主要为石油类，如不及时修复，可能对地下水造成影响。对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

**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。采气过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

**渗透污染：**是导致地下水污染的普遍和主要方式。井喷后的含油污染物、落地油、采出液的跑、冒、滴、漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

#### （1）油水窜层对地下水的污染影响（穿透污染）

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见事故的发生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度较深。钻井过程中采用固井措施，正常情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离第四系含水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

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第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到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，集输管线中的各类污染物进入到含水层中。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径流至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露点源的水动力弥散问题。

#### ②预测方法

本次主要关注对工程区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

#### 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

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

该预测情景下，污染物在浅层含水层中的迁移，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：

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<sub>0</sub>—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<sub>L</sub>—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/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区域的勘察资料及经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1 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	0.25m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据区内勘察资料中8号孔的历史抽水试验资料，渗透系数取18.09m/d。喀普斯浪河冲积扇地下水的水力坡度为3.3‰~3.8‰，本次取较大值

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
				3.8‰。
2	$D_L$	纵向弥散系数	$2.5\text{m}^2/\text{d}$	$D_L=\alpha L u$ ， $\alpha L$ 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	27%	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%。
4	$t$	时间	计算发生渗漏后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，因此参照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。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（100d、1000d、3650d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-2、表 5.4-3，图 5.4-4。

表 5.4-2 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果


表 5.4-3 预测结果统计表




**图 5.4-4 发生长期泄露后石油类污染物浓度变化趋势图**

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，在水动力弥散作用下，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 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 91m、446m、1287m，影响距离分别为 101m、480m、1353m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的生产井套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃井套管被腐蚀破坏，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，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油类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，因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，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，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

## **（2）泄漏事故对地下水的污染影响（渗透污染）**

本项目集输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，颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如棕漠土、盐土、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，一般富集在 0-20cm 的土层中；评价区内土壤类型为棕漠土和石质土，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。

### （3）泄漏事故对土壤的污染影响

本次考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

#### 预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为

短时泄漏，泄漏时长最多按1d计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[ \operatorname{erfc} \left( \frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left( \frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}} \right) \right]$$

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；

C0——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；

DL—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

erfc( )—余误差函数。

④预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是是油气开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表5.4-1。

⑤预测结果与分析

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（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5.4-4，图5.4-5。

表5.4-4 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

--	--	--


图5.4-5 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测100d、1000d、3650d时地下水最大影响距离约57m、236m、632m，故泄露事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。故井场、集输管道必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

本次预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。事故发生后，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。

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

#### 5.4.4 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。退役期井场拆除采油设备，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。

#### 5.4.5 地下水环境影响评价小结

(1) 建设期产生的钻井废水全部采用泥浆不落地技术收集处置，正常情况下，不会对周边水环境产生影响；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) 运营期的采出水、井下作业废水分别依托大北天然气处理厂、克拉苏钻试修环保站处理达标后回注地层，剩余处理能力可满足本项目需求。

(3) 在正常状况下，本项目产生的废水不外排，在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、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，本项目对地下水环境的影响较小。

(4) 本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景，结合评价区水文地质条件，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，针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施的情况下，该项目对水环境的影响是可以接受的。

## 5.5 土壤环境影响分析

### 5.5.1 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。

## 5.5.2 运营期土壤环境影响分析

### 5.5.2.1 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。

#### 5.5.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

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。

#### 5.5.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

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 5.7-3。

表 5.7-3 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

##### (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 5.7-4。

表 5.7-4 本工程包气带岩性

土层 m	层厚度 m	岩性

##### (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：

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

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<sup>2</sup>/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 Dirichlet 边界条件

$$c(z,t)=c_0 \quad t>0, z=0(\text{适用于连续点情景})$$

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

第二类 Neumann 零梯度边界

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

(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 5.7.1 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 5.7.2 所示。

图 5.7.2 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  $0.001739\text{mg}/\text{cm}^3$ ，换算后为  $1.3 \times 10^{-6}\text{mg}/\text{kg}$ ，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  $4500\text{mg}/\text{kg}$ 。

表 5.7-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>	--

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司 1940991-41821903857017(传真)

响 识 别	土地利用 类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			--
	占地规模	1.3hm <sup>2</sup> (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 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 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 <input type="checkbox"/> ; II类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>			--
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>			--
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>			--
现 状 调 查 内 容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>			--
	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 评 价	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			--
	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 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ( )			--
影 响 预 测	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。			--
	预测因子	石油烃			--
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 ( )			--
	预测分析 内容	影响范围 (/) 影响程度 (/)			--
防	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>			--
	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ;			

治措施		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	
	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。					

## 5.6 固体废物影响分析

### 5.6.1 施工期固体废物影响

本工程主要包括钻井工程和地面工程等, 施工过程中产生的固体废物主要为废弃泥浆、钻井岩屑、焊接及吹扫废渣、生活垃圾、废机油、废弃包装等。

#### (1) 废弃钻井泥浆和岩屑

本工程钻井过程中采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑, 泥浆一般在储罐和循环池内, 储罐为金属材质, 循环池设有防渗膜, 钻井分阶段结束后, 膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池, 经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求后, 可用于铺垫油区内的井场、道路等。若不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求, 则反回系统处理直至达标。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多, 在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用, 不外排; 磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池, 拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理; 油基泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后采用专用的方罐进行收集, 拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站是为处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)(见附件 13), 并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)。克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m<sup>3</sup>/d,

钻试修废水处理规模  $300\text{m}^3/\text{d}$ 。占地面积约  $99725\text{m}^2$ ，站址由西向东依次为  $15000\text{m}^3$  聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、 $200\text{m}^3$  危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。本工程产生的磺化泥浆和岩屑可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站位于新疆阿克苏地区拜城县赛里木镇以北 10 公里处。一期工程于 2020 年 5 月 6 日通过竣工环境保护验收，2019 年 7 月 8 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅颁发的《危险废物经营许可证》(编号：6529260074)。二期工程于 2022 年 7 月 7 日通过竣工环境保护验收。设计油基岩屑处理规模为  $300\text{m}^3/\text{d}$  ( $109500\text{m}^3/\text{a}$ )，剩余处理规模为  $119.6\text{m}^3/\text{d}$  ( $43654\text{m}^3/\text{a}$ )，本工程油基岩屑产生量为  $1644.76\text{m}^3/\text{a}$ ，可依托处置。

综上，本工程废弃水基非磺化钻井泥浆和岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；废弃磺化泥浆和岩屑依托达克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处置；废弃油基泥浆和岩屑依托江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。

## (2) 机械设备废油和含油废弃物

根据工程分析，施工期间机械设备废润滑油量产生量为 3t，属于 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，可委托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。沾油 HDPE 废防渗膜属于 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 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，可委托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。

## (3) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据工程分析，本工程施工废料产生量约为 18.48t。施工废料属于一般工业固体废物，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场。本工程钻井期磺化泥

浆岩屑储存区产生的 HDPE 废防渗膜为一般工业固废，集中收集运至大北地区固废填埋场处理。钻井过程中废烧碱包装袋产生量为 0.3t，为一般工业固废，集中收集运至大北地区固废填埋场处理。

#### (4) 生活垃圾

根据工程分析可知，本工程施工期间产生的生活垃圾约 4.4t，集中收集后集中收集后运至当地填埋场填埋。

### 5.6.2 运营期固体废物影响

#### 5.6.2.1 危险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。

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄露等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中石油塔里木油田分公司突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置。本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100% 回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

根据工程分析，本工程油泥（砂）产生量约为 1.2t/a，属于 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，委托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。

根据工程分析，本工程清管废渣产生量约 106.26kg（0.1063t/a），属于 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。

根据工程分析，本工程产生沾油废防渗材料最大量约 1.5t/a，属于 HW08 类危险废物，危废代码为 900-249-08。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油废防渗材料集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

废润滑油仅在设备检修维护中产生,属于《国家危险废物名录》(2021 本)HW08 类危险废物(900-214-08),委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

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 5.5-1。

表 5.5-1 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	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	1.2	油气开采产生的油泥和油脚	固体、半固体	油类物质	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
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.1063	定期清管	固态	油类物质、铁锈	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。
3	落地原油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采	固体、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
					和集输产生的油泥和油脚						收集后,委托有资质的单位处置
4	废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	井下作业场地清理	固体	油类物质	石油类	间歇	T, I	委托有资质的单位处置
5	废机油	HW08	900-214-08	0.5t	井下作业和采气过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	委托有资质的单位处置

#### 5.6.2.2 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。

### 5.6.3 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。

### 5.6.4 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。

## 5.7 声环境影响分析

### 5.7.1 施工期声环境影响分析

根据工程分析，施工期间噪声主要来自施工机械及运输车辆等。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：

$$LP(r)=LP(r_0)-20lg(r/r_0)$$

式中：LP(r)——预测点处声压级，dB(A)；

LP(r<sub>0</sub>)——参考位置 r<sub>0</sub> 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r<sub>0</sub>——参考位置距声源的距离，m。

拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.7-1。

**表 5.7-1 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)]										施工阶段
		10m	20m	40m	80m	100m	200m	300m	400m	500m	1000m	
1	挖掘机											土石方道路施工 管线施工
2	推土机											
3	吊装机											
4	装载机											
5	运输车辆											物料运输
6	钻机											钻井
7	泥浆泵											

#### (2) 影响分析

根据表 5.4-1 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，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 100m、夜间 500m 可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；物料运输期间昼间距施工机械 40m、夜间 300m 可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；钻井期间

昼间距施工机械 200m、夜间 1000m 可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。

## 5.7.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期间的噪声源主要为井场采气树、加热撬、装车撬、压缩机、柱塞泵等噪声。

### 5.7.2.1 预测模式

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：

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

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  $L_A(r)$ 可按式计算:

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

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;

$\Delta L_i$ —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:

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

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;

ti—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

tj—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：Leq—预测点的噪声预测值，dB；

Leqg—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

Leqb—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场界四周噪声贡献值。

#### 5.7.2.2 噪声源参数确定

采气井场噪声源参数见表 5.7-2，排水井场噪声源参数见表 5.7-3，注水井场噪声源参数见表 5.7-4。

表 5.7-2 采气井场噪声源参数一览表(室外声源)



表 5.7-3 排水井场噪声源参数一览表(室内声源)



表 5.7-4 注水井场噪声源参数一览表(室内声源)



#### 5.7.2.3 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四周场界的贡献声级值见表 5.7-5、5.7-6 和表 5.7-7。

**表 5.7-5 采气井井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)**


**表 5.7-6 排水井井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)**


**表 5.7-7 注水井井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)**


由表 5.4-5、5.4-6 和 5.4-7 可知，采气井井场噪声源对场界的噪声贡献值为 44~49dB(A)，排水井井场噪声源对场界的噪声贡献值为 36~44dB(A)，注水井井场噪声源对场界的噪声贡献值为 35~43dB(A)，昼夜间均满足《工业

企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。项目场界外 200m 范围内无居民区等声环境保护目标,不会产生噪声扰民问题。

综上,拟建项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

#### 5.7.2.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.7-8。

表 5.7-4 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	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 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>				不达标 <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()		监测点位数()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

注: “☐”为勾选项,可√; “()”为内容填写项。



### 5.7.3 服务期满后声环境影响分析

本工程服务期满后，噪声主要源自井场、站场设备拆卸，由于项目区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

### 5.7.4 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，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 35~49dB(A)，昼夜均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。项目场界外 200m 范围内无居民区等声环境保护目标，不会产生噪声扰民问题。

## 6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

### 6.1 设计期环境保护措施

#### 6.1.1 井场、站场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

(1) 井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015)、《建筑设计防火规范》(2018 版) GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》(GB 50350-2015)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)。

(2) 本工程井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)，满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管道的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 井场在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 井场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

#### 6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB 50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015)、《油

气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越工程设计标准》（GB/T50459-2017）。

（2）线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置作相应调整。

（3）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（4）线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

（5）线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

（6）本工程集输管线穿越喀普斯浪河 1 次。线路在穿越河道处采用浆砌石过水面保护；管线坡度大于 5°的山坡地段采用浆砌石截水墙和生态袋截水墙相结合的方式保护，尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

## 6.2 施工期环境保护措施

### 6.2.1 施工期生态环境保护措施及可行性分析

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。

#### 6.2.1.1 井场生态环境保护措施

（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

#### 6.2.1.2 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。

#### 6.2.1.3 对区域植被的生态保护措施

(1) 生态避让

①评价区域分布有膜果麻黄等保护植物，合理选择管线走向，须避让膜果麻

黄等保护植物生境较好的地带，同时应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，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

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照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。

⑥尽量减少对膜果麻黄等保护植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现膜果麻黄等保护植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

## （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、滩涂等，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。

#### 6.2.1.4 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，无固定栖息地、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。

#### 6.2.1.6 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。

#### 6.2.1.7 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本工程总占地面积为  $101.9\text{hm}^2$ ，其中永久占地面积为  $12.3\text{hm}^2$ ，临时占地  $89.6\text{hm}^2$ 。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。

#### **6.2.1.8 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加强水土保持管理，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。

### 6.2.1.9 喀普斯浪河生态保护措施

(1) 在管道穿越喀普斯浪河时，应尽量选在枯水季节，土方严禁堆积在河道，施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

(2) 合理安排施工期，应避开鱼类以及鸟类活动时间。

(3) 水域附近施工时，禁止非施工需要对大范围扰动水体，施工营地污水不得直接排入沿线河流，避免污染水质，对水生生物造成影响；

(4) 加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物；

(5) 应根据《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》和《中华人民共和国河道管理条例》，对地表水环境进行保护，合理开发油气资源。河流水体岸边 1km 内不布设钻井工程；

(6) 在穿越木喀普斯浪河河段设置截断阀室，一旦发生管道破裂事故，可及时关闭阀门，减少泄漏量；

(7) 加强管材强度，对于喀普斯浪河穿越段管线，采用 22Cr 双相不锈钢钢管。22Cr 耐腐蚀合金是目前抗腐蚀性能最好的钢材，作为腐蚀控制措施之一，其使用最为安全方便。

### 6.2.2 大气污染防治措施

施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

(1) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(2) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(3) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(4) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(5) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(7) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

综上，本工程施工期采取的大气污染防治措施可行。

### 6.2.3 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 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。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

### 6.2.4 废水污染防治措施

项目施工期水环境污染源为钻井工程、地面施工产生的废水及施工人员生活污水。

#### 6.2.4.1 钻井工程施工

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

##### (1) 节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后

续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③做好安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

#### （2）废水处置措施

钻井废水采用专用罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用。本工程所采用的钻井废水循环利用方式在国内油气田开发项目中已广泛应用，该方法能够实现废水的资源化循环利用，从环境保护和经济角度均具有可行性。

#### 6.2.4.2 地面工程施工

（1）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。

（2）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423—2007）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

（3）本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后排入防渗的暂存池，可用作场地降尘用水。

（4）施工过程中产生的含有泥浆或砂石的工程废水，经收集后，进行澄清处理，上清液回用。

（5）施工期生活污水在生活污水池暂存后，定期由罐车拉运至当地生活污水处理厂进行处理，不外排，处置方式可行。

#### 6.2.4.3 穿越河流污染防治措施

施工期对水环境的影响主要发生在管道穿越施工过程中,污染源主要是施工器械的泄漏、洗刷及丢弃的垃圾,施工期水环境保护应以环境管理为主。

(1) 管线穿越喀普斯浪河施工前,应征求地方水利管理部门的同意。河道施工应满足《中华人民共和国河道管理条例》和《新疆维吾尔自治区河道管理条例》的相关要求。

(2) 在采用大开挖方式进行施工时,应选择在枯水期进行,且河床底部应砌片石,两岸陡坡设防护措施,以防治水土流失,合理布设施工场地,穿越点不得设在植被茂密处。

(3) 施工营地不能建在穿越水体的两堤外堤脚内,禁止施工人员废水排入地表水体。

(4) 在穿越水体的两堤外堤脚内不准给施工机械加油或存放油品储罐,不准在河流主流区和漫滩区内清洗施工机械或车辆。

(5) 防止施工污染物的任意弃置,特别是防止设备漏油遗撒在水体中。防止设备漏油污染的主要措施包括:加强设备的维修保养,在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布并在重点地方设立接油盘;为了防止漏油后蔓延,在设备周围设置围堰,并及时清理漏油。

(6) 严格控制施工范围,尤其是河流穿越段,应尽量控制施工作业面,以免对河流造成大面积破坏。

(7) 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。

(8) 加强施工管理,河道滩面尽量减少堆积施工物料,施工废弃物及时清理到指定的弃渣场,严禁倒入河道,施工结束后,临时工程要及时拆除清理干净,恢复河道原貌,确保行洪安全。

(9) 穿越河道两岸沿线设置标志桩,以保护管道安全。

综上,本工程建设期采取的废水污染防治措施可行。

### 6.2.5 地下水污染防治措施

(1) 钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄露以及油水窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对周边水体产生影响。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的第四系含水层。

(2) 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。

(3) 钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本工程采气目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。

(4) 施工期间钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。此外，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理，且项目区气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

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地下水环境影响，措施可行。

### 6.2.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

### 6.2.7 固体废物污染防治措施

本工程施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工废料和生活垃圾。

#### 6.2.7.1 固体废物处置方式

本工程钻井井场配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

油基泥浆废弃物使用药剂搅拌固化工艺进行减量化收集或现场使用随钻设备进行减量化收集（井场增加甩干机、离心机等源头减量化装备），拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司处理。油基泥浆废弃物通过固化工艺这种物理化学方法将油基泥浆固化或包容在惰性固化基材中，能够较大程度地减少有害离子和有机物对土壤的污染，经过处理后，有用的油基泥浆可回收，同时可有效降低固相含水率，实现废弃物减量化。

含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。生活垃圾集中收集后，拉运至当地填埋场处置。

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站是为处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)(见附件 13)，并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)。克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m<sup>3</sup>/d，钻试修废水处理规模 300m<sup>3</sup>/d。占地面积约 99725m<sup>2</sup>，站址由西向东依次为 15000m<sup>3</sup> 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m<sup>3</sup> 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。本工程产生的磺化泥浆和岩屑可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站位于新疆阿克苏地区拜城县赛里木镇以北 10 公里处。一期工程于 2020 年 5 月 6 日通过竣工环境保护验收，2019 年 7 月 8 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅颁发的《危险废物经营许可证》(编号：6529260074)。二期工程于 2022 年 7 月 7 日通过竣工环境保护验收。设计油基岩屑处理规模为  $300\text{m}^3/\text{d}$  ( $109500\text{m}^3/\text{a}$ )，剩余处理规模为  $119.6\text{m}^3/\text{d}$  ( $43654\text{m}^3/\text{a}$ )，本工程油基岩屑产生量为  $1644.76\text{m}^3/\text{a}$ ，可依托处置。

大北地区固废填埋场剩余库容可以接纳本工程施工期产生的固废。

#### 6.2.7.2 危险废物管理要求

##### (1) 危险废物临时贮存间的运行与管理

井场危险废物临时贮存间应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 要求的相关要求进行设计建设，做好“六防”：防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

另外还应做好以下方面：

- ①防止雨水径流进入贮存、处置场内。
- ②按照《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276-2022) 中规定设置警示标志。
- ③建立档案制度，详细记录入场的固体废物的种类和数量等信息，长期保存，供随时查阅。
- ④应加强危险废物的联单跟踪监测评估，防止产生二次污染。
- ⑤危险废物储存间设置防渗层，防渗系数要求 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ 。
- ⑥危废暂存间需设置通风排气系统，建设应执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 的相关要求。

##### (2) 危险废物转移控制措施

本工程施工期产生的危险废物送至危险废物临时贮存间内进行暂存，暂存后交由有危废处置资质单位转运处置，转运过程中危险废物由专用运输车



辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。

综上，本工程施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

## 6.3 运营期环境保护措施

### 6.3.1 生态环境保护措施

#### (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。

### 6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为集输过程中无组织废气排放。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，气田采取以下大气污染治理措施：

(1) 采用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。

(2) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。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，非甲烷总烃无组织排放可以满足《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。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) VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；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；②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，并尽快内完成修复；加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(5) 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）中企业边界污染物控制要求。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

### 6.3.3 噪声污染防治措施

(1) 选择低噪声设备，并对噪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) 加强设备检查维修，保证其正常运行。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。

#### 6.3.4 废水污染防治措施

本工程运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。因此项目建成投运后，本项目采出水依托大北天然气处理厂生产废水处理系统处理。污水处理系统处理后污水均须达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

综上，本工程采取的废水污染防治措施可行。

#### 6.3.5 地下水污染防治措施

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分析，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；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。

##### 6.3.5.1 源头控制措施

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，对井场、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。

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

(2) 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。在投入使用前采取试压和探伤检测管道的密闭性。

(3) 输送管道采用地下敷设,管沟上设活动观察顶盖,以便出现泄漏问题及时观察、解决,将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。在管线的敷设线路上应设置标识,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等,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。

(4) 对输送管道、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。

(5) 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。通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护,一旦管道发生泄漏事故,当检测到压力降速率超过限值时,保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门,减少泄漏量,启动应急预案。

(6) 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。发现对管道安全有影响的行为,应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(7) 严格按照塔里木油田分公司及相关管理要求做好固井等工作,按要求做好套管的维护工作,同时加强采气、回注过程中对井身结构的定期检查,确保套管固井质量合格。定期对开发井固井质量进行检查,定期对采气井、回注井开发井套管腐蚀情况进行检测,若发现套管有腐蚀、固井质量不合格等情况,先查明原因,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。修井作业时，要严格加强防污染措施，修井废水、污油等进入废液罐，严禁流入井场。

(8)《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，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，污染地下水资源。

### 6.3.5.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，分区防控措施应满足以下要求：

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 6.3-1)、天然包气带防污性能分级参照表(表 6.3-2)、地下水污染防渗分区参照表(表 6.3-3)，提出防渗技术要求。

表 6.3-1 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露后，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露后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分 级	包气带岩土防污性能
强	岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布

	连续、稳定
中	岩(土)层单层厚度 $0.5\text{m} \leq M_b < 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定； 岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.3-3 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 <sup>-7</sup> cm/s；或参照GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 <sup>-7</sup> 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	其它类型	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，工程区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及盐类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；本工程污染物控制较难，故将工程区域划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

时段/位置	防渗分区		防渗要求
营运期井场	一般防渗区	采气树、井口撬	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
	简单防渗区	电信控一体化撬	一般地面硬化

### 6.3.5.3 污染监控措施

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控

制。结合工程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》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点。根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.3-5。监测井位的设置主要依托已有水井。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质量健康安全环保部汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表6.3-5 地下水监测计划

编号	监测点位	坐标	监测层位	监测频次	监测因子
J1	上游水井		潜水含水层	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	石油类
J2	项目区附近水井				
J3	下游水井				

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质量健康安全环保部汇报，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巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

#### ①管理措施

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，博大油气开发部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) 油气开发部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；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、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。

#### ②技术措施：

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 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, 确保数据的正确性, 并将核查过的监测数据通告质量健康安全环保部, 由专人负责对数据进行分析、核实, 并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下: 了解全井场、站场生产是否出现异常情况, 出现异常情况的装置、原因; 加大监测密度, 如监测频率临时加密为每天一次或更多, 连续多天, 分析变化动向。

#### 6.3.5.4 地下水污染应急预案及处理

##### (1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上, 制订专门的地下水污染事故应急措施, 并应与其它类型事故的应急预案相协调, 并纳入到油气开发部应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下:

应急预案的日常协调和指挥机构;

各部门在应急预案中的职责和分工;

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施, 评估潜在污染可能性;

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况, 平常的训练和演习。

##### (2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下, 建议采取如下污染治理措施。

① 利用管线的压力、流量监控系统, 如发现异常或发生事故, 加密监测频次, 改为每周监测一次, 并分析污染原因, 确定泄漏污染源, 及时采取应急措施。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限值时, 由 SCADA 系统发出指令, 远程自动关闭阀门。

② 一旦发生地下水污染事故, 应立即启动应急预案。

③ 查明并切断污染源。

④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤ 依据探明的地下水污染情况, 合理布置浅井, 并进行试抽工作。

⑥ 依据抽水设计方案进行施工, 抽取被污染的地下水体或采用人工阻隔等方式, 并依据各井孔出水情况进行调整。

⑦ 将抽取的地下水进行集中收集处理, 并送实验室进行化验分析。



⑧ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

### 6.3.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

#### 6.3.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区，是否有采出液泄露的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，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，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

### 2) 回收泄漏凝析油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

### 3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据凝析油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

#### 6.3.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

#### 6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井场可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设置 1 个表层样和 1 个柱状样，占地范围外设置 1 个表层样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

### 6.3.7 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管理和处理。

#### 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。

## 6.4 退役期环境保护措施

服役期满后, 如果封井和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。

### 6.4.1 退役期生态环境保护措施

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关要求, 拆除地面设施、清理井场等, 拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

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

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

(4) 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应进行清理, 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。

(5) 通过宣传教育的形式, 使施工工作人员对于在工程区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中, 如遇到保护植物应进行避让, 严禁随意踩踏破坏; 遇到保护动物时, 应主动避让, 不得惊扰、伤害野生动物, 不得破坏保护动物的生息繁衍地, 禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(6) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

#### 6.4.2 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。

#### 6.4.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

#### 6.4.4 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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，污染地下水资源。

#### 6.4.5 退役期固废及土壤污染防治措施

(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。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(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。

#### 6.4.6 生态恢复治理方案

##### (1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②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。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

##### (2) 井场生态恢复治理

###### ①井场生态恢复治理范围

本工程新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

###### ②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

##### (3) 管线生态恢复

###### ①管线生态恢复治理范围

本工程新建管线总长 2.75km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治

理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复

6.5 环境影响经济损失分析

一个项目的开发建设，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区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.5.1 环保投资估算

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，占地类型为裸土地、天然牧草地、滩涂，项目区占地覆盖稀疏植被。在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，防沙治沙和水土保持措施纳入水土保持方案投资中。经估算本工程环保投资 58.8 万元，占总投资的 2%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1 主要环保投资估算

阶段	类别	项目	环保措施	投资（万元）
施工期	生态	生态修复	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	50
		防沙治沙	对区域进行人工抚育植被	30



		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘治理	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网）等	5
		测试放喷废气	通过管线引至放喷池燃烧	
	废水	钻井废水	膨润土泥浆、钻井岩屑与钻井废水一同处理	7
		酸化压裂返排液	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保站统一处理	
		生活污水	井场设环保厕所，定期消毒、清掏，生活污水暂存于生活污水池，定期拉运至大北作业区生活污水处理设施妥善处理	
	固体废物	钻井泥浆	膨润土泥浆、钻井岩屑与钻井废水一同处理，其中膨润土聚合物泥浆废弃物存放于岩屑池，用于井场铺垫；磺化水基泥浆废弃物采用泥浆不落地系统收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，固相运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	6
		钻井岩屑		
		废机油	委托有资质单位进行处理	
		生活垃圾	集中收集后定期运至大北地区固废场填埋处理	
	地下水	钻井区、危废间 钻井液材料区、 柴油罐区、柴油 发电机组	钻井区、危废间钻井液材料区、柴油罐区、柴油发电机组	10
		放喷池、应急池	放喷池、应急池	
		岩屑池	岩屑池	
		泥浆罐区、泥浆 泵、防渗	泥浆罐区、泥浆泵	
运营期	废水	井下作业废水	井下作业废水清运、处置	2
	防渗	井场防渗	井场进行分区防渗	2
	噪声	井场噪声	基础减振等措施	1.5
	固体废物	油泥（砂）、清 管废渣等	委托处置	3
退役	固体废物	建筑垃圾	建筑垃圾清运、填埋处置	1.5

期	生态	生态恢复	植被进行恢复	5
	环境风险	环境风险	可燃气体报警器	1.8
	环境管理	环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	3
	环境监测	环境监测	按计划对大气、地下水、土壤进行监测	3
合计				58.8

## 6.5.2 环境效益

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。

### 6.5.2.1 环保措施的环境效益

#### (1) 废气

本工程井口密封，采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

#### (2) 废水

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水由大北天然气处理厂污水处理系统处理；井下作业废水进入克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，满足《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。

#### (3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为油泥(砂)、清管废渣和废防渗材料等危废，委托有危废处置资质的单位处置。

#### (4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

#### (5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了

资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

#### **6.5.2.2 环境损失分析**

本工程在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如是水土流失、土地沙漠化等造成的环境经济损失。

本工程将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。结合本工程区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

#### **6.5.2.3 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。

### **6.5.3 社会效益分析**

本工程的建设和投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

### **6.5.4 经济效益**

工程总投资 28680.95 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济

上可行。

### **6.5.5 小结**

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 588 万元，环境保护投资占总投资的 1.62%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

## 7 环境风险评价

### 7.1 评价依据

#### (1) 风险调查

本工程新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.05km 输气管线、15.55km 排水管线，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。

本工程的两口井（DB13-4 井、DB13-5 井）的集输工程属于《克拉苏气田大北 13 区块开发方案环境影响报告书》的工程内容，此报告书由阿克苏地区生态环境局在 2024 年 1 月 6 日进行了批复（批复文号：阿地环审[2024]20 号），现 DB13-4 井与 DB13-5 井集输工程中井场与管线位置发生了变动，但未增加环境敏感目标数量，不属于重大变动，故本环评只对北探 1 井的集输工程进行环境影响分析评价。

本次环境影响分析评价的内容为：新建井场一座（北探 1 井）、2.7km 管线，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。

运营期根据大北 13 区块相对位置，结合已建集输管网及处理厂站情况，大北 13 区块的气、液依托大北天然气处理厂集中处理。总体流向为：大北 13 区块→大北 11 集气站→大北天然气处理厂。

根据工程分析和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、凝析油，分布于集气及供气管线中。

根据附录 C 中表 C.1 要求，本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程最大存在量按照单井至站场集气管线长度 2.75km 计算。

本工程天然气平均相对密度  $0.6942\text{kg/m}^3$ ，凝析油密度  $0.8267\text{g/cm}^3$ 。

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  $0.101325\text{Mpa}$ ;

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。

计算得: 本工程运营期管道带压运行状态下危险物质分布情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 本工程危险物质分布情况一览表


## (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 ( $Q$ ):

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。当  $Q < 1$  时, 该项目环境风险潜势为 I。当  $Q \geq 1$  时, 将  $Q$  值划分为: (1)  $1 \leq Q < 10$ ; (2)  $10 \leq Q < 100$ ; (3)  $Q \geq 100$ 。

本工程的  $Q$  值的确定见下表。

表 7.1-2 本工程  $Q$  值确定表


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 7.1-3 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。				

7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.7-1。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

根据工程分析，本项目涉及的危险物质包括：天然气以及凝析油。

(1) 天然气

据化验分析，大北 13 区块天然气甲烷含量高、非烃含量低，是非常优质的天然气。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（C2+）含量很小，氮气（N2）含量低，0.67%，酸性气体含量很小，CO2 含量 0.25，不含 H2S。

针对项目天然气特点，分析如下：

1)易燃、易爆特性

天然气中含有大量的低分子烷烃混合物，属甲 B 类易燃易爆气体，其与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。其密度比空气小，如果出现泄漏则能无限制地扩散，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。同时，由于伴生气是在压力下输送的，增加了泄漏扩散危险，遇外部火源可能引起火灾和爆炸事故。

同时伴生气中含有一定量的易液化组分，当伴生气泄漏时，一些较重的组分将沉积在低洼的地方，形成爆炸性混合气体，并延地面扩散，遇到点火源发生火灾爆炸事故。伴生气作为燃料气使用时，因含有一定量的 C5、C6 组分，会有凝液产生，当加热炉以天然气为燃料时，使加热炉带液，而发生加热炉火灾事故。

## 2)毒性

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

**表 7.3-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表**

理化常数	危险 货物编号	21007（压缩气体）；21008（液化气体）		
	中文 名称	天然气		
	分子 式	主要成份为CH <sub>4</sub>	外观 与性状	无色无臭气体
	分子 量	16.04	蒸气 压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.5℃	闪点	<-158℃
	熔点	-182.5℃	溶解 性	微溶于水，溶于醇、 乙醚
	密度	相对密度0.785（本区）	稳定 性	稳定
	爆炸 极限	5~15%（体积）	自燃 温度	482~632℃
危险 特性	<p>危险性类别：第2.1类 易燃气体</p> <p>易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
健康 危害	<p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，</p>			



	使人窒息。当空气中甲烷达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、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。
毒理学资料	毒性：IV（低度危害）LD <sub>50</sub> ：无资料 LC <sub>50</sub> ：无资料
环境标准	职业接触限值：MAC（mg/m <sup>3</sup> ）：-- TWA（mg/m <sup>3</sup> ）：25 STEL（mg/m <sup>3</sup> ）：50
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。
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℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。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。

## （2）凝析油性质

大北 13 区块共取得 6 个油样，20℃时，油品密度为 0.8300~0.8298g/cm<sup>3</sup>，密度平均为 0.8267g/cm<sup>3</sup>，50℃时，油品密度为 0.8018~0.8083g/cm<sup>3</sup>，密度平均

为 0.8049g/cm<sup>3</sup>。50℃时，运动粘度为 2.24~2.406mm<sup>2</sup>/s，平均为 2.341mm<sup>2</sup>/s。  
凝点为-6~6℃。凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

**表 7.3-2 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表**

特别 警示	易燃易爆
理化 特性	<p>凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是C5至C11+烃类的混合物，并含有少量的大于C8的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在20℃-200℃之间，挥发性好，</p> <p>【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。</p>
危害 信息	<p>【燃烧和爆炸危险性】</p> <p>其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p>【健康危害】</p> <p>蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>
安全 措施	<p>【操作安全】</p> <p>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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。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、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。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及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】</p> <p>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、通风设施。禁止</p>

	<p>使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有<u>泄漏应急处理</u>设备和合适的收容材料。</p> <p><b>【运输安全】</b></p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、<u>热源</u>、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在<u>居民区</u>和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
应 急 处 置 原 则	<p><b>【急救措施】</b></p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医</p> <p><b>【灭火方法】</b></p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p><b>【泄漏应急处置】</b></p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

### 7.3.2 生产系统危险性识别

本工程可能发生的生产事故风险类型及后果见表 7.3-3。

表 7.3-3 油气田生产事故风险类型、来源及危害

项 能单 元	事 故 类 型	事故原因	事故后果
井 阶 段	井 喷	钻井过程中因各种原因,井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故。	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故。
	井 漏	在钻井过程中,某些区域地质构造较为特殊,砂质岩空隙度大,或工作压力超过地层破裂压力,导致工作液体(如钻井液、固井水泥浆)发生漏失。  油水窜层	井漏事故有可能进一步引起井喷事故;若地层为含水层,钻井液漏失可能对地下水造成污染。
气 管 线	油 气 泄 漏	由于设计缺陷、质量缺陷,管线腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致油气泄漏事故。	油品及天然气泄漏后,会污染土壤和大气环境,遇火源会发生火灾、爆炸事故,燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件,天然气泄漏后,进入大气还可能引发中毒事故;不及时采取土壤污染防治措施的情况下,还有可能会污染地下水。
气 管 线	天 然 气 泄 漏	由于设计缺陷、质量缺陷,管线腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致天然气泄漏事故。	天然气泄漏后,会污染大气环境,遇火源会发生火灾、爆炸事故,燃烧产生的次生CO引发周围

项目单元	事故类型	事故原因	事故后果
			人员CO中毒事件，天然气泄漏后，进入大气还可能引发中毒事故。
回注水管线	回注水泄露	由于设计缺陷、质量缺陷，管线腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致回注水泄漏事故。	回注水泄露对地表水水质造成一定的影响。

## 7.4 环境风险分析

### 7.4.1 井喷事故影响分析

井喷主要是在钻井和井下作业中，对地层情况不明或未采取防喷措施和施工操作不规范造成的。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

发生井喷事故后，油品进入环境，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于工程区地域空旷，大气扩散条件较好，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。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是油品以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。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，井喷事故中的泄漏油品不会进入地下含水层污染地下水。

#### 7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用双层套管，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。

#### 7.4.3 对大气环境的影响分析

本工程对大气环境的影响主要来源于采气管线、供气管线发生泄露，导致油气泄露，本工程油气中天然气含量高，大量天然气在短时间急速泄露后，可能会引发周围人员中毒事件；油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。本工程井场设置可燃气体报警器，一旦井场发生泄漏事故，可燃气体报警器会报警，同时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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于本工程位于荒漠，评价范围内没有人群集中区，区域扩散条件较好，对大气环境影响较小。

#### 7.4.4 对地表水环境影响分析

本工程管道穿越喀普斯浪河 1 次，穿越长度为 550m，穿越方式采用大开挖。采用分期导流+分期开挖的施工方式，土石围堰，在穿越河道处采用浆砌石过水面保护。本工程穿越河道的管线为回注水管线，输送介质为达标的采出水，且输送管线是全封闭系统，发生管道泄漏引起回注水进入喀普斯浪河的可能性不大，建议通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对喀普斯浪河的影响程度和范围。

#### 7.4.5 对土壤环境的影响分析

本工程对土壤环境的影响主要来源于采气管线发生泄露，泄漏的凝析油对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，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。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤后，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。

采气管线发生泄漏后，应将能回收的原油回收，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。

综上所述，本工程发生环境风险事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

#### 7.4.6 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，只有在发生事故时导致凝析油泄露，才有可能影响到地下水。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。

本工程采气管线发生破裂时会能导致凝析油泄漏。本工程管线搭接前，加强了对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对管线全线进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性；建立自动控制系统依托，实现对管道的参数控制、泄漏检测；通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，采气管线发生泄漏的可能性很小，不会对潜水含水层造成影响。

当发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。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。

#### 7.4.7 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组

分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

## 7.5 环境风险管理措施与对策建议

### 7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

(4) 在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

(6) 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，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(7) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(8) 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。

(9) 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 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。



### 7.5.2 井喷事故风险防范措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行,并针对本工程情况制定具体的可操作的实施方案,主要包括:

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

(2) 严格执行井控工作九项管理制度,落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度,井控准备工作及应急预案必须经验收合格后,方可钻开油气层;

(3) 各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常;

(4) 每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次,以保证其正常可靠;

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

(6) 按班组进行防喷演习,并将附近的村庄加入到演习中,并达到规定要求;

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

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

(9) 严格控制起下钻速度,起钻必须按规定灌满钻井液;

(10) 加强井场设备的运行、保养和检查,保证设备的正常运行,设备检修必须按有关规定执行;

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

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

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

#### 7.5.3 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) 利用区域地下水井情况,对各层地下水分别设置监测井位,定期对油气田开发区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。

#### 7.5.4 井场事故风险预防措施

(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少,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) 在建、构筑物区域内设置接地装置,必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置;变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施,并定期进行检查,保持完好可用。

(4) 站场内的装置区、装车间、储罐区等均为爆炸火灾危险区域,区域内的配电设备均应采用防爆型;根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方,设置可燃气体检测报警器,以

便及时发现事故隐患。

(6) 井场应按规定设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，并加强防火措施，防止火灾发生。

#### 7.5.5 集输管线风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在集输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) 完善各站场的环境保护工程，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) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输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、回注水的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(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。

#### 7.5.6 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) 加强各级干部、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，使制度落实到实处，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。

#### 7.5.7 环境风险应急预案

博大采油气管理区于 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。博大采油气管理区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；制定了突发环境事件应急演练计划，开展应急培训和应急演练，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制《突发环境事件应急评价总结》；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。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至博大采油气管理区突发环境事件应急预案中。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷、井漏。博大采油气管理区现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程井场应急预案应急处置措施如下：

(1) 伴有甲烷、二氧化氮、天然气等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，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；

③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，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件

①空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

②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，危及设施及人员生命安全时；

③由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

(4) 管道泄漏时采取的风险防范及应急处置

①当发生管线泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；回注管线穿越水体段，应在事故发生时采取紧急停泵、截断阀关闭、围堵导流等风险防范措施。

②发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地下水、土壤等环境产生污染。

③将被泄漏原油污染的土壤清理后委托有资质的单位处理。

④当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员。

⑤建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

⑥若泄漏量极大，无法控制时，除紧急抢险处理人员外，其他无关人员应紧急疏散、逃离；并组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

⑦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；

⑧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监测；

⑨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若发生火灾，应先灭火，在火灾扑救过程中，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；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。

#### 7.5.8 现有环境风险防范措施的有效性分析

博大采油气管理区目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

### 7.6 风险评价结论

本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、凝析油，分布于采气管线以及供气管线中；可能发生的风险事故包括井喷、井漏、采气、供气管线泄露以及回注水管线泄露。采气管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；供气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；回注管线泄露会对地表水的水质产生一定影响。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；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。本工程所在区域地域空旷，无环境敏感点分布，大气扩散条件较好，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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	克拉苏气田大北 13 区块开发方案
--------	-------------------

建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内			
地理坐标				
主要危险物质及分布	本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、凝析油，分布于采气管线以及供气管线中			
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、采气、供气管线泄露以及回注水管线泄露。采气管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；供气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；回注管线泄露会对地表水的水质产生一定影响。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②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；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。详见 7.5.7 节			
结论：本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、凝析油，分布于采气管线以及供气管线中；可能发生的风险事故包括井喷、井漏、采气、供气管线泄露以及回注水管线泄露。采气管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；供气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；回注管线泄露会对地表水的水质产生一定影响。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；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。本工程所在区域地域空旷，无环境敏感点分布，大气扩散条件较好，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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。				

## 8 环境管理、监测与 HSE 管理体系

### 8.1 环境管理机构

#### 8.1.1 决策机构

本工程 HSE（健康、安全和环境管理体系的简称）管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

#### 8.1.2 实施与管理机构

塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了较为完善的环境管理网络。油田分公司 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSE 管理小组及办公室为三级管理机构。

克拉苏气田隶属博大采油气管理区管理，博大采油气管理区按照油田公司的统一规定，在采油气管理区设有 HSE 管理委员会，并设有安全环保主管领导和安全环保科及环保专职人员。下属各基层单位的行政正职分别是基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 HSE 管理委员会及办公室，领导环境保护管理工作。截至评价期，克拉苏油气田已建立了由油气田主要负责人负责、HSE 管理领导小组监督、HSE 专、兼职人员全面负责的环境管理体系。

#### 8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局是具体负责环境



管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内气田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

## 8.2 开发期环境管理及监测

### 8.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

#### （1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

#### （2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

#### （3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

### 8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上,加强对井场、管道沿线施工的环境管理工作,监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线,划定并尽量缩小施工作业范围,严禁超界施工;

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性,保护土壤环境质量,做好植被恢复与水土保持工作,防止土壤沙化;

——运输车辆按固定线路行驶,尽可能不破坏原有地表植被和土层,严格禁止施工作业区域以外的其他活动;施工结束后,凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整,使之尽快恢复原貌。

### 8.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响,将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理,建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验,实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查,特别是加强施工现场的环境监理检查工作,目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定,确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

#### (1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识,精通国家环境法律、法规和政策,了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训,有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

#### (2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状,并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法

规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

### (3) 环境监理范围

#### ①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：单井管线作业带宽度 8m。

#### ②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 100m×140m。

### (4) 环境监理内容

#### ①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

**表 8.2-1 现场环境监理工作计划**

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开现场	①集输线路是否满足环评要求； ② 施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 施工完成后是否进行了清理。	
3	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

## 8.3 运营期环境管理及监测

### 8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

**表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划**

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局

#### (1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入大北天然气处理厂污水处理系统处理，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)中的有关标准后回注地层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境

突发事件应急演练。

为了监控气田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合克拉苏气田整体方案，在项目区周边布设 1 眼地下水污染监控井，监测点充分依托克拉苏油气田已有监测井。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

### 8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-2。检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

**表 8.3-2 运营期环境监测计划**

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	每年1次
2	噪声	井场四周厂界外1m	厂界噪声监测	每年1次
3	地下水	利用现有监测井	石油类	每年1次
4	土壤	井场占地范围内、占地范围外，分别设1个表层样	石油烃	每5年1次
5	生态	井场周围、管道沿线等	植物物种数、数量和覆盖度等、土壤侵蚀类型、侵蚀量。	每年1次

### 8.3.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 8.3-3。

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《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）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

**表 8.3-3 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	无组织排放废气	NMHC	0.256	0.256	大气

废水	井下作业废水		井下作业废水	228	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
	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

#### 8.3.4 “三同时”验收

##### (1) 环境工程设计

①必须按照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。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

##### (2) 环境设施验收建议

##### ①验收范围

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、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件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《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照生态环境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。塔里木油田分公司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。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司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，验收清单见表 8.3-4。

**表 8.3-4 环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--	--
	2	生活污水	依托大北生活区生活污水处 理装置处理	--	不外排	-	生活污水
噪声	1	吊机、装载机、运 输车辆	选用低噪声设备、合理安排施 工作业时间	--	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填	--	--	--	--
	2	废机油、废烧碱包 装袋	委托有资质单位合理处置	--	--	--	--
	3	生活垃圾	集中收集后运至当地填埋场 填埋处置	--	--	--	--
	4	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运 至大北地区固废填埋场填埋 处置	--	--	--	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度	--	临时占地 恢复到之 前状态	-	《建设项目竣 工环境保护验 收技术规范石
			管道填埋所需土方利用管沟 挖方，做到土方平衡，减少弃 土				



		水土保持		防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、水土保持宣传牌	--	防止水土流失		油天然气开采》(HJ612-2011)
		防沙治沙		施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化		
运营期								
废气	1	井场无组织废气		密闭管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	—	《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
废水	1	运营期采出水		采出水进入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，不外排	--	不外排	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) --
	2	运营期井下作业废水		采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	--	不外排	-	
噪声	1	井场		基础减震	—	场界达标： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区排放限值
固废	1	油泥(砂)(HW08 071-001-08)、清管废渣(HW08 071-001-08)、废防渗材料（900-249-08）		由危废处置资质单位接收处置	--	--	-	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单要求
防渗	1	一般防渗区	井场永久占地	实施地面硬化		地面硬化	-	-

	2	管道防腐	管线采用普通级 二层 PE 防腐， 补口采用聚乙烯 热收缩套		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	收集后送填埋场	--	妥善处置不外 排	-	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、 水泥条清理，恢 复原有自然状况	--	恢复原貌	-	《废弃井封井回填技术 指南（试行）》

## 9.结论与建议

## 9.1 评价结论

### 9.1.1 项目概况

本工程位于克拉苏气田大北 13 区块，地处塔里木盆地北源，天山山脉南麓，行政隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县管辖，西南距拜城县城 84km。

本工程新建井场三座（北探 1 井、DB13-4 井与 DB13-5 井）、5.05km 输气管线、15.55km 排水管线，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。

本工程的两口井（DB13-4 井、DB13-5 井）的集输工程属于《克拉苏气田大北 13 区块开发方案环境影响报告书》的工程内容，此报告书由阿克苏地区生态环境局在 2024 年 1 月 6 日进行了批复（批复文号：阿地环审[2024]20 号），现 DB13-4 井与 DB13-5 井集输工程中井场与管线位置发生了变动，但未增加环境敏感目标数量，不属于重大变动，故本环评只对北探 1 井的集输工程进行环境影响分析评价。

本次环境影响分析评价的内容为：新建井场一座（北探 1 井）、2.7km 管线，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。

本工程总投资为 3617 万元，其中环保投资 58.8 万元，占总投资 1.62%。

### 9.1.2 产业政策及规划符合性

#### （1）产业政策符合分析

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家产业政策。

#### （2）政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《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) 规划符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司气田开发项目，有助于推进克拉苏气田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。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》《塔里木油田“十四五”发展规划》和《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

### (4) “三线一单”符合性判定

本工程位于阿克苏地区拜城县克拉苏气田大北 13 区块内，不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81 号），本工程位于拜城县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65290230001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足阿克苏地区生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

## 9.1.3 环境质量现状

### (1) 生态环境质量现状

克拉苏气田地处塔里木盆地北部，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于工程所在区域属于（III）天山山地温性草原、森林生态区，（III<sub>3</sub>）天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，（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，以及（44）拜城盆地绿洲农业生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，土壤类型为钙；植被为典型的荒漠植被，主要为多汁类半灌木组、盐柴类半灌木组，野生动物极少。

### (2) 环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2022 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 监测结果：2022 年项目所在地阿克苏地区 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 年平均浓度及 CO、O<sub>3</sub> 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中参考限值，H<sub>2</sub>S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

### （3）水环境质量现状

本工程所在区域地下水环境质量现状监测结果表明：区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点中所有监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。

### （4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

### （5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准。

## 9.1.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.1-1。

**表 9.1-1 污染物产排情况一览表**

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	无组织排放废气	NMHC	0.256	0.256	大气

废水	井下作业废水		井下作业废水	228	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
	采出水		采出水	11195 2.5	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	0.106 3	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	-	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

### 9.1.5 环境影响预测与分析

#### （1）生态环境影响分析

本工程建设区域不涉及自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目位于拜城县境内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失和防沙治沙防治措施。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有气田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

#### （2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期工程对大气环境的影响主要来自井场油气集输过程中排放的无组织烃类。由源强计算可知，井场油气集输过程中无组织非甲烷总烃排放量为 0.256t/a。

根据大气预测结果可知，本工程井场无组织排放的非甲烷总烃的贡献浓度较

低，占标率较小，非甲烷总烃浓度可达到《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃空气质量浓度限值（ $2\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。项目正常情况下无组织排放的大气污染物对评价区域大气环境质量不会产生明显影响

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各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，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

### （3）声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期即气田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本气田开发建设区域声环境质量现状较好，气田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

### （4）水环境影响分析

本工程钻井已采取有效的固井措施，防止了钻井液漏失污染地下水。施工期产生的废水主要包括管道试压废水。试压废水用作场地降尘用水。

运营期的采出水依托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)标准中指标后，回注地层，不外排。井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注地层。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

在非正常情况下，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影

响也非常有限。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治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

#### （5）固体废物影响分析

本工程在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、施工废弃土石方。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北地区固废填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾集中收集后运至当地填埋场填埋处置。本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物桶装收集后委托具有相应危险废物处置资质的单位接收处置。本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

运营期产生的含油污泥、清管废渣等危废桶装收集后委托具有相应危险废物处置资质的单位接收处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。危废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。

井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理，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）标准中指标后回注地层。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《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，则本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

#### （6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

#### （7）环境风险分析



本工程所涉及的危险物质包括凝析油和天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。凝析油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，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；当泄漏事故发生时，及时、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。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

#### 9.1.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

**大气污染防治措施：**本工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检，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。

**噪声防治措施：**合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

**废水防治措施：**井下作业废水带罐作业，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。采出水依托大北天然气处理厂污水处理系统处理达标后，回注地层。

**地下水环境保护**按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

**固体废物防治措施：**本工程运营期产生的油泥（砂）、废防渗膜、废机油和清管废渣桶装收集后具有相应危险废物处置资质的单位接收处置。

**土壤污染防治措施：**加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测

计划,发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施:本工程集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、凝析油泄漏,做好风险防范工作,防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后,其发生事故的概率较低,其环境危害也是较小的,环境风险水平是可接受的,项目建设可行。

#### 9.1.7 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。

#### 9.1.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中,由于井场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地,并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中,需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等,经估算本工程环境保护投资约 588 万元,环境保护投资占总投资的 1.62%。实施相应的环保措施后,不但能够起到保护环境的效果,同时节约经济开支,为企业带来经济效益。

#### 9.1.9 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。

#### 9.1.10 结论

本工程属于国家产业政策鼓励类项目,项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中,会对周围的环境产生一定的不利影响,并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险,但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理,认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施,可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。

## 9.2 要求及建议

(1) 认真落实废水、固体废物等处置措施，确保废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。在各井站阀门等设备以及集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

(2) 严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事件的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

(3) 在施工完毕办理交接手续时，接收方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。

(4) 严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。