

塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩
系巴什基奇克组产能建设项目地面工程
环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025 年 7 月

1. 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。位于新疆阿克苏地区境内的克拉苏气田近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，天然气勘探开发在克拉苏地区不断取得新突破。克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100×10^8 方/年的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。其中克深区块又分为克深 1、克深 2、克深 3、克深 5、克深 9、克深 13、克深 31 等区块。

根据克拉苏气田克深 31 区块开发指标和勘探进度，为提高克深 31 区块气藏采出率，合理利用地下资源，指导该区域后续油气资源勘探、开发，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟实施塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程（以下简称“本工程”），工程总投资 7198.31 万元。

本工程主要建设内容为：①新建克深 31-1 井、克深 31-2 井及配套的采气管道，采气管道长度分别为 2.0km 和 0.6km；②新建克深 31-2 井 T 阀室 1 座用于将克深 31-2 井接入克深 3104 井采气管道；新建克深 31-1 井 T 接阀室 1 座用于将克深 31-1 井接入克深 3103 井采气管道；新建克深 31 分水站 1 座，分水站内设备包含分离计量橇和甲醇加注橇；③改造克深 3102 井 1 座：孔板更改为质量流量计；改造 242 清管站：增设分离计量橇；④新建克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线 16km，新建克深 31 分水站~克深 242 清管站排水管线 14.5km。⑤配套电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增天然气 35 万 m^3/d 。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程属于天然气开采项目，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，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。本工程永久占用基本农田 0.04hm²，临时占用永久基本农田 1.344hm²。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。

2025 年 4 月 23 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（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，新疆昇腾环保科技有限公司于 2025 年 6 月对本工程评价区域环境质量现状进行了监测。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面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，可以作为本工程施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

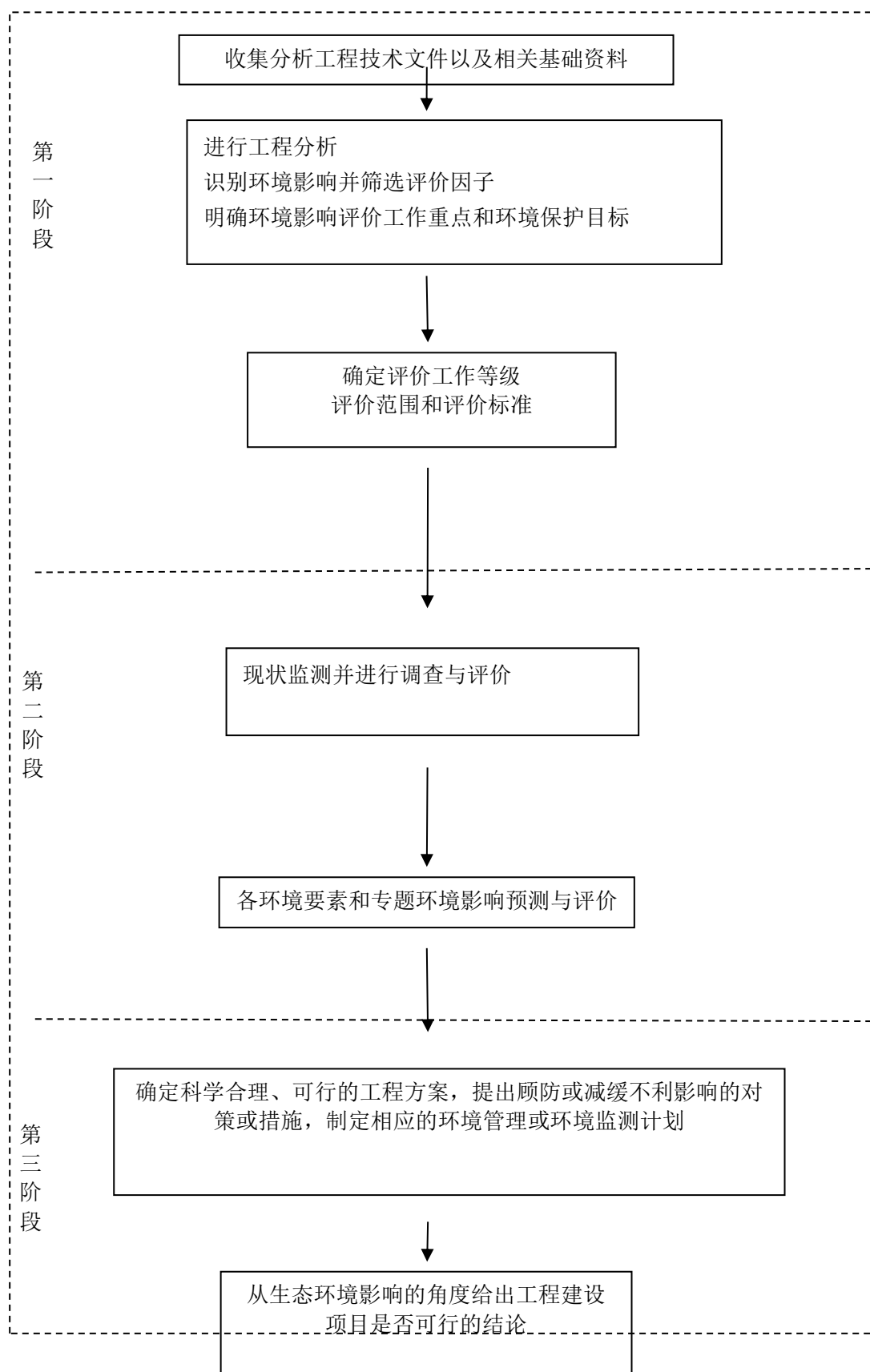


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

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) 选址合理性分析判定结论

本工程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，避开了生态保护红线。本工程属国家战略性矿产资源开发，受地下油藏分布影响，工程井位无法调整，克深 31-2 井井场永久占用基本农田，管线等工程临时占用基本农田，需严格按照《土地管理法》《基本农田保护条例》《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田。本工程推荐方案选址、选线基本合理。

(5) 三线一单符合性判定结论

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；工程采取密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组

织废气；运营期产生的采出水输送至克深天然气处理厂处理达标后回注；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；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

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、站场无组织挥发的非甲烷总烃、甲醇，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，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《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》《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》等相关规划要求；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；本工程克深

31-2 井永久占用基本农田，管线等工程临时占用基本农田，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合“三线一单”要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、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，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
9	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
10	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
11	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
12	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
14	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
15	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	中华人民共和国主席令 第 18 号	2009-08-27

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	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	2023-11-30
7	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	2016-05-28
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
17	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	2023-12-07
18	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	——	2024-03-06
二 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令 第 36 号公布	2025-01-01

5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	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	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
8	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	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
12	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	2019-12-13
13	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
18	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	2021-12-21
19	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	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
25	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	2021-02-05

26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
三地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	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	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017 年修订)	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
8	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	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
10	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	2014-04-17
11	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	2016-01-29
12	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	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
18	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价	新环评价发〔2020〕142	2020-07-29

	管理的通知》的通知	号	
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发（2020）162号	2020-09-11
20	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	2020-09-04
21	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	2013-10-01
22	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
23	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
24	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发[2024]157 号	2024-11-15
25	关于印发《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》（2021 年版）的通知	新环环评发（2021）162号	2021-07-26
26	阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）	阿地环字[2024]32 号	2024-10-28
27	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审（2022）147 号	2022-07-25
28	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字（2015）497 号	2015-01-01
29	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评（2024）20号	2024-03-25

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境保护技术规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	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	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01

11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	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/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	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	2022-07-01

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

(2) 塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本工程建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，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。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场工程建设、管线敷设以及配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

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、站场	占地、动植物影响	-
		管线建设、道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期 (正常工况)	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场、站场无组织废气排放	NMHC、甲醇	-
		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、井漏、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《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 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
油气集输工程	施工期	颗粒物	pH 值、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、硫化物、铬（六价）、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂	耗氧量、氨氮、石油类等	/	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	/
	运营期	NMHC、甲醇	/		/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（ L_d 、 L_n ）
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

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 生态功能区划

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 地下水环境功能区划

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。

2.4.1.3 地表水环境功能区划

本工程排水管线穿越喀拉苏河，根据《中国新疆水环境功能区划》，喀拉苏河水功能区划情况见下表。

表 2.4-1 喀拉苏河水功能区划情况

流域	水系	水体	水域	长度/km	控制城镇	现状使用功能	现状水质类别	规划主导功能	功能区类型	水质目标	断面名称	断面级别	重点城市
内流区	塔里木内流区	喀拉苏河	巧克罗克至木扎提河口	55	拜城县	饮用、农业用水	Ⅱ	饮用水源	饮用水源保护区	Ⅱ	巧克罗克	建议	否

2.4.1.4 环境空气功能区划

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。

2.4.1.5 声环境功能区划

项目区为气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 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 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准，甲醇参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准。指标标准取值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO ₂ ）	40	80	200	
3	细颗粒物（PM _{2.5} ）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（PM ₁₀ ）	70	150	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O ₃ ）	/	160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	甲醇	/	1000	3000	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（2）水环境

根据《新疆水环境功能区划》，喀拉苏河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准。具体标准限值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地表水质量标准值

序号	项目	II类标准限值
1	pH（无量纲）	6~9
2	硝酸盐氮≤	10
3	总氮≤	0.5
4	氨氮≤	0.5
5	总磷≤	0.1
6	化学需氧量≤	15
7	五日生化需氧量≤	3
8	挥发酚≤	0.002
9	汞≤	0.00005
10	锌≤	1.0
11	铜≤	1.0
12	砷≤	0.05
13	铅≤	0.01
14	镉≤	0.005
15	高锰酸盐指数≤	4
16	六价铬≤	0.05
17	氟化物≤	1.0
18	氰化物≤	0.05
19	硫化物≤	0.1
20	硒≤	0.01
21	阴离子表面活性剂≤	0.2
22	石油类≤	0.05

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）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。具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	18	氨氮（以 N 计）（mg/L）	≤0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物（mg/L）	≤0.02
3	浑浊度（NTU）	≤3	20	钠（mg/L）	≤200
4	肉眼可见物	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH<6.5	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
6	总硬度（以 CaCO ₃ 计）（mg/L）	≤450	23	亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤1.0
7	溶解性总固体	≤1000	24	硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤20.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
9	氯化物（mg/L）	≤250	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
10	铁（mg/L）	≤0.3	27	碘化物（mg/L）	≤0.08

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
11	锰 (mg/L)	≤0.10	28	汞 (mg/L)	≤0.001
12	铜 (mg/L)	≤1.00	29	砷 (mg/L)	≤0.01
13	锌 (mg/L)	≤1.00	30	硒 (mg/L)	≤0.01
14	铝 (mg/L)	≤0.20	31	镉 (mg/L)	≤0.005
15	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	32	铬 (六价) (mg/L)	≤0.05
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	33	铅 (mg/L)	≤0.01
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	34	石油类 (mg/L)	≤0.05

(3) 声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准,即昼间 60dB(A),夜间 50dB(A)。

(4) 土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018),油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地,结合项目所在区域环境特征,本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准,见表 2.4-5;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)表 1 筛选值标准,根据监测结果,在监测期间,本工程区域土壤 pH>7,因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中所列筛选值标准,见表 2.4-6。石油烃执行《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 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-5 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》

序号	污染物项目	筛选值（mg/kg）		管制值（mg/kg）	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铝	400	800	800	2500

6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1, 1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1, 2 二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1, 1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1, 2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1, 2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1, 2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1, 1, 1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1, 2-二氯苯	560	560	560	560
29	1, 4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
42	蒽	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a, h]蒽	0.55	1.5	5.5	15

44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃	826	4500	5000	9000

表 2.4-6 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目①		风险筛选值（单位：mg/kg）			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。
②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场、站场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《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；甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（B16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。具体标准限值要求见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
颗粒物	1.0	《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
非甲烷总烃（厂界）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
甲醇	12	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放

污染物	排放限值	限值含义	监控浓度限值	
			无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃 (厂界内)	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019)

(2) 废水

施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至克深作业区综合公寓生活污水处理装置处理。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

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：在相关行业污染物控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质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。

采出水输送至克深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，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）中储层空气渗透率（ μm^2 ） ≥ 2.0 的标准，标准值见表 2.4-8。

表 2.4-8 回注水水质主要控制指标

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

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

（5）重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是天然气、甲醇，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

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

（1）评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	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	地表水为三级 B	/
	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 ² 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	本工程新增占地规模小于 20km ²	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	/	/
	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	三级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/

3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

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）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本工程以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道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。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

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 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，本工程采气井场、站场、排水干线类别为Ⅱ类；采气管线类别为Ⅲ类。

②地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本工程地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源地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。

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，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（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-3），确定本工程地下水评价等级见表 2.5-4。综上，本工程地下水环境影响评价工作等级为三级。

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-4 本工程地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采气井场、站场、排水干线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三
采气管线	III	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本工程所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用公式法计算评价范围。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式计算法确定地下水评价范围。计算公式如下：

$$L=\alpha \times K \times I \times T / n e$$

式中：L— 下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数, m/d; 根据《克深气田滚动勘探开发工程地下水环境调查服务项目》, 渗透系数取 15m/d;

I—水力坡度, 根据区域水文地质资料, 水力坡度 I 取 1.43‰;

T—质点迁移天数, 取值 5000d;

n_e —有效孔隙度, 无量纲, 参照相关资料, 其有效孔隙度 $n=0.2$;

L—下游迁移距离, m。

场地上游距离根据评价需求确定, 场地两侧不小于 $L/2$ 。

经计算, L 为 1073m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流, 本次结合区域水文地质条件及本工程分布特点、地下水调查点分布情况等, 本次评价范围确定为: 本工程各井场、站场下游 1100m, 两侧 550m, 上游 550m 的范围, 管线两侧 200m 的范围作为本次地下水评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 本工程属于水污染影响型建设项目。在气田正常开采及油气集输过程中, 本工程产生的生产废水、生活污水不外排, 不与周边地表水体发生水力联系, 项目地表水环境影响评价等级为三级 B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性, 污(废)水处理设施的依托可行性。

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)以及本次现状监测数据, 工程所在区域 $5.5 < pH < 8.5$, 不属于土壤酸化和碱化地区, 部分用地土壤盐分含量大于 4g/kg, 属于土壤盐化地区。因此, 本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑, 并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

本工程土壤项目类别按照采气进行考虑。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 本工程井场、站场、排水干线建设属于 II 类项目, 单井采气管线建设属于 III 类项目。

(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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本工程永久占地面积不足 5hm^2 ，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程周边涉及农田、居民区等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，项目区域土壤含盐量大于 4g/kg ，生态影响型土壤敏感程度为“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)，生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-6 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

本工程土壤项目类别为 II 类、III 类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

根据导则要求，本工程土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾各类管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场、管线占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围。

2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程新增废气排放源主要为井场、站场非甲烷总烃、甲醇无组织以及集输过程中非甲烷总烃的无组织排放。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)附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选非甲烷总烃 (NMHC)、甲醇为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”) 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：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，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；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 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 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
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 2.5-8。

表 2.5-8 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（℃）		40.9
最低环境温度（℃）		-27.4
土地利用类型		耕地
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（°）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9 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	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
井场无组织废气 （以克深 31-1 井为 例）	非甲烷总烃	5.381	2000	0.27	0.41	28
	甲醇	0.633	3000	0.02		
克深 31 分水站	非甲烷总烃	5.007	2000	0.25		28
	甲醇	0.589	3000	0.02		
阀室 （以克深 31-2 井 T 接 阀室为例）	非甲烷总烃	1.850	2000	0.09		17
242 清管站	非甲烷总烃	8.248	2000	0.41		34

经计算可知，本工程最大占标率为：0.41%（来自单井无组织排放的非甲烷总烃），P_{max} 值为 0.41%≤1%，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三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，三级评价项目不设置大气环境影响评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场、站场机泵。

本工程所在区域声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场、站场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-10。

表 2.5-10 环境风险评价工作等级划分依据表

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

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

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) $Q \geq 100$ 。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B, 本工程施工期和退役期不涉及危险物质, 运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中, 甲醇存储于新建井场及站场的甲醇加注橇内。

本工程为天然气开采项目, 工程内容呈点线状分布在已开发气田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远, 新建管线主要为单井至站场的集输管线, 各站场和井场均有控制(截断)阀, 发生泄漏时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元, 评价危险单元内危险物质的最大存在量。

表 2.5-11 本工程各危险单元 Q 值情况一览表

序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 (t)	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值	Q 值判定情况
1	克深 31-1 采气管线	2.0km, DN80, 15.2Mpa	天然气	74-82-8	1.029	10	0.1029	$Q < 1$
2	克深 31-2 采气管线	0.6km, DN80, 15.2Mpa	天然气	74-82-8	0.309	10	0.0309	$Q < 1$
3	克深 31-1 井场	甲醇加注橇, $V=5m^3$ 常压储罐	甲醇	67-56-1	3.955	10	0.3955	$Q < 1$
4	克深 31-2 井场		甲醇	67-56-1	3.955	10	0.3955	$Q < 1$
5	克深 31 分水分站		甲醇	67-56-1	3.955	10	0.3955	$Q < 1$

注: 天然气相对密度为 $0.75kg/Nm^3$ 。甲醇密度 $791 kg/m^3$

根据上表计算结果, 本工程 $Q < 1$, 判断项目风险潜势为 I。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。

(3) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

综上，各要素评价范围见表 2.5-12 及图 2.5-1。

表 2.5-12 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		三级	——
2	地下水		二级	本工程各井场、站场下游 1100m，两侧 550m，上游 550m 的范围，管线两侧 200m 的范围
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		三级	本工程以井场、站场场界周围 50m 范围、管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围
5	声环境		二级	各井场、站场边界外扩 200m
6	土壤环境	生态影响型	一级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km，管线两侧 0.2km
		污染影响型	二级	井场、站场、管线占地范围内全部以及占地范围外 0.2km
7	环境风险		简单分析	——

图 2.5-1 评价范围图

2.6 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域重要保护动物、永久基本农田、水土流失重点治理区等环境敏感区加入生态保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经判定本次环境空气环境影响评价等级为三级，不需设置大气环境影响评价范围。本次环境空气保护目标结合实际情况主要考虑本工程周边 500m 范围内的环境空气保护目标。具体见表 2.6-1。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线穿越喀拉苏河，地表水环境保护目标为喀拉苏河。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《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敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依法定法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本工程评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

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)以及本次现状监测数据，工程所在区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤酸化和碱化地区，部分用地土壤盐分含量大于 2g/kg，属于土壤盐化地区。因此，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，

生态影响型敏感目标为盐化土壤；污染影响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本工程评价范围内主要为基本农田。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征		环境保护要求
1	生态环境	重要物种	评价区域内塔里木兔、苍鹰、红隼等保护动物及其生境等		严禁猎杀野生动物
		基本农田	克深 31-2 井场永久占用永久基本农田 0.04hm ²		按规定补划永久基本农田
			新建各类管线和新建 10kV 电力线路临时占用永久基本农田长度 2.241km		临时占地不影响基本农田复垦
		水土流失重点治理区	项目所在县域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
2	大气环境	牙斯热木库鲁其村	距离克深 31-1 井 0.26km	500m 范围内 15 户，60 人	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准
		且买克买里斯村	距离克深 31-1 井 0.2km	500m 范围内 18 户，72 人	
3	地表水环境	喀拉苏河	克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线穿越		《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 标准
4	地下水环境	潜水含水层	井场、站场、管线及周边		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准
5	声环境	-	评价范围内		满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。
6	土壤环境	盐化	生态影响范围内的土壤		不进一步盐化
		基本农田	污染影响范围内的基本农田		严格控制占地范围，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）标准要求

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
7	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无需设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境、耕地、林地、居民、穿越河流等；		发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

图 2.6-1 环境保护目标分布图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建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、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、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	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 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 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程 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：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析 选址选线合理性分析
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、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析) 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险) 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
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及建议

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，以定性和定量相结合方式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；提出环境监理要求；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

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 土壤环境影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

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、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法

2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

3. 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 气田区块开发现状

本工程为老油区内滚动开发，位于塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块，区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

3.1.1.1 克拉苏气田克深 31 区块主体工程建设情况

本次开发区域位于克拉苏气田克深区块内，行政隶属于阿克苏地区拜城县。克深区块分为克深 1、克深 2、克深 3、克深 5、克深 9、克深 13、克深 31 等区块。克深区块共部署 112 口井，目前仅 86 口井在生产，其余井已关井或封井。克深区块内已建设集气站/天然气处理站 3 座，天然气集输规模 $3000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油 50t/d。截至 2023 年 11 月底，累产气 $77.29 \times 10^8 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产气 $2195 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

目前克深 31 区块共有生产井 4 口，排水井 1 口，单井集输管线 18.2km。克深 31 区块现状日产气 $90 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，通过已建集输管线最终输至克深天然气处理厂进行处理。

3.1.1.2 克拉苏气田克深 31 区块公辅工程建设情况

(1) 给排水

克拉苏气田克深区块各井场为无人值守井、站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。克深作业区设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。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，采出水在克深天然气处理厂分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层；井下作业废水送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(2) 供热

克拉苏气田克深区块内井场根据生产需要设置有真空加热炉，各联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为各联合站经过脱水脱烃后的天然气。生活基地单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

(3) 供电

克拉苏气田克深区块内设置有 35kV 变电站，用于区域各联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入。

(4) 集输管线及运输情况

目前克拉苏气田克深区田分布克深天然气处理厂，周边区域井场进入天然气处理厂进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

(5) 内部道路建设情况

目前克拉苏气田克深区块周边紧邻 G579，油田内部建设有主干路、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 气田区块“三同时”执行情况

克深各区基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收等工作，与本工程相关的主要工程“三同时”执行情况表 3.1-1。

表 3.1-1 克拉苏气田克深区块“三同时”执行情况表

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书	原国家环境保护总局	环审[2002]20号	2002 年 2 月 6 日	原新疆维吾尔自治区环境保护局	环自验[2005]21 号	2005 年 11 月 30 日
克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书	原环境保护部	环审[2014]299 号	2014 年 11 月 14 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2031 号	2016 年 12 月 30 日
克拉苏气田克深 5 区块试采地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]356 号	2015 年	自主验收		2019 年 10 月 16 日

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
克拉苏气田克深 13 区块试采方案地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1087 号	2018 年 8 月 2 日	自主验收		2020 年 5 月 25 日
克拉苏气田克深 9 区块地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1090 号	2018 年 8 月 2 日	自主验收		2020 年 9 月 13 日
克深区块 2021 年产能建设项目环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2022）49 号	2022 年 1 月 30 日	建设中		
克深 3 至克深 2 集输管线建设工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]203 号	2022 年 4 月 24 日	自主验收		2023 年 2 月 28 日
克深区块 2022 年产能建设项目（一期）	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]75 号	2023 年 2 月 1 日	自主验收		2023 年 11 月 12 日
克拉克深区块单井排水采气流程改建工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]605 号	2023 年 10 月 12 日	建设中		
克深 31 井集输工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2024]53 号	2024 年 1 月 18 日	自主验收，试运行		
塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组试采项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2024]180 号	2024 年 8 月 27 日	建设中		
克拉苏气田克深 31 区块开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2024]190 号	2024 年 9 月 5 日	正在验收中		
排污许可证	目前已完成变更登记工作，克拉采油气管理区采气作业区于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG072Y；克深处理站于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG071Y；综合服务部于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG066Y。					
塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案	备案编号为 652926-2024-036-L					

3.1.3 油田区块环境影响回顾评价

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

(1) 占地影响回顾分析

克深区块开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

单井永久占地 40×60m，临时占地 120×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 8m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

(2) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，克拉苏气田克深区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。克拉苏气田克深区块位于荒漠生态系统，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，正在逐步的自然恢复过程中。

(3) 野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，克深区块内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声

和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在气田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如爬行类、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 $40\text{m} \times 60\text{m}$ ，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

现有站场情况

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m 。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

临时占地恢复情况

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至油田作业区污水处理设施处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对克深区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至克深天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

运营期产生的废水主要为井下作业废水、气田采出水和生活污水。作业单位自带回收罐回收井下作业废水，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置；采出水经克深天然气处理厂污水回注系统处理，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。生活基地生活污水经化粪池、生物接触氧化一体化设备进行处理，满足《污水综合排放标准》的二级标准限值后夏季用于周围绿植的浇灌，冬季排至生活污水蒸发池进行蒸发。生活污水蒸发池 1 座，采用麻袋护坡铺设防渗膜的建筑方式，有效容积为 34660m³，现状池深 2.0m，水深高度 1.2m，可满足排水需求。

根据例行监测结果，生活污水 处理系统出口采样监测结果见表 3.1-2。

表3.1-2 生活基地污水处理设施监测结果表

监测点位	监测时间	监测项目		监测结果	标准限值	达标情况
生活污水处理系统出口	2020 年 2 月	PH	单位	7.4	6-9	达标
		CODcr	mg/L	103	150	达标
		氨氮	mg/L	3.12	25	达标

经监测克深天然气处理厂生活污水经处理后满足《污水综合排放标准》的二级标准限值。

表3.1-3 克深天然气处理厂污水处理系统废水总排口监测结果表

监测点位	监测项目	单位	监测结果		标准限值	达标情况
			2023.7.24	2023.7.25		
克深天然气处理厂 污水处理系统废水总排口	含油量	mg/L	6.23-6.67	6.55-6.91	100	达标
	悬浮固体含量	mg/L	14-15	12-17	35	达标

克深天然气处理厂废水处理装置排口各监测因子均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准限值要求。

本次评价搜集了克拉苏气田克深区块历年的环评中地下水环境质量现状监测数据，监测结果表明，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

综上所述，克拉苏气田克深区块在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，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；克拉苏气田克深区块开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，克拉苏气田克深区块内现有的各井场油气集输全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

根据克拉苏气田克深区块地面建设工程竣工环境保护验收监测报告中污染物达标情况分析。有组织监测结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 区块代表性场站有组织废气监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m ³ /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
1	克深天然气 处理厂导热 炉	186~267	烟尘	9.66~13.1	《锅炉大气污染 物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值(燃气锅 炉)	20	达标
2			SO ₂	<3		50	达标
3			NO _x	111~115		200	达标
4			林格曼黑度	<1 级		≤1 级	达标
5	生活基地燃 气热水锅炉	252~275	烟尘	7.51~10.4		20	达标
6			SO ₂	<3		50	达标
7			NO _x	100~105		200	达标
8			林格曼黑度	<1 级		≤1 级	达标

由表 3.1-4 可知，区块内导热油炉、锅炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据克拉苏气田克深区块地面建设工程竣工环境保护验收监测报告及克深区块 2022 年产能建设项目（一期）竣工环境保护验收监测报告中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表 3.1-5。

表 3.1-5 区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	监测浓度 (mg/m ³)	主要处理措施	标准	达标情况
克深天然气处理厂	厂区无组织废气	非甲烷总烃	1.66~2.06	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)企业边界污染物控制要求	达标
克深 8 西集气站	厂区无组织废气	非甲烷总烃	1.69~1.88	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)企业边界污染物控制要求	达标
克深 1901 井场	厂区无组织废气	非甲烷总烃	0.56~0.72	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)企业边界污染物控制要求	达标

区块内各井场、站场监测点厂界无组织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)中边界污染物控制要求。

(2) 环境空气质量变化趋势与分析

本次评价引用克深区块内《克深 31 井集输工程环境影响报告书》《克深气田克深 14 区块产能建设项目环境影响报告书》《克深 1002 井单井集输工程环境影响报告表》等环境质量现状监测报告数据, 评价区域内大气环境质量变化情况, 监测点均位于拜城县。

表3.1-6 环境空气质量现状监测点一览表

年份	监测点	监测点坐标		监测因子
		经度	纬度	
2019	克深 1002 井上风向			非甲烷总烃
2020	克深 6-1 井场			非甲烷总烃
2022	Kes14-1H 井场			非甲烷总烃
2024	克深 31 井场下风向			非甲烷总烃

表3.1-7 监测及评价结果一览表

监测年份	监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)
2019	克深 1002 井上风向	非甲烷总烃	1h 平均	2		

2020	克深 6-1 井场	非甲烷总 烃	1h 平均	2		
2022	Kes14-1H 井场	非甲烷总 烃	1h 平均	2		
2024	克深 31 井场下 风向	非甲烷总 烃	1h 平均	2		

通过往年环评报告中的特征因子监测数据统计分析，项目区域非甲烷总烃 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。

综上所述，说明各井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落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃并未因克深区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。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，施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

运营期克拉苏气田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、天然气处理厂各类机泵、压缩机等。根据克拉苏气田克深区块地面建设工程竣工环境保护验收监测报告，克深天然气处理厂及克深 8 集气站厂界噪声监测结果见表 3.1-8。

表3.1-8 噪声监测结果一览表

监测点位	时段	测量值				执行标准	标准限值	是否达标
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界			
克深天然气 处理厂	昼间					《工业企业厂界 环境噪声排放标 准》(GB12348-20 08) 2 类标准	65	达标
	夜间						55	达标
克深 8 西集 气站	昼间						65	达标
	夜间						55	达标

由监测结果可知以及本次现状监测结果可知，监测期间克深区块井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，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。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017)标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑送至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理；含油污泥由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。废润滑油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，维修检修期间交第三方有资质单位处理。克拉苏气田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《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)及《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关要求，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。

综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，克拉苏气田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，运营期过程中，来自克深天然气处理厂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，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。加强天然气处理厂及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地

油，受污染的土壤应交由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以克拉苏气田克深区块历年环评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，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，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克拉苏气田克深区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾

克拉苏气田克深区块隶属于克拉采油气管理区管理。塔里木油田分公司克拉采油气管理区编制了《塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》，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 652926-2024-036-L)。克拉苏气田克深区块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。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

克拉苏气田克深区块隶属于克拉采油气管理区管理。克拉采油气管理区采气作业区于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG072Y；克深处理站于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG071Y；综合服务部于 2023 年 5 月 18 日完成变更，登记证编号为 9165280071554911XG066Y。

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），克拉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 区域退役设施情况

根据现场调查克深区块已有 26 口油气井已按照油田公司有关要求关井或封井，退役井采取了如下保护措施：

(1) 挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；

(2) 实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，管线两端使用盲板封堵。

(3) 井场水泥条基拆除拉运，井场戈壁石、井场垫土层清理。

(4) 土地平整。对井场进行平整达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果，井场略低于周边，便于洪水过境。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据克拉采油气管理区对克深区块的例行监测以及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，克拉苏气田克深区块污染物年排放情况见表 3.1-9。

表 3.1-9 本工程涉及区块污染物排放情况一览表

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
1	废气	SO ₂	0	0
		NO _x	2.75	2.75
		颗粒物	3.67	3.67
		NMHC	24.61	24.61
2	废水	生产废水	0	0
		生活污水	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0
		生活垃圾	0	0

3.1.5 区块环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，克深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) 重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCs 的控制和管理措施不够完善。

(2) 信息公开不够规范。

整改方案：

目前存在的问题已纳入克拉采油气管理区 2024 年度~2025 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

(1) 按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOCs 排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

(2) 健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发[2013]81 号)、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环环评[2017]4 号)等进行企业相关信息公开。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本工程建设内容中需对克深 3102 井、克深 242 清管站进行改造，现有工程介绍中主要针对克深 3102 井以及克深 242 清管站的现状进行介绍。

(1) 克深 3102 井基本情况

克深 3102 井为采气井，于 2025 年投产，采出气经采气管线输送至克深 242 清管站再通过管线接入克深天然气处理站。

井场均为无人值守井。主要设置有井口区、工艺装置区、焚烧池、橇装设备间。井口区布置于井口；工艺装置区布置在采气树一侧；橇装设备间布置在井场入口一侧，便于巡检人员进场巡检；项目不设置放空火炬，焚烧池布置在钻井时已建的放喷池处，用于非正常工况放喷，距井场间距不小于 60m。

井场设备设施如下表 3.2-1 所示。井场平面布置图见图 3.2-1。

表 3.2-1 单座井场主要设备一览表

序号	内容		单位	数量
1	单井井场	采气树	座	1
2		甲醇加注撬（单罐单泵）	座	1
3		高级孔板阀计量（CLass900 DN100）	套	1
4		放喷池	座	1
5		放空系统	套	1
6		RTU 扩容系统	套	1
7		可燃气体探测器	台	4
8		温度变送器	台	2
9		压力变送器	台	2
10		声光报警器	台	1
11		隔膜压力表	台	2
12		视频监控系统	套	1
13		以太网监控系统	套	1
14		配电箱（柜）	面	3

图3.2-1 井场平面布置示意图

（2）克深 242 清管站

克深 242 清管站坐标为东经 ， 北纬 。克深 242 清管站归属于“克深 1 区块克深 24 井区集气干线完善工程”，《关于对克深 1 区块克深 24 井区集气干线完善工程环境影响报告表的批复》于 2019 年 5 月 5 日通过新疆维吾尔自治区生态环境厅审批（新环审〔2019〕283 号），2020 年 9 月完成企业自主验收。根据相关设计资料，242 清管站流向为通过已建联络线（DN250L360Q）经克深 17 支线阀室输往 242 分水站（现运行压力 12.7MPa），设计压力 16MPa，设计输送量 $275 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

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	克深 31-1 井	KeS31-1 井(勘探井) 钻井工程	阿地环审〔2025〕205 号	未开钻

2	克深 31-2 井	KeS31-2 井(勘探井) 钻井工程	正在办理	未开钻
3	克深 31 井	克深 31 井集输工程	阿地环审[2024]53 号	自主验收，试运行
4	克深 3102 井	塔里木油田克拉苏 气田克深 31 区块白 垩系巴什基奇克组 试采项目	新环审[2024]180 号	建设中
5	克深 242 清管站	克深 1 区块克深 24 井区集气干线完善 工程	新环审〔2019〕283 号	2020 年 9 月企业自主验收

3.2.3 现有工程污染物达标情况

(1) 克深 31-1 井、克深 31-2 井

本工程克深 31-1 井、克深 31-2 井钻井工程包含于 KeS31-1 井（勘探井）钻井工程、KeS31-2 井（勘探井）钻井工程，KeS31-1 井（勘探井）钻井工程已取得环评批复，KeS31-2 井（勘探井）钻井工程正在办理。截至调查期间，钻井工程尚未开展，本次环评要求建设单位在钻井工程中落实环评阶段环保措施，保证污染物达标排放。

废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境的影响将消失。

废水污染源主要为钻井废水、酸化压裂废水和生活污水，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；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对克深区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至克深天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声、压裂噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减振措施；

固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物和生活垃圾。钻井泥浆返排液经随钻不落地收集系统分离出岩屑、泥浆，泥浆回用；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测

达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑送至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理；含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料在危废暂存间暂存，定期由有处理资质的单位接收妥善处置；生活垃圾集中收集，定期送至拜城县生活垃圾填埋场处置。

项目占地前对耕作层进行表土剥离，采用分层剥离和分层堆放措施，保持分层土壤理化性质的稳定，并减少对土壤结构的破坏；待钻井结束后，严格按照《土地复垦方案审查报告》中复垦措施及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务。

（2）克深 3102 井

克深 3102 现场踏勘期间正在生产，井场无历史遗留废弃物产生，井场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

考虑到本工程为油田滚动开发项目，现有工程污染源调查主要统计与本工程实际有关的工程内容污染物排放情况。

根据克拉采油气管理区对克深区块的例行监测以及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，核实与本工程实际相关的现有工程污染物年排放情况，与本工程相关的现有工程污染物年排放情况如下：

表 3.2-3 现有工程污染物排放情况一览表 单位： t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0	0	0	0.347	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有井场周边无历史废弃物及建筑垃圾，但部分井场存在临时占地未恢复的问题。

具体整改方案为：在钻井工程实施完成后，对井场永久占地外临时占地、生活区等区域土壤进行耙松，种植区域适宜植被进行恢复，注意施工过程中避开大风天气。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称

项目名称：塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程。

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

3.3.1.3 建设地点

本工程位于克拉苏气田克深 31 区块，中心地理坐标为： 。行政区划隶属于拜城县管辖，工程区中心西南距拜城县城中心约 13.5km。地理位置见图 3.3-1。

图 3.3-1 地理位置图

3.3.1.4 产能规模

本工程主要建设内容为：①新建克深 31-1 井、克深 31-2 井标准化井场 2 座及配套的采气管道，采气管道长度分别为 2.0km 和 0.6km；②新建克深 31-2 井 T 接阀室 1 座用于将克深 31-2 井接入克深 3104 井采气管道；新建克深 31-1 井 T 接阀室 1 座用于将克深 31-1 井接入克深 3103 井采气管道；新建克深 31 分水分站 1 座，分水分站内设备包含分离计量橇和甲醇加注橇。③改造克深 3102 井 1 座：孔板更改为质量流量计；改造 242 清管站：增设分离计量橇④新建克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线 16km，新建克深 31 分水分站~克深 242 清管站排水管线 14.5km。⑤配套电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增天然气 35 万 m³/d。

3.3.1.5 建设周期

本工程计划 2025 年 12 月开始施工，1 月完工，施工周期 2 个月。

3.3.1.6 项目投资

本工程总投资 7198.31 万元。

3.3.1.7 劳动组织及定员

本工程由塔里木油田公司克拉采油气管理区进行全面管理，运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

3.3.2 油气资源概况

克深 31 气藏位于库车坳陷克拉苏构造带拜城断裂带克深 31 号构造，地表主要为戈壁及农田，为温带大陆性干旱气候，日照长，冬季寒冷，夏季干热。

克深 31 气藏发现井为克深 31 井，该井于 2023 年 12 月酸化测试获得高产工业气流。克深 31 气藏发现后，为进一步落实克深 31 气藏含气规模，部署克深 3101、克深 3102、克深 3103、克深 3104 井，四口井均获得工业油气流。

3.3.2.1 区域构造特征

克深 31 号构造位于克拉苏构造带拜城断裂带克深段南部，为受两条北倾逆冲断裂夹持的长轴断背斜构造，构造走向为近北东-南西向，构造内部受多条逆冲断裂

所控制，将构造进一步复杂化。其北部上盘为克深 20 号构造，南部下盘为克深 41 号构造。

克深 31 号构造上部被古近系库姆格列木群膏盐岩层覆盖，封盖能力强；构造南边界断裂在圈闭范围内断距均大于储层厚度，构造南翼储层对接古近系库姆格列木群膏盐岩层，断裂具备封堵能力。因此，本次克深 31 号构造按西鞍部溢出点海拔-6920m 圈定圈闭范围，圈闭东西长约 20.8km，南北宽约 2.1km，长短轴之比 9.9:1，圈闭面积 34.2km²，幅度 440m，高点海拔-6480m，高点埋深 7840m。

3.3.2.2 区域储层特征

克深 31 区块地层自上而下分别为第四系西域组、新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群，白垩系巴什基奇克组。储层主要为白垩系巴什基奇克组砂岩，巴什基奇克组地层厚约 300m，岩石类型主要为细、中粒岩屑长石砂岩。储集空间以粒间溶孔、微裂缝、粒内溶孔为主，含少量原生粒间孔。巴什基奇克组测井解释孔隙度主要分布在 3.5%~7%，平均 5.1%，渗透率主要分布在 0.035mD~1mD，平均 0.054mD；巴什基奇克组岩心解释孔隙度主要分布在 1%~4%，平均 2.7%，渗透率主要分布在 0mD~0.035mD，平均 0.016mD。

3.3.2.3 油气藏特征

克深 31 区块以克深 3102 井中测气底(-6860m)圈定含气范围，气藏幅度 380m，大于克深 31 气藏白垩系巴什基奇克组储层厚度，具有层状特点。

克深 31 气藏原始地层压力 127.18MPa，地层温度 186.29℃，压力系数 1.60，温度梯度为 1.1℃/100m，为常温高压层状边水断背斜型干气气藏。

3.3.2.4 流体性质参数

(1) 天然气性质

克深 31 区块天然气组份中甲烷含量 96.09~99.3%，平均约 97.52%；乙烷含量 0.27~0.32%，平均约 2.29%；丙烷及以上烃组分含量 0.01~0.22%，平均约 0.04%；氮气含量 0.01~1.92%，平均约 0.66%；CO₂ 含量 0.12~2.53%，平均约 0.61%，不

含 H₂S；天然气相对密度 0.56~0.58，平均 0.557。气藏天然气具有甲烷含量高、相对密度低、非烃含量低的特征。

(2) 地层水性质

克深 31 区块地层水水型为 CaCl₂ 型，密度平均 1.15g/cm³，氯根平均 120800mg/L，总矿化度平均 201510mg/L，是封闭条件很好的地层水。

3.3.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.3-1。

表 3.3-1 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	开发指标	标准化井场数量	口
2		天然气总产量	10 ⁴ m ³ /d
3		采气管线	km
4		排水管线	km
5		新建 T 接阀室	座
6		新建分水站	座
7		改造井场	座
8		改造站场	座
9	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kW·h/a
10		耗水量	m ³
11	综合指标	总投资	万元
12		环保投资	万元
13		总占地面积	hm ²
14		永久占地面积	hm ²
15		临时占地面积	hm ²
16		劳动定员	人
17		工作制度	h

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本工程克深 31-1 井、克深 31-2 井钻井工程包含于 KeS31-1 井（勘探井）钻井工程、KeS31-2 井（勘探井）钻井工程，KeS31-1 井（勘探井）钻井工程已取得环

评批复，KeS31-2 井（勘探井）钻井工程正在办理，本次不再对钻井工程重复评价。本次工程主要建设内容为井场地面工程建设、站场工程、油气集输工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表 3.3-2。

表 3.3-2 工程组成一览表

项目	基本情况			
项目名称	塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程			
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司			
建设性质	改、扩建			
建设地点	阿克苏地区拜城县			
产能规模	35×10 ⁴ t/a			
产 品	天然气			
建设周期	60d			
项目内容	类型	单 位	总计	备注
主体工程	井场地面工程	座	2	采油井井场永久占地规模 1399m ² 。井场含 1 套采气树、井口安全切断阀、孔板计量装置、甲醇加注橇、超压安全阀、手动放空阀及焚烧池。
	油气集输工程	km	33.1	新建采气管线 2.6km。新建克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线 16km，新建克深 31 分水站~克深 242 清管站排水管线 14.5km
	站场工程			①新建克深 31-2 井 T 接阀室 1 座； ②新建克深 31-1 井 T 接阀室 1 座； ③新建克深 31 分水站 1 座，分水站内设备包含分离计量橇和甲醇加注橇 ④改造克深 3102 井 1 座：孔板更改为质量流量计； ⑤改造 242 清管站：增设分离计量橇
公辅工程	供电工程			新建井场、站场就近接入已建 10kV 电力线路，新建 10kV 电力线路 4.5km
	供水工程			采用清水罐车从克深天然气处理站的给水站拉运供给
	通信工程			新建工艺站场的光缆线路采用与新建 10kV 电力线路同杆架空敷设，局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。光缆长度约为 13.5km
	消防工程			各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备
	自控工程			新建采气井场、分水站等单独设置远程终端单元 RTU，新

项目	基本情况	
		建采气井场设置可燃气体探测器、声光报警器、手动报警按钮，可燃气体探测器信号接入 RTU 独立 I/O 卡件。克深 3102 井改造设置可燃气体探测器。
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；运营期：采取密闭管道集输工艺；退役期：采取洒水抑尘的措施；
	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于荒漠区洒水降尘；生活污水依托克深作业区公寓生活污水处理装置处理；运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水进入克深天然气处理厂采出水处理系统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；井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。退役期：无废水产生
	噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间；运营期：选用低噪声设备、基础减振；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；运营期：运营期无固体废物产生；退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵
	环境风险	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。
	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，定时巡查井场、管道；退役期：洒水降尘，地面设施拆除
依托工程	采出水	采出水依托克深天然气处理厂采出水处理系统处理达标后回注地层
	井下作业废水	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
	生活垃圾	定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置

3.3.4.2 总体布局

克深 31 区块产能整体依托克深天然气处理站进行处理。区块产能“气液混输+气液分输”的工艺，即井场至克深 31 分水站和克深 242 清管站采用气液混输工艺，下游采用气液分输工艺。气液分离后，原料气依托已建克深 5 联络线输送至克深天然气处理站，气田水通过新建排水管道接入克深 8 区块西部集水干线输送至克深天然气处理站。

图 3.3-2 克深 31 区块总体流向示意图

①克深 31-1 井接入克深 3101 井，通过克深 3103 井采气管线汇入克深 5 联络线，输往克深天然气处理站。

②克深 31-2 井 T 接入克深 3104 井采气管线，利用原克深 3104 采气管道汇入克深 242 清管站阀室，输往克深天然气处理站。

上游气液混输+下游气液分输方案：克深 3101 采气管线和克深 3103 采气管线汇合点与克深 5 联络线 1#阀室之间新建克深 31 分水站；对东区克深 242 清管站进行改造，增设气液分离器。克深 31 分水站分离出的气相和克深 242 清管站分离出的气相接入克深 5 联络线，克深 31 分水站分离出的气田水自压输送至克深 242 清管站，同克深 242 清管站分离出的气田水和克深 3102 井来的气田水接入克深 8-11 阀井输克深天然气处理站。

工程平面布置图见图 3.3-3。

图 3.3-3 工程平面布置图

3.3.4.3 开发指标预测

开发指标预测见表 3.3-3。

表 3.3-3 本工程主要开发指标设计表

井号	井口坐标		设计井深 (m)	设计日产气 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	设计日排水 (t/d)	年产气 (10^8m^3)	井型
	Y	X					
克深			8031	20	2	0.73	直井

31-1							
克深 31-2			8159	15	1.5	0.55	直井
合计			16190	35	3.5	1.22	

3.3.4.4 主体工程

3.3.4.4.1 站场工程

(1) 新建采气井场

拟建工程新建克深 31-1、克深 31-2 采气井场 2 座，设计规模为日产气为 15-20 万 m³。采气井场工艺流程参照塔里木油田公司 2024 年 5 月已发布的气井标准化设计定型图-孔板计量型井场进行设计。

井场采用两级节流工艺，两级节流采用采气树自带节流阀。井口天然气经采气树自带节流阀节流、再经孔板流量计计量后通过新建采气管道接入下游站场。

二级节流阀后管道上设置弹簧全启式安全阀，保证在关井失败的情况下能起跳放空，确保生产安全，放空量按井场全量放空设计。同时设焚烧池 1 座，采用手动点火。

为防止节流过程中形成水合物而造成管道冻堵，在靠近二级节流阀后出口的管道上设置注醇口。

井场内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、孔板计量装置、甲醇加注橇、超压安全阀、手动放空阀及焚烧池。运营期井场平面布置图见附图 1。

(2) 克深 3102 井改造

根据气藏预测指标，2025 年克深 3102 井采用原流程进行采气生产；2026 年以后，克深 3102 只产水，排水采用原已建流程，只需将孔板流量计更换为质量流量计，以满足气田水计量要求。

(3) 克深 31 分水站

本工程新建克深 31 分水站，设计参数如下：

①集气规模：48×10⁴m³/d；

②气田水规模：350m³/d；

③原料气管线操作压力 $<14\text{MPa}$ ，设计压力 15.2MPa ；排水管线操作压力 5.3MPa ，设计压力 6.3MPa ；放空管线操作压力 $<0.4\text{MPa}$ ，设计压力 2.5MPa ；

④操作温度 $<50^{\circ}\text{C}$ ，设计温度 60°C ；

⑤安全阀定压： 14.8MPa ；

⑥站场设计系数： 0.5 。

⑦工艺流程

克深 31 区块西部的克深 3101 井、克深 3103 井和克深 31-1 井来气进入分离计量橇进行气、液分离，分离出的气相经计量后通过原克深 3101 井的采气管道接入克深 5 联络线 1 号阀室；分离出的液相经计量后通过新建排水管道输送至克深 242 清管站。

分离计量橇内设有气液分离器、孔板流量计、电磁流量计、火灾安全阀、手动放空。

站内设焚烧池 1 座，用于站内天然气放空使用。

克深 31 分水分站主要工艺设施包括：分离计量橇、甲醇加注橇及放喷装置。平面布置图见附图 2。

克深 31 分水分站工艺原理流程图如下图 3.3-4 所示。

图 3.3-4 克深 31 分水分站工艺原理流程图

(4) 克深 242 清管站改造

本工程对克深 242 清管站改造，设计参数如下：

①进气规模： $85\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；气相携液： $379\text{m}^3/\text{d}$

②进水规模： $600\text{m}^3/\text{d}$ (克深 3102 井来水 $250\text{m}^3/\text{d}$ ，克深 31 分水分站来水 $350\text{m}^3/\text{d}$)；排水规模： $1200\text{m}^3/\text{d}$ ；

③进气管线操作压力 11.97MPa ，设计压力 15.2MPa ；水管线操作压力 4.7MPa ，设计压力 6.3MPa ；

④操作温度 $<50^{\circ}\text{C}$ ，设计温度 60°C ；

⑤安全阀定压： 14.8MPa ；

⑥站场设计系数： 0.5 。

克深 242 清管站内已建管汇后新增分离计量橇，将站内汇集的天然气进行气、液分离，分离出的气相经计量后通过已建清管装置输入至下游克深 5 联络线；分离出的液相与克深 3102 井（2029 年后）和克深 31 分水站来的气田水汇集后输送至下游克深 8-11 阀井。

分离计量橇设置设有气液分离器、孔板流量计、电磁流量计、火灾安全阀、手动放空。新增设施放空接入已建放空系统。平面布置图见附图 3。

克深 242 清管站改造工艺原理流程图如下图 3.3-5 所示。

图 3.3-5 克深 242 清管站改造工艺原理流程图

（5）克深 31-1 井 T 接阀室

克深 31-1 井 T 接阀室设计参数如下：

- ①进气规模：20×10⁴m³/d；
- ② 管线设计压力 15.2MPa；
- ③节流阀后操作温度<50℃，设计温度 60℃。
- ④工艺流程

在克深 3103 井至克深 5 联络管线 1#阀室已建采气管线上新增 1 座 T 接阀室，用于接收克深 31-1 井的来气。

（6）克深 31-2 井 T 接阀室

克深 31-2 井 T 接阀室设计参数如下：

- ①进气规模：15×10⁴m³/d；
- ②管线设计压力 15.2MPa；
- ③节流阀后操作温度<30℃，设计温度 50℃
- ④工艺流程

在克深 3104 井至克深 242 清管站已建采气管线上新增 1 座 T 接阀室，用于接收克深 31-2 井的来气。

（7）井场、站场主要工程及设备

表 3.3-4 井场、站场主要工程及设备一览表

序号	项目	单位	数量	备注
1	克深 31-1 井、克深 31-2 井	座	2	新建
1.1	参照标准化孔板计量型井场	座	2	
1.2	标准化井场外工程量（以下为单座工程量）			
1)	设备			
	P15.2MPa 50L/h 甲醇加注橇（包含以下设备）	套	1	
	P15.2MPa 甲醇加注泵	台	1	
	甲醇储罐	具	1	
2)	阀门			
	Class900 DN80 手动球阀	个	3	
3)	管材			
	P15.2MPa DN26.7×4.0 22cr	m	20	
2	克深 3102 井	座	1	改造
	P15.2MPa DN88.9×4.0 22cr	m	2	
3	克深 31-1 井 T 接阀室和克深 31-2 井 T 接阀室	座	2	新建
1)	阀门			
	Class900 DN80 止回阀	个	1	
	Class900 DN80 手动球阀	个	1	
2)	管材			
	P15.2MPa DN88.9×6.3 22cr	m	70	50m 埋地
4	克深 31 分水分站	座	1	新建
1)	设备			
①	P15.2MPa DN1600 分离计量橇（含以下设备）	套	1	
	P15.2MPa DN1600×8000 气液分离器	具	1	
	Class900 DN100 手动球阀	个	2	
	Class900 DN50 手动球阀	个	2	
	Class300 DN150 手动球阀	个	1	
	Class900 DN50 节流截止放空阀	个	1	
	Class900 DN40×DN50 弹簧全启式安全阀	个	1	
	Class900 DN150 有导流孔平板闸阀	个	3	
	Class900 DN100 有导流孔平板闸阀	个	1	
	Class900 DN150 阀套式排污阀	个	1	

	Class900 DN100 阀套式排污阀	个	1	
②	P15.2MPa 50L/h 甲醇加注撬（含以下设备）	套	1	
	P15.2MPa 甲醇加注泵	台	1	
	甲醇储罐	具	1	
2)	管材			
	P15.2MPa DN114.3×8.0 22cr	m	350	埋地 300

3.3.4.4.2 油气集输工程

克深 31 区块整体采用气液混输+气液分输的工艺将产能输送至克深天然气处理站进行处理。井口天然气在输送至克深 31 分水站及克深 242 清管站改造之前为气液混输工艺，之后为气液分输工艺。克深 31 分水站和克深 242 清管站分离出的气田水通过新建排水管道接入克深 8 区块西部集水干线输送至克深天然气处理站。

本工程新建井场遵循充分依托已建集输设施、就近接入的原则。根据井位布署，克深 31-1 井接入克深 3103 井，通过克深 3103 井采气管线汇入克深 5 联络线，去往克深天然气处理站。克深 31-2 井依托克深 3104 井采气管线进行集输，通过克深 3104 井采气管线汇入克深 242 清管站，最终输送至克深天然气处理站处理。

本工程集输工程主要工程汇总见表 3.3-5。

表 3.3-5 集输工程主要工程内容表

管道名称	起点	终点	管径	设计压力 MPa	长度 km	备注
克深 31-1 采气管线	克深 31-1 井	克深 31-1 井 T 接阀室	DN80	15.2	2.0	22Cr
克深 31-2 采气管线	克深 31-2 井	克深 31-2 井 T 接阀室	DN80	15.2	0.6	22Cr
克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线	克深 242 清管站	克深 8-11 阀井	DN150	6.4	16	柔性复合管
克深 31 分水站~克深 242 清管站排水管线	克深 31 分水站	克深 242 清管站	DN100	6.4	14.5	柔性复合管

表 3.3-6 新建集输管线基本情况

序号	起点坐标			终点坐标			长度 /km
	名称	X	Y	名称	X	Y	
1	克深			克深 31-1			2.0

	31-1 井			井 T 接阀室			
2	克深 31-2 井			克深 31-2 井 T 接阀室			0.6
3	克深 242 清管站			克深 8-11 阀井			16
4	克深 31 分水分站			克深 242 清管站			14.5

3.3.4.5 配套工程

3.3.4.5.1 给排水工程

(1) 给水

施工期施工人数约 60 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，施工期生活用水量总计约 144m³。工程用水主要为管道试压用水，管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约 82.75m³，主要用于管道试压。

运营期井场、站场为无人值守场站，不新增生活给水；井、站内用水为间歇性的用水，单座井场/站场用水量为 2m³/次，1 年 2 次，采用清水罐车从克深天然气处理站的给水处理站拉运供给。

(2) 排水

施工期不设施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回克深作业区公寓，生活污水依托克深作业区公寓现有生活污水处理设施妥善处理。施工期管线的试压废水，主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。生产废水主要为采出水、井下作业废水以及井站场的设备擦洗废水。采出水输送至克深天然气处理厂处理，处理达标后回注；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。井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

3.3.4.5.2 供配电工程

本工程新增用电负荷主要由工艺、自控、通信、照明等组成。总计算负荷为 110.72kW，年用电量为 $88.57 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ 。用电负荷等级均为三级，其中部分自控及通信负荷为重要负荷。

新建克深 31-1 井场电源由附近已建克深 3101 井 10kV 电力线路提供电源，新建 10kV 电力线路 2.5km。新建克深 31-2 井场电源由附近已建克深 31 井 10kV 电力线路提供电源，新建 10kV 电力线路 1km。克深 31 分水站电源由附近已建克深 3101 井 10kV 电力线路提供电源，新建 10kV 电力线路 1km。克深 242 清管站改造利用井场原配电设施提供电源。

3.3.4.5.3 自控工程

新建采气井场单独设置远程终端单元 RTU（由井下工程提供），本次新增的工艺参数信号接入远程终端单元 RTU。克深 3102 井已建一套远程终端单元 RTU，2024 年投用，目前剩余 I/O 点数充足，本工程在利用新增仪表信号接入已建 RTU，克深 31 分水站设置远程终端控制单元 RTU，新增工艺参数信号接入远程终端单元 RTU。

新建采气井场设置可燃气体探测器、声光报警器、手动报警按钮，可燃气体探测器信号接入 RTU 独立 I/O 卡件。克深 3102 井改造设置可燃气体探测器，当装置发生可燃气体泄漏时，现场探测器报警触发报警，提醒操作人员进行相关复核并实施相关预案，对全站的可燃气体泄漏进行监视和报警。

3.3.4.5.4 通信工程

本工程新建工艺站场的自控生产数据与非生产数据采用物理隔离的两个网络上传至克深天然气处理站。自控生产数据与其他传输业务分别各采用 1 套基于 IP 技术的工业以太网系统承载。

新建工艺站场的光缆线路采用与新建 10kV 电力线路同杆架空敷设，局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。光缆采用全介质自承式 ADSS 架空光缆，光缆芯数按 12 芯考虑，长度约为 13.5km。

3.3.4.5.5 消防工程

各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备。

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 克深天然气处理厂

克深天然气处理厂环保手续包含于克拉苏气田克深区块地面建设工程内。《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》由国家环境保护部以环审〔2014〕299 号文予以批复。2016 年 12 月，原新疆维吾尔自治区环保厅以新环函〔2016〕2031 号文进行了竣工环保验收。本项目采出气、液混输至克深天然气处理厂处理。克深天然气处理厂天然气总处理规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油处理规模为 $50\text{t}/\text{d}$ 、气田水处理规模为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。

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

（1）总工艺流程

原料天然气（ $40 \sim 55^\circ\text{C}$, 12.1MPa.g ）从集气装置来，进入脱水脱烃装置，经空冷器冷却，与自原料气后冷器来的冷产品气进行逆流换热，经过原料气预冷器冷却后，进入原料气分离器分离。分离之后的湿净化天然气与通过雾化喷头雾化后的乙二醇贫液充分接触，与自低温分离器顶部来的冷产品气进行逆流换热。冷却至 -15°C ，经 J-T 阀节流至 8.25MPa.g ，温度降至 $\sim -29.7^\circ\text{C}$ 后进入装有高效分离原件的低温分离器分离。分离出的冷干气依次进入原料气后冷器、原料气预冷器与原料气换热，换热后的产品气自吸附塔顶部进入吸附塔，通过装填吸附剂的床层后从底部引出至产品气过滤器，其中的固体杂质与吸附剂产生化学反应被吸附。原料天然气经脱固体杂质处理后，固体杂质含量小于 $28000\text{ng}/\text{m}^3$ ，当经吸附塔吸附后的天然气固体杂质含量高于 $28000\text{ng}/\text{m}^3$ 时，则吸附剂固体杂质容量达到饱和，就需更换新的吸附剂。从原料气分离器底部出来的烃液进入凝析油处理装置处理，从低温分离器底部出来的醇烃混合液进入乙二醇再生及注醇装置处理。脱固体杂质采用双塔吸附，并联操作，单台吸附塔中吸附剂量约 56t ，若处理厂全年满负荷运行，则约需要三年更换一次吸附剂。从脱水脱烃装置分离出来的醇烃液，分别进入本装置乙二醇再生及注

醇装置。醇烃液先经醇烃液加热器，经乙二醇贫液换热后降压进入三相分离器，从三相分离器顶部出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的未稳定凝析油进入凝析油处理装置，分离出的乙二醇富液进入富液缓冲罐。乙二醇富液经前机械过滤器、活性炭过滤器和后机械过滤器进入乙二醇贫富液换热器换热后，进入乙二醇再生塔再生。再生塔顶出来的蒸气经空冷器冷却后，进入再生塔顶回流罐，经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分输至污水处理装置。再生塔顶回流罐的不凝气经吸附罐吸附后至低压放空总管。再生热量由塔底重沸器提供，从重沸器出来的贫液进入贫富液换热器换热，后经乙二醇贫液泵送至醇烃液加热器进一步冷却后进入乙二醇贫液缓冲罐。缓冲罐内的贫液再经乙二醇贫液注入泵分别注入脱水脱烃装置。

从集气装置来的气田水/凝析油混合物和脱水脱烃装置来的凝液节流到 1.0MPa，经本装置过滤器过滤后进入气田水缓冲罐，进行一级闪蒸，闪蒸气进入燃料气系统，气田水进入污水处理装置。从气田水缓冲罐分离出的凝析油节流到 50kPa 后与乙二醇再生装置来的液烃混合，进入凝析油换热器换热到 45℃，再进入凝析油三相分离器进行二级闪蒸，闪蒸气直接排放到低压火炬，气田水进入污水处理装置。经二级闪蒸后得到的产品凝析油经泵提升后进入凝析油罐区储存。

图 3.3-6 克深天然气处理厂工艺流程图

(2) 气田水处理

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

(3) 依托可行性

克深天然气处理厂设计天然气处理规模为 $60 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，日处理量为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前天然气处理能力富余 $700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。克深天然气处理厂运行负荷见下表，克深天然气处理厂天然气和采出水现状富余能力均能够满足本项目需处理量。

表 3.3-7 克深天然气处理厂运行负荷统计表

克深天然气处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
天然气 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	2000	1300	700	35	可依托
采出水 m^3/d	2000	1200	800	3.5	可依托

3.3.4.6.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

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

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站（简称“环保站”）位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 ，北纬 ，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。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 $100 \text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模 $300 \text{m}^3/\text{d}$ 。占地面积约 99725m^2 ，站址由西向东依次为 15000m^3 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、 200m^3 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

(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，用于井场道路铺垫等；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

本工程井下作业废水产生量 $25.29\text{m}^3/\text{a}$ ，克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 $109500\text{m}^3/\text{a}$ ，剩余处理规模为 $119.6\text{m}^3/\text{d}$ （ $43654\text{m}^3/\text{a}$ ），处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

3.3.4.6.3 克深地区天然固废填埋场

本工程施工期产生的施工废料、退役期产生的废弃建筑残渣拉运至克深地区天然固废填埋场填埋处置。

克深地区天然固废填埋场建设地点位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，厂址中心坐标为：。《克深地区天然固废场工程建设项目环境影响报告表》于 2012 年 7 月取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字〔2012〕361 号），之后于 2014 年 6 月取得竣工环境保护验收批复（阿地环函字〔2014〕249 号）。

克深天然固废填埋场按照现有天然洼地，进行填挖、防渗处理，池内根据天然洼地地势进行分割，总容积 30 万 m^3 。该填埋场全部为工业固废场，主要处理钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻完井液资源综合利用站处理后的一般固体废物以及其他一般工业固废。

目前克深天然固废填埋场尚有余量约 260000m^3 ，可接纳本工程施工期产生的一般工业固体废物。

3.3.4.6.4 拜城县生活垃圾填埋场

本工程施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处，一期处理规模为 $90\text{t}/\text{d}$ ，二期处理规模为 $200\text{t}/\text{d}$ 。该填埋场建设工程于 2009 年取得环评批复，2010 年开工建设，2011 年 12 月竣工投入使用，可接收本工程施工期产生的生活垃圾。

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和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

1) 井场、站场建设

本工程计划新建标准化井场 2 座（克深 31-1 井、克深 31-2 井），新建克深 31 分水站 1 座、T 接阀室 2 座，对克深 3102 井、克深 242 清管站进行站内改造，施工期内容主要为井场、站场场地清理，采气井场、分水站、阀室的设备安装以及井场、站场内管线连接。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，将采气设备拉运至井场或进行安装调试，同时进行站内建筑物建设。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

2) 管线建设

本工程新建克深 31-1 井、克深 31-2 井采气管线 2 条，长度分别为 2.0km 和 0.6km，新建采气管线 2 条，新建克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线 16km，新建克深 31 分水站~克深 242 清管站排水管线 14.5km。管线施工工艺流程详见图 3.4-1。

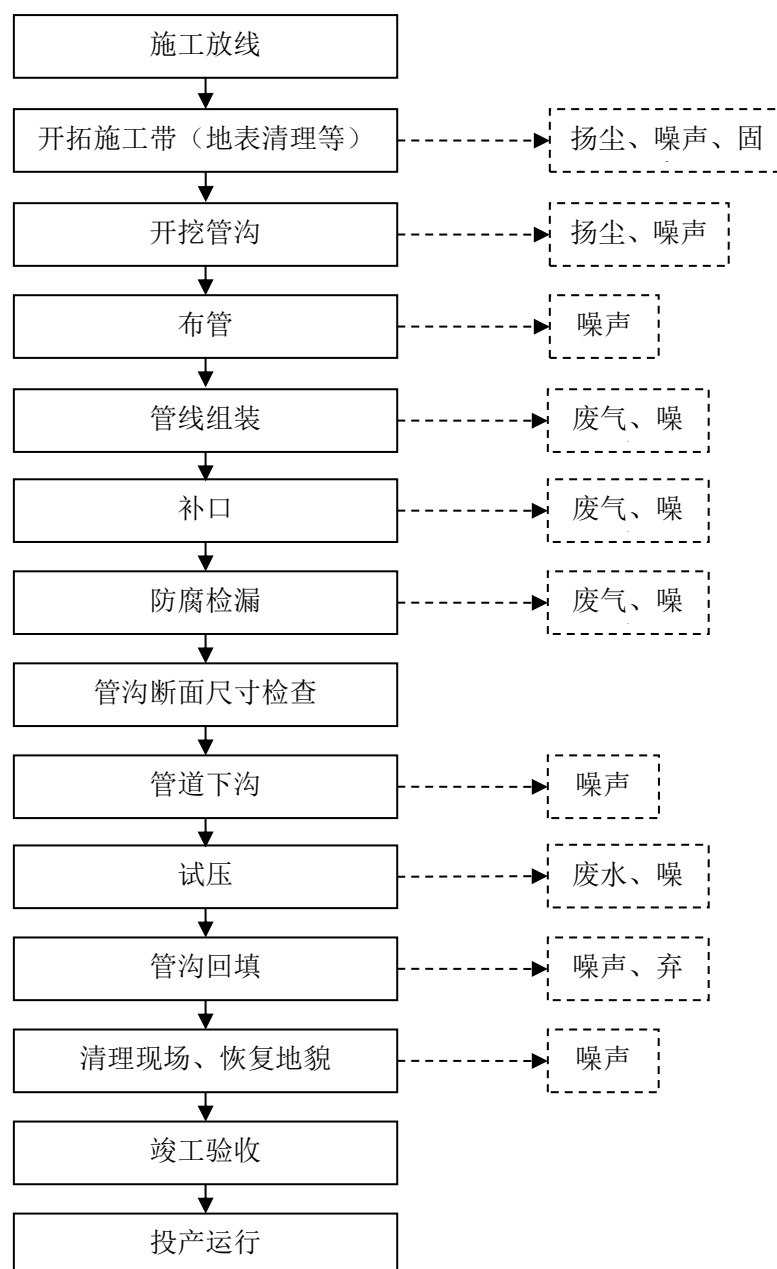


图 3.4-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

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（穿越基本农田区域 6m）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，与已建气管线交叉时要保持 250mm 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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。本项目采气管线涉及基本农田，穿越基本农田管线长度约为 2.6km，穿越段大于 1km，不适宜使用顶管方式，因此本项目拟采用人工大开挖方式进行管线埋设，集输管线埋设应选择农闲时段，并严格控制施工区作业带宽度（小于 6 米）和填埋深度（不小于 2 米），采取管沟分层开挖、分层回填等措施。

④管线组装

本工程新建 2 条采气管线和排水干线穿喀拉苏河段均采用 22Cr 双相不锈钢无缝钢管，钢管的制造符合《耐腐蚀合金管线钢管》API 5LC-2015 的要求。

排水干线一般线路段采用柔性复合管，柔性复合管的制造符合《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》SY/T 6662.2-2020 的要求。

⑤管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的

现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.4-2。

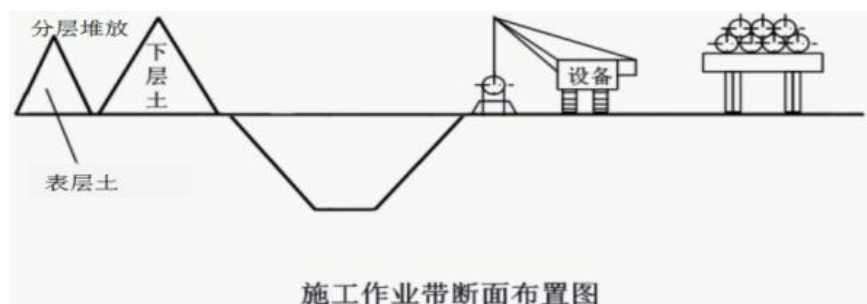


图 3.4-2 管道施工示意图

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。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

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

a 喀拉苏河穿越

本工程克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线穿越喀拉苏河 1 次，穿越长度约 500m，穿越等级为中型河流穿越。管线穿越处河床段为卵石，地层相对稳定，地质条件较好，穿越方式采用大开挖方式。因穿越段距离较长、柔性复合管在穿越段存在接头，为避免穿越段接头处发生泄漏，造成环保影响，建议河流穿越段材质采用 22Cr 双相不锈钢。为了管线安全，管顶埋设深度需至少低于河流最大冲刷深度以下 1.2m，并采用平衡压重袋稳管措施。喀拉苏河两岸设置浆砌石护岸进行保护。

b 已建管道和已建光纤、电缆穿越

管道与原有埋地管道、光（电）缆交叉时，应从管道、光（电）道下方通过。新管道与其它管道交叉处必须保证 0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距

要求, 以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路, 采用绝缘材料垫隔 (如汽车废外胎衬垫)。管道和光 (电) 缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5 米。

穿越施工前应探明其准确位置和埋深, 靠近已建管道和已建光纤、电缆段的管沟采用人工开挖。

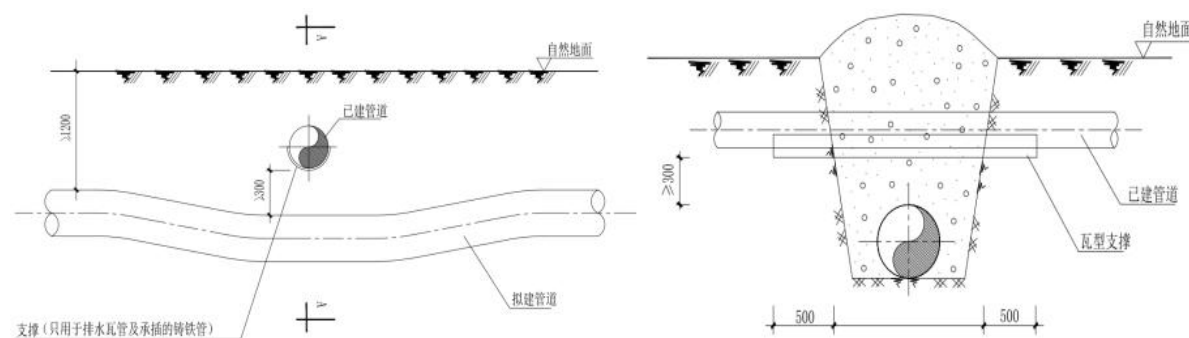


图 3.4-3 管线与已建管线穿越示意图

c 公路穿越

本工程管道穿越区块内的巡检道路、乡间碎石路时, 采用大开挖加套管保护的形式穿越。大开挖时的套管规格为 DN600, 套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$, 套管应伸出公路坡脚或边沟外 2m。保护套管采用钢筋混凝土套管, 执行标准 GB/T11836-2023《混凝土和钢筋混凝土排水管》。

本工程穿越沥青路、等级公路、高速公路时, 采用顶管加套管保护的形式穿越。顶管时的套管规格为 DN1000, 套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$, 套管应伸出公路坡脚或边沟外 2m。保护套管采用钢筋混凝土套管, 执行标准 GB/T11836-2023《混凝土和钢筋混凝土排水管》。

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。

管沟回填应分两次进行, 第一次回填在试压前进行, 应先用人工回填, 用细土或沙回填管道两侧和管项上部, 当回填至管顶以上 500mm 左右时, 进行夯实, 之后可采用机械回填, 第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行, 管沟回填后, 回填土应高出自然地面 300mm, 沿管线铺设方向形成垄, 作为管道上

方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

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，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水依托克深作业区公寓生活污水处理装置处理；固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置，管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至克深固废填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

(1) 油气开采

根据克拉苏气田克深区块目前生产情况、气藏性质和配产情况，选择采气方式为利用地层天然能量自喷开采。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

(2) 油气集输

克深 31 区块产能整体依托克深天然气处理厂进行处理。区块产能采用气液混输+气液分输工艺。原料气依托已建克深 5 联络线输送至克深天然气处理厂，气田水通过新建排水管道接入克深 8 区块西集水干线输送至克深天然气处理厂。

(3) 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

酸化压裂主要用于气藏的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，

当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂(石英砂、陶粒)的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂(或陶粒)裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高气层渗透性，从而达到增产的目的。

洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将井管全部拔出，以便更换损坏的井管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场、站场无组织废气(G_1)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2)，其中采出水随天然气一起进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树(N_1)、井下作业设备(N_2)运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固体废物为井下作业过程中产生的落地油和场地清理环节产生的废防渗材料。

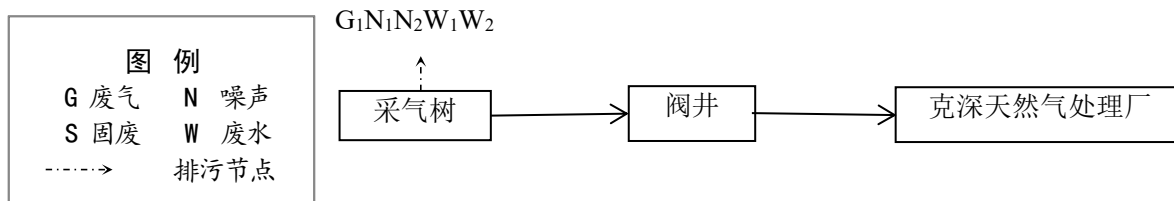


图 3.4-4 井场油气开采及集输工艺流程图

3.4.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采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。

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，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。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。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目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。集油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、站场、管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场、分水站、阀室的永久占地。

地面工程施工作业包括井、站场场地平整、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 16.726hm²，其中永久占地 0.6hm²、临时占地 16.126hm²，详见表 3.4-1。工程占地类型主要为水浇地、裸土地等。

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	0.28	0	0.28	新建井场共计 2 座；单座井场永久占地面积为 1399m ² 。
2	站场工程 (T 接	0.045	0.2	0.245	单座 T 接阀室占地 15×15，永久占地面积为 225m ² ，扰动范围按站场边界外扩 10m。

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
	阀室)				
3	站场工程 (克深 31 分水站)	0.235	0.326	0.561	克深 31 分水站永久占地面积为 2350m ² , 扰动范围按站场边界外扩 10m。
4	克深 242 清管站 扩建	0.04	0.14	0.18	扩建克深 242 清管站新增永久占地面积为 400m ² , 扰动范围按站场边界外扩 10m。
5	采气管线	0	1.56	1.56	新建采气管线 2.6km, 临时占用基本农田, 作业带宽度按 6m 计。
6	排水管线	0	11.2	11.2	排水管线 14km, 作业带范围 8m。
7	电力工程	0	2.7	2.7	新建 4.5km10kV 电力线路, 作业带宽度按 6m 计。
合计		0.6	16.126	16.726	/

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、焊接废气和施工车辆尾气。

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车辆尾气和焊接烟气

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、SO₂、NO_x、C_mH_n等; 金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气, 污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短, 从影响范围和程度来看, 施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(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 60 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 144m³，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 115.2m³。拟建工程不设施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回克深作业区公寓，生活污水依托克深作业区公寓现有生活污水处理设施妥善处理。

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 2.5m³ 计算，本工程各类管线共计 33.1km，试压废水约为 82.75m³，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

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

①生活垃圾

拟建工程施工人数约 60 人，施工周期 60 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 1.8t，生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建各类集输管线均 33.1km，施工废料产生量约为 6.62t。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克深地区天然固废填埋场进行处置。

③土石方

本工程共开挖土方 14.89 万 m³，回填土方 14.89 万 m³，无弃方，开挖土方主要为井。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、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 0.8m，边坡比为 1:1，1 米管线的挖方量约 3.84m³，合计挖方约 12.71 万 m³，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 m³**

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	0.02	0.02	0	—	0	—
管道工程	12.71	12.71	0	—	0	—
站场工程	0.43	0.43	0	—	0	—
电力工程	1.73	1.73	0	—	0	—
合计	14.89	14.89	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》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、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]	序号	设备名称	噪声值/距离 [dB(A)/m]
1	装载机	88/5	3	运输车辆	90/5
2	挖掘机	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

根据开发方案预测，拟建工程井场开采前期不含采出水，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加，新增采出水最大量为 3.5m³/d（0.13 万 t/a），主要污染物为悬

浮物、石油类。采出水输送至克深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。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，本工程井下作业废水的主要来源洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（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

工段名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
井下作业	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29

按井下作业每 2 年 1 次计算，本工程新增 2 口井，则每年产生井下作业废水 25.29t。井下作业废水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。

(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。

(4) 设备擦洗废水

运营期井、站内用水为间歇性的用水，用于井、站内设备擦洗，单座井场/站场用水量为 2m³/次，1 年 2 次，单座井场/站场设备擦洗废水产生量为 4m³/年，井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

3.4.3.2 废气污染源

本工程运营期废气主要为井场、站场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中不含硫化氢，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、甲醇。

(1) 油气集输过程中非甲烷总烃（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)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	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

序号	项目	设备类型	数量（个）	排放速率 e _{TOC, i} （kg/h）	年运行时间	年排放量 （t/a）
1	单座井场	阀门	10	0.024	8760	0.0063
		法兰	20	0.044	8760	0.0231
		小计	/	/	8760	0.0294
2	2 口井小计		/	/	/	0.0588
3	单座 T 接 阀室	阀门	2	0.024	8760	0.0013
		法兰	4	0.044	8760	0.0046
		小计	/	/	8760	0.0059
4	2 座阀室小计		/	/	/	0.0118
5	克深 31 分水分站	阀门	13	0.024	8760	0.0082
		法兰	26	0.044	8760	0.0301
		小计	/	/	/	0.0383
6	242 清管 站（新增）	阀门	21	0.024	8760	0.0132
		法兰	42	0.044	8760	0.0486
		小计	/	/	/	0.0618
合计						0.1707

由上表可知, 不考虑甲醇无组织排放情况, 项目单座井场无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0034kg/h, 排放量为 0.0294t/a; 单座 T 接阀室无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0007kg/h, 排放量为 0.0059t/a; 克深 31 分水分站无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0043kg/h, 排放量为 0.0383t/a; 克深 242 清管站新增无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0071kg/h, 排放量为 0.0618t/a; 本工程非甲烷总烃无组织排放总量为 0.1707t/a。

(2) 甲醇

本工程在克深 31-1 井、克深 31-2 井设置 1 套 20L/h, 克深 31 分水分站设置 1 套 50L/h 的甲醇加注撬, 该撬由厂家成套提供, 根据设计资料 3 个加注撬均为全年运行, 则运营期无组织排放的甲醇计算如下。

表 3.4-7 本工程甲醇无组织废气核算一览表

序号	项目	设备类型	数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	年运行时间	年排放量（t/a）
1	单套甲醇加注橇	泵	1	0.14	8760	0.0037
3 套甲醇加注橇合计						0.0111

由上表可知，运营期单座甲醇加注橇无组织排放甲醇排放量为 0.0037t/a，排放速率为 0.0004kg/h。本工程甲醇无组织排放总量为 0.0111t/a。

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。

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，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井。本工程共 2 口井，产生落地油量为 0.05t/a，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

②废防渗材料

项目运营期气井作业时，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 2 口井产生废弃防渗材料最大量约 0.5t/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。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-8。

表 3.4-8 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	0.05	井下作业、采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	0.5	场地清理环节	固态	石油类	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 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 噪声源设备

序号	噪声源名称	数量/ (台/套)	源强 (dB(A))	降噪措施	降噪效果 (dB(A))
1	采油树	1	85	基础减振	10
2	各类分离器	2	60~70	减振、隔声、消声	10
3	机泵	3	95	基础减振	10

拟建项目井场、站场产噪设备主要为采油树、机泵、分离器噪声，噪声值为 60~95dB(A)。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

3.4.3.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-10。

表 3.4-10 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	0.1707	0.1707	大气
			甲醇	0.0111	0.0111	
废水	采出水		废水量	0.13×10^4	0	采出水输送至克深天然 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
	井下作业废水		井下作 业废水	25.29	0	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
	设备擦洗废水		SS	单井 4m³/ 年	0	可用作场地降尘用水
固体废 物	井场作 业	落地油	-	0.05	0	委托有资质单位处理 置
	井场作 业	废防渗 材料	-	0.5	0	
噪声	采油树、 分离器、 机泵	机械噪 声	-	60~ 95dB(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

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

- (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

本工程分别在井场和克深 31 分水站分别设置焚烧池 1 座，用于事故及非正常工况下的放空燃烧。在事故状态下泄放的气体经过放空管线进入焚烧池，考虑装置全放空状态下，单座井场最大泄放量 $20 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ($8333 \text{ Nm}^3/\text{h}$)，克深 31 分水站最大泄放量 $48 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ($20000 \text{ Nm}^3/\text{h}$)。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》中的排污系数，具体核算方法详见表 3.4-11，计算得出事故状态下放喷燃烧烟气排放情况见 3.4-12 所示。

表 3.4-11 各污染物排放量核算方法一览表

污染物	核算方法	各参数代表的含义
氮氧化物	$E_{\text{氮氧化物}} = Q \times \alpha \times t$	E 氮氧化物：氮氧化物的排放量 (kg/a)； Q：火炬气流量 (m^3/h)； α ：排污系数，取 0.054 kg/m^3 。 t：火炬年运行时间，(h/a)，
总烃	$E_{\text{总烃}} = Q \times \alpha \times t$	E 总烃：总烃的排放量 (kg/a)； Q：火炬气流量 (m^3/h)； α ：排污系数，取 0.002 kg/m^3 。 t：火炬年运行时间，(h/a)，
二氧化硫	$E_{\text{二氧化硫}} = 2 \times (S \times Q \times t)$	E 二氧化硫：二氧化硫的排放量 (kg/a)； Q：火炬气流量 (m^3/h)； S：火炬气中的硫含量 (kg/m^3)，根据气体组分分析，不含硫。不计算其排放量； t：火炬年运行时间，(h/a)

表 3.4-12

本工程非正常工况燃烧烟气排放情况一览表

污染源	气流量	单次持续时间 /h	年发生频次	污染物排放情况	
				总烃	NOx
				kg /h	kg/h
单座井场	8333 Nm ³ /h	0.5h	1 次	16.66	499.98
克深 31 分水 站	20000 Nm ³ /h			40	1080

3.4.6 清洁生产水平分析

(1) 油气集输清洁生产工艺

- ①本工程实施后，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气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，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%。
- ⑨采出水输至克深天然气处理厂处理，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。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

- ①优化简单井集输管网，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

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

（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 3.4-13。

表 3.4-13 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准	符合行业标准	5
		洗井液消耗	m ³ /井次	10	符合行业标准	25.29	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	2	10
(2) 生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
(3) 资源综合利用指标	25	落地原油回收率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9

		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	25.29	5
		修井废水	kg/井次	5	100%	0	5
		废气	kg/井次	5	符合行业标准	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	乙类区≤70	50	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	0	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 3.4-14 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	本项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10

		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60	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	本项目得分		
					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	
		采气	采气过程醇回收设施		10	已落实	10
			天然气净化设施先进、净化率高		20	先进	20
	45	集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		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

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：

P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

由表计算得出：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分。

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 3.4-15。

表 3.4-15 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企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-16。

表 3.4-16 本工程运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量(t/a)	本工程产生量(t/a)	总体工程		
					产生量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量
1	废气	SO ₂	0	0	0	0	
		NO _x	2.75	0	2.75	0	
		颗粒物	3.67	0	3.67	0	
		NMHC	24.61	0.17	24.78	0	+0.17
2	废水	生产废水	0	0	0	0	
		生活污水	0	0	0	0	
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	
		生活垃圾	0	0	0	0	

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据项目工程特点，本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的 VOCs 为 0.1707t/a。

运营期产生的采出水输送至克深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。井下作业废水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，不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs：0.1707t/a。

根据《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）中提出：“新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。”

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

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

拟建工程为天然气开采项目，属国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性分析

表 3.5-1 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》

符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	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。	本工程属于塔里木油田“十四五”规划中克拉苏气田中的克深区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	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。	本工程井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。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。	符合
	工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271) 要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目采取密闭集输工艺，井场边界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)要求	符合
	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。	本项目采出水输送至克深天然气处理厂采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	符合
	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	(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	符合

	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。		
	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，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。 废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，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，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本工程井场、站场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求	符合

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本工程施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，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。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运克深地区天然固废填埋场进行处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

(2) 与《基本农田保护条例》的符合性分析

表 3.5-2 拟建工程与《基本农田保护条例》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《基本农田保护条例》 (国务院令[2011]第 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	本项目集输管线无法避让基本农田,严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求,办理临时用地手续,施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦,确保区域内基本农田的数量不减少	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	根据《全国矿产资源规划(2021-2025 年)》,本项目属于规划中的塔里木盆地克拉苏-克拉 2 油气能源资源基地,项目属于国家能源重点建设项目,受地下油藏分布及现有井场位置影响,本项目集输管线无法避让基本农田,严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求,办理临时用地手续,施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦;严格按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续,按规定补划永久基本农田	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	本项目集输管线无法避让基本农田,严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求,办理临时用地手续,施工完成后按照《土地复垦	符合

	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	方案》中复垦措施及时复垦;严格按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续,按规定补划永久基本农田,确保区域内基本农田“数量不减、质量不降、布局稳定”	
	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	拟建工程属国家能源重点建设项目,在取得用地许可后,项目实施可行	符合

3.5.2.2 相关政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水,采出水输送至克深天然气处理厂采出水处理单元处理达标后回注地层;井下作业废水收集后送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	符合
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理,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;天然气采取密闭集输工艺,输送至克深天然气处理厂集中处理	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	拟建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

	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送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	符合
--	--	----------------------------	----

(2) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号的符合性分析

表 3.5-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142 号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审[2022]214 号)	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	拟建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
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	根据《全国矿产资源规划（2021-2025 年）》，本项目属于规划中的塔里木盆地克拉苏-克拉 2 油气能源资源基地，为加强克拉苏-克拉 2 油气能源资源基地油气田勘探开发，促进增储上产的要求；塔里木油田分公司实施本次克拉苏气田克深 31 区块滚动开发区块产能建设项目。	符合

	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建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	拟建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	克拉采油气管理区制定有《塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号 652926-2024-036-L)	符合

(3) 与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析

表 3.5-5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《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。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响	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

(4) 与《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) 的符合性分析

表 3.5-6 与国发〔2023〕24 号文件的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本工程地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本工程为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
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废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本工程不涉及	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气	本工程所在区域不属于“联防联控区”	符合

文件要求	本工程	符合性
质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商		

综上，本工程建设符合《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）相关要求。

（5）与《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）的符合性分析

表 3.5-7 与《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）的符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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。	拟建工程属国家能源重点建设项目，在取得用地许可后，项目实施可行	符合
	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	受地下油藏分布及现有井场位置影响，本项目集输管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。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	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	项目属于国家能源重点建设项目，受地下油藏分布及现有井场位置影响，项目选线阶段已最大限度避让永久基本农田，减少对永久基本农田的占用。严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理	符合

	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。	临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；同时严格按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田，确保区域内基本农田“数量不减、质量不降、布局稳定”。同时项目位于塔里木油田分公司现有采矿权范围内，在钻探结束后转为开采井，严格按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田。	
	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。	拟建工程属国家战略性矿产资源油气开发，项目严格按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田	符合

3.5.2.3 相关规范符合性分析

(1) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) 的符合性分析

表 3.5-8 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 的符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》 (DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	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

	对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发	克深 31 区块气藏中 CO ₂ 含量为 1.21%，符合《天然气》(GB17820-2018)天然气的质量标准要求(CO ₂ ≤3%)，CO ₂ 随天然气外输	符合
--	---	---	----

3.5.2.4 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。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-9。

表 3.5-9 拟建工程与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于塔里木油田分公司克拉苏气田油气开采项目	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理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、	拟建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相应措施	符合

	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		
	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	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建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	本项目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相应措施	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	本项目采出水输送至克深天然气处理厂采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后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；按照相关要求分区防渗；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	

	污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全		
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护区生态环境监管制度。组织开展自然保护区人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护区类型全覆盖。加强自然保护区管理，严控自然保护区内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护区	
	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	本项目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	
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“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、库车博孜一大北、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。	拟建工程为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产	符合
《新疆维吾尔自治区国土空间规划(2021-2035 年)》	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地，以年度国土变更调查为基础，除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况外，对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的，应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。	项目属于国家能源重点建设项目，受地下油藏分布及现有井场位置影响，项目选线阶段已最大限度避让永久基本农田，减少对永久基本农田的占用。严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；同时严格按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田，确保区域内基本农田	符合

		“数量不减、质量不降、布局稳定”。	
	加强永久基本农田保护和建设。以永久基本农田为基础，优先在粮食生产功能区、重要农产品生产保护区建设高标准农田，逐步把永久基本农田全部建成高标准农田。经依法批准确需占用的，应先补建后占用。完善永久基本农田储备区制度，土地整治和新建高标准农田增加的优质耕地应当优先补划为永久基本农田，在永久基本农田集中分布地区，不得规划新建可能造成污染的建设项目。	项目属于国家能源重点建设项目，严格按照《土地管理法》办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田。根据《全国矿产资源规划（2021-2025 年）》、《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划 2021—2025 年》，本项目属于规划中的塔里木盆地克拉苏-克拉 2 油气能源资源基地，本项目为克拉苏-克拉 2 油气能源资源基地中克拉苏气田克深区块改扩建项目，主要目的为落实规划中加强克拉苏-克拉 2 油气能源资源基地油气田勘探开发，促进增储上产的要求。项目位于保障国家能源资源安全供应的战略核心区域，在生产布局、基础设施建设、资源配置、重大项目安排及相关产业政策方面给予重点支持和保障。同时克深 31 气藏为典型的干气气藏，干燥系数（C_1/C_{1+}）为 0.976~0.992，不产油，运营期无土壤污染源及污染途径，不会对土壤环境造成污染影响。综上，本项目不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目。	符合

	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护,针对重点防治地区实施治理工程。到 2035 年,新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降,人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施,项目建设对区域生态影响可接受	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控,减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控,规范沙区各类开发建设活动,促进荒漠植被自然修复,减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施,项目建设对区域生态影响可接受	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地,生态功能极重要、生态极脆弱区域,以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	拟建工程不在生态保护红线范围内	符合
《阿克苏地区国土空间规划(2021 年-2035 年)》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线: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。 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。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界:坚持节约优先、保护优先,严控增量、盘活存量,优化结构、提升效率,提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上,科学研判城镇发展需求,优化城镇形态和布局,促进城镇有序、适度、紧凑发展,实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	本项目集输管线无法避让基本农田,严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)中相关要求,办理临时用地手续,施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦;确保区域内基本农田的数量不减少;未处于城镇开发边界,本项目不在生态保护红线范围内	符合

表 3.5-10 拟建工程与塔里木油田分公司“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。	拟建工程为天然气开采项目，可保证克拉苏气田天然气快速上产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。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。 (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	拟建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，采出水输送至克深天然气处理厂采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送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；运营期无固体废物产生。项目采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发[2024]157 号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字[2024]32 号）符合性分析分别见表 3.5-11、3.5-12 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本工程建设符合“三线一单”的管控要求。

表 3.5-11 本工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，拟建工程不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图 3.5-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	拟建工程采出水输送至克深天然气处理厂采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送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；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建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
资源	资源是环境的载体，资源利用上线是各	拟建工程采出水输送至克深天然气处理	符

名称	文件要求	符合性分析	结论
利用上线	地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线,对规划实施以及规划内项目的资源开发利用,区分不同行业,从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议,为规划编制和审批决策提供重要依据。	厂采出水处理单元处理达标后回注地层;井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理,不外排;油气集输不消耗天然气,井场用电接自区域电网,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场永久占地面积较小,管线埋地敷设,敷设完成后回填管沟,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善。	本项目为陆地石油开采项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中“鼓励类”,符合国家相关产业政策。本工程位于拜城县一般管控单元(环境管控单元编码 ZH65292630001)见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施,可确保污染得到有效地控制,对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受,从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	符合

表 3.5-12 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292630001	拜城县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田	/
维度	管控要求		本工程	符合性
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。		本项目占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求,按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿	符合
	2.对违反资源环境法律法规、规划,污染环境		本项目不涉及	符合

	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。		
	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	本项目为塔里木油田“十四五”发展规划中克深区块改扩建项目，主要目的为落实规划中克深区块天然气开发预测产能指标，不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目	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	本项目不涉及	
	5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	
	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	本项目不涉及	
污染物排放 管控	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	本项目不涉及	--
	2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	--
	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	本项目不涉及	--
	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	本项目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	克拉苏气田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
	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	本项目不涉及	--
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	克拉苏气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	本项目不涉及	--
	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	本项目不涉及	--
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	本项目不涉及	--
	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	本项目不涉及	--
	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	本项目不涉及	--

综上所述，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

图 3.5-1 项目与生态保护红线位置关系图

图 3.5-2 项目综合环境管控单元图

3.6 选址、选线合理性分析

本工程组成包括采气工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，本工程不占用法定生态保护区、重要生境以及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等生态敏感区，井场及管线选址均已避开生态保护红线，本工程评价范围主要的生态敏感目标为永久基本农田、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，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。

(1) 井场选址分析

拟建工程新建克深 31-1 井和克深 31-2 井标准化井场 2 座，2 口井土地利用现状均为耕地，其中克深 31-1 井占用一般农田，克深 31-2 井占用永久基本农田。

本工程属国家战略性矿产资源开发，受地下油藏分布影响，拟建工程井位无法调整，根据《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）要求：“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。”

“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。”

根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)要求：“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；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。”

本工程开工前应严格按照《土地管理法》《基本农田保护条例》《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续,按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田。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。在此前提下,本工程井场选址合理。

(2) 站场选址合理性分析

本工程对克深 3102 井进行站内改造,建设内容均发生在现有站场内,不新增用地。本工程新建克深31-1 井T接阀室、克深31-2井T接阀室、克深31分水分站扩建克深 242 清管站占地类型均为裸土地,不涉及基本农田等敏感区域,站场选址合理。

(3) 管线选线合理性分析

①克深 31-1 井接入方案

根据可研,克深 31-1 井场位于已建井克深 3101 井和已建井 3103 井中间位置,有 2 种接入方案。

方案一:将克深 31-1 井 T 接进克深 3103 采气管道,利用原克深 3103 采气管道通过克深 5 联络线,输往克深天然气处理站。

方案二:将克深 31-1 井接入克深 3101 井场,利用原克深 3101 井 DN100 的采气管道输往克深 5 联络线,最终输送至克深天然气处理站。

两个接入方案示意图 3.6-1。两个接入方案进行比选情况见表 3.6-1 所示。

经上述对比方案 1 与方案 2 的特点:方案 1 较方案 2 管线长度减少 0.1km,穿越井场道路、沟渠均采用大开挖方式,施工期均不单独设置施工营地,依托克深作业区公寓;但方案 1 管线穿越永久基本农田比方案 2 长度减少 0.1km,减少占用永久基本农田 0.06hm²,减小了对区域永久基本农田的扰动。从整体而言,在采取相应的措施后,严格控制施工作业带,方案 1 较方案 2 对区域生态环境影响程度相对较小,故本工程采取方案 1 作为克深 31-1 井采气管线的最终走向。

图 3.6-1 克深 31-1 井接入方案示意图

表 3.6-1 克深 31-1 井接入方案比选结果

接入方案	方案一（推荐）	方案二
方案描述	克深 31-1 接入克深 3103 采气管线	克深 31-1 接入克深 3101 井场
站场工程量	接入阀室 1 座，新增阀门 class900DN80Cr 球阀两套 88.9x422Cr 管线 70m	克深 3101 井场改造，新增阀门 class900 DN80 Cr 球阀两套 88.9x4 22 Cr 管线 70m
线路工程	1、2.0km 88.9x4 22Cr 2、顶管穿红旗北干渠 30m/次	2.1km 88.9x4 22Cr
征地面积	1.2hm ²	1.26m ²
基本农田占用情况	管线穿越基本农田长度 2km，临时占用永久基本农田为 1.2hm ²	管线穿越基本农田长度 2.1km，临时占用永久基本农田为 1.26hm ²
优点	采气管道距离短，天然气流向合理	工程投资低。
缺点	1、施工期间克深 3103 和克深 3101 需关井，产量影响大。	1、施工期间克深 3101 需关井，产量影响大； 2、井口回压整体较高，对井口后期生产适应性较低
工程投资	239 万元	234 万元

②克深 31-2 井接入方案

克深 31-2 井场位于克深 3104 井东侧，已建克深 242 清管站西南侧，有 2 种接入方案。

方案一：将克深 31-2 井 T 接进克深 3104 采气管道，利用原克深 3104 采气管道汇入克深 242 清管站阀室。

方案二：将克深 31-2 井接入克深 242 清管站。

两个接入方案示意图 3.6-2。两个接入方案进行比选情况见表 3.6-2 所示。

经上述对比方案 1 与方案 2 的特点：方案 1 较方案 2 管线长度减少 0.1km，穿越井场道路、沟渠均采用大开挖方式，施工期均不单独设置施工营地，依托克深作业区公寓；但方案 1 管线穿越永久基本农田比方案 2 长度减少 0.1km，减少占用永久基本农田 0.06hm²，减小了对区域永久基本农田的扰动。从整体而言，在采取相应的措施后，严格控制施工作业带，方案 1 较方案 2 对区域生态环境影响程度相对较小，故本工程采取方案 1 作为克深 31-1 井采气管线的最终走向。

图 3.6-2 克深 31-2 井接入方案比选示意图

表 3.6-2 克深 31-2 井接入方案比选结果

接入方案	方案一（推荐）	方案二
方案描述	克深 31-2 井接入克深 3104 井采气管线	克深 31-2 井接入克深 242 清管站
站场工程量	接入阀室 1 座，新增阀门 Class900 DN80 22Cr 球阀两套 88.9×4 22Cr 管线 70m	克深 242 清管站改造,新增阀门 Class900 DN80 22Cr 球阀两套 88.9×4 22Cr 管线 70m
线路工程	0.6km 88.9×4 22Cr	1.6km 88.9×4 22Cr
征地面积	0.36hm ²	0.96hm ²
基本农田占用情况	管线穿越基本农田长度 0.6km，临时占用永久基本农田为 0.36hm ²	管线穿越基本农田长度 0.6km，临时占用永久基本农田为 0.36hm ²
优点	工程投资低，采气管道距离	碰口不影响克深 3104 井的运行
缺点	需要新增征地	工程投资较高，采气管道距离较长
可比工程投资	49.12 万元	130.98 万元

③新建克深 31 分水站~克深 8-11 阀井排水干线，管线起于克深 31 分水站，止于克深 8-11 阀井。管线从克深 31 分水站出来后，先向东方向敷设约 11km（基本与已建克深 5 联络线并行敷设），再往北方向敷设至已建克深 8-11 井阀井。沿线基本为戈壁，中途穿越喀拉苏河，管道长度约 14km。排水干线起终点确定，无法避让喀拉苏河，排水干线基本与已建克深 5 联络线并行敷设，在设计阶段已优化管线选线方案，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，管线沿路敷设避让基本农田区，减少对永久基本农田的占用；同时严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2 号）中相关要求，办理临时用地手续，缴纳土地复垦费用。从环境保护角度看，排水管道选线可行。

综上所述，本工程管线均已最大限度避让基本农田，推荐方案选线合理。本次环评要求本工程开工建设前，严格按照《土地管理法》《基本农田保护条例》《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2 号）等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田，本工程管线选址合理。

4. 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

拜城县地处天山南麓中段，东与库车县毗邻，西与温宿县接壤，南隔却勒塔格山与新和县相望，北靠天山与伊犁哈萨克自治州相连，四周群山环抱，呈一带状盆地，全县总面积 $1.91 \times 10^4 \text{km}^2$ 。

克深区块是克拉苏气田的四大区块之一，位于克拉苏气田的东侧，其东侧为克拉 2 气田，西侧为大北气田，区块东西长 37km，南北宽 6km，面积 157.972km^2 。克深区块分为克深 1、克深 2、克深 3、克深 5、克深 9、克深 13、克深 31 等区块。

本工程位于拜城县，工程区中心西南距拜城县城中心约 13.5km。本工程所处位置为克深 31 区块，中心地理坐标为： 。地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地质构造

项目区域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^2 。工程区位于克拉—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。

4.1.3 地形地貌

克拉苏气田克深区块地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，地形地貌形成主要受地质构造控制。地势总的特征是：西北高东南低，北部天山主干海拔 1500m 以上，终年积雪，中间是一个狭长的拜城盆地，形成广阔的绿洲，南部为东西向的却勒塔格山脉。地貌形成过程是以第三纪末开始的新构造运动的抬升作用及新期褶皱作用为主导，以自第四纪以来强烈的干燥剥蚀、冰川的雕刻，流水的侵蚀

堆积，风的吹蚀等为改造营力，塑造成现今地形复杂、形态多样的地貌景观。根据地貌成因及形态类型可划分为丘陵区 and 冲洪积平原区。

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

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

本工程位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带拜城断裂带上，拟建场地在地貌单元上属天山南麓冲洪积扇地貌。场地地势总体上由北向南倾斜，由于受间歇性水流冲蚀影响，地面多发育顺坡向的条带状片流及面流微地貌，切深 0.1m~0.4m，宽度 2.0m~8.0m 不等，使原始地形在东西方向上呈缓坡起伏，但高差不大。拟建排水管道位于冲洪积扇最下部，伴有冲沟微地貌。场地地势开阔，井场及其采气管线主要位于农田区域。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 地表水

拜城县境内地表水全部为大气降水、山区融冰雪水补给，县境内河流有 11 条，其中主要河流 5 条。自西向东有木扎尔特河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河和克孜尔河。木扎尔特河由北南流经察尔齐大桥后东折流入拜城盆地，在米吉克、康其、温巴什 3 乡交汇处与喀普斯河、台勒维丘克河两河相汇，至托克逊乡地表水总的分布规律是：西部多，东部少。5 条河的年径流总量为 $27.92 \times 10^9 \text{m}^3$ ，集水面积为 9545km^2 。全县引水量 $14.536 \times 10^9 \text{m}^3$ ，为总流量的 52.2%。最大洪峰流量多出现

在 7 月和 8 月，其次是 6 月，少数出现在 5 月和 9 月，7、8 两个月的最大洪峰次数占全年的 91%，河流平均矿化度为 393.8mg/L。

4.1.4.2 水文地质

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。

依据区域地质和区域水文地质特征，拜城盆地可分为 2 个水文地质单元，即基岩山区水文地质单元和山前冲洪积平原水文地质单元。

(1) 基岩山区水文地质单元

分布于北部天山山脉、项目区低山丘陵地带，南部部秋里塔克山一线。地层属新近系中一渐新统（E3—N1）。含水层岩性为棕红色砂砾岩和砂岩，具盐岩及石膏夹层或透镜体。地层厚度巨大，裂隙孔隙均不发育，地下水十分贫乏，为不含水地下水区域。

(2) 山前冲积平原水文地质单元

主要位于天山山前冲积平原至南部丘里塔格山以北区域，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 多米。

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

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

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

4.1.5 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 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本工程地处天山南坡中段前山盆地，行政区划隶属于拜城县管辖，工程区中心西南距拜城县城中心约 13.5km。项目主要建设内容为：新建 2 座标准化井场及配套管线；新建 2 座 T 接阀室、1 座分水分站；改造井场 1 座、清管站 1 座；新建排水干线 16km、排水管线 14.5km，配套建设电力、自控、通信与安防、消防等工程。根据工程分析，本工程总占地约 16.726hm²，其中永久占地 0.6hm²、临时占地 16.126hm²。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本工程以井场、

站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为生态评价范围，面积约 16.94km²。

（2）调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

本评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集工程周边地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

1) 陆生植被调查

本次调查主要在收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料、综合分析现有资料的基础上，结合实地调查结果，获取评价区陆生植被现状。

2) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料、野外踪迹进行调查的方法，结合现场调查结果确定动物种类及数量，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，轨道号为 213-008，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2024 年 6 月。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史资料基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，参考国内有关生物量的相关资料，并根据当地的实际情况，估算出评价范围内植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区拜城县，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本工程涉及天山山地温性草原、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）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功 能分 区 单 元	生态区	天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚 区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功 能区	43. 天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区
主要生态服务功 能		天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游
主要生态环境问 题		水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏
生态敏感因子敏 感程度		生物多样性和生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感
主要保护目标		保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施
适宜发展方向		建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游

由表 4.2-1 可知，本工程井所在区域属于“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”，主要生态服务功能为“天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游”，主要发展方向为“建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游”。

拟建工程类型属于天然气开采项目，项目区不涉及法定生态保护区、重要生境以及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等生态敏感区。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本工程建设过程中减少水土流失、保护永久基本农田；施工结束后，井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化、土壤盐渍化造成影响。部分工程占用永久基本农田，建设单位须严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，恢复为占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务。

综上所述，本工程的建设不会对本工程所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1 生态功能区划图

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农田生态系统、荒漠生态系统和城镇生态系统,生态系统结构简单。

(2) 生态系统特征

本工程所在区域土壤类型主要为棕漠土和石质土,植被类型以人工栽培植被为主,主要是小麦、玉米和核桃等,此外还有农田周边人工种植的防护林。自然植被主要是荒漠灌木和荒漠草本植物,分布在评价区域的北部。评价区内生态系统类型以农田生态系统和荒漠生态系统为主,总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低,系统受扰动后的自我恢复能力弱。各生态系统特征类型如下:

①农田生态系统

农田生态系统分布于评价区南部绿洲中,新建 2 座井场、克深 31-2 井 T 接阀室、克深 3102 井场和新建采气管线位于农田生态系统。农田生态系统结构简单,受人类活动的强烈干扰,农田生态系统具有高度开放性,系统内能量流动和物质循环量较大。评价区农田主要是水浇地和园地,水浇地种植作物为小麦和玉米等,园地主要种植核桃树,农作物种类简单。总体看,区内农田生态环境处于中高水平。

②荒漠生态系统

荒漠生态系统分布于评价区北部荒漠戈壁中,克深 31-1 井 T 接阀室、克深 31 分水站、排水干线和克深 31 分水站~克深 24 清管站排水管线的西段位于荒漠生态系统。在气候上,该区域处于干旱和极干旱地区,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易受到破坏，且破坏后很难恢复，生态环境较为脆弱。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。生态环境评价范围内土地利用现状见表 4.2-2。

表 4.2-2 生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地利用类型		面积（km ² ）	百分比（%）
	一级类	二级类		
1	工矿仓储用地	采矿用地	0.091	0.54
2	交通运输用地	公路用地	0.260	1.53
3		农村道路	0.048	0.28
4	园地	果园	0.174	1.03
5	林地	乔木林地	0.434	2.56
6	耕地	水浇地	1.868	11.03
7	草地	天然牧草地	8.622	50.90
8	住宅用地	农村宅基地	0.013	0.08
9	其他土地	裸岩石砾地	4.902	28.94
10		设施农用地	0.114	0.67
11		裸土地	0.006	0.04
12	水域及水利设施用地	沟渠	0.120	0.71
13		水工建筑用地	0.013	0.08
14		河流水面	0.275	1.62
合计			16.940	100.00

本工程生态现状调查范围面积 16.94km²，占比最大的土地利用类型主要是天然牧草地、裸岩石砾地和水浇地，三种地类面积合计占比达到评价范围面积的 90%以上。其中有 8.622km²的现状地类为天然牧草地，占评价范围面积的 50.90%，主要分布在评价范围内冲洪积平原区；有 4.902km²的现状地类为裸岩石砾地，主要分布

在评价范围内剥蚀低山丘陵-冲洪积平原区，新建排水管线和排水干线东侧段，占评价范围面积的 28.94%；有 1.868km² 的现状地类为水浇地，占评价范围面积的 11.03%，主要分布在新建采气管线的两侧、新建排水管线东段的南侧和已建克深 3102 井场周边，水浇地中有 1.289km² 为永久基本农田，种植小麦和玉米。土地利用现状见图 4.2-2。

本工程新增征地占地类型见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目占地土地利用类型一览表

工程内容		占地性质	占地类型	面积(hm ²)	百分比(%)
井场工程	克深 31-1 井场	永久	水浇地	0.14	0.83
	克深 31-2 井场	永久	水浇地	0.04	0.24
			乔木林地	0.07	0.42
			农村道路	0.03	0.18
站场工程	31-1 井 T 接阀室	永久	天然牧草地	0.02	0.13
		临时	天然牧草地	0.10	0.60
	31-2 井 T 接阀室	永久	裸岩石砾地	0.02	0.13
		临时	裸岩石砾地	0.10	0.60
	克深 31 分水站	永久	天然牧草地	0.24	1.40
		临时	天然牧草地	0.33	1.94
	克深 242 清管站	永久	裸土地	0.04	0.24
		临时	裸土地	0.14	0.83
集输工程	采气管线	临时	果园	0.06	0.38
			裸岩石砾地	0.04	0.26
			农村道路	0.25	1.49
			乔木林地	0.26	1.57
			水浇地	0.95	5.67
			天然牧草地	0.05	0.28
	排水管线	临时	采矿用地	0.04	0.24
			公路用地	0.04	0.25
			裸土地	0.02	0.11
			裸岩石砾地	4.28	25.49
			乔木林地	0.06	0.34
			水浇地	0.24	1.42
			沟渠	0.24	1.40
			天然牧草地	6.29	37.46
电力工程	10kV 电力线路	临时	果园	0.38	2.29
			天然牧草地	0.52	3.12
			水浇地	1.79	10.68
合计				16.726	100.00

由上表可知，项目占地类型以天然牧草地、裸岩石砾地和水浇地为主，三种地类的总面积为 15.15hm²，占本工程总占地面积的 90.26%。本工程永久占地面积 0.6hm²，主要是新建井场和站场永久征地，占地类型主要为水浇地和天然牧草地，

其中克深 31-2 井场永久占地中有 0.04hm² 的水浇地为永久基本农田，为依希塔其村直属永久基本农田，种植作物为玉米。本工程临时占地 16.126hm²，井场和站场工程临时占地面积为 0.67hm²，占地类型主要为裸土地和天然牧草地。采气管线、排水管线和 10kV 电力线路新增征地均为临时占地，临时占地总面积为 15.51hm²，占地类型主要为天然牧草地、裸岩石砾地和水浇地，水浇地中共有 1.344hm² 为永久基本农田，属牙斯热木库鲁其村、依希塔其村和哈拉苏村等村永久基本农田，主要种植小麦和玉米。

图 4.2-2 评价区土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

按中国植被区划，拟建工程区属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。拟建工程区位于山前倾斜戈壁洪积平原区，植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

评价区高等植被有 19 种，分属 6 科，详见表 4.2-4。根据《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）及《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），评价区域无保护植物。

表 4.2-4 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>
	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri Kom</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera salsula</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	猪毛菜	<i>Salsola collina Pall</i>
	戈壁针茅	<i>Stipa tianschanica Roshev</i>

拟建工程评价范围内北部荒漠戈壁区域植被型主要是半灌木、多年生草本及一、

二年生草本等基本类群，其中半灌木主要为合头草，小半灌木为假木贼、猪毛菜和新疆绢蒿等，多年生草本植物主要有冰草等。地面植被稀少，植被覆盖度约为 10%。

拟建工程评价范围内南部农田区域植被以农业植被为主，农作物种类以小麦、玉米为主，园地主要为核桃树，地面植被丰富，植被覆盖度约为 60%~85%。植被类型见图 4.2-3。

图 4.2-3 评价区植被类型图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物区划

本工程区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。

(2) 野生动物栖息生境类型

本工程区域地处天山南坡中段前山盆地，地势较为平坦。通过对评价范围内动物的实地调查和查询有关资料，该区域周边由于受到农田耕作和陆地石油天然气开采等人为活动的影响，已经几乎看不到野生动物的踪迹。仅在灌木和多年生草本植物分布的区域还栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

在工程区北部自然植被生长较好的区域，分布着以假木贼、猪毛菜和新疆绢蒿等为主的灌丛，为野生动物提供了栖息场所和隐蔽地，主要分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。

(3) 野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 23 种，其中爬行类 3 种，鸟类 15 种，哺乳类 5 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-5。

表 4.2-5 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

中文名	学名
两栖、爬行类	3 种
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>
鸟类	15 种
鸢	<i>Milvus korschun</i>
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>

凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>
原鸽	<i>Columba livia</i>
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>
云雀	<i>Alauda arvensis</i>
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>
哺乳类	5 种
草兔	<i>Lepus capensis</i>
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>

4.2.7 生态敏感区调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域永久基本农田、水土流失重点治理区等环境敏感区一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》《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，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域共有国家级重点保护动物 3 种，详见表 4.2-6。

表 4.2-6 重要野生动物调查结果统计表

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	项目占用情况（是/否）
1	塔里木兔（ <i>Lepus yarkandensis</i> ）	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲		否
2	苍鹰(Accipiter gentilis)	国家II级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
3	红隼(Falco tinnunculus)	国家II级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽。		否

现场勘查时未见鹅喉羚苍鹰、红隼等保护动物，重要野生动物的生理生态特征见表 4.2-7。

表 4.2-7 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家II级	 生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。

		生存现状：栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。		
2	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家 II 级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。 生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。		
3	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家 II 级	
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173~335 克，体长 305~360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角髭纹。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，脚、趾黄色，爪黑色。 生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。		

4.2.7.2 永久基本农田

本工程永久和临时占用永久基本农田，保护内容主要为水土流失防治、土壤肥力、农田面积等，虽不属于生态敏感区，但其属于环境敏感区之列，在此做简要调查评价。本工程所在区域南部分布大量永久基本农田，主要种植作物为玉米和小麦等，工程新增占用永久基本农田耕地类型均为水浇地。由于项目周边基本农田分布较为广泛，因此无法对基本农田进行完全避让。临时占用永久基本农田管线和电力线路施工作业带宽度为 6m，本工程占用永久基本农田详细情况见表 4.2-8，与基本农田位置关系见图 4.2-4。

表 4.2-8 占用永久基本农田情况一览表

工程名称	占用性质	占用面积 /hm ²	长度 /km	权属单位名称
克深 31-1 采气管线	临时	0.002	0.003	牙斯热木英阿依玛克村
克深 31-1 采气管线	临时	0.556	0.926	牙斯热木库鲁其村
克深 31-2 采气管线	临时	0.076	0.127	依希塔其村
新建 10kV 电力线路	临时	0.488	0.814	牙斯热木库鲁其村
新建 10kV 电力线路	临时	0.002	0.004	牙斯热木英阿依玛克村
新建 10kV 电力线路	临时	0.052	0.086	依希塔其村
新建 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线	临时	0.120	0.201	哈拉苏村
克深 31 分水站~克深 242 清管站排水管线	临时	0.048	0.080	休相村
克深 31-2 井场	永久	0.040	/	依希塔其村

由上表可知，本工程新建各类管线和新建 10kV 电力线路临时占用永久基本农田长度 2.241km，临时占用面积 1.344hm²；新建克深 31-2 井场永久占用永久基本农田 0.04hm²。

本工程区域永久基本农田为拜城县永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植小麦、玉米。受地下油藏分布及现有井场位置影响，项目集输管线无法避让基本农田，建设单位应严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦。同时建设单位应根据《基本农田保护条例》（2011 年修正，2011 年 1 月 8 日起施行）、《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》《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)和《新疆维吾尔自治区基本农田保护办法》(2010 年修正,2010 年 12 月 13 日起施行)要求,临时占用部分水浇地(基本农田),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。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件,县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收,验收合格的,继续按照永久基本农田保护和管理;验收不合格的,责令土地使用者进行整改,经整改仍不合格的,按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦,并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。

图 4.2-4 本工程与基本农田分布示意图

4.2.7.3 水土流失重点治理区

根据新水水保〔2019〕4号文件，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

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号文件，本工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《2020年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，拜城县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占68.89%，中度侵蚀占17.60%，强烈侵蚀占7.45%，极强烈侵蚀占5.65%，剧烈侵蚀占0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

项目所在拜城县的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

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

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

4.2.7.4 土地沙化现状调查

本工程位于阿克苏地区拜城县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于非沙化区和戈壁区，本工程沙化土地类型分布情况见图 4.2-5。

图 4.2-5 本工程沙化土地类型分布情况图

4.2.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

本工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

4.2.9 小结

本工程位于拜城县山前倾斜戈壁洪积平原区，工程所在区域地势较为平坦，属于天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本工程距离最近的生态保护红线是北侧 14.3km 处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田和水土流失重点治理区等，本工程临时和永久占用永久基本农田，临时占用面积 1.344hm²，永久占用面积 0.04hm²。

本工程所在区域植被以人工栽培的作物为主，自然植被主要以假木贼、猪毛菜和新疆绢蒿等为主；评价范围内涉及的土地利用类型主要为天然牧草地、裸岩石砾

地和水浇地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于非沙化区和戈壁区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物塔里木兔、苍鹰和红隼，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是农田生态系统和荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本工程属天然气开采项目，为Ⅱ类项目，评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水环境敏感程度为不敏感。本次地下水环境评价等级为三级。根据导则中现状监测点的布设原则要求，三级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1-2 个。原则上建设项目场地上游和下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个。

本项目大部分地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少。根据导则要求，从实际出发，本次环评引用《克拉苏气田克深 31 区块开发方案地面工程环境影响报告书》中 2 个潜水点和 1 个承压水地下水监测点位的监测数据。引用《克深 31 井集输工程环境影响报告书》中 1 个潜水地下水监测点位的监测数据，引用监测点位与本工程所在区域属于同一水文地质单元，监测取样时间在三年有效期内。监测点位基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，故引用的数据具有一定代表性。具体监测点位见图 4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位名称	坐标	监测层位	与工程位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测时间	监测单位
1	W1		潜水	克深 31-2 井西侧 2.5km	11	26	2023.11.18	新疆新环监测检测研究院（有限公司）
2	W2		潜水	克深 31-1 井西南侧 0.9km，克深 3101 井东侧 0.4km	-	-	2024.06.27	新疆广宇众联环境监测有限公司
3	W3		潜水	克深 31-1 井南侧 0.5km	-	-		
4	W4		承压水	克深 3101 井东南侧 1.1km	-	-		

（3）监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、水位埋深、井深、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

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》（HJ/T164-2004）、《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。

（4）监测结果

监测结果见表 4.3-1。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（2）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_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.3-1。从表 4.3-1 可以看出，根据监测结果可知，在监测期间，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，导致潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

表 4.3-1 (1) 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	监测及评价结果								标准 限值 (Ⅲ 类)
		W1		W2		W3		W4		
		监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	
钾	mg/L									/
钠	mg/L									/
钙	mg/L									/
镁	mg/L									/
碳酸根	mg/L									/
碳酸氢根	mg/L									/
pH 值	无量 纲									6.5~ 8.5
总硬度	mg/L									≤450
溶解性总固体	mg/L									≤100 0
硫酸盐	mg/L									≤250
氯化物	mg/L									≤250
挥发酚	mg/L									≤0.0 02
耗氧量	mg/L									≤3.0
氨氮(以 N 计)	mg/L									≤0.5 0
亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L									≤1.0 0
硝酸盐(以 N 计)	mg/L									≤20. 0
氰化物	mg/L									≤0.0 5
氟化物	mg/L									≤1.0
菌落总数	CFU/ mL									≤100
总大肠菌群	MPN/ L									≤3.0
汞	mg/L									≤0.0 01
砷	mg/L									≤0.0 1
铅	mg/L									≤0.0 1
镉	mg/L									≤0.0 05
六价铬	mg/L									≤0.0 5
铁	mg/L									≤0.3

锰	mg/L									≤0.1 0
硫化物	mg/L									≤0.0 2
石油类	mg/L									≤0.0 5

表 4.3-1 (2) 八大离子平衡表

项目		承压水	潜水含水层	
		W4	W2	W3
监测值(mg/L)	K ⁺			
	Na ⁺			
	Ca ²⁺			
	Mg ²⁺			
	CO ₃ ²⁻			
	HCO ₃ ⁻			
	Cl ⁻			
	SO ₄ ²⁻			
毫克当量百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺			
	Ca ²⁺			
	Mg ²⁺			
	CO ₃ ²⁻			
	HCO ₃ ⁻			
	Cl ⁻			
	SO ₄ ²⁻			

图 4.3-1 监测点位图

4.4 地表水环境现状调查与评价

4.4.1 地表水环境现状监测

本次地表水环境现状调查采用实测法。

(1) 监测点位

本工程克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线穿越喀拉苏河 1 次，本次环评在喀拉苏河穿越段的上下游共布设 2 个点位进行监测。

(2) 监测项目

pH 值、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、硫化物、铬（六价）、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂。

(3) 监测单位和监测时间

本次地表水现状监测由新疆昇腾环保科技有限公司进行监测，监测时间：2025 年 6 月 4 日-6 月 6 日。

(4) 监测方法

按照《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）中规定的方法进行监测。

(5) 监测结果

监测结果见表 4.4-1。

4.4.2 地表水环境现状评价

(1) 评价标准

喀拉苏河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 II 类标准。

(2) 评价方法

评价方法采用水质指数法对监测结果进行评价。

①一般性水质因子的指数计算公式：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

$C_{i,j}$ —评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si} ——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

②对 pH 值的指数计算公式为：

$$\begin{aligned} \text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时;} \quad S_{\text{pH},j} &= \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0} \\ \text{pH}_j > 7.0 \text{ 时;} \quad S_{\text{pH},j} &= \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}} \end{aligned}$$

$S_{\text{pH},j}$ ——pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；

pH_j ——pH 值实测统计代表值；

pH_{sd} ——评价标准中 pH 值的下限值（6）；

pH_{su} ——评价标准中 pH 值的上限值（9）

（3）评价结果

评价结果见表 4.4-1，由表 4.4-1 可看出，在监测期间，本次评价地表水调查设置的监测断面的各项指标均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 II 类标准。

表 4.4-1 地表水监测及评价结果 单位: mg/L pH 无量纲

序号	监测项目	标准值 Csi(II 类)≤	2025.6.4				2025.6.5				2025.6.6			
			穿越段上游 500 m 内		穿越段下游 500 m 内		穿越段上游 500 m 内		穿越段下游 500 m 内		穿越段上游 500 m 内		穿越段下游 500 m 内	
			Ci, j	Si, j	Ci, j	Si, j	Ci, j	Si, j	Ci, j	Si, j	Ci, j	Si, j	Ci, j	Si, j
1	pH 值	6~9												
2	铜	1												
3	锌	1												
4	镉	0.005												
5	铅	0.01												
6	高锰酸盐 指数	4												
7	化学需氧 量	15												
8	氨氮	0.5												
9	五日生化 需氧量	3												
10	总磷	0.1												
11	总氮	0.5												
12	挥发酚	0.002												
13	阴离子表 面活性剂	0.2												
14	硫化物	0.1												
15	氰化物	0.05												

16	氟化物	1												
17	六价铬	0.05												
18	汞	0.00005												
19	砷	0.05												
20	硒	0.01												
21	石油类	0.05												

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要为棕漠土、石质土。土壤类型分布图见图 4.5-1。

4.5.2 土壤理化性质调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目本工程附近土壤表层样（0-0.2m）。调查结果如表 4.5-1 所示。

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点号		克深 31-1 井场
坐标		
层次		表层
现场记录	颜色	棕色
	结构	团粒结构
	质地	壤土
	砂砾含量	35%
	其他异物	少量植物根系
实验室测定	阳离子交换量 cmol^+/kg	
	pH 值（无量纲）	
	氧化还原电（mv）	
	饱和导水率 cm/s	
	土壤容重 g/cm^3	
	孔隙度%	
	水溶性盐总量 g/kg	

4.5.3 土壤环境现状监测

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），工程所在区域属

于土壤盐化地区，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 1 个表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型主要为棕漠土、石质土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆昇腾环保科技有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，取样时间为 2025 年 6 月 5 日。土壤监测点位及监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2 土壤监测点位及监测因子

监测项目	序号	监测点位	监测点位坐标	监测点情况	监测时间	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	T1	克深 31-1 井	表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量
		T2	克深 31-2 井	柱状样	监测 1 次	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样	石油烃+土壤盐分含量
		T3	克深 3101 井				
		T4	克深 242 清管站				
	占地范围外	T5	克深 31 分水站	表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《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
		T6	克深 3102 井井场外				pH+石油烃+土壤盐分含量
		T7	克深 242 清管站井场外				pH+石油烃+土壤盐分含量
		T8	克深 31-2 井 T 接阀室外				pH+石油烃+土壤盐分含量

图 4.5-1 土壤类型分布图

4.5.4 土壤环境现状评价

(1) 评价标准

油田内地面工程、井场、站场等建设用地位为第二类用地，占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外农用地、未利用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本工程区域土壤 pH>7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中所列筛选值标准。石油烃执行《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 2 第二类用地筛选值标准。

(2) 评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

(3) 评价结果

土壤评价结果见表 4.5-3~表 4.5-5。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				克深 31-1 井		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况
1	pH	-	-			-
2	总砷	mg/kg	60			达标
3	镉	mg/kg	65			达标
4	六价铬	mg/kg	5.7			达标
5	铜	mg/kg	18000			达标
6	铅	mg/kg	800			达标
7	总汞	mg/kg	38			达标
8	镍	mg/kg	900			达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标
10	氯仿	mg/kg	0.9			达标

11	氯甲烷	mg/kg	37			达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616			达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53			达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标
27	苯	mg/kg	4			达标
28	氯苯	mg/kg	270			达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标
31	乙苯	mg/kg	28			达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290			达标
33	甲苯	mg/kg	1200			达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570			达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640			达标
36	硝基苯	mg/kg	76			达标

37	苯胺	mg/kg	260			达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256			达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15			达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5			达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15			达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151			达标
43	蒽	mg/kg	1293			达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5			达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15			达标
46	萘	mg/kg	70			达标
47	石油烃	mg/kg	4500			达标

表 4.5-4 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位		石油烃			水溶性盐总量
占地范围内	采样深度	标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	Pi	监测值 (mg/kg)
克深 31-2 井	20cm	4500			1.7
	100cm	4500			1.5
	200cm	4500			1
克深 3102 井	20cm	4500			1.5
	100cm	4500			0.8
	200cm	4500			0.6
克深 242 清管站	20cm	4500			2.4
	100cm	4500			1.8
	200cm	4500			1.4

 表 4.5-5 占地范围外土壤环境质量评价 (筛选值 $6.5 < \text{pH} \leq 7.5$)

监测点位	克深 31 分 水站	克深 3102 井 井场外	克深 242 清管站 井场外	克深 31-2 井 T 接 阀室外
采样深度	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm

序号	检测项目	单位	筛选值	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH 值	无量纲	/								
2	镉	mg/kg	0.3								
3	(总)汞	mg/kg	2.4								
4	(总)砷	mg/kg	30								
5	铅	mg/kg	120								
6	铬	mg/kg	200								
7	铜	mg/kg	100								
8	镍	mg/kg	100								
9	锌	mg/kg	250								
10	石油烃 (C10~C40)	mg/kg	4500								
11	水溶性盐总量	g/kg	/								

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

项目区占地范围外区内土壤中重金属元素含量相对较低,小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值(基本工程)”相应标准;土壤中石油烃含量较低,满足《土壤环境

质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区拜城县，根据 2023 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、Pm_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.6-1。

表 4.6-1 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年度评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2023 年					
SO ₂	年平均		60μg/m ³		达标
NO ₂	年平均		40μg/m ³		达标
PM ₁₀	年平均		70μg/m ³		超标
PM _{2.5}	年平均		35μg/m ³		超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		4000μg/m ³		达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数		160μg/m ³		达标
2022 年					
SO ₂	年平均		60μg/m ³		达标
NO ₂	年平均		40μg/m ³		达标
PM ₁₀	年平均		70μg/m ³		超标
PM _{2.5}	年平均		35μg/m ³		超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		4000μg/m ³		达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数		160μg/m ³		达标
2021 年					
SO ₂	年平均		60μg/m ³		达标
NO ₂	年平均		40μg/m ³		达标
PM ₁₀	年平均		70μg/m ³		超标
PM _{2.5}	年平均		35μg/m ³		达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		4000μg/m ³		达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数		160μg/m ³		达标
2020 年					
SO ₂	年平均		60μg/m ³		达标
NO ₂	年平均		40μg/m ³		达标
PM ₁₀	年平均		70μg/m ³		超标
PM _{2.5}	年平均		35μg/m ³		超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		4000μg/m ³		达标

O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数		160μg/m ³		达标
2019 年					
SO ₂	年平均		60μg/m ³		达标
NO ₂	年平均		40μg/m ³		达标
PM ₁₀	年平均		70μg/m ³		超标
PM _{2.5}	年平均		35μg/m ³		超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		4000μg/m ³		达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数		160μg/m ³		达标

根据上表结果，近 5 年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。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，短期内不会有明显改善。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位及监测项目

本次环评特征污染物采用引用+实测的方法，监测点位布设及基本信息见表 4.6-2 和图 4.3-1。

表 4.6-2 特征污染物监测点位基本信息 单位：mg/m³

监测点名称	地理坐标	与本工程位置关系	监测因子	监测时段	备注
克深 242 清管站厂界下风向		位于克深 31-2 井东北方 1km 处	NMHC、甲醇	2023 年 11 月 17 日~23 月	引用《克深 31 井集输工程环境影响报告书》
牙斯热木库鲁其村		位于克深 31-1 井北方 0.35km	NMHC	2024 年 6 月 24 日~2024 年 6 月 30 日	引用《克拉苏气田克深 31 区块开发方案地面工程环境影响报告书》
			甲醇	2025 年 6 月 4 日~2025 年 6	实测

月 10 日

(2) 数据可引用性

在空间上，所引用的监测点位于本工程区域内部，且生态环境、工程内容均与本工程相似，满足点位要求；在时间上，所引用数据均在三年以内，监测频率及时效性均满足要求；监测因子方面，引用数据所监测的项目均为本工程所有的特征因子，满足监测因子要求；采样及分析方法方面，引用数据的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行、分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行，满足要求。

(3) 评价标准

NMHC 参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，甲醇执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值要求。

(4) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

(5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.6-3。

表 4.6-3 NMHC、甲醇监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
克深 242 清管站厂 界下风向	NMHC	1h 平均	2000			0%	达标
	甲醇	1h 平均	3000			0%	达标
牙斯热木	NMHC	1h 平均	2000			0%	达标

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
库鲁其村	甲醇	1h 平均	3000			0%	达标
		日平均	1000			0%	达标

注：“ND”代表未检出

从上表可以看出，在监测期内，本工程所在区域特征污染物甲醇小时平均值、日平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值要求；NMHC 小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物甲醇、NMHC 均达标。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

4.7.2 声环境现状评价

声环境现状调查采用现场监测法。声环境现状委托新疆昇腾环保科技有限公司进行现场监测。

（1）监测点位

为了说明场地声环境质量现状，本次在新建井场、已建井场、新建站场、扩建站场、声环境敏感点等进行声环境质量现状监测。声环境现状监测点位信息见表 4.7-1，布点示意图见图 4.3-1。

表 4.7-1 监测点位信息一览表

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
1	克深 31-1 井	等效连续 A 声级 (Leq)	2025 年 6 月 4 日-6 月 5 日	监测 1 天 昼、夜间 各监测一 次。	新疆昇腾环保科技 有限公司
2	克深 31-2 井				
3	克深 31 分水站				
4	克深 3102 井				
5	克深 242 清管站				
6	阔勒奇亚苏木村				
7	依希塔其村				

（2）监测项目：连续等效 A 声级 $\text{Leq}[\text{dB}(\text{A})]$ 。

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中规定的方法进行监测。

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2025 年 6 月 4 日-6 月 5 日。

(5) 评价标准

项目区域已建井场、站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】，拟建井场区域为原始自然景观，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】，声环境敏感点执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】。

(6) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境现状监测及评价结果表

监测点位		测量时间	等 效 声 级 dB（A）		达标情况
			监测值	标准值	
克深 31-1 井		昼间		60	达标
		夜间		50	达标
克深 31-2 井		昼间		60	达标
		夜间		50	达标
克深 31 分水站		昼间		60	达标
		夜间		50	达标
克深 3102 井	东厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	西厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
克深 242 清管站	东厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	南厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标

	西厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
	北厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	达标
阔勒奇亚苏木村		昼间		60	达标
		夜间		50	达标
依希塔其村		昼间		60	达标
		夜间		50	达标

上表显示，在评价期内，新建井场、新建站场、阔勒奇亚苏木村、依希塔其村声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场、站场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

5. 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

(1) 永久占地影响分析

本工程新增永久占地 0.6hm^2 ，主要是新建 2 座井场、2 座阀室、克深 31 分水站和扩建克深 242 清管站永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，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地改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

(2) 临时占地影响分析

本工程新增临时占地 16.126hm^2 ，主要是站场工程临时占地、新建各类管线和 10kV 电力线路占地，生态影响主要集中在施工期。本工程临时性占地主要是水浇地、天然牧草地和裸岩石砾地。建设单位在非作物生长季施工，施工道路以依托现有县、乡道路和机耕道路为主，施工结束后及时对农用地进行复垦，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a. 临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

b. 施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。

c. 在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着农用地补偿及耕地复垦等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本工程对植被的影响主要表现在施工期的占地产生的影响、人类活动产生的影响、其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

克拉苏气田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 工程占地对植被影响

由影响因素分析和油气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

本工程共占地 16.726hm^2 ，本工程占地范围内的现状用地主要为水浇地、天然牧草地和裸岩石砾地，天然牧草地和裸岩石砾地自然植被覆盖较低，水浇地主要种植小麦和玉米等农作物。在投入运营后，其中有 0.6hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖，临时占地 16.126hm^2 土地重新恢复到原来的自然状态。

(2) 石油类污染对植被的影响

本工程开发建设过程中石油类对植被的污染途径主要是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 $0\sim 20\text{cm}$ 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右， 50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。本工程占地范围内植被主要为农作物，自然植被很少，本工程开工建设尽量选择休耕期，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(3) 人类活动对植被的影响

本工程开发建设过程中人类活动对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。此外，人类和机械对

项目区周边农田的践踏和碾压等，会破坏农作物、压实农田土壤和降低土壤肥力等，影响农作物生长。

(4) 大气污染物的影响

井场建设施工期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要有油气生产设施无组织释放的烃类气体等。

扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。夏季白天气温高，植物气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。

总体来说，工程区多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程建设规模较小，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

(5) 植被生物量损失

① 自然植被

本工程总占地约 16.726hm²，其中永久占地 0.6hm²、临时占地 16.126hm²。本工程井场、管沟等施工区域以天然牧草地、裸岩石砾地和水浇地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算，其中 S_i 以有植被覆盖区域的占地面积计：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i——占地面积，hm²；

W_i——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-1 自然植被生物损失量估算一览表

植被类型	工程内容	占地类型	平均生物量(t/hm ²)	占地面积(hm ²)	生物量损失(t/a)	影响时间(a)
荒漠植被	井场、站场	永久	0.75	2.7	2.025	永久
		临时	0.75	0.25	0.188	3-5
	管线	临时	0.75	12.97	9.728	3-5

合计	15.92	11.94	/
----	-------	-------	---

根据计算，本工程将造成 11.94t 自然植被生物量损失。新增生物量损失主要来自临时占地，项目建设位于现有气田开发区内，因此只要加强施工管理，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。

②人工植被

本工程新增占地中新建井场和管线、电力线路工程分别临时和永久占用部分农田，对农业生态环境的直接影响表现为占用农田以及由此造成的农业损失。

井场建设施工时，整个井场占地范围内的当季农作物都将颗粒无收，此为一次性损失或单季损失，其值采用如下公式计算：

$$Y_1 = A_1 W_1$$

式中：Y₁—某一农作物损失量（kg）；

A₁—某一农作物农田施工带占地面积（hm²）；

W₁—某一农作物单位面积产量（kg/hm²）。

克深 31-1 井场永久占用水浇地 0.14hm²，克深 31-2 井场永久占用水浇地 0.04hm²。由此造成的永久生物量损失按上式计算。

由于施工扰动会使土壤的结构、组成及理化性质等发生较大变化，土壤肥力会有所下降，因此临时占地内的农业生产力将随之降低，由此造成的损失称为暂时性损失。随着项目施工结束，临时用地逐渐恢复，临时占地范围内覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

临时工程所造成的暂时性损失按下式计算：

$$Y_2 = \frac{n+1}{2} A_2 (W_1 - W_2)$$

式中：Y₂—某一农作物的暂时损失量（kg）；

n—临时工程区土地产量恢复到施工前状态所需的时间（年），通过类比调查，选择按照 3 年计算；

A₂—某一农作物农田区工程占地面积（hm²）；

W₂—农田区施工后某一农作物的产量（kg/hm²），按照施工前单产的 70%

计算。

按有关研究，上述农田在临时工程在施工后需 2 年~3 年恢复，因此，公式中取 $n=3$ 。

根据现场调查和资料分析，本项目临时占用耕地约 3.42hm^2 。部分采气管线和电力线路临时占用园地主要种植核桃和小麦；其余工程临时占用水浇地，主要种植作物是玉米和小麦。根据调查，本项目所在区域农田平均产量按 $5000\text{kg}/\text{hm}^2$ 计，本次农田生物量损失计算过程见下表：

表 5.1-2 农田生物量损失估算一览表

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积(hm2)	生物量损失(t/a)	影响时间(a)
农田	永久占地	31-1 井场	0.14	0.42	永久
		31-2 井场	0.04	0.12	永久
	临时占地	采气管线	1.01	3.03	3-5
		排水管线	0.24	0.72	3-5
		10kV 电力线路	2.17	6.51	
合计			3.6	10.8	/

由表 5.1-2 计算结果可知，本工程实施预计将造成永久农作物生物量损失 0.54t ，暂时损失共计 10.26t 。从以上数据可以看出，井场建设对农作物的产量会有一定的影响。本工程所经过的农业区有完善的农田水利排灌系统，施工活动可能损坏当地的农灌系统，进而影响当地农业生产。另外，工程扬尘也会对 100m 范围的农作物正常生长产生一定的影响，如影响作物的传花授粉、妨碍嫩芽的光合作用等。

（6）管线修建对植被的影响

管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田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工程占地，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。本工程所在区域重点保护野生动物有塔里木兔、苍鹰和红隼

等，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。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，随着本工程井场、站场建设的各个过程，克深 31 区块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。

克深 31 区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4 号文，本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本工程实施对区域水土流失影响如下：

（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

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，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对气田公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层受到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因项目的建设而产生的水土流失。

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

项目施工期主要包括井场地面工程、油气集输工程和站场工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为裸土地。

5.1.1.5 井场建设对生态环境的影响

本工程井场和站场工程主要包括拟新建 2 座井场、2 座阀室、1 座分水站，扩建 1 座清管站。井场站场建设过程中将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

工程所在区域评价范围内井场区的土壤类型主要为石质土和棕漠土，类比调查表明，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；30cm 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 30cm 深度处。

5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响

本工程开挖管沟 12.82km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为水浇地和天然牧草地，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。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的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.1.7 对永久基本农田的生态影响分析

项目所在区域的基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，新建管线临时占地、新建克深 31-2 井场永久占地涉及永久基本农田，现状种植作物主要为小麦、玉米。本工程新建管线对永久基本农田的影响主要为管道施工临时占地对农业生产的影响，主要表现为耽误一季农作物生产，二季农作物减产，这种影响是临时的，不会改变基本农田的利用性质。新建井场对永久基本农田的影响主要为井场建设施工时，整个井场占地范围内的当季农作物都将颗粒无收，并且农用地被永久性构筑物代替，由此造成土壤肥力损失。

本工程周边永久基本农田分布范围较广，施工过程中将不可避免占用永久基本农田，初步估算临时占用永久基本农田长度 2.241km（临时占用面积 1.344hm²），永久占用永久基本农田 0.04hm²，主要种植作物为小麦、玉米。从以上数据可以看出，本工程施工对农作物的产量会有一定的影响，但农作物的损失以一次性损失为主。由此可见，由于管沟填埋后，上方可以复耕，因此对农业生产的影响主要是暂时的和一次性的。类比沿线运行管道农田恢复情况，管道运行后，上方农田可复垦。临时性占用基本农田在施工结束后，可恢复原有土地利用性质或使用功能，虽然在短期内对基本农田的利用产生不利的影响，但在施工结束后，土地利用性质很快得到恢复。

本项目需在开工前办理征占用基本农田相关手续，工程具体涉及面积应以国土部门核实为准并办理相关手续。本项目穿越农田段采用减小施工作业带宽度，永久基本农田内土壤进行分层开挖、分层堆放、分层回填措施，不破坏永久基本农田耕作层，施工完成后及时复垦恢复原状，可以将永久基本农田的不利影响降低到最低程度。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

本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。

5.1.2.1 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。

5.1.2.2 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。

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

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

在项目建设中，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。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。

本工程总占地约 16.726hm²，其中永久占地 0.6hm²、临时占地 16.126hm²。荒漠区域被油气田设施等永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本工程区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油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由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、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（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、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。

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

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约 0.6hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 16.126hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区拜城县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要

意义的区域等生态敏感区。初步估算,本工程临时占用永久基本农田面积 1.344hm²,永久占用永久基本农田面积 0.04hm²,具体以有关部门核查数据为准。由于本区域的野生动物种类较少,少有大型野生动物在本区域出现,项目对野生动物的影响较小。总体而言,施工结束后,随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施,临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复,临时性工程占地影响将逐渐减小或消失,生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ; 国家公园 ☐ ; 自然保护区 ☐ ; 自然公园 ☐ ; 世界自然遗产 ☐ ; 生态保护红线 ☐ ; 重要生境 ☐ ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ; 其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ; 施工活动干扰 ☒ ; 改变环境条件 ☐ ; 其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ (分布范围、种群数量、种群结构、行为等) 生境 ☒ (生境面积、质量) 生物群落 ☒ (物种组成、群落结构等) 生态系统 ☒ (植被覆盖度、生态系统功能等) 生物多样性 ☐ (物种丰富度、优势度等) 生态敏感区 ☐ () 自然景观 ☒ (景观多样性、完整性) 自然遗迹 ☐ () 其他 ☒ (水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等)
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (16.94) km ² ; 水域面积: () km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☒
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☒ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☒
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ; 定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☒
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☒
	生态监测计	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☒ ; 无 ☐

	划	
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

(1) 地层岩性

评价区域内出露的地层为第四系，在区内广泛分布。岩性以松散沉积物为主，成因类型主要有冲积、洪积、冲洪积等。

①下更新统（Q1）

分布在评价区的北部，组成丘陵或垄岗状平原。地层岩性为下更新统砾岩组（Q1）灰色巨砾岩、砂砾岩、少量圆砾岩，厚度 50~300m。该组与下覆地层关系普遍为超覆角度不整合或假整合于下覆的中、新生界和老地层之上，局部与下覆上新统为连续沉积。

②上更新统（Q3）

洪积层（Q3pl）：呈条带状南北向分布于评价区西北部。地层岩性为砂砾石，粉土含量较高，砾石分选、磨圆均较差，厚度自 1~2m 到 40~100m 变化不均。

③全新统-上更新统（Q3-4）

I 洪积层（Q3-4pl）

地层岩性为松散的灰色、浅黄色砾石层，含少量砂及粉土，厚度几米到几十米不等。

II 冲洪积层（Q3-4apl）

地层岩性为卵砾石层，砾石粒径一般 0.2~2.0cm；地表 0.5~20.0m 多见粉土，向下为砂砾石。

④全新统（Q4）

冲积层（Q4al）：分布于库如克厄肯河、喀拉苏河的现代河谷中，组成河漫滩及一级阶地，表面常有沼泽分布，并有盐渍化现象。地层岩性在河流的上游主要为

漂石、卵石含砂层，厚度因地而异，常见 10~40m；在河流下游主要为砂卵砾石，粒径自上游的 10~15cm 渐变为下游的 2~5cm，磨圆、分选均较好，厚度 2.6~35.0m。

（2）地质构造

地质构造主要为褶皱构造，无断裂构造，位于库车山前坳陷上，区内的褶皱构造主要为吐孜贝希背斜。该背斜从评价区的西北角穿过，长 55km，分上下 2 层构造：上层由下更新统组成；下层由新近系组成。

（3）地下水赋存条件

评价区北部是第四系下更新统 Q1 的透水不含水层、中更新统 Q2 的上部透水不含水层、下部砾岩含水层；中部、南部是第四系单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石。

（4）下水补给、径流及排泄条件

库如克厄肯河、喀拉苏河冲洪积平原上、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）地下水流场特征

地下水的径流方向为从西北向东南。因含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度约为 1.43%左右。

图 5.2-1 区域等水位线图

(6) 含水层的富水性

评价区潜水位埋深 43.35~146.75m, 钻孔揭露的含水层厚度为 59.25~142.68m, 含水层岩性为第四系砂砾石; 换算涌水量为 1304.85~4720.72m³/d, 富水性级别为水量丰富; 渗透系数为 7.16~35.77m/d, 影响半径为 42.33~155.0m。

(7) 地下水水化学特征

①HCO₃·SO₄ 型水

呈片状东西向分布于评价区的南部, 水化学类型为 HCO₃·SO₄ 型水, 潜水矿化度较低, 为 0.62~0.84g/L, 水质为淡水。

②HCO₃·Cl·SO₄ 型水

呈片状东西向分布于评价区的中部, 水化学类型为 HCO₃·Cl·SO₄ 型水, 潜水矿化度较低, 为 0.37~0.51g/L, 水质为淡水。

③SO₄·HCO₃ 型水

呈条带状南北向分布于评价区北部的山区沟谷内, 水化学类型为 SO₄·HCO₃ 型水, 潜水矿化度为 0.42~0.64g/L, 水质为淡水。

(8) 地下水开发利用现状

经调查, 评价区地下水潜水、承压水水量丰富, 区域地下水以工业、农业用水、饮用为主, 评价范围内不涉及集中式及分散式饮用水水源地等。

(9) 水位统测

项目区域属于山前冲积区, 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, 本次地下水环境水位统测开展一期。2024 年 6 月对项目周边区域进行水位统测, 具体统测结果见表 5.2-1。

表 5.2-1 项目周边区域地下水水位统测点统计表

序号	坐标		井深(m)	丰水期(2023 年 6 月)
	N	E		水位埋深(m)
1			80	45
2			70	50

3			80	52
4			200	160
5			90	50
6			80	55
7			75	45
8			200	180

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

(2) 管道施工对地下水影响分析

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

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。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，采出水通过集输管线进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，不外排。

(2) 油泥（砂）

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木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，本工程落地油 100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由

于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的的影响很小。

（3）输送管线

本工程输送管线是全封闭系统，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，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，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场、站场

本工程正常状况下，井口区、站场装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）情景 1：穿透污染（油水窜层）

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

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入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，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本工程按 II 类项目地下水环境影响评价级别为三级，按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。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，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如

酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

- 1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。
- 2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。
- 3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确地模拟还需要大量的实验支持。
- 4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

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

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

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；

D_L—纵向弥散系数，m²/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细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-2。

表 5.2-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.024 m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，本次评价取 10m/d，根据区域历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰~0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.24 m ² /d	$D_L=aL$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，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	33.6 %	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.42 \times 0.8=0.336$ 。
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	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-3、表 5.2-4，图 5.2-2。

表 5.2-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)
石油类	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	5	10.600	20	13.300	30	17.400
	10	4.250	40	5.900	60	14.900
	15	1.110	60	1.360	90	10.200
	23	0.049	80	0.151	120	4.990
	26	0.011	88	0.049	150	1.630
	30	0.001	99	0.010	180	0.342
	35	0.000	120	0.000	209	0.050
	40	0.000	140	0.000	229	0.010
	45	0.000	160	0.000	270	0.000
	50	0.000	180	0.000	300	0.000

表 5.2-4 预测结果统计表（情景 1）

污染物	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境 敏感点
石油类	100d	23	26	无
	1000d	88	99	无
	3650d	209	229	无

图 5.2-2 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 23m、88m、109m，影响距离分别为 26m、99m、229m。影响范围内均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。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）情景 2：渗透污染（泄漏）

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等，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。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，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。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污

染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

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

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

①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，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，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。

③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漏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；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

$\text{erfc}(\)$ —余误差函数。

④预测参数及因子

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。石油类因子是油田开采污染检测项的特征污染物，标准污染指数也最高。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.2-2。

⑤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，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 5.2-5、表 5.2-6，图 5.2-3。

表 5.2-5 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
0	0.012	0	0.002	0	0.000
5	0.036	10	0.005	20	0.001
10	0.035	20	0.007	40	0.002
15	0.017	30	0.01	60	0.003
18	0.01	40	0.008	80	0.004
25	0.001	50	0.006	100	0.004
30	0.000	60	0.004	120	0.004
35	0.000	70	0.002	140	0.002
40	0.000	80	0.001	160	0.001
45	0.000	90	0.000	180	0.001
50	0.000	100	0.000	200	0.000

表 5.2-6 预测结果统计表（情景 2）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	0	18	无
	1000d	0	30	无
	3650d	0	0	无

图 5.2-3 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

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 18m、30m、0m，故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。

井场、站场装置区等必须采取必要的防渗措施，在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，并加强后期污染治理和跟踪监测，尽量避免泄漏污染到周边区域内的地下水。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。

综上，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。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

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

5.2.5 地下水环境评价结论

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

(2) 本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

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

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

(1) 生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水产生总量约为 115.2m^3 。拟建工程不设置施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回克深作业区公寓，生活污水依托克深作业区公寓现有生活污水处理设施妥善处理，不外排。

（2）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

（3）施工活动对地表水环境影响分析

本工程克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线穿越喀拉苏河 1 次，穿越长度约 500m，穿越等级为中型河流穿越。管线穿越处河床段为卵石，地层相对稳定，地质条件较好，穿越方式采用大开挖方式。因穿越段距离较长、柔性复合管在穿越段存在接头，为避免穿越段接头处发生泄漏，造成环保影响，河流穿越段材质采用 22Cr 双相不锈钢。为了管线安全，管顶埋设深度需至少低于河流最大冲刷深度以下 1.2m，并采用平衡压重袋稳管措施。喀拉苏河两岸设置浆砌石护岸进行保护。

施工带来的影响表现在施工过程中若处理不当，会产生对地表水的不良影响，如：

- A、堆放的建筑材料散落入水中；
- B、施工人员的卫生场所不齐全，废物排入水中；
- C、弃土和堆积物等堵塞河道和渠道等。

管道穿越河段施工时应采取枯水期开挖施工，施工完毕及时恢复地貌。施工期间在严格管理建筑材料，及时收集、清理和转运施工垃圾、生活垃圾、生活废水的情况下，则本工程管线敷设过程不会对水环境产生明显影响。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。采出水通过油气集输管道进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层；

井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水，不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本工程运营期新增采出水最大量为 $3.5\text{m}^3/\text{d}$ （0.13 万 t/a ），采出水输送至克深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。根据前述依托可行性分析，克深天然气处理厂污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水依托处理环境可行性评价

本工程井下作业废水产生量 $25.29\text{m}^3/\text{a}$ ，克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 $109500\text{m}^3/\text{a}$ ，剩余处理规模为 $119.6\text{m}^3/\text{d}$ （ $43654\text{m}^3/\text{a}$ ），处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

（3）设备擦洗废水

运营期井、站内用水为间歇性的用水，用于井、站内设备擦洗，单座井场/站场用水量为 $2\text{m}^3/\text{次}$ ，1 年 2 次，单座井场/站场设备擦洗废水产生量为 $4\text{m}^3/\text{年}$ ，井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

综上，本工程运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境评价结论

采取上述水污染控制措施后，本工程运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本工程的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

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

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

5.4.1.1 地面工程施工对土壤环境的影响

拟建工程占地类型主要为耕地及裸土地，土壤类型涉及棕漠土、石质土等。项目施工期主要为土方开挖、场地平整以及管线敷设，施工期对土壤的主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

（1）土方开挖、场地平整等对土壤的环境影响

土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。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。本工程建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设等。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。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（2）管线敷设对土壤的环境影响

本工程管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，涉及基本农田区域管道施工作业带宽度应控制在 6m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。管沟开挖过程中以机械开挖为主，穿越特殊区域采取人工开挖。本工程采气管线基本位于基本农田区域，如果若开挖过程管理不善极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变，影响了管线沿线区域土壤肥力，从而影响农作物的生长。排水干线主要位于裸土地，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。

（3）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.4.1.2 废弃污染物污染影响分析

本工程施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本工程施工期产生的废水主要为生活污水和管线试压废水；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。根据前述分析，本工程施工期产生的废水和固废均能妥善处理，因此在落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

考虑事故状态下，排水管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管道两端设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管道中泄漏的量为 3.67m^3 。克深 31 区块地层水水型为 CaCl_2 型，氯根平均 120800mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.67 \times 120800 \times 75.5 \div 35.5 = 942869.5\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.5 \times 10^3\text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 4.5g/kg 。预测年份为 $0.027a(10 \text{ 天})$ 。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.21g/kg ，叠加现状值后的预测值为 4.71g/kg 。

从预测结果可知,发生泄漏后,导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高,但在发生泄漏后,油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理,且随着雨水淋溶,区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

(2) 污染影响型

本工程实施后,由于严格按照要求采取防渗措施,在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此,垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况,根据企业的实际情况分析,如果是排水干线出现破损泄漏,建设单位将及时采取措施,不可能任由采出水漫流渗漏,任其渗入土壤。

综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征,本次评价为事故状况下,排水干管出现破损采出水中的石油烃泄露对土壤垂直下渗的污染。

根据相关资料可知,为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度,类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测,其结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度 (cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注:《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.4-1 中的监测结果表明,非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内,其污染也主要限于地表,一般很难渗入到 2m 以下,且站场已建设 RTU 采集系统,发生泄漏会在短时间内发现,泄漏油类物质能够及时地清理,将含油污泥污染土壤集中收集,送有危险废物处置资质单位处理。因此,本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况,若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在运营期间,需加强管理和监督检查,杜绝非正常情况的发生,避

免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处理的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表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，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，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。

5.4.5 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影 影 响 识 别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☒	土地利用类型图
	占地规模	(0.006) km ²	永久占地/小型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化 污染影响型：基本农田	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（生态影响）	
	全部污染物	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	特征因子	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☐ ；II 类 ☒ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐	井场、站场、排水管线
		I 类 ☐ ；II 类 ☐ ；III 类 ☒ ；IV 类 ☐	采气管线

工作内容		完成情况				备注
	敏感程度	敏感☑; 较敏感□; 不敏感□				污染影响型
		敏感☑; 较敏感□; 不敏感□				生态影响型
评价工作等级		一级□; 二级☑; 三级□				污染影响型
		一级□; 二级☑; 三级□				生态影响型
现状调查内容	资料收集	a) ☑; b) ☑; c) ☑; d) ☑				
	理化特性	见表 4.5-1				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见监测点位布置图
		表层样点数	1	4	0~0.2m	
		柱状样点数	3	/	0~0.2m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
现状评价	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的 45 项+特征因子: 石油烃+土壤盐分含量;《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量				
	评价因子					
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.1□; 表 D.2□; 其他 ()				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量				
	预测方法	附录 E☑; 附录 F□; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围(井场周围); 影响程度(较小)				污染影响型
		影响范围(排水管线泄漏点) 影响程度(盐化加剧程度)				生态影响型
		预测结论	达标结论: a) □; b) □; c) ☑ 不达标结论: a) □; b) □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	代表性井场、站场
		代表性井场采气树 管道接口处、井场周边基本农田	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬 盐分含量、pH		1 次/5 年	
		信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施, 从土壤环境影响的角度, 本工程建设可行				

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

(1) 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，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，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。

(2) 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、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，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、混凝土拌合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，产生量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，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。

项目施工在混凝土工序阶段，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。

5.5.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

拟建工程位于拜城县境内，距离本项目最近的气象站为拜城县气象站，项目周边地形、气候条件与拜城县一致，本次评价气象统计资料分析选用拜城县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
拜城	51633	基本站			6	1229	2022	风速、风向、总云量、干球温度

根据拜城县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年平均温度月变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
温度(°C)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.8

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 7.8℃，4~10 月平均温度均高于近 20 年平均值，其他月份均低于近 20 年平均值，7 月份平均气温最高，为 21.8℃，1 月份平均气温最低，为-12.2℃。

(2) 风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年均
平均风速	0.5	0.6	0.9	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.6	0.5	0.5	0.5	0.8

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 0.8m/s，4 月、5 月平均风速最大为 1.1m/s，1 月、10 月、11 月、12 月平均风速最低为 0.5m/s。

(3) 风向、风频

根据拜城县气象站观测资料，拜城县常年主导风向为 SE 风，年均频率为 8%，主导风向不明显。全年静风频率较高，年均频率为 43%。拜城县全年风向玫瑰见图 5.5-1。

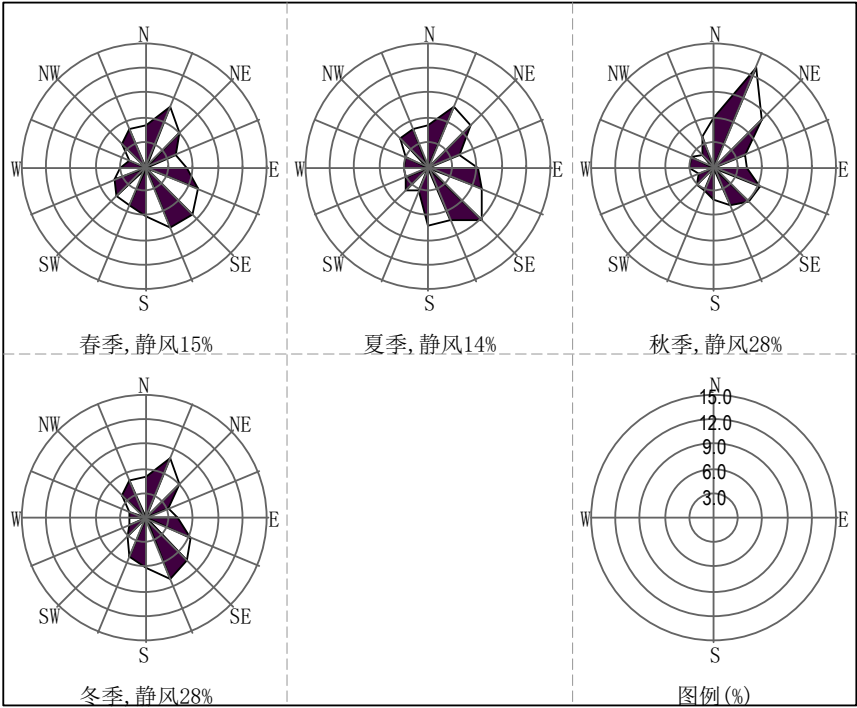


图 5.5-1 拜城县各季风向玫瑰图

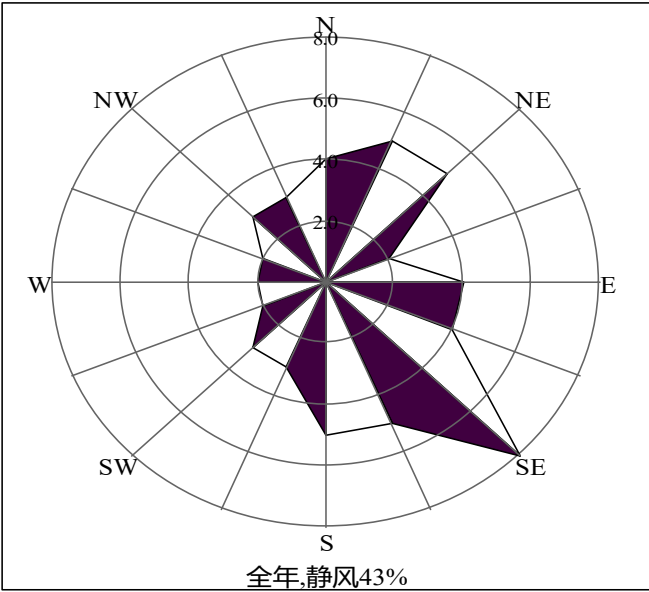


图 5.5-2 拜城县全年风向玫瑰图

由图分析可知，拜城县近 20 年 SE 风向的频率最大，其次是 NE 风向。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018) 所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的 最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-4。

表 5.5-4 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.9
最低环境温度/℃		-27.4
土地利用类型		耕地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/

	岸线方向/°	/
--	--------	---

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-3。预测及计算结果见表 5.5-5。

表 5.5-5 拟建工程污染源源强一览表(面源, 100%负荷)

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						甲醇	NMHC
克深 31-1 井			1287	42	28	6	0	0.0004	0.0034
克深 31-2 井			1312	42	28	6	0	0.0004	0.0034
克深 31-2 井 T 接阀室			1326	15	15	6	0	-	0.0007
克深 31-1 井 T 接阀室			1307	15	15	6	0	-	0.0007
克深 31 分水站			1315	36	36	6	0	0.0004	0.0034
242 清管站			13316	50	40	6	0	-	0.0071

表 5.5-6 Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _{max} (%)	D _{10%} (m)	最大浓度出现距离 (m)
克深 31-1 井	非甲烷总烃	5.3808	2000	0.27	/	28
	甲醇	0.6330	3000	0.02	/	28
克深 31-2 井	非甲烷总烃	5.3808	2000	0.27	/	28
	甲醇	0.6330	3000	0.02	/	28
克深 31-2 井 T 接阀室	非甲烷总烃	1.8504	2000	0.09	/	17
克深 31-1 井 T 接阀室	非甲烷总烃	1.8504	2000	0.09	/	17
克深 31 分水站	非甲烷总烃	5.0074	2000	0.25	/	28
	甲醇	0.5891	3000	0.02	/	28
242 清管站	非甲烷总烃	8.2480	2000	0.41	/	34

经估算,无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在 242 清管站 34m 处,最大浓度为 $8.2480\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大浓度占标率为 0.41%,非甲烷总烃场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制标准;无组织甲醇最大落地浓度出现在克深 31-1 井 28m 处,最大浓度为 $0.5891\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大浓度占标率为 0.02%,甲醇贡献浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应限值。

综上,本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.3 大气污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算情况见表 5.5-7。

表 5.5-7 本工程大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《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	4.0	0.1707
2	无组织废气	甲醇	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应限值	12	0.0111

5.5.2.4 非正常工况影响分析

(1) 污染源强

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。拟建工程属于单井集输过程,若井口压力过高,采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将克深 31-1 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑,源强情况见表 5.5-8。

表 5.5-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	面源起点坐标		海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/min	排放工况	评价因子	应对措施
			X	Y								
1	放喷口	井口压力过高	4917	3431	1286	8	3	1.399	10	非正常工况	非甲烷总烃	修复后, 将周围污染的土壤收集置于密闭容器中, 委托有资质单位进行接收处置

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短, 采用估算模式计算最大占标率, 计算结果见表 5.5-9。

 表 5.5-9 非正常排放 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	放喷口	非甲烷总烃	7214.20	360.71	360.71	10	500

由表 5.2-8 计算结果表明, 非正常工况条件下, 非甲烷总烃最大落地浓度为 $7214.20\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 360.71%。

由以上分析可知, 拟建工程非正常排放对环境空气影响较大, 建议做好定期巡检工作, 确保井场及站场阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态, 减少非正常排放的发生。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区, 污染源正常排放下非甲烷总烃、甲醇短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%, 污染物的贡献浓度较低, 且出现距离较近,

影响范围较小。本工程废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-10。

表 5.5-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☐			三级 ☒	
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒	
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、甲醇)			包括二次 PM _{2.5} ☐ 不含二次 PM _{2.5} ☒			
评价标准	评价标准	国家标准 ☐		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☒
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2023) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒				现状补充监测 ☒
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒	
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒					C _{本项目} 最大占标率>100% ☐	
	正常排放年均浓	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐			C _{本项目} 最大标率>10% ☐		

	度贡献值	二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□		C _{本项目} 最大标率>30%□		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	C _{本项目} 占标率≤100%□		C _{非正常} 占标率>100%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□			C _{叠加} 不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□			k>-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC、甲醇）		有组织废气监测□ 无组织废气监测 ☒	无监测□		
	环境质量监测	监测因子（ ）		监测点位数（ ）	无监测□		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受□					
	大气环境防护距离	距厂界最远（ ）m					
	污染源年排放量	SO ₂ : ()t/a	NO _x : ()t/a	颗粒物: ()t/a	无组织 NMHC: (0.1707)t/a 甲醇: (0.0111)t/a		

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

本项目在建设施工过程中，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，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.6-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.6-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

主要噪声源	噪声源强 dB (A)	距离 (m)						施工阶段
		10	20	40	80	100	200	
推土机	85	73	67	61	55	53	47	土石方施工管 线施工
挖掘机	85	73	67	61	55	53	47	
电焊机	85	73	67	61	55	53	47	
混凝土搅拌机	90	78	72	66	60	58	52	
吊装机	85	73	67	61	55	53	47	物料运输
运输车辆	78	66	60	54	48	46	40	设备安装

通过类比分析可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 150m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）；设备安装施工期间昼间距施工机械 20m、夜间 80m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）场界噪声限值要求。

工程区 200m 内无居民，距离最近的牙斯热木库鲁其村距离克深 31-1 井约 285m，施工期的这些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。

5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本工程拟建井场产噪设备主要为井场采气树和甲醇加注橇，井场布置基本一

致，本次选择克深 31-1 井井场进行预测；拟建站场噪声主要是克深 31 分水站内甲醇加注橇及分离器噪声，改造克深 3102 井、242 清管站工程均为计量设备，无噪声源，本次仅对克深 31 分水站进行预测。

5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），在环境影响评价中，应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，计算公式为：

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

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，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，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。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

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

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。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

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

式中： L_{eq} ——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	井场 (以克深 31-1 井为例)	采气树	28	56	3	85	基础减振	昼夜
2		甲醇加注橇	26	30	2	95	基础减振	昼夜
3	克深 31 分水	甲醇加注橇	38	29	2	95	基础减振	昼夜
4	站	气液分离器	45	53	2	70	基础减振	昼夜

5.6.2.3 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、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场噪声	东场界	44.9	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	49.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	47.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	44.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
克深 31 分水分站 站场噪声	东场界	41.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	49.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	43.9	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	40.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

			夜间	50	达标
--	--	--	----	----	----

由表 5.6-3 可知,井场噪声源对场界的噪声预测值为 40.0~49.6dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期,噪声主要源自井场设备拆卸,由于油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。

5.6.4 声环境影响评价结论

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,采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 声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□		
与范围	评价范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□		
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□	
	评价年度	初期☑		近期□		中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法□		现场实测加模型计算法☑		收集资料□		
	现状评价	达标百分比		100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料☑		研究成果□		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑		其他□				
	预测范围	200 m□		大于 200 m□		小于 200 m☑		
	预测因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献	达标☑		不达标□				

	值			
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()	监测点位数()	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		
注: “ ☐ ”为勾选项, 可 ☒ ; “()”为内容填写项。				

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

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

站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填, 无弃方; 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分收集后拉运克深地区天然固废填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

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

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

本工程运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料, 均属于危险废物。

落地油危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物, 危险废物代码为 071-001-08。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。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, 落地油回收率为 100%, 回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时, 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, 根据工程分析, 本工程产生废弃防渗材

料最大量约 0.5t/a。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材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。

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。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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、主要成分及污染防治措施见表 3.4-8。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危废收集、贮存过程影响分析

本项目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)中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，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。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- 1) 危险废物标签应以醒目的字样标注“危险废物”。
- 2) 危险废物标签应包含废物名称、废物类别、废物代码、废物形态、危险特性、主要成分、有害成分、注意事项、产生/收集单位名称、联系人、联系方式、产生日期、废物重量和备注。
- 3) 危险废物标签宜设置危险废物数字识别码和二维码。

4) 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。具体见图 5.7-1。

5) 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

6) 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

贮存危险废物场所还应包含三角形警告性图形标志和文字性辅助标志，其中三角形警告性图形标志应符合 GB 15562.2 中的要求，具体见 5.7-2。

危险废物		
废物名称：	危险特性	
废物类别：		
废物代码：		废物形态：
主要成分：		
有害成分：		
注意事项：		
数字识别码：		
产生/收集单位：		
联系人和联系方式：		
产生日期：	废物重量：	
备注：		

图 5.7-1 危险废物标签样式示意图



图 5.7-2 危险废物贮存设施标志示意图

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目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)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)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;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。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位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)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目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。

综上,本工程固体废物处置措施可行,对周边环境影响较小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料,清洗油污后可回收利用。

5.7.4 固废环境影响评价小结

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

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B, 本工程施工期和退役期不涉及危险物质, 运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中, 甲醇存储于新建井场及站场的甲醇加注橇内。

本工程为天然气开采项目, 工程内容呈点线状分布在已开发气田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远, 新建管线主要为单井至站场的集输管线, 各站场和井场均有控制(截断)阀, 发生泄漏时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元, 评价危险单元内危险物质的最大存在量。

根据克拉伯龙方程, 计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

p: 气体压强, 标况压强 0.101325Mpa;

V: 气体体积, 管道体积;

n: 气体的物质的量, 单位 mol;

T: 绝对温度, 293.15K;

R: 气体常数。

经计算, 本工程危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

序号	危险单元	危险物质名称	存储装置参数	最大存在量(t)
1	克深 31-1 采气管线	天然气	2.0km, DN80, 15.2Mpa	1.029
2	克深 31-2 采气管线	天然气	0.6km, DN80, 15.2Mpa	0.309
3	克深 31-1 井场	甲醇	甲醇加注橇, V=5m ³ 常压储罐	3.955
4	克深 31-2 井场	甲醇	甲醇加注橇, V=5m ³ 常压储罐	3.955
5	克深 31 分水站	甲醇	甲醇加注橇, V=5m ³ 常压储罐	3.955

注: 天然气相对密度为 0.75kg/Nm³。甲醇密度 791 kg/m³

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程风险潜势为 I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I。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。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的主要风险物质为天然气（甲烷）、甲醇。各风险物质危险特性见表 5.8-2。

表 5.8-2 天然气危险特性表

化学 品名 称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/ 组成 信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.04
危险 特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。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。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救 措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦 不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 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。呼吸 心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 危险特性：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发生剧烈反应。			
消防	有害燃烧产物：一氧化碳。			

措施	灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，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。			
泄漏 应急 处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作 处置 与储 存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。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。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。			
接触 控制/ 个体 防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，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。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化 特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
	熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇 乙醚等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	自燃温度	538℃
	爆炸极限	5.3%~15%（V%）		
稳定 性和 反应 活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、氟、氯；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理 学资 料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态 学资 料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
	废弃物性质：危险废物。			
废弃 处置	废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规			

	定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。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。严禁与氧 化剂等混 装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源 公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止 溜放。

表 5.8-3 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56-1
分子式	CH ₄ O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚 酒精
外观形状	无色类似果酒气味的 挥发性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9℃	蒸汽压	(20℃) 12.8kPa。
沸点	65℃	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11℃	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914（水=1）：1.11 （空气=1）	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44（V/V，%）		
危险性类别	3.2 类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m ³ ×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD 5.66kg，大鼠经口 LD ₅₀ 1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m ³ ，4 小时死亡 甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄 积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值 时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸 气与液体都能严重损害眼睛和粘膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部， 甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作数日后失明的报道。		
危险特性	易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发 出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0%~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃。自燃点 385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险。		
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		
接触限值	职业接触限值：PC-TWA：25mg/m ³ （皮）：PC-STEL：50mg/m ³ （皮） IDLH：6000ppm		
泄漏应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切 断火源。		

	建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。回收或运至废物处理场所处置。
防护措施	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩（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：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。
急救措施	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。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。食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。灭火方法：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：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
储运须知、包装标志	易燃液体。副标志：毒害品。包装方法：（II）类。储运条件：注意轻装轻卸，防止容器破损，避免日光曝晒，严禁接触火源。夏天高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内，与氧化钙隔绝，远离火源，炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理：首先切断所有火源，戴好防毒面具与手套。用水冲洗，对污染地面进行通风处理。

5.8.3.2 生产系统危险性识别

(1) 井场

①井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。克深区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施

后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏

在井下作业过程，工作液在压差的作用下，流入地层，可能引起污染地下水事故。

(2) 站场

本工程新建克深 31 分水站，对克深 242 清管站进行改造。克深 31 分水站主要工艺设施包括：分离计量橇、甲醇加注橇，为了站场安全，还设置了放喷装置，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后，可有效降低克深 31 分水站的事故风险。克深 242 清管站在已建管汇后新增分离计量橇，将站内汇集的天然气进行气、液分离，分离出的气相经计量后通过已建清管装置输入至下游克深 5 联络线；分离出的液相与克深 3102 井（2029 年后）和克深 31 分水站来的气田水汇集后输送至下游克深 8-11 阀井。分离计量橇设置设有气液分离器、孔板流量计、电磁流量计、火灾安全阀、手动放空，新增设施放空接入已建放空系统。采取上述措施后，可有效降低站场的事故风险。

(3) 甲醇加注橇

本工程新建 2 座井场以及新建的克深 31 分水站内均设置 1 座甲醇加注橇，甲醇最大存储量为 5m³ 注入。甲醇加注橇发生泄露会形成液池，蒸发的甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。遇明火还会发生火灾。

(4) 采气管线

本工程正常生产过程中，天然气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

(5) 排水干线

本工程新建排水干线输送介质为采出水，不涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）规定的有毒有害和易燃易爆的危险物质，无重大环境风险源。但考虑到采出水含有少量的石油类和较高的盐分，若发生泄漏，存在对地下水和地表水污染的风险，因此，本次环境风险评价对其产生的环境影响进行简单分析。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄露、排水干线发生采出水泄露以及天然气、甲醇泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采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，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水干线发生采出水泄露可能会对地表水和地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-4。

表 5.8-4 危险物质向环境转移的途径识别

风 险 单元	事 故 类型	来 源	危 险 物 质	影响环境的途径	影 响 环 境 的 途 径
井 场	井 喷	采 气 过 程	天然 气	①井喷时，天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。 ②天然气泄漏后遇明火易引发爆炸；	大 气
	井 漏	井 下 作 业	工作 液	工作液在压差的作用下，流入地层，造成地下水水质污染	地 下 水
	泄 露	甲 醇 加 注 橇	甲 醇	①罐体破损后，甲醇泄露，易挥发，烃类气体会污染大气，引发中毒事件，遇明火易引发火灾、爆炸； ②液体会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大 气、 土 壤、 地 下 水
	火 灾 爆 炸	采 气 过 程、甲 醇 加 注 橇	伴 生 气 及 次 生 污 染 物 CO 等	天然气、甲醇泄露遇明火均能发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大 气
站 场	泄 露	集 输 过 程	天然 气	天然气发生泄露，气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气	大 气
	火 灾		伴 生 气	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，	大 气

	爆炸		及次生污染物 CO 等	燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	
	泄露	甲醇加注橇	甲醇	①罐体破损后，甲醇泄露，易挥发，烃类气体会污染大气，引发中毒事件，遇明火易引发火灾、爆炸； ②液体会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	甲醇泄露遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
采气管线	泄露	采气管线	天然气	天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	管线天然气发生泄露，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
排水干线	泄露	排水干线	采出水	排水干线发生采出水泄露可能会对地表水和地下水造成影响	地表水、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

(1) 井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量天然气，可使短时间内使局部大气环境中的甲烷等轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气发生泄漏遇明火或空气中积聚到一定浓度后发生着火会放出一定的热量，根据《危险评价方法及其应用》点源模型分析可知，火焰辐射出的能量为燃烧热的一部分，热辐射强度与燃烧速率成正比，与接收距离的

平方成反比，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可使周围的物体燃烧或变形，更强烈的热辐射可能烧毁设备甚至造成人员伤亡等。

本工程在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄露以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。井场周边为耕地，若发生事故，泄漏物将被点燃，热辐射造成一定范围内生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。事故发生后，耕地采用人工清理后重新种植的方式进行重建，由于农作物为玉米，基本 1 年即可恢复。因此，在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

（2）采气管线对大气环境影响分析

采气管线发生管道泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在管道断裂发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。

本工程采气管线长度较短，且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 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于采气管线周边为基本农田，如果仅仅是天然气泄露对大气环境影响较小，但如果出现火或者爆炸事故，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境，且当火灾产生的热辐射强度足够大时，会造成管线周边一定范围内的农作物严重破坏，甚至是毁灭。事故发生后，耕地采用人工清理后重新种植的方式进行重建，由于农作物为玉米，基本 1 年即可恢复。

在采取以上环境风险防范措施和应急措施的前提下，采气管线发生泄露对周边环境空气的影响是可以接受的。

（3）甲醇溶液发生泄露

甲醇加注撬发生甲醇泄漏事故后会在泄漏点周围形成液池，然后液池表面气流运动使液体蒸发，由于泄漏发生后液体流到地面上液面不断扩大，同时不断挥发进入大气，造成大气污染。在加强巡检等日常管理的前提下，一般甲醇泄漏事故历

时较短，泄漏所造成大气环境中污染物的高浓度持续时间也较短。甲醇泄漏后遇明火会发生火灾事故，燃烧的次生污染物 CO 会对周边大气产生一定影响，本工程井场、站场甲醇加注橇内甲醇存储量较低，在加强巡检等日常管理的前提下，甲醇泄露量较少，不会对周边敏感点产生不可接受的影响。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本项目排水干线穿越喀拉苏河，穿越长度为 500m。一旦发生排水干线破裂等事故，会造成集采出水外泄，泄漏采出水会对喀拉苏河水体造成污染。

采出水中含有大量的盐类和少量的油类物质，泄露后将严重影响地表水的功能。

本项目对排水干线穿越喀拉苏河段加强巡检和定期检测。通过采取以上措施，可降低管道泄露风险概率，尽量避免对地表水体的影响。

将穿河管线的环境风险应急措施纳入克拉采油气管理区的风险应急预案中。对于集输管道，日常巡视监测及定期检查，注意河岸的变动，发现隐患，及时采取措施，避免险情发生。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。

（1）甲醇加注橇发生泄露

本工程井场、站场甲醇加注橇由厂家成套提供，橇上仪表电缆均汇入橇上设置的仪表接线箱，分界面位于接线箱出线侧。

建设单位应在施工期严把质量关，严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设；运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动，编制企业环境风险应急预案并建立相关配套环保制度，定期检查防渗层及管道的破损情况，定期开展地下水环境监测，将地下水污染事故的发生概率降至最低。

（2）排水干线发生泄露

本工程排水干线发生采出水泄漏事故能否对地下水环境产生影响，取决于采出水中盐类及油类物质在土壤中的迁移转化、以及泄漏点的地质构造。

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水体。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 井场、站场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：撬装装置平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑设计防火规范》（GB50039-2010）中的有关规定，平面布置力求紧凑，建、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。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、泵房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) 井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，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，严禁破坏基本农田，并加强防火措施，防止火灾发生。

(7) 事故时所有排放气体均密闭放空至焚烧池燃烧后排放，不允许就地排入大气；甲醇加注撬周围设置防火堤；建立消防水收集系统，避免消防废水污染附近土壤。

(8) 建设单位应在施工期严把质量关，严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设；运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动，编制

企业环境风险应急预案并建立相关配套环保制度，定期检查防渗层及罐体、管道的破损情况，定期开展地下水环境监测，将地下水污染事故的发生概率降至最低。

5.8.6.2 管线事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善井场、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) 在管线运营期间，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，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

5.8.6.3 危险废物运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.8.6.4 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.8.6.5 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。克拉采油气管理区编制完成并发布了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号 652926-2024-036-L）。本评价建议将本次建设内容突

发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.7 环境风险应急处置措施

（1）井场、站场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

（3）甲醇加注撬破损泄漏事故应急措施

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭多功能储罐最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对多功能储油罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复多功能储罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的甲醇回收，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（4）火灾应急处置措施

1) 立即阻断火源，并组织灭火；

2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

3) 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；

4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

（5）危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

1) 消除火源；

2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

3) 应急处理人员戴好防护口罩；

4) 作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其它无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中，甲醇存储于新建井场及站场的甲醇加注橇内。

可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄露、排水干线发生采出水泄露以及天然气、甲醇泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采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，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水干线发生采出水泄露可能会对地表水和地下水造成影响。本工程应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-5。

表 5.8-5 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区拜城县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中、甲醇存储于井场及站场的甲醇加注橇内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄露、排水干线发生采出水泄露以及天然气、甲醇泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采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，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水干线发生采出水泄露可能会对地表水和地下水造成影响。			
风险防范措施要求	制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪等防范设施。详见 5.8.6 节			
结论：根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中，甲醇存储于新建井场及站场的甲醇加注橇内。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄露、排水干线发生采出水泄露以及天然气、甲醇泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采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，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水干线发生采出水泄露可能会对地表水和地下水造成影响。本工程应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。				

6. 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场、站场

(1) 井场区域主要占地类型为水浇地和天然牧草地，站场占地类型主要为裸岩石砾地，施工过程中须严格控制井场、站场占地面积，减少扰动面积，减少对农田和荒漠植被影响。

(2) 加强井区的野生动物保护，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。

(3) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场、站场在施工过程中，减少对农田、荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(4) 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。

(5) 对井场、站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

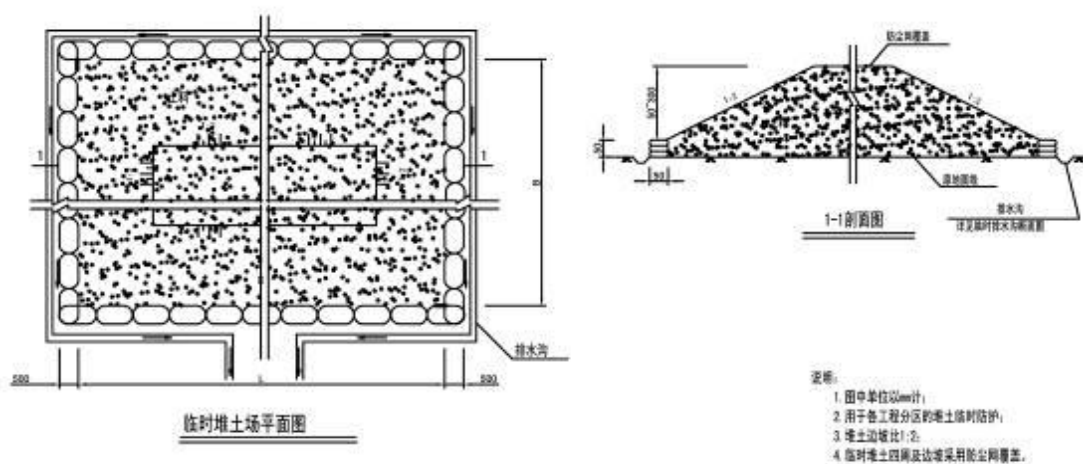


图 6.1-2 (1) 施工期生态保护措施示意图

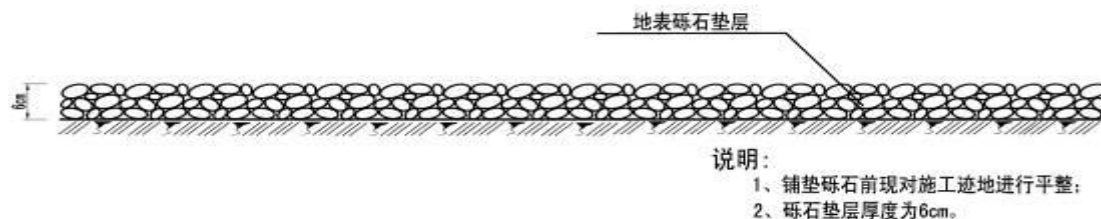


图 6.1-2 (2) 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线

(1) 项目设计时优先采取避让措施，尽量减少对永久基本农田和天然荒漠植被的占用和扰动。

(2) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(3) 工程施工临时占用永久基本农田，应向相关部门办理占地相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

(4) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(5) 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，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(6) 管线单元主要占地类型主要为天然牧草地、裸岩石砾地和水浇地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(7) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。

(8) 一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在 8m 范围内，基本农田管道工程施工作业带宽度控制在 6m 范围内。

(9) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(10) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，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，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。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，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(11) 在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让永久基本农田及荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施，占用永久基本农田前建设单位须取得占地手续后方可开工。

6.1.1.3 永久基本农田的生态保护措施

(1) 在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算中。尽量缩小施工影响范围，提高施工效率，缩短施工时间，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

(2) 井场平整分层回填前应清理留在土壤中的固体废物，回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

(3) 设置硬质围挡屏障：在项目边界与永久基本农田之间安装防渗型围挡（如钢板桩或混凝土墙），底部埋深至少 1m，防止施工扬尘、机械碾压和径流污染。

(4) 禁止设备、车辆和材料堆放进入农田侧 2m 范围内，设置警示标志。

(5) 设备检修区铺设防渗布等防渗材料，防止油污下渗或径流污染。

(6) 对临时堆土场覆盖防尘网，定期洒水抑尘；在农田侧开挖临时排水沟等，防止雨水携带泥沙流入农田。

(7) 在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

(8) 施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括弃渣妥善处置等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

(9) 对于临时占地，除在施工中采取措施减少对基本农田的破坏外，在施工结束后，还应做好基本农田的恢复工作，应立即实施复垦措施，应按照“等质等量”

的原则进行复垦，并可与农民协商，由农民自行复垦。除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏对农作物产量的间接损失以及土壤恢复的补偿费等。

(10) 农田恢复目标：临时占用的各类农田应 100%恢复耕种，破坏的农业基础设施全部恢复或经济赔偿；永久占用的农田应“占多少、垦多少”或缴纳耕地开垦费。

(11) 按照耕地的工程范围，依法办理相关耕地占用手续。

(12) 工程施工过程中，根据现场情况，局部调整管线减少对基本农田占用。

(13) 处理好管道与农田水利工程的关系，尽可能减少对排灌渠道的破坏，还要使农田机械化耕种不受管道工程的影响，管道经过坡地时要增设护坡堤，防止坍塌造成的滑坡等，并结合修筑梯田，植树种植绿化，加速生态环境的恢复。

6.1.1.4 水土流失防治措施

(1) 工程措施

井场、站场工程区开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2) 场地平整

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

(3) 限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.1.1.5 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 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。

(3) 管线施工范围应严格限制在 6~8m 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。

(4) 在施工区域设置“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。

(5) 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。

(6) 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动、植物。

6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，克拉采油气管理区 QHSE 管理委员会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、及时地解决，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。

④针对本工程所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本工程环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；气田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；气田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

（4）对永久基本农田的生态保护措施

①将永久基本农田防护措施加入项目区应急预案，报送当地生态环境部门备案；

②在农田侧设置截流沟等，定期开展应急演练，重点模拟油品泄漏的快速拦截和土壤污染处置。

③在项目与农田间种植耐旱灌木、小半灌木等，形成缓冲带，吸附粉尘并阻隔污染物迁移。

④运营期定期对农田边界土壤进行检测，重点关注重金属和总石油烃等指标。

⑤建立补偿机制，若监测发现农田质量下降，立即启动生态修复并对农户补偿。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 退役期生态环境保护措施

随着气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。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施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目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。

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。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

本工程施工期污染源主要为生活污水、管道试压废水。拟建工程不设施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回克深作业区公寓，生活污水依托克深作业区公寓现有生活污水处理设施妥善处理，不外排。本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压废水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。在落实以上废水处理措施的情况下，施工期不会对地下水产生影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.5.1 源头控制措施

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、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水输送至克深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。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.5.2 分区防治措施

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，可有效防止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 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中污染控制难易程

度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、盐分等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、井场/站场工艺装置区、焚烧池	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

6.2.5.3 管道刺漏防范措施

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

(2) 在管道上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀,定期检测管道的内外腐蚀情况,并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;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,定期对管线进行巡视,应加强管线和警示标志的管理工作,提高巡线的有效性,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。利用管道的压力、流量监控系统,发现异常立即排查,若出现问题,立即派人现场核查,如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故,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设定值时,由 SCADA 系统发出指令,远程自动关闭阀门。

6.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系,制定完善的监测计划,环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《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),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,三级评价的建设项目监测点数量一般不少于 1 个,应至少在建设项目下游设置 1 个跟踪监测点,监测井位的设置可依托已有水井,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 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水下游				

另外，应对本工程各井井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，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，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位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相关部门, 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, 如监测频率由每年 2 次临时加密为每天一次或更多, 连续多天, 分析变化动向。

6.2.5.5 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, 并应与其他类型事故的应急预案相协调, 并纳入克拉采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下:

- ①应急预案的日常协调和指挥机构;
- ②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。
- 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, 并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术, 如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等, 通过在污染源周围构筑低渗透屏障, 来隔离污染物, 同时操控地下水的流场。

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。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

（1）生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水产生总量约为 115.2m³。拟建工程不设施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回克深作业区公寓，生活污水依托克深作业区公寓现有生活污水处理设施妥善处理，不外排。

（2）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。

（1）采出水处理

本工程运营期新增采出水最大量为 3.5m³/d（0.13 万 t/a），采出水输送至克深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。根据前述依托可行性分析，克深天然气处理厂污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

本工程井下作业废水产生量 $25.29\text{m}^3/\text{a}$ ，克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 $109500\text{m}^3/\text{a}$ ，剩余处理规模为 $119.6\text{m}^3/\text{d}$ ($43654\text{m}^3/\text{a}$)，处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。处理后的井下作业废液均不外排。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

(3) 设备擦洗废水

运营期井、站内用水为间歇性的用水，用于井、站内设备擦洗，单座井场/站场用水量为 $2\text{m}^3/\text{次}$ ，1 年 2 次，单座井场/站场设备擦洗废水产生量为 $4\text{m}^3/\text{年}$ ，井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

在采取以上措施，本工程运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 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) 施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，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。

(4) 工程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进行平整。

(5) 克深 31-2 井（勘探井）在钻探及试采结束后转为开采井，将永久占用基本农田，应严格按照《土地管理法》《基本农田保护条例》《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2 号）等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田。

(6) 本工程采气管线共计 2.6km，不可避免地需临时占用基本农田，项目施工期严格限制占用基本农田范围，将临时作业带控制在 6m 范围内，施工时应通过耕地耕作层土壤剥离再利用、严格控制填埋深度（不小于 2 米）等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄露；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，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，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原油进入土壤，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。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏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。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）《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，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

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

（2）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。

(3) 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）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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，同时作业处用防尘网覆盖。

(7) 焊接作业时使用无毒低尘焊条。

(8) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《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）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），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。

(9) 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。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。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；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 站场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

(2) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC、甲醇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)无组织排放监控限值要求。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。

(4) 结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求，本工程对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

②管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、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。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

(5) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(6) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦

发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

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) 合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距村庄等敏感点较远处。

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标。

本工程施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采气树、甲醇加注泵等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1) 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) 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。

(3) 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。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

(1) 井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；

(2) 施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运克深地区天然固废填埋场进行处置；

(3) 生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

经类比克深区块同类项目，采取以上固体废物处理措施后，不会对周围环境产生明显影响，措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料，均属于危险废物。

落地油危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 071-001-08。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。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，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，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，根据工程分析，本工程产生废弃防渗材料最大量约 0.5t/a。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材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。

本工程产生的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，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

本项目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)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 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。并严格按照《危险废物转移管理办法》(2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除

外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送克深地区天然固废填埋场处理或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7. 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程不涉及。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本工程分别在井场以及克深 31 分水站设置焚烧池，用于事故及非正常工况下的放空燃烧，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设

备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（4）CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场、站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质封存或驱油的减排问题。

本工程不涉及，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	井场、站场事故状态下的燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	无组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程	包括油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算事故导致的火炬气燃烧（主要为井场、站场事故状态下的放空燃烧）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG_火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4_事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i -火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF -第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2),j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2),j} \times 19.7 \right)$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J-事故次数;

GF 事故, j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度, 单位为万 $\text{Nm}^3/\text{小时}$;

T 事故, j-报告期内第 j 次事故的持续时间, 单位为小时;

CC (非 CO_2) j-第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ;

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

$V(\text{CO}_2)_j$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度;

$V\text{CH}_4$ -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度;

②计算结果

本工程核算火炬气温室气体排放主要为井场、站场超压过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速 (万 Nm^3/h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合 物的总含碳量 (吨碳/万 Nm^3)	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气 中 CO_2 的体积 浓度	火炬气 中 CH_4 的体积 浓度	E_{CO_2} (吨 CO_2)	E_{CH_4} (吨 CO_2)
1	单座井场	事故工况	0.38	0.5	0.77	0.98	0.61	96.4	2.81	2.63
2	克深 31 分 水站	事故工况	2	0.5	0.77	0.98	0.61	96.4	14.78	13.82

根据表中参数, 结合公式计算可知, 本工程 2 座井场、1 座克深 31 分水分站火炬燃烧排放温室气体总量为 419.08 吨 CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

本工程运营期 CH_4 逃逸排放主要来自天然气开采过程中井口装置和站场逃逸排放的 CH_4 。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南 (试行)》(发改办气候〔2014〕2920 号)中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个； $EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

本工程涉及逃逸的 CH_4 的装置有 2 座井口装置，新增阀室 2 座，新建 31 分水站，对克深 242 清管站增加分离计量橇，采气管线 2 段，共需处理天然气 35 万 m^3/d 。

开采逃逸的 CH_4 为：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = 2 \times 2.5tCH_4 + 2 \times 8.47tCH_4 + 31.52tCH_4 + 31.52tCH_4 + 2 \times 0.85tCH_4 + 40.34 \times 35 \times 10^4 \div 10^8 tCH_4 = 86.82tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 86.82t，折算成 CO_2 排放量为 $11.37 \times 21 = 1823.22t$ 。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 885.7MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 590.85t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-燃烧}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG-火炬}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2-回收}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{CO_2-净电}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO₂ 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO ₂ ）	占比（%）
本工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0
	火炬燃烧排放	419.08	14.79
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	1823.22	64.35
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	590.85	20.86
	合计	2833.15	100

由上表 7.1-4 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为 2833.15t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7.2.3 节能降耗技术

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 2833.15t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 施工期产生的污染物造成环境损失。

本工程施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降以及农田土壤结构发生变化可能导致农田减产。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。占用基本农田应按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地手续，按规定补划永久基本农田，确保区域内基本农田“数量不减、质量不降、布局稳定”。管线临时占用基本农田，施工期严格限制占用基本农田范围，将临时作业带控制在 6m 范围内，施工时通过耕地耕作层土壤剥离再利用、严格控制填埋深度（不小于 2 米）等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。因此，在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

- (1) 废气

本工程加热炉、天然气发电机使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放，采出液密闭拉运输送，原油采用装车拉运，储罐采用固定顶罐，原油装车时的 VOCs 通过密闭装车鹤管返回加热炉炉膛伴烧，事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

废水包括采出水、井下作业废水、生活污水。采出水、井下作业废水经专用罐收集后输送至春风二号联合站处理，达标后回注油层，生活污水排入防渗污水池，定期拉运至甘泉堡南区污水处理厂处理。

（3）固体废弃物

本工程产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至米东区生活垃圾填埋场填埋。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本工程运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。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，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本工程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，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。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。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本工程总投资为 7198.31 万元，其中环保投资 188 万元，占总投资 2.61%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1 主要环保投资估算

类别	时段	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
生态	施工期、 退役期	临时占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	50
废水处理	施工期	试压废水、生活污水	生活污水依托克深作业区公寓现有生活污水处理设施妥善处理，新建管线的试压废水可用作场地降尘用水	施工废水、生活污水不外排	2
	运营期	采出水、井下作业废液	采出水输送至克深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。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环	废水不外排	10

				保处理站处理。井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。		
地下水、土壤	施工期	一般防渗区	井口区、井场/站场工艺装置区、焚烧池	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	8
	施工期	简单防渗区	井场、站场撬装设备间	实施地面硬化	地面硬化	20
		管道防腐		采气管道直管采用三层 PE 常温型普通级防腐层；排水干线大开挖穿越喀拉苏河段直管采用三层 PE 常温型加强级防腐层。	防腐性能良好	
废气	施工期、退役期	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	6
	运营期	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	NMHC ≤4.0mg/m ³	8
					甲醇≤12mg/m ³	
噪声	运营期	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界：	5
			机泵		昼间≤65dB(A)	
					夜间≤55dB(A)	
固体废物	施工期、退役期	地面工程施工		施工期固废清运、处置	妥善处理	4
	运营期	落地油、废防渗材料		落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废防渗材料集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。	妥善处理	10
环境管理	运营期	环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		50
				环保培训，演练		15
环保投资合计						188

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、站场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9. 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构与职责

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

9.1.2 施工期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对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；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——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。

9.1.3 运营期的环境管理任务

克拉采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1)运营期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

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

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1250-2022)中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

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

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

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

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

(1) 加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，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。

(2) 加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(4) 组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响,减少运营期事故的发生,确保管道安全运行,建立科学有效的环境管理体制,落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求,结合区域环境特征,分别对施工期和运营期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物		
		植被		
		水土保持		
		防沙治沙		
	污染防治	施工扬尘		
		废水		
		固体废物		
		噪声		
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气		
		噪声		
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役	污染	施工扬尘	施工单位及建	建设单位环保
		固体废物		

期	防治		二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置	设单位	部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；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		

9.1.6 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函[2019]910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发[2020]162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

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

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评[2017]84 号),本工程应纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区排污许可管理,项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求,同时克拉采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①新建克深 31-1 井、克深 31-2 井标准化井场 2 座及配套的采气管道,采气管道长度分别为 2.0km 和 0.6km;②新建克深 31-2 井 T 接阀室 1 座用于将克深 31-2 井接入克深 3104 井采气管道;新建克深 31-1 井 T 接阀室 1 座用于将克深 31-1 井接入克深 3103 井采气管道;新建克深 31 分水站 1 座,分水站内设备包含分离计量橇和甲醇加注橇。③改造克深 3102 井 1 座:孔板更改为质量流量计;改造 242 清管站:增设分离计量橇④新建克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线 16km,新建克深 31 分水站~克深 242 清管站排水管线 14.5km。⑤配套电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增天然气 35 万 m³/d。

(2) 排污信息

本工程污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本工程污染物排放量情况见表 3.4-10。

本工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司克拉采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；克拉采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

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	0.1707	0.1707	大气
			甲醇	0.0111	0.0111	
废水	采出水		废水量	0.13×10^4	0	采出水输送至克深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

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
						技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	25.29	0	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
	设备擦洗废水		SS	单井 4m ³ /年	0	可用作场地降尘用水
固体废物	井场作业	落地油	-	0.05	0	委托有资质单位处理置
	井场作业	废防渗材料	-	0.5	0	
噪声	采油树、分离器、机泵	机械噪声	-	60~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注	执行标准
环境空气	代表性井场、站场厂界下风向 5km 范围内	1 次/半年		NMHC、甲醇	环境质量监测	NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m ³ 的标准，甲醇参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中标准
废气	代表性井场、站场厂界	1 次/季度	竣工环保验收后开始	NMHC、甲醇	污染源监测	NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；甲醇执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
噪声	代表性井场、站场厂界	1 次/季度		连续等效 A 声级 (dB)	污染源监测	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准
土壤	井场外农田内土壤	1 次/		石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)	环境质量	《土壤环境质量 农

环境	土壤	年		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）汞、砷、六价铬	监测	用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
	集输管线穿越农田的代表性区域				环境质量监测	
	地表水	每年丰、平、枯水期各监测一次		pH 值、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅	环境质量监测	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准
	地下水	每半年一次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。	环境质量监测	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）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
生态	永久基本农田周边	每半年一次		生态恢复情况	环境质量监测	-

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本工程“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	-	-
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	不外排	-
	2	生活污水	生活污水依托克深作业区公寓生活污水处理装置处理。	不外排	-
噪声	1	装载机、运输车辆等施工设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	-	-
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场、站场回填。	-	-
	2	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运克深地区天然固废填埋场进行处置。	-	-
	3	生活垃圾	收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。	-	-
生态	1	生态恢复	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废水	1	采出水	输送至克深天然气处理厂处理，达标后回注地层	-	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油层。
	2	井下作业废水	井下作业废水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。	-	-
	3	设备擦洗废水	主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。	-	-
废气	1	井场、站场无组织废气	密闭管道、原油装车设置气体回收处理装置、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
				厂界甲醇 $\leq 12\text{mg/m}^3$	《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

噪声	1	井场、站场	基础减震	昼间 ≤60dB(A) 夜间 ≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值
固废	1	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	2	废防渗材料		-	
防渗	1	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”	满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐	防腐性能良好	-
风险防范措施		井场、站场	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、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	优先回收利用，不能回收利用的送克深地区天然固废填埋场或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10. 结论

10.1 建设项目情况

塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面工程位于克拉苏气田克深 31 区块，中心地理坐标为： 。行政区划隶属于拜城县管辖，工程区中心西南距拜城县城中心约 13.5km。

本工程主要建设内容为：①新建克深 31-1 井、克深 31-2 井标准化井场 2 座及配套的采气管道，采气管道长度分别为 2.0km 和 0.6km；②新建克深 31-2 井 T 接阀室 1 座用于将克深 31-2 井接入克深 3104 井采气管道；新建克深 31-1 井 T 接阀室 1 座用于将克深 31-1 井接入克深 3103 井采气管道；新建克深 31 分水站 1 座，分水站内设备包含分离计量橇和甲醇加注橇。③改造克深 3102 井 1 座：孔板更改为质量流量计；改造 242 清管站：增设分离计量橇④新建克深 242 清管站~克深 8-11 阀井排水干线 16km，新建克深 31 分水站~克深 242 清管站排水管线 14.5km。⑤配套电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增天然气 35 万 m³/d。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本工程位于克拉苏气田克深 31 区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自

治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

(1) 生态环境质量现状

本工程位于拜城县山前倾斜戈壁洪积平原区，工程所在区域地势较为平坦，属于天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本工程距离最近的生态保护红线是北侧 14.3km 处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田和水土流失重点治理区等，本工程临时和永久占用永久基本农田，临时占用面积 1.344hm²，永久占用面积 0.04hm²。

本工程所在区域植被以人工栽培的作物为主，自然植被主要以假木贼、猪毛菜和新疆绢蒿等为主；评价范围内涉及的土地利用类型主要为天然牧草地、裸岩石砾地和水浇地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于非沙化区和戈壁区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物塔里木兔、苍鹰和红隼，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是农田生态系统和荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

(2) 地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，导致潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（3）地表水环境质量现状

在监测期间，本次评价地表水调查设置的监测断面的各项指标均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 II 类标准。

（4）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；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，甲醇 1 小时平均浓度、日均浓度未超过《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。

（6）声环境质量现状

评价期内，新建井场、新建站场、阔勒奇亚苏木村、依希塔其村声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场、站场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

10.4 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 10.1-1。

表 10.1-1 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	0.1707	0.1707	大气
			甲醇	0.0111	0.0111	
废水	采出水		废水量	0.13×10 ⁴	0	采出水输送至克深天然 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
	井下作业废水		井下作 业废水	25.29	0	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
	设备擦洗废水		SS	单井 4m ³ / 年	0	可用作场地降尘用水
固体废 物	井场作 业	落地油	-	0.05	0	委托有资质单位处理 置
	井场作 业	废防渗 材料	-	0.5	0	
噪声	采油树、 分离器、 机泵	机械噪 声	-	60～ 95dB(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

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本工程不涉及法定生态保护区、重要生境以及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。生态保护目标主要为基本农田、区域重要物种、水土流失重点治理区, 对生态环境的影响主要来自施工期占地影响, 项目总占地 16.726 公顷, 其中永久性占地面积为 0.6 公顷, 临时占地面积 16.126 公顷, 占地类型主要为农田、裸土地等, 施工结束后, 随着生态补偿或生态恢复措施的实施, 临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复, 临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照相关部门的要求对占用基本农田采取相应补偿措施后, 本工程的建

设对区域基本农田的生态影响在可接受范围内。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

（5）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经克深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）中的有关标准后回注地层；井下作业废水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。

（4）土壤影响分析

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；本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、甲醇短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

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，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运克深地区天然固废填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

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》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中，甲醇存储于新建井场及站场的甲醇加注橇内。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄露、排水干线发生采出水泄露以及天然气、甲醇泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采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，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水干线发生采出水泄露可能会对地表水和地下水造成影响。本工程应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程区所在区域

地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；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；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；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；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；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；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，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施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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

地表水防治措施：本工程采出水随天然气一起进入克深天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废水不外排。

大气污染防治措施：本工程采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。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。

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。

固体废物防治措施：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克深地区天然固废填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋，危险废物委托有资质的单位处理。

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，发生事故泄漏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：做好天然气、甲醇气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，正在开展。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 7198.31 万元，其中环保投资 188

万元，占总投资 2.61%。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。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.11 项目可行性结论

塔里木油田克拉苏气田克深 31 区块白垩系巴什基奇克组产能建设项目地面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。项目在建设和运行中，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。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告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和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度，本工程建设在环境保护方面可行。