

克深 38 井地面工程环境影响报告书

(拟报批稿)

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2024 年 11 月

目 录

1.概述.....	6
1.1 项目特点.....	6
1.2 环境影响评价过程.....	6
1.3 分析判定相关情况.....	8
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....	10
1.5 环境影响评价主要结论.....	11
2.总则.....	13
2.1 评价目的与原则.....	13
2.2 编制依据.....	14
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	18
2.4 环境功能区划.....	22
2.5 评价因子和评价标准.....	22
2.6 评价工作等级和评价范围.....	27
2.7 评价时段与评价重点.....	33
2.8 控制污染与环境目标.....	33
3.建设项目工程分析.....	35
3.1 项目区块开发现状及环境影响回顾.....	35
3.2 在建工程.....	44
3.3 工程概况.....	45
3.4 工程分析.....	57
3.5 清洁生产水平分析.....	73
3.6 总量控制.....	81
3.7 与相关法律法规、规划符合性分析.....	82
3.8 选址选线合理性分析.....	99
3.9“三线一单”符合性分析.....	99
4.环境现状调查与评价.....	125
4.1 自然环境现状调查与评价.....	125

4.2 生态环境现状调查与评价	129
4.3 水环境现状调查与评价	139
4.4 土壤环境现状调查与评价	148
4.5 声环境现状监测与评价	156
4.6 环境空气质量现状监测与评价	157
5.环境影响预测与评价	160
5.1 生态环境影响分析	160
5.2 大气环境影响分析	165
5.3 声环境影响预测与评价	171
5.4 水环境影响分析	175
5.5 固体废弃物环境影响分析	186
5.6 土壤环境影响分析	192
6 环境保护措施及可行性论证	198
6.1 生态环境保护措施及可行性论证	198
6.2 大气污染防治措施可行性论证	206
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	208
6.4 地下水污染防治措施可行性论证	209
6.5 水污染防治措施	213
6.6 固废治理措施及其可行性论证	214
6.7 土壤环境保护措施	216
6.8 环境经济损益分析	218
7 环境风险评价	220
7.1 评价依据	220
7.2 环境敏感目标概况	222
7.3 环境风险识别	223
7.4 环境风险分析	233
7.5 环境风险防范措施及应急要求	235
7.6 突发环境事件应急预案	243
7.7 环境风险分析结论	248

7.8 闭井期环境影响分析	249
8 温室气体影响评价	250
8.1 温室气体排放分析	250
8.2 减污降碳措施	257
8.3 温室气体排放评价结论及建议	258
9.环境管理和监测计划	259
9.1 环境管理	259
9.2 污染物排放清单	264
9.3 环境及污染源监测	267
9.4 环保设施“三同时”验收一览表	269
10.评价结论	271
10.1 项目概况	271
10.2 产业政策符合性	271
10.3 规划符合性	271
10.4 环境质量现状	271
10.5 环境影响预测与分析	272
10.6 环境保护措施	274
10.7 公众参与	276
10.8 环境影响经济损益分析	276
10.9 环境管理与监测计划	276
10.10 总结论	276

1.概述

1.1 项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times 10^4\text{km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6\times 10^8\text{t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39\times 10^{12}\text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。位于新疆阿克苏地区境内的克拉苏气田近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，当前正在运行的区块包括克拉、克深、大北、博孜等几大区块组成。克深区块属于克拉苏气田中的一个小区块，为了满足克深区块稳产增产的需求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“克深 38 井地面工程”。

克深 38 井地面工程位于阿克苏地区拜城县境内，地处塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带拜城断裂带，位于拜城县西北侧约 10km，乌斯开木村东南侧 1.8km 处，由克拉采油气管理区管辖。

克深 38 勘探井于 2023 年 7 月取得阿克苏地区生态环境局出具的《关于克深 38 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表的批复》阿地环审（2023）436 号，根据周围已开发井，显示该区域气藏开发潜力巨大，对区块产能提升作用明显，为能早日投入生产，因此提前进行地面工程部署，本次工程建设内容为地面工程，项目建设性质为改扩建，主要建设内容包括：本工程新建克深 38 井采气井场 1 座，克深 38 井采出气计量后通过新建克深 38 井至克深 5 集气干线线路阀室的采气管线混输至已建克深 5 集气干线阀室，最终输至克深天然气处理厂。采气井场配套有自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐和安防等辅助设施。

1.2 环境影响评价过程

根据《新水水保（2019）4 号》，本工程地处拜城县，属于塔里木流域水土流失重点治理区，涉及环境敏感区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及“水土流失重点预防区和重点治理区”的建设项目，属于环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地天然气开采行业，需要编制环境影响报告书。

为此，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于 2024 年 8 月 23 日委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担“克深

38 井地面工程”的环境影响评价工作（附件 1）。接受委托后，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，新疆齐新环境监测有限公司对本项目评价区域大气、土壤、声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《克深 38 井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，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

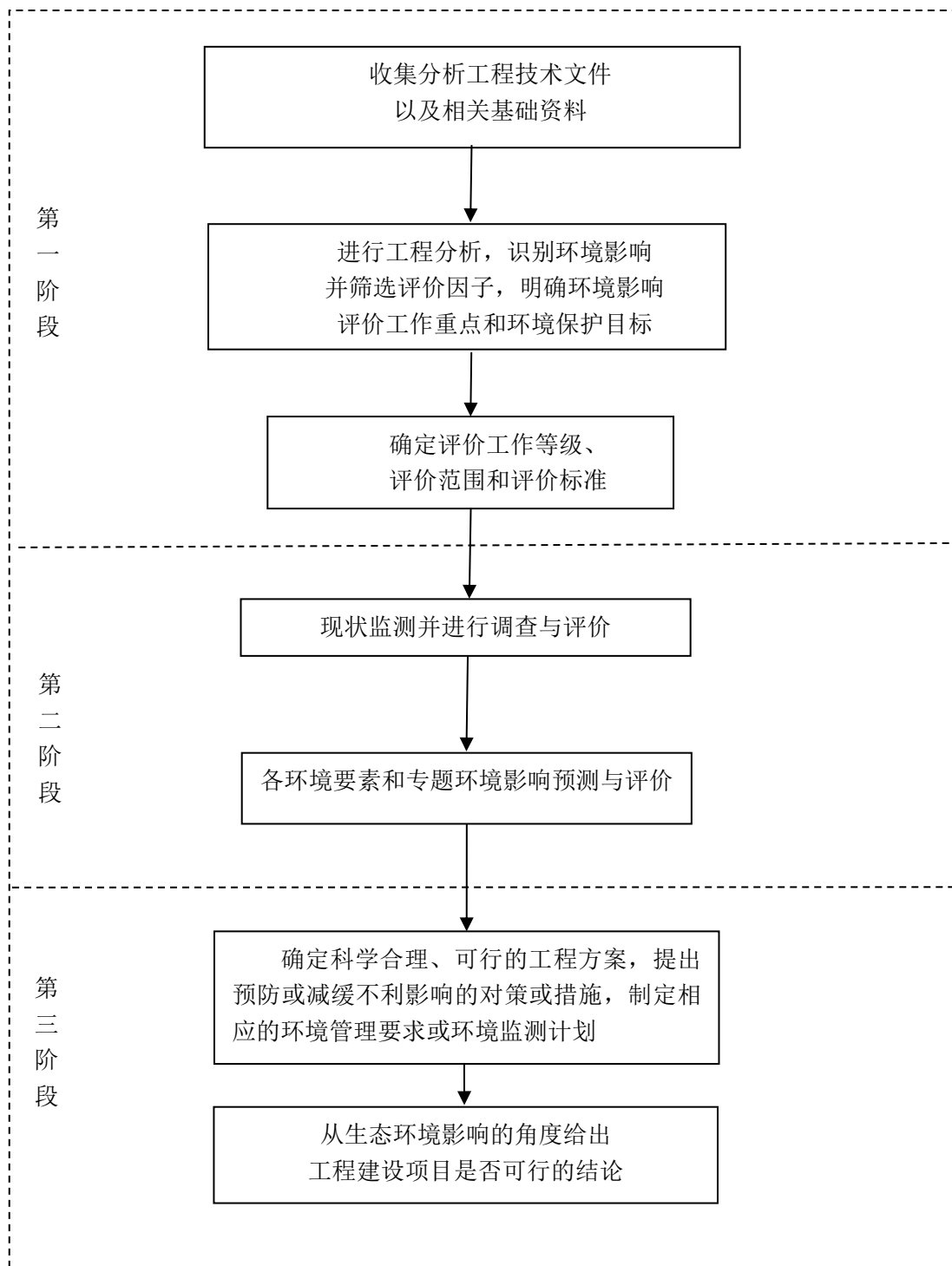


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，

符合国家当前产业政策要求。本项目的建设符合国家产业政策。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开发项目，工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等重要生态敏感区。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司气田开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《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

本工程为克深区块滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程涉内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为裸土地。本工程周边无长期居住人群。

本工程在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为气井开采过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且工程区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，工程的选址从环保

角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发〔2021〕18号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》(阿行署发〔2021〕81号)及2023年动态更新成果,本项目位于拜城县一般管控单元,项目区环境质量可以达到功能区要求,可以满足拜城县生态环境准入清单重点管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求,符合“三线一单”要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策,不涉及生态红线,符合新疆经济发展规划、环保规划等,无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为油气开采项目,本次评价对象为地面工程,影响因素包括施工期和运营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。根据现状调查,本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内,重点保护目标是:评价范围内的水土流失重点治理区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响以及施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施。

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响,运行期对空气环境的影响主要为采气过程中产生的无组织挥发烃类气体气排放至大气环境,对其产生的影响。

(2) 水环境

本工程施工期及运行期在正常情况下,井下作业废水拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理,不外排;油水分离产生的含油污水等废水均依托克深天然气处理厂处理达标后回注,不外排。可能对水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下,含油污水进入水环境对其产生污染影响。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响,运行期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产

生的噪声对周围声环境产生的影响。

(4) 土壤环境

投产前井场、管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运行期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

(5) 生态环境

本工程井场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、生活垃圾）及运行期产生的固体废弃物（落地油、清管废渣、废防渗材料）对环境的影响。

(7) 环境风险

本工程的主要环境风险是泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“七、石油天然气”中的“1.常规石油、天然气勘探与开采”属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，项目符合“三线一单”要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目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。

本工程采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本工程生产过程中，井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能

源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本工程的建设而发生明显改变。本工程建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降。

综上所述，符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合新疆及阿克苏地区“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本项目对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性。

(5) 分析本项目可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

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，为本项目的设计、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。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(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。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
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	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	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
18	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
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
二	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	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-09-10
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	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
10	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
11	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
12	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
13	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	生态保护补偿条例	国务院令 第779号	2024-04-06
16	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
17	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
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	新华社北京3月17日电	2024-03-06
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
2	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令 第15号	2020-11-25
3	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
4	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
5	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
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	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
18	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
19	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告2024年第4号	2024-01-19
20	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
21	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
22	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
23	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
24	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
25	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
26	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业	2021-09-07

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		农村部公告 2021 年第 15 号	
27	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
28	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
29	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
30	关于规范临时用地管理的通知	自然资规(2021)2号	2021-11-04
31	国家级公益林管理办法	林资发(2017)34号	2017-05-08
32	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气(2023)1号	2023-01-03
四 地方法规及通知			
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	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例(2018 年修正)	自治区13届人大第6次 会议	2018-09-21
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	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的 公告	生态环境部公告2021年 第24号	2021-06-11
7	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字(2022)8号	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与 农业农村厅2021年修订	2021-07-28
9	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
10	新疆生态功能区划	新政函(2005)96号	2005-07-14
11	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
12	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
13	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
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	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件 (2024年)》的通知	新环环评发(2024)93 号	2024-06-13
19	转发《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》的通知	新环评价发(2020)142 号	2020-07-29
20	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
21	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	2020-09-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		号	
22	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
23	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
24	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发〔2021〕18号	2023更新
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	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	阿行署发〔2021〕81号	2023更新
27	关于《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕214号	2022-10-17
28	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则规范依据一览表

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	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-04-01
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	气田水注入技术要求	SY/T6596-2016	2017-05-01
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作法	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
30	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01

2.2.3 其他

(1) 委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2024.8；

(2) 《克深 38 井地面工程开发方案 施工图》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2024.8。

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。施工期以井场以及管线敷设，输电线路架设等地面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。

(1) 施工期

施工期建设工程包括井场、管线建设，以生态影响为主。

①井场建设

新建井场 1 座，构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

②管线建设

本工程新建克深 38 井至克深 5 集气干线线路阀室的采气管线 1.45km。管线建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，

以及施工扬尘。

(2) 运行期

运行期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为清管废渣、落地油、废防渗材料等。

(3) 退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

气田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和退役期环境影响因子识别见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
油气管输地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆施工扬尘、钻井过程非甲烷总烃等	试压废水、生活污水；	生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土	施工机械设备噪声	站场、油气处理工程等有组织和无组织废气	采出水、井下作业液、生活污水等(废)水等	井下作业、采气、油气集输等环节产生落地油、含油清管废渣等	设备噪声和放空噪声	凝析油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等	土地复垦	
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆声动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选结果汇总表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象	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。
土壤	<p>建设用地：pH、石油烃和《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 中 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷，1, 2-二氯乙烷，1, 1-二氯乙烯，顺-1, 2-二氯乙烯，反-1, 2-二氯乙烯，二氯甲烷，1, 2-二氯丙烷，1, 1, 1, 2-四氯乙烷，1, 1, 2, 2-四氯乙烷，四氯乙烯，1, 1, 1-三氯乙烷，1, 1, 2-三氯乙烷，三氯乙烯，1, 2, 3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1, 2-二氯苯，1, 4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a, h）蒽，茚并（1, 2, 3-cd）芘、萘</p> <p>农用地：pH 值、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃</p>	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	非甲烷总烃
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废物	-	<p>施工期：危险废物（含油废物、废防渗材料），一般工业固废（施工土方、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥），生活垃圾；</p> <p>运营期：危险废物（落地油、废防渗材料）</p>
环境风险	-	<p>凝析油、天然气等；二次污染物：CO、CO₂</p> <p>(1)</p> <p>(2) 结合当地的气象条件，对气田运营期间井场、集输管道可能发生的泄漏事故进行预测分析</p>

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，工程区远离拜城县城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

本工程管线距台勒维丘克河最近距离 350m，根据《中国新疆水环境功能区划》，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

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

2.4.3 声环境

工程区为气田开发区，远离拜城县城镇规划区，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。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于（III）天山山地温性草原、森林生态区，（III₃）天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，（43）天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区，以及（44）拜城盆地绿洲农业生态功能区。区域内的油气资源丰富，气田勘探开发工作已开展多年。根据新水〔2019〕4 号文，项目所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据工程所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（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。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境

影响评价技术导则《大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			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)	50	80	200	
3	细颗粒物 (粒径小于等于 2.5 微米, $\text{PM}_{2.5}$)	35	75		
4	可吸入颗粒物 (粒径小于等于 10 微米, PM_{10})	70	150		
5	一氧化碳 (CO)		4000	10000	
6	臭氧 (O_3)		160	200	
7	氮氧化物 (NO_x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃 (NMHC)			2000	参考《大气污染物综合排放标准》 详解

(2) 水环境

①地表水

本工程管线临近台勒维丘克河, 执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)

III类标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地表水环境质量标准值 单位: mg/L

序号	项 目	III 类标准
1	pH 值 (无量纲)	6~9
2	高锰酸盐指数 \leq	6
3	化学需氧量 \leq	20
4	五日生化需氧量 \leq	4
5	氨氮 \leq	1.0
6	挥发酚 \leq	0.005
7	硫化物 \leq	0.2
8	氰化物 \leq	0.2
9	氟化物 (以 F-计) \leq	1.0
10	总磷 \leq	0.2
11	总氮 \leq	1.0
12	铜 \leq	1.0
13	锌 \leq	1.0
14	铅 \leq	0.05
15	镉 \leq	0.005
16	汞 \leq	0.0001
17	铬 (六价) \leq	0.05
18	砷 \leq	0.02
19	石油类 \leq	0.05

②地下水

评价区地下水自然地质因素，属较差水质，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准限值。地下水水质评价标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	17	硝酸盐（以氮计）	≤20
2	总硬度	≤450	18	氟化物	≤1.0
3	溶解性总固体	≤1000	19	汞	≤0.001
4	硫酸盐	≤250	20	砷	≤0.01
5	氯化物	≤250	21	镉	≤0.005
6	铁	≤0.3	22	六价铬	≤0.05
7	锰	≤0.10	23	铅	≤0.01
8	挥发酚	≤0.002	24	钾	/
9	耗氧量	≤3.0	25	钙	/
10	氨氮	≤0.50	26	镁	/
11	硫化物	≤0.02	27	铜	≤1.00
12	钠	≤200	28	锌	≤1.00
13	总大肠菌群	≤3.0	29	镍	≤0.02
14	细菌总数	≤100	30	碳酸盐	/
15	氰化物	≤0.05	31	重碳酸盐	/
16	亚硝酸盐氮	≤1.0	32	石油类	≤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

根据工程所在区域环境特征，气田内井场等建设用地执行《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 第二类用地筛选值限值。见表 2.5-3。井场外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值限值，见表 2.5-4。

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290

10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	蒽	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

表 2.5-5 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	监测因子	标准值 (mg/kg)
1	pH 值	pH>7.5 时各因子风险筛选值
2	砷	25
3	镉	0.6
4	铬	250
5	铜	100
6	铅	170
7	汞	3.4
8	镍	190
9	锌	300
10	石油烃	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

工程井场不设置加热炉，油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求，具体标准限值要求见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020

(2) 废水

施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，执行《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表二的 B 级标准，用于荒漠植被灌溉，不外排

地表水环境，见表 2.5-7。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。

表 2.5-7 《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表二的 B 级标准

序号	污染物	A 级	B 级	C 级
1	pH	6~9		
2	化学需氧量（COD _{cr} ），mg/L	60	180	200
3	悬浮物（SS），mg/L	30	90	100
4	粪大肠菌群，MPN/个	10000	40000	
5	蛔虫卵个数，个/L	2		

本工程采出水依托克深天然气处理站，生产废水处理系统处理，不向外环境排放。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）中 9.2.3 节规定，气田回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的有关标准，本工程运营期管理依托克深作业区现有的组织机构，不新增劳动定员，不新增生活污水。

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；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。噪声限值见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

（4）固体废物

根据工程产生的各种固体废物的性质和去向，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）。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》

（SY/T7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求。

（5）重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是凝析油、天然气及甲醇，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。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

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

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(2) 评价等级判别表

评价等级按表 2.6-1 的分级判据进行划分。

表 2.6-1 评价工作等级判别表

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	$P_{\max} < 1\%$

(3) 估算模型参数

工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，各井场及管线周边均无城市建成区或规划区，因此选择农村。估算模型参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 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）	--

参数		取值
最高环境温度/°C		40.9
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
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/°	/

(4) 废气污染源参数

本工程运营期废气主要为采气井场天然气开采过程中管线接口、阀门等无组织排放废气。工程涉及井场均为标准化采气井场，源强核算方法一致，污染源基本相同，本次评价选择污染物无组织排放量最大的井场进行估算。

估算数值计算各污染物参数见表 2.6-3。

表 2.6-3 废气污染源参数一览表（面源）

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 (°)	评价因子	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度							
克深 38 井	*	*	1380	40	40	6	40	非甲烷总烃	0.001

(5) 评价等级确定

本工程大气环境影响评价定级判定见表 2.6-4。

表 2.6-4 大气评价等级估算结果一览表

名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{\max} (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大浓度出现距离 (m)
克深 38 井	非甲烷总烃	5.4558	2000	0.27	/	28

由上表可知，确定本工程大气环境影响评价工作等级为三级。

(6) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价不设置大气环境影响评价范围。

2.6.2 地下水

(1) 建设项目类别

本项目属于天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于 II 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.6-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本项目属于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，因此区域地下水划分为较敏感。

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；为划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、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。

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于 II 类建设项目，地下水环境敏感程度为较敏感，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）地下水评价等级为二级。

表 2.6-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的规定，本工程井场评价范围为 6km²，根据地下水流向为由北向南，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。周边最近的地表水体为台勒维丘克河，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。本工程管线不穿越台勒维丘克河，仅为临近，最近距离约350m。本工程产生的废水不外排，项目地表水环境影响评价等级为三级B。

(2) 评价范围

项目施工期产生的污染物可以依托处置，运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证工程废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

表 2.6-7 水污染影响型建设项目评价等级判定

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

注1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级B。
注2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级B评价。

2.6.4 生态环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本工程生态环境影响评价工作等级判定过程详见表 2.6-8。

表 2.6-8 生态评价等级判定过程

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

	设项目，生态影响评价等级不低于二级；		
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；	本工程占地小于 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	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	/	已采用

根据判定，本工程生态环境影响评价工作等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），结合本工程特点及工程所在区域生态环境特征，确定生态环境评价范围为管线中心线向两侧外延 300m，井场周围 50m。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 声环境

本工程噪声源主要包括施工期施工机械噪声、运营期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，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”，根据工程特点，本次声环境评价范围为井场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

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）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目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

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 本项目属于“天然气开采”, 属于II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)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”, 本项目永久占地面积为 0.86hm^2 ($\leq 5\text{hm}^2$), 占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

本工程井场及管线周边 200m 范围内不涉及土壤环境敏感目标土壤环境敏感程度为“不敏感”。

② 生态影响型

根据区域历史监测数据, 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 2.6-9 和表 2.6-10。

表 2.6-9 生态影响型土壤环境影响评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.6-10 污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分依据一览表

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

① 本项目属于“天然气开采”, 属于II类项目, 生态影响型环境敏感程度为敏感, 生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

② 本项目属于“天然气开采”, 属于II类项目, 项目占地规模为小型, 环境敏感程度为不敏感, 污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

2.6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），并结合本项目特点，考虑工程整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为：（1）土壤污染影响型现状调查范围为各井场外扩 50m，管线边界两侧外扩 200m 范围；（2）土壤生态影响型现状调查范围为各井场外扩 2km，管线边界两侧外扩 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 环境风险

根据工程分析和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、甲醇、凝析油，分布于井场和集输管线中。

根据“章节 5.7.1”，确定本工程风险潜势为 I，环境风险评价为简单分析，不设置评价范围。

2.7 评价时段与评价重点

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。经对工程区域自然地理、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）固体废物影响评价；
- （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 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据项目建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）项目区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放，固体废物得到妥善处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平，将项目对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.8.2 环境保护目标

本工程地理位置位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县。现场踏勘结果表明，本工程不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标，评价范围内无居民区等环境敏感点。

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	项目区环境空气	项目区及周边	不因本工程建设降低区域环境空气质量
2	声环境	项目区声环境	项目区周边	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准
3	地表水	台勒维丘克河	台勒维丘克河距离管线350m	满足《地表水质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求
4	地下水	评价区地下水潜水含水层	项目区及周边	不因本工程建设降低区域地下水环境质量
5	土壤	评价区内土壤	项目区及周边	不因本工程建设降低区域土壤环境质量
6	生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	项目区	保护项目区生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本工程建设受到破坏。
		野生动植物		加强管理，保护野生动植物
7	环境风险	项目区土壤、地下水、环境空气等	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

3.建设项目工程分析

3.1 项目区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 开发现状

(1) 现有工程总体概况

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。2014 年克深区块开始开发，原环境保护部以环审[2014]299 号批复了《克拉苏气田克深区块地面建设工程环境影响报告书》，克深区块内已建设天然气处理厂 1 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 $2195 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 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油田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，克深天然气处理厂设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为天然气处理厂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。

(3) 集输管线及道路建设情况

①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。

②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 现有工程环境影响回顾评价

目前克拉苏气田克深区块已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 克拉苏气田克深区块环保手续履行情况一览表

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
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	试运行		
排污许可证	目前已完成变更登记工作，克拉苏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苏采油气管理区突发环境事件应急预案	备案编号为652926-2021-011					

3.1.3 区块环境影响回顾

根据现场踏勘情况及调查结果，结合例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对克拉苏气田克深区块分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(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。

(1) 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。

——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。

——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，比较容易在油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

——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。

——管线和道路

工程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。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。

——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，工程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 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。

3.1.3.3 水环境影响回顾

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，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

运营期克拉苏气田采出水经克深天然气处理厂污水回注系统处理，水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注，未外排。

本次评价搜集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，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，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。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

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 3.1-2。

表 3.1-2 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 3.1-2 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 3.1-3。

表 3.1-3 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
----------	---------	-------	-----------	-------------	---	----

区内各井场、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。

(3) 环境空气质量变化趋势与分析

以克深区块近5年的环评中环境空气质量监测数据及本次评价环境空气质量环境质量现状监测数据为依据。克深区块区域SO₂、NO₂、PM₁₀监测值仅在小范围内上下波动,变化不大,SO₂、NO₂日均值全部满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中二级标准的要求,PM₁₀日均值全部超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中二级标准的要求,PM₁₀超标主要是由于当地气候条件干燥、季节性沙尘天气影响。历次监测中,非甲烷总烃上下波动,变化不大,非甲烷总烃全部满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求。

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。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

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 声环境影响回顾

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。克深区块井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》(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。

3.1.3.7 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652926-2021-011)。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 退役设施情况

根据现场调查克深区块已有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 现有工程污染物排放情况

根据克拉采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，克拉苏气田克深区块污染物年排放情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 克拉苏气田克深区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有污染物排放量	3.67	0	2.75	24.61	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

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》(国环规环评〔2023〕4 号)等进行企业相关信息公开。

3.2 在建工程

在建工程为克深 38 井（勘探井）钻井工程，目前克深 38 井还未完全完钻，根据周围已开发井，显示该区域气藏开发潜力巨大，对区块产能提升作用明显，为能早日投入生产，因此提前进行地面工程部署。

3.2.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.2-1。

名称	克深 38 井（勘探井）钻井工程
内容	
位置	新疆阿克苏地区拜城县境内， 乌斯开木村东南侧 1.8km 处
坐标	*
设计井深	8000m
完钻原则	钻至目的层完钻
完井形式	套管完井

3.2.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.2-2。

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	克深 38 井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]436 号	2023.7.27	正在钻井中		

3.2.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为克深 38 井(勘探井)钻井工程，工艺流程包括钻前工程、钻井工程、钻后工程。

现阶段钻井工程尚未结束，结合环评阶段产污节点识别及现场调查情况，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，则运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理；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。

3.2.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查克深 38 井已落实环评批复要求，未发现环境问题。待克深 38 井钻井井场清理完成后，尽快完成竣工环保验收工作。

3.3 工程概况

3.3.1 项目基本情况

3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：克深38井地面工程

项目性质：改扩建

3.3.1.2 建设地点

克深38井地面工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。地处塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带拜城断裂带，拜城县西北侧约10km，乌斯开木村东南侧1.8km处，由克拉采油气管理区管辖。

3.3.1.3 建设规模

本次克深38井地面工程计划新建克深38井采气井场1座，新建克深38井至克深5集气干线线路阀室的采气管线1.45km；配套电气、仪表、通信、结构、道路等辅助工程。

设计单井产能气 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，油 $20\text{t}/\text{d}$ 。

3.3.1.4 工程组成

本次工程包括井场建设工程及集输工程。工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	产能	天然气		万 t/d	30	建成后产天然气 30 万 m^3/d ，产油 20t/d。
2	主体工程	井场工程	新建井场	座	1	新建克深 38 井场 1 座，占地面积 0.14 公顷
		油气集输工程	新建单井采气管线	km	1.45	新建克深 38 井至克深 5 集气干线线路阀室采气管线，规格 DN80/LC65-2205，埋深 1.5m
3	公用工程	供电工程		/	/	依托本项目附近已建电力设施。
		供水工程		/	/	依托本项目附近已建供水设施。
		通信工程		/	/	依托本项目附近已建通信设施。
		防腐工程		/	/	采气管线采用双相不锈钢无缝钢管 LC65-2205 (S32205)，执行标准《耐腐蚀合金管线钢管》API5LC-2020 中相关要求。
4	依托工程	油气集输和处理	采出水	采出水随天然气一起进入克深天然气处理厂油气水分离后，进入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，运至克拉苏油田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		
5	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，运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理； 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；生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置； 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，废防渗材料：由有资质单位处理
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，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
6		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。

3.3.1.5 工程投资

本工程总投资约 732.44 万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，实现井站无人值守。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区域地质构造

克深 38 井位于塔里木盆地北缘，南天山山前库（车）拜（城）构造区内。库拜构造区属于塔里木盆地边缘最新构造隆起带，库拜最新隆起构造区的大地构造归属于塔里木古陆地块（盆地），新构造单元又划归为南天山隆起区。受南天山挤压，其由一系列的线状背斜隆起与向斜拗陷相间排列构成。库拜山前最新隆起构造区，基本属于压性构造，以新褶皱发育为主，包括背斜和向斜。根据实地调查和区域地质资料分析，拟建场地及其附近地区未见大规模断裂构造，地质构造简单，新构造运动以缓慢上升运动为主，活动不强烈。

根据灾害地质评价和地震安全评价的有关资料，拟建场地所处的拜城县境内地震活动频率较低，断裂活动性较弱，未发现全新世以来的深大活动断裂，不具备形成强大地震危险地段的地质背景。区域地壳相对而言基本稳定，对工程建设影响一般

3.3.2.2 储层特征

根据勘探孔揭露，拟建场地在勘探深度范围内，主要为第四系全新统冲洪积层（Q4al+pl）圆砾，描述如下：

(1) 圆砾 (Q4al+pl)：杂色，稍湿，中密。母岩成分主要由砂岩、灰岩等组成，硬质岩碎屑为骨架，颗粒形状多为亚圆形，充填物为细砂及中、粗砂，少量粘性土充填，含少量卵石。该层在各孔均有分布，层底埋深 3.20~3.50m，层厚 3.20~3.50m。土石工程等级Ⅲ级。

(2) 圆砾 (Q4al+pl)：杂色，稍湿，密实。母岩成分主要由砂岩、灰岩等组成，硬质岩碎屑为骨架，颗粒形状多为亚圆形，充填物为细砂及中、粗砂，少量粘性土充填，含少量卵石，局部集，偶见漂石。该层在各孔均有分布，未揭穿，揭露最大厚度 16.70m。土石工程等级Ⅲ级。

3.3.2.3 流体性质参数

克深 38 井目前未试油，无组分分析，介质参考克深 5 区块物性数据。

(1) 天然气性质

克深 5 区块天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，为优质天然气。天然气平均相对密度为 0.557，天然气甲烷平均含量为 97.52%，乙烷平均含量 2.29%，丙烷及以上烃组分平均含量 0.04%，氮气 (N₂) 平均含量为 0.668%，不含硫化氢，CO₂ 含量为 0.61%；典型单井天然气物性表 3.3-2。

表 3.3-2 单井天然气物性表

甲烷	乙烷	丙烷以上	CO ₂	H ₂ S	N ₂	相对密度
96.09~99.3%	0.27~0.32%	1.347~1.667%	0.12~2.53%	/	0.01~1.92%	0.56~0.58

(2) 凝析油性质

克深区块凝析油密度 0.786~0.829g/cm³(20°C)，平均 0.801 g/cm³；动力粘度 0.896~2.618mPa.s(50°C)，平均 1.27mPa.s；凝固点-24~20°C，平均值 6.58°C；初溜点 64~133°C，平均 86.89°C；含硫 0.02~0.9%，平均 0.12%；含蜡 0.15~16.3%，平均 8.04%，具有密度低、粘度低和含硫低的特点。

(3) 地层水性质

地层水水型为 CaCl₂ 型，地层水密度 1.15g/cm³；氯离子含量为 118000~149000mg/L，矿化度 193500~250500mg/L。

3.3.3 总体布局

3.3.3.1 开发部署

本工程新建克深 38 井采气井场 1 座，采气井场为无人值守站场，定期巡检。参照油田公司标准化井场-井口加热型布置，井场长 41.6m×宽 34m。井场主要

设置有井口区 8m×8m，工艺装置区 20m×15m，放喷池 8m×3m，电控信一体化橇 4.2m×3.5m。电控信一体化橇布置在井场入口处，井场放喷池布置在井场的最小频率风向的上风侧，井场平面布置图见 3.3-1。

克深 38 井采出气计量后通过新建克深 38 井至克深 5 集气干线线路阀室的采气管线混输至已建克深 5 集气干线阀室，输至克深天然气处理厂。

3.3.3.2 主要技术经济指标

本次工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建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	采气井场	新建采气井场	口	1
2			日产天然气	10 ⁴ m ³ /d	30
3			日产油	t/d	20
4			集输管线	km	1.45
5	综合指标	总投资		万元	732.44
6		环保投资		万元	37
7		永久占地面积		hm ²	0.86
8		临时占地面积		hm ²	2.22
9		劳动定员		人	不新增
10		工作制度		h	8760

3.3.4 主体工程

本项目主要包括油气集输工程、井下作业工程及封井工程，项目总平面布置图见图 3.3-2。

图 3.3-2 项目总平面布置图

3.3.4.1 油气集输工程

(1) 采气井场

拟建工程新建克深 38 采气井场，设计规模为日产气为 30 万 m³，产油 20t/d。井口天然气经节流后去集输管道，采气树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，井场主要工程内容见表 3.3-4，

表 3.3-4 拟建工程采气井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
采气井场	1	采气树	—	座	1
	2	电控信一体化撬	—	座	1
	3	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1
	4	可燃气体检测报警仪	—	台	1
	5	智能压力变送器	—	台	2
	6	智能一体化温度变送器	—	台	2
	7	孔板计量装置	—	套	1

(1) 管道工程

拟建工程新建集输管线 1.45km，具体工程内容见 3.3-5。

表 3.3-5 集输管线部署一览表

序号	类别	起点	终点	长度(km)	敷设方式	管径和材质
1	集输管线	克深 38 井	克深 5 集气干线线路阀室	1.45	埋地敷设	规格 DN80/LC65-2205

3.3.4.2 道路工程

本次修复钻井道路 1.1km，采用四级公路标准，设计时速采用 20km/h，双车道，路面宽 6m，单侧路肩宽 0.25m，路基宽 6.5m，路面采用天然砂砾路面。

在克深 38 井东侧约 400m 处设置 2-1m 圆管涵，在路基北侧设置 70m 路基防护，路基南侧设置 60m 路基防护，共计 130m。

3.3.4.3 井下作业工程

(1) 井下作业工艺

采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液/滑溜水激活天然裂缝；采用不同酸液体系进行近、中、远井区域的刻蚀。结合本区块改造的需求，具体用液组合需根据不同改造工艺优选改造液组合。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比和详细成分。

(2) 改造材料及配方

酸液体系：根据区块改造储层岩心酸溶蚀实验确定酸液浓度，并配套相关添加剂。主体酸配方：8%~12%HCl+3.6%缓蚀剂+常规添加剂。

压裂液体系：预测储层温度 160℃，选择压裂液体系：0.4%~0.45%超级瓜胶+0.5%助排剂+0.8%温度稳定剂+0.4%交联调节剂+2.0%KCl+0.1%杀菌剂。

支撑剂体系：采用高强度陶粒，段塞粒径：70 目~140 目；主加砂支撑剂：40 目~70 目、尾追 30 目~50 目陶粒。

(3) 井下作业设备配置

井下作业施工设备分为地面动力机械设备和井下工具,具体设备设施情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 井场井下作业施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5 辆
电缆绞车	—	—	1 辆
混砂车	—	—	3 辆
供液系统	—	—	1 套
压裂车	20	m3	3 辆
酸罐车	20	m3	3 辆
加压泵组	—	—	2 套
废液收集罐	30	m3	10 个

3.3.4.4 封井工程

随着天然气开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终井场将进入退役期。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,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。采用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,避免发生油水串层;对废弃井应封堵内井眼,拆除井口装置,地下截去一定深度的表层套管,清理场地,清除填埋各种固体废物,恢复原有地貌;临时占地范围具备植被恢复条件的,应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理,随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复,使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.5 配套工程

3.3.5.1 供电工程

本工程克深 38 采油井场新建 10kV 线路主线长度共 0.692km,接至托已建的 10kVKS5 线。并考虑为后期开发提供保障,导线采用 1×JL/G1A-70/10 型。新建线路电源引接点下一基杆设 1 组 10kV 柱上隔离开关、避雷器组、接地短路故障指示器。

采油井场新建 1 座 50kVA 10/0.4kV 杆架式变电站为其供电。变压器采用油

浸式节能型变压器（能效等级 2 级）。在变压器围栏外设低压开关箱，采用电缆直埋地敷设至井场用电设备。

3.3.5.2 给排水

（1）给水

施工期不设置施工营地，施工期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，主要用于管道试压。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

（2）排水

施工期废水主要为生活污水、试压废水。生活污水依托克深作业区公寓生活污水处理装置处理。试压结束后用于洒水抑尘。

运营期采出水随天然气输送至克深天然气处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理处理。

3.3.5.3 防腐工程

集输管道防腐层采用高密度聚乙烯，干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ ，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 $\geq 50\text{mm}$ 。防护层为聚乙烯夹克层，厚度 $\geq 1.6\text{mm}$ 。从生产厂家运来的集输管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

3.3.5.4 自控工程

井场设置 1 套 RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入 RTU。RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至克深天然气处理厂 SCADA 系统进行远程监控，并接受远程关井命令。

3.3.6 依托工程

3.3.6.1 克深天然气处理厂

（1）克深天然气处理厂概况

克深天然气处理站包含在《克拉苏气田克深区块地面建设工程》内，该工程已于 2014 年 11 月 14 日由原国家环境保护部以环审[2014]299 号文予以批复，2016 年 12 月新疆维吾尔自治区环保厅以新环函（2016）2031 号文进行了竣工环保验收。克深天然气处理站天然气总处理规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油处理规模为

50t/d、气田水处理规模为 2000m³/d。

目前克深天然气处理厂设有 1 套规模为 60×10⁸m³/a 的集气装置、2 套脱水脱烃装置，单套装置处理规模为 1000×10⁴m³/d，2 套脱固体杂质装置、2 套乙二醇再生及注醇装置、1 套凝析油处理装置（设计规模为 50t/d）。天然气脱水脱烃采用“注乙二醇”+“J-T 阀节流制冷”低温分离工艺，脱固体杂质采用化学反应吸附法，乙二醇再生循环使用。

（2）天然气处理

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

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

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

（3）采出水处理

克深天然气处理厂采出水处理系统采用“重力沉降除油”的处理工艺处理后，水质达到《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，经回注管线输送至井场回注地层，设计最大回注量 1518m³/d，目前生产运行正常。

（4）依托可行性

拟建方案实施后天然气及采出水由克深天然气处理站处理，克深天然气处理站运行负荷见表 3.3-7。

表 3.3-7 克深天然气处理站运行负荷表

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×10 ⁴ m ³ /d	2000	1300	700	30	可依托
采出水 m ³ /d	2000	1200	800	35	可依托

由上表可知，本工程天然气、采出水依托克深天然气处理站处理可行。同时本工程采出水为 35m³/d，采出水处理达标后回注地层，工程依托可行。

3.2.6.2 克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站（简称“环保站”）位于拜城县西南部，中心地理坐标为*。是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。

《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字〔2019〕260 号)（见附件 13），并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字〔2019〕834 号)。

(1) 磺化泥浆废弃物处理工艺

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

(2) 水处理工艺

一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝

中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺。具体废水处理装置功能特点如下：

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

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

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

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

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

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

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

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 1000m³/d，本工程井下作业废水的产生量为 228m³/a，依托可行。

3.2.6.3 哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部。分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标*；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为*。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 2016 年 11 月 7

日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626号), 2020年5月4日, 塔里木油田分公司进行了竣工环境保护自主验收。

钻试修废水采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理, 即主要通过物理分离作用, 将废水中的油类物质、悬浮物、SRB菌等去除, 从而达到水质净化的目的, 处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的回注水质指标V级要求, 用于哈拉哈塘油田油层回注用水。本工程实施后, 井下作业频次不变, 不新增井下作业废水, 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站可以继续满足本工程井下作业废水处理要求, 依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.2.6.4 库车畅源生态环保科技有限责任公司

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

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

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

①含油率大于5%的含油污泥进化学水洗工艺装置处理; 水洗工艺装置回收

含水率大于 5%的污油进低温热解析工艺装置处理。

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

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

库车畅源环保科技有限公司处理能力情况见下表。

3.3-8 库车畅源环保科技有限公司处理能力一览表

序号	项目内容	经营许可证核准处置规模	现状处理量	富余处理能力	项目新增产能
1	HW08 类危险废物	46 万 t/a	27.6 万 t/a	18.4 万 t/a	154t/a

公司位置由 S307 省道、G579 国道相连，交通方便，且富余处理能力满足本工程少量清管废渣新增处理量，因此项目运营期危险废物可依托库车畅源环保科技有限公司等有危废处理资质的单位进行处理，依托可行。

3.4 工程分析

3.4.1 主要生产工艺及产物节点

油气开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油（气）、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

本次工程主要为采气、集输及道路生产工艺。

3.4.1.1 施工期

本工程地面工程主要包括道路建设、井场及管线连接，管线敷设等。

(1) 道路建设

工程需修建井场道路 1.1km，采用四级公路标准，设计时速采用 20km/h，双车道，路面宽 6m，单侧路肩宽 0.25m，路基宽 6.5m，路面采用天然砂砾路面。

路基施工：根据选定路线，首先对路基范围内的树根、草根、垃圾应认真清除干净。接近设计标高时，应根据土质适当预留虚高、找平，以保证压

实后符合设计高程及横坡，并应根据道路中心线检查两侧路基宽度，防止偏移。

碎石层施工：人工在边线以外位置，培高路肩，按运输车辆计算路面所用砂石料数量，在路面撒白灰线分格，做到砂石料卸车后，成排成行，便于下一步平整工作。

整形及碾压：先用推土机粗平，结束后用平地机精平，平地机由两侧中心刮平，精平结束后用压路机碾压。

(2) 井场建设

克深 38 井（勘探井）钻井工程已取得环评批复，本工程工期不含钻井内容，待钻井结束后，钻井队对施工场地临时占地进行平整恢复，本工程不涉及井场平整的工程内容。拟建工程设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。

井场建设废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。

(3) 管线建设

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.3-1。

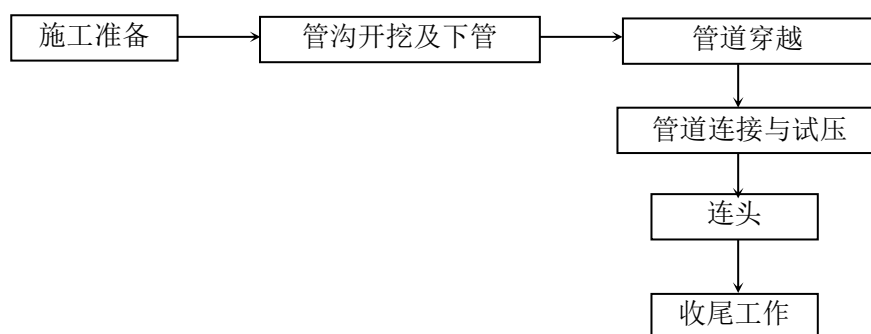


图 3.4-1 施工方案工艺流程图

① 施工准备

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

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。施工作业带宽度 8 米，管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，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。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。管沟开挖采用机械开挖。

③管道穿(跨)越

管道穿越等级公路使用钢筋混凝土套管进行保护，采用顶管施工的方式；井场道路穿越采用大开挖的穿越方式。有套管穿越公路时，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m。保护套管采用钢筋混凝土套管，并满足强度及稳定性要求。管道穿越沟渠采用大开挖方式。

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

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

进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图 3.4-2~3.4-4。



图 3.4-2 穿越道路施工作业示意图

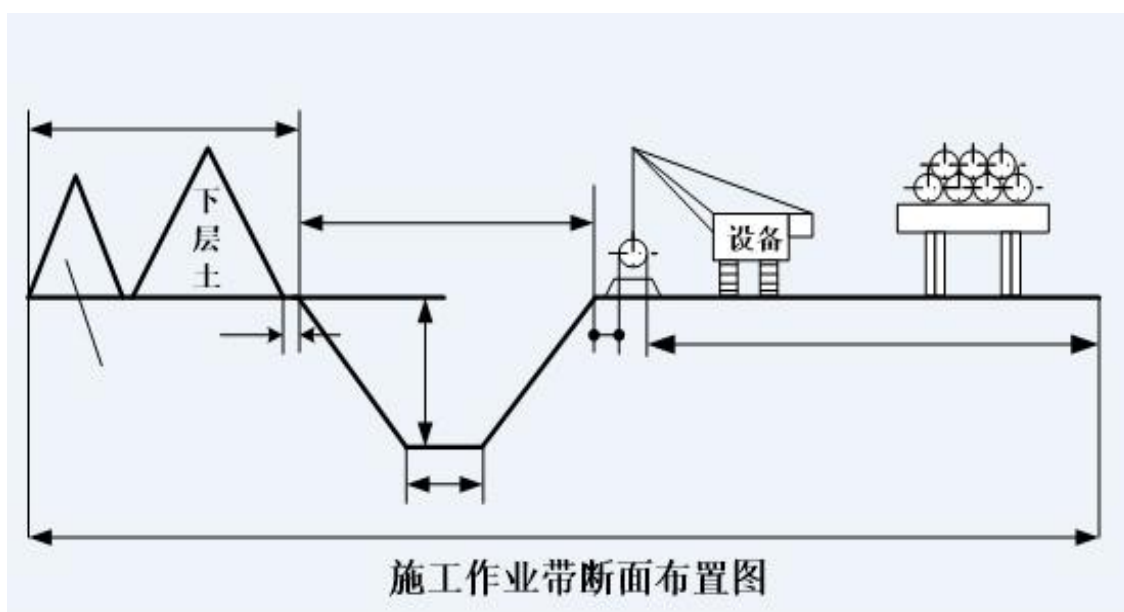


图 3.4-3 一般地段管道施工方式断面示意图

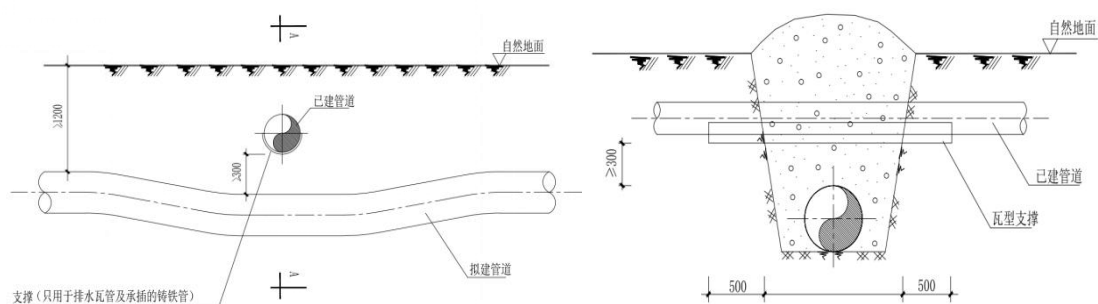


图 3.4-4 管道交叉施工作业示意图

④管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

⑥收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层沉降富余量，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。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

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

井场天然气通过井口经两级节流后通过孔板流量计计量经新建管道输送至 1# 阀井，最终送至克深天然气处理厂处理。

(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无组织废气(G1)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水(W1)和井下作业废水(W2)，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油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树(N1)、井下作业设备(N2)运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。克深 31 气藏为典型的干气气藏，不产油，同时工程不设置收发球筒，不进行清管作业，故无固体废物产生。

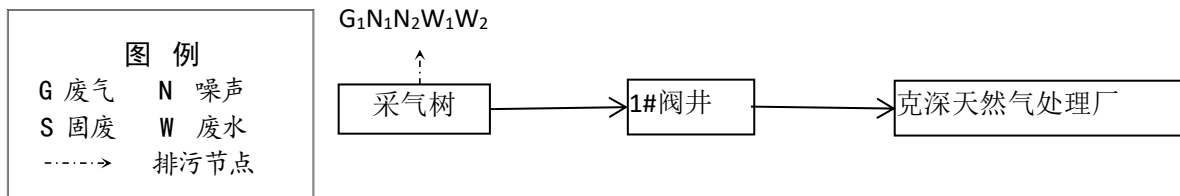


图 3.4-5 井场油气开采及集输工艺流程图

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。

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，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期污染源及其防治措施

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集输管线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。临时占地包括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的永久占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、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 3.08hm²，其中永久占地 0.86hm²、临时占地 2.22hm²，详见表 3.4-1。

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	0.14	0.60	0.74	本次克深 38 井参照油田公司标准化井场-布置,永久占地为井场长 41.6m×宽 34m,临时占地面积为 5950m ² (70m×85m)。
2	集输管线	0	1.16	1.16	新建采气管线 1.45km,作业带范围 8m。
3	井场道路	0.72	0.22	0.94	新建道路 1.1km。路基宽 6.5m,扰动范围路基外两侧 2.0m;均按照 20cm 天然砂砾进行铺筑。
4	临时生活区	0	0.24	0.24	每个井场临时生活区占地面积 2400m ² 。
	合计	0.86	2.22	3.08	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本工程在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气及焊接废气。

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，管线施工过程中管沟开挖周期较短，且采取洒水抑尘，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。

——车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.4-2 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.4-2 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量 单位：kg/辆·km

车速	P					
	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

——土石方工程及裸露场地产生的扬尘

管沟开挖、回填等土石方作业过程中，由于扰动了地表，破坏了原来的土壤结构，同时土方起落高差等因素，均会导致扬尘的产生；另一方面，由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，露天堆场和裸露场地在气候干燥又有风的情况下，较易产生风力扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

②施工车辆尾气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③焊接废气

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。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

①生活污水

油气集输工程施工人数约 10 人,施工周期 30 天,按生活用水量 100L/d·人计,生活用水量总计约 30m³。拟建工程不设施工营地,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管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水,对于管线长度大于 2km 的管道,每 2km 试压一次,试压用水循环使用,对于管线长度小于 2km 的管线,全管段试压。根据工程管线长度及直径,试压用水量约为 16m³,管道试压废水中主要污染物为 SS,试压水由罐车收集后,进入下一段管线循环使用,试压结束后用于荒漠区洒水抑尘。

(3) 固体废物

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

①土石方

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,管沟每延米挖方量约 3.84m³,合计挖方约 4224m³,所有挖方后期全部回填,无弃方。

综上所述,本工程共开挖土方 4224m³,回填土方 4224m³,借无借方、弃方,开挖土方主要为管沟开挖产生土方,回填土方主要为管沟回填。

②管道焊接及吹扫废渣

根据类比调查,焊接及吹扫废渣的产生量约为 0.05t/km,本工程焊接及吹扫废渣产生量约为 0.0725t,收集后送克深固废填埋场填埋处置。

③生活垃圾

油气集输工程施工人数约 10 人,施工周期 30 天,平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg,生活垃圾产生量共计 0.15t。施工人员生活垃圾随车带走,运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置,现场不遗留。

(4) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等，产噪声级在 84~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-3。

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场进场道路	扬尘机械、车辆尾气放喷伴生气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO ₂	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	30m ³	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
		管道试压水	SS	16m ³	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，试压结束后用于场地洒水降尘。
固体废物	井场	施工土石方	/	/	挖方约 4224m ³ ，所有挖方后期全部回填，无弃方
		生活垃圾	/	0.15t	施工人员生活垃圾随车带走，运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置
		施工废料	/	0.0725t	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深固废填埋场填埋处置
噪声	井场	施工设备及车辆	/	84-90	声环境

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

(1) 采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气液在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。由于本工程采气井目前没有得到试采数据，参考《克拉苏气田克深 5 区块调整方案指标预测报告》中各单井的预测指标周围

已建气井最大产水量为 35m³/d，估算出本次气井最大采出水量为 35m³/d（12775m³/a）。采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本工程 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.56t、57.49t、0.89t、0.002t。通过集输管线最终汇至克深天然气处理厂处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括气井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120 石油和天然气开采业专业及辅助性活动行业系数手册”（详见表 3.4-4）计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-4 井下作业废水产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	34679	回收回注	0
				石油类	克/井	6122	回收回注	0

结合工程实际特点，井区内气井为高压高产气井，参照非低渗透油井系数，采用表非低渗透油井洗井作业产污系数计算本工程运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.4-5。井下作业废水自带回收罐回收，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的有关要求后回注地层。

表 3.4-5 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)
工业废水量	76.0t/井	76
化学需氧量	104525g/井	0.1

石油类	17645g/井	0.02
-----	----------	------

3.4.3.2 废气污染源

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）等要求对无组织废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-6。

表 3.4-6 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量(t/a)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.001	8760	0.009

源强核算过程：

无组织非甲烷总烃核算：

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(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言，VOCS 主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

式中：E 设备——设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

WF_{TOC, i}——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文

件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-7 设备与管道组件 eTOC, i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 eTOC,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

WFVOCs, i 和 WFTOC, i 比值取 0.1。根据设计单位提供的数据，工程井场涉及的阀门、法兰密封点数量如表 3.4-8 所示。

表 3.4-8 拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
采气井场密封点						
1	气体阀门	30	0.024	0.0002	8760	0.002
2	法兰或连接件	60	0.044	0.0008	8760	0.007
合计						0.009

经核算，拟建工程采气井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.001kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，采气井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.009t/a。

3.4.3.3 固体废物污染源

(1) 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油与天然气开采行业中天然气固体废物产排污系数（0.007 吨/万立方米-产品），因此本工程油泥（砂）产生量约为 69.3t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油

脚，本工程产生的油泥（砂）由库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理进行无害化处理。

（2）清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建管线共计 1.45km，每次废渣量约 1.67kg。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），清管废渣危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 251-001-08 清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物，本工程产生的清管废渣由库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理进行。

（3）废防渗材料

废防渗材料主要是在修井过程产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。单块防渗布重约 250kg（12m*12m），单井作业用 2 块，则本工程产生废弃防渗布约 0.5t，修井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 0.25t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，可委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理。

（4）井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.4-9），计算井下作业固废的产生量。

表 3.4-9 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	263.98	无害化处理/处置/利用

	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	82.3	无害化处理/处置/利用
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

根据表 3.4-9 计算，因此本工程井下作业过程废压裂液产生量为 261.34m³/a，废酸化液产生量为 81.48m³/a，废洗井液产生量为 25.04t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，交由哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站或其他具备资质的单位进行无害化处理。

3.4.3.4 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后噪声污染源治理措施情况见表 3.4-10，拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

表 3.4-10 噪声污染源强一览表

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	采气井场	采气树	1	80	基础减振	15
2	井下作业	压裂车	3	85	基础减振	15
3		酸罐车	3	85	基础减振	15
4		加压泵	3	90	基础减振	15
5		混砂车	2	85	基础减振	15

3.4.3.5 运营期污染源汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-11。

表 3.4-11 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	烃类	0.009t/a	0.009/a	大气
废水	采出水	采出水量	12775t/a	0	通过集输管线最终汇至克深天然气处理厂处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)中标准后回注地层
		COD	57.49t	0	
		SS	0.56t	0	
		石油类	0.89t	0	
		挥发酚	0.002t	0	
	井下作业废水	井下作业废水量	76t	0	井下作业废水拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站或其他有资质单位进行无害化处理
		COD	0.1t	0	
石油类		0.02t	0		
固体废物	油泥(砂)	石油类	69.3t/a	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理
	清管废渣	石油类	0.0017t	0	
	废防渗材料	石油类	0.25t/a	0	

噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	40-110dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施
----	-----------	------	-------------	------	-------------------------

3.4.4 污染物排放“三本账”

本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 拟建工程实施后“三本账”的排放情况一览表 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		
现有区块排放量	3.67	0	2.75	24.61	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.009	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	3.67	0	2.75	24.619	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.009	0	0

3.5 清洁生产水平分析

3.5.1 清洁生产评价指标

3.5.1.1 工艺技术与装备

- (1) 机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。
- (2) 对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。
- (3) 采用先进可靠的自动控制系统技术，提高生产运行参数的准确性。
- (4) 工艺过程为全密闭式，除无组织排放外，各区块基本没有大气污染物排放。

(5) 采用高效节能设备、材料和密封性好的阀门，采气管道采用内防腐层和阴极保护技术，提高设备利用率和安全性，充分减少天然气在管线中的损失。

(6) 采用已在国内外油气田得到广泛应用的 SCADA 监控与数据采集系统，完成克拉苏气田克深区块项目整个作业区生产数据采集、管理、分析处理等工作。

(7) 计量站控制系统采用远程终端测控单元 (RTU)；计量站控制系统采用可编程控制器 (PLC)；集中处理站控制系统采用分散控制系统 (DCS)。作业区信息中心完成油田生产数据采集、数据管理、数据分析处理等工作。

3.5.1.2 资源能源利用

本工程设计在以下几个方面采取节能措施：

- (1) 机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

- (2) 对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。
- (3) 采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。
- (4) 工艺过程为全密闭式，没有油气排出。
- (5) 选用低损耗变压器，以降低电能损失。

3.5.1.3 产品指标分析

本工程产品主要为天然气和凝析油，天然气属于清洁能源，在使用过程中污染物产生量少。

3.5.1.4 污染物产生指标分析

(1) 废水

气田采出水是气田开发过程中的主要废水，本工程井场的采出水分别依托克深天然气处理生产废水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)中标准中指标后回注地层，不向外环境排放。

(2) 废气

该工程采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。

(3) 固体废物

集输管线每年清管 1 次，清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，可委托塔里木油田绿色环保站或有资质的单位进行无害化处理。

(4) 噪声

站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗，选用高效节能电气设备，合理确定供配电线路和电缆，减少线路损耗。

(5) 生态保护及水土保持措施

本工程在管线的选线、敷设过程中，尽可能地选在植被较为稀少的荒地上，最大限度地避开珍惜保护植被。

严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，使气田开发与生态环境保护协调发展。

通过以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.5.1.5 废物回收利用指标分析

本工程为达到节能增效、综合利用的目的，加强作业废液的处理和综合利用。

(1) 井场用水实行管制冲洗砂样在容器中进行，机泵冷却水循环利用，且冲洗设备不用清水。

(2) 选用操作灵活、密封性能好的阀门，减少天然的漏损量。

(3) 采用节能型电气设备，如节能型变压器和高效节能灯具等。

(4) 备用发电机组选用先进、节能的发电机组，减少能耗。

(5) 合理提高用电设备功率因数，合理选择电动机、变压器容量，降低电能损耗。

3.5.1.6 环境管理要求

在气田开发的生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范气田生产行为，对井下作业、施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使作业队实施清洁生产有法可依、有章可循，规范企业及职工的生产行为。

(1) 把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全克拉苏气田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治，清洁生产工作。

(2) 在治理方法上从提高对原材料和资源的利用率入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

(3) 生产过程中加强生产管理，对管线及井口装置定期进行检查和维修，减少或杜绝生产过程中跑、冒、滴、漏现象的发生。

本工程将与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展，达到污染控制、节约能源、降低能耗与生产技术相结合，采用国内外最先进技术，推行清洁生产综合利用，尽可能充分利用资源、能源、减少或消除污染物的产生，使废弃物在生产过程中转化为可利用资源，消除污染。同时在污染治理上水污染防治以节水和污水资源化为核心；大气污染防治以节能为核心；防治固体废物污染以减量化和资源化为核心。

另外，本工程在污染防治战略上，从侧重污染末端治理逐步转化为生产全过程控制；在污染物排放控制上，由重浓度控制转变为浓度控制与总量控制相结合；在污染治理上，由重分散的点源治理专变为分散治理与集中控制相结合。

3.5.2 清洁生产水平分析

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。

（1）评价指标体系

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。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1、表 3.5-2 及表 3.5-3。

表 3.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	12,600	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000-3000m		≥50%		
			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
	柴油机效率	%	10	≥80%	90%	10	
	污油回收率	%	10	≥90%	100%	10	
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤17.9	3
		石油类	mg/L	5	≤10	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	5		

		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5	25.29	2
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	98%	8
(4) 污染物产生指标	20	作业废液量	m ³ /井次	10	≤5	263.98	0
		石油类	mg/L	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	7	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5		1.7	5
定性指标							

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
(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	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
(2) 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
		制定节能减排工作计划		5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.5-3 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	清洁生产审核		
						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: ≤ 500.5	0.5	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	69.53	0	
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤ 150	4500	0	
		落地原油回收率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥ 60	90	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤ 20	0	10	
		采油废水有效利用率	%	10	≥ 80	80	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	清洁生产审核得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气设施	采气过程醇回收	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程			全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	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	10
		开展清洁生产审核，并通过验收	20	20
		制定节能减排工作计划	5	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	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：

P1——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：

$$P2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：

P2——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：

$$P = 0.6P1 + 0.4P2$$

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P1——定量评价指标考核总分值；

P2——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-4。

表 3.5-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.5-3、表 3.5-4 及表 3.5-5 计算得出：本工程综合评价指数得分 87 分，介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

3.6 总量控制

3.6.1 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，结合工程实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.6.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.6.3 总量控制建议指标

采出水随采出油气输送至天然气处理厂处理，经处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注于地层，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本次评价采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，工程运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.009t/a。

综上所述，本工程总量控制指标为：VOCs：0.009/a。

3.7 与相关法律法规、规划符合性分析

3.7.1 与国家产业政策协调性分析

本工程位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地油气开采区域内，有助于推进塔里木盆地的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油天然气开采”列入“鼓励类”项目。项目的建设符合国家的相关政策。因此，本项目的建设符合国家的相关政策。

3.7.2 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以**塔里木**、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于**塔里木盆地**的天然气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.3《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纲要》

《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纲要》第一章加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目属于**塔里木盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.4 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域

四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，该区域的功能定位是建成国家重要的石油天然气化工基地，新疆重要的煤炭生产和电力保障基地、装备制造基地、钢铁产业基地、农产品精深加工基地、纺织工业基地，着力增强对南疆经济的辐射带动作用。本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。本项目在主体功能区划图中的位置详见图 3.7-1。

3.7.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

“十四五”时期是开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，是贯彻落实新时代党的治疆方略的关键五年。新疆生态环境保护“十四五”规划从“准确识变，科学把握新发展阶段”、“坚持创新引领，推动绿色低碳发展”、“应对气候变化，控制温室气体排放”、“加强协同控制，改善大气环境”、“强化‘三水’统筹，提升水生态环境”、“加强源头防控，保障土壤环境安全”、“推进农业绿色生产，改善农村生态环境”、“坚持系统保护，维护生态安全”、“强化风险防控，严守生态环境底线”、“加强安全监管，确保核与辐射安全”、“加强能力建设，提升环境监管水平”、“深化改革创新，建设现代环境治理体系”、“规划实施保障措施”等几个具体方面对新时期区域生态环境保护工作提出了新思想、新原则、新目标。规划要求在“十四五”时期，生产生活方式绿色转型成效显著，国土空间开发保护格局得到优化，能源开发利用效率大幅提升，能耗和水资源消耗、建设用地、碳排放强度得到有效控制，简约适度、绿色低碳的生活方式加快形成；生态环境质量持续改善，主要污染物排放总量持续减少，空气质量稳步改善，重污染天气明显减少，水环境质量保持总体优良，水资源合理开发利用，巩固城市黑臭水体治理成效，城乡人居环境明显改善；生态系统质量稳步提升。生态安全屏障更加牢固，生物多样性得到有效保护，生物安全管理水平显著提高，生态系统服务功能不断增强；环境安全得到有效保障，土壤污染风险管控和安全利用水平巩固提升，固体废物与化学物质环境风险防控能力明显增强，核安全监管持续加强，环境风险得到有效管控；现代环境治理体系进一步健全，生态文明制度改革深入推进，生态环境治理能力突出短板加快补齐，生态环境治理效能得到新提升。

其中，规划提出要坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合，坚持淘汰落后与鼓励先进相结合，支持产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进，坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展，引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变，加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。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、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；适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化；深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

本工程为陆地天然气开采项目，项目的建设严格执行新要求、新标准，同时塔里木油田分公司不断优化调整开采工艺，推动油田产能开发过程中节能环保的发展，使企业向绿色生产、清洁生产转变。产能井场建有 RTU 一体化系统，信息上传至联合站，井场基本实现了无人值守。本工程在建成运营过程中，实施全流程密闭集输，严格控制 VOCs 等污染物的无组织挥发，污染物总量消减来源由油田企业自找替代来源；钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后综合利用，危险废物严格按照《危险废物转移管理办法》（部令 2021 第 23 号），实施危险废物转移管理制度，同时按照新发布实施的《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）文件进行管理和要求。

综上，本工程的建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》。

3.7.6 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；

第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本工程位于阿克苏地区拜城县境内，工程评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本工程的油气采用密闭集输至天然气处理厂处理系统处理后外输。综上所述，工程建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.7.7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水由克深天然气处理厂处理；井下作业时带罐作业，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处置，落地油 100%回收，产生油泥（砂）等危废委托接收库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理。工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.7.8 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设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

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。

本工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至克深区块固废填埋场处置。工程施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。工程建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.7.9 与《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）符合性分析

本工程与《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）符合性分析见表 3.7-1。

表 3.7-1 与“新环发[2018]133号”符合性

序号	《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》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	油气田开发建设项目的建设运营单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	本工程已明确建设运营单位，并提出切实履行好监督管理责任的要求。	符合
2	严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处，凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件，报地州市环保局审批；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。	本工程严格落实了油气田开发项目环评等级及权限。塔里木油田分公司已提交“一张图”。本工程建设内容位于“一张图”范围内。	符合
3	针对部分油气田开发企业存在的“边建边投、未验先投”环境违法行为开展专项清理。各油气田开发业主单位高度重视，认真开展自查，清理违法行为，对自查中存在“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目，主动接受行政处罚，尽快完善环保手续；确属“分期建设”的，应制定实施分期建设、分期环保验收的整改方案，严格落实各项环境保护措施，依归合法生产运营。整改方案须明确整改完成竣工环境保护验收时间，	本工程为改扩建项目，不属于“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目。	符合

	已投产项目原则上须于3个月内完成竣工环境保护验收。自查报告和整改方案及建设及环评范围“一张图”于9月30日前同步上报。		
4	对属于整体开发的油气田开发区域，支持以整体开发建设项目报批环评文件，并结合油气田开发特点明确分期开发建设、分期投产的范围、时限及产能规模等，根据时限安排进行竣工保护验收和投运，从源头预防和杜绝违反“三同时”制度的环保违法行为。	本工程即以整体开发建设项目上报环评文件，并明确了投产的范围、时限及产能规模等，从源头预防和杜绝了违反“三同时”制度的环保违法行为。	符合
5	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。各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改进措施，不断完善和提供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，推动油气田开发建设绿色高质量发展。	本工程已提出要严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。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评价工作。	符合

3.7.10 与《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）符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发[2020]142号）转发了（环办环评函〔2019〕910号）的内容。本工程与《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）符合性分析见表3.7-2。

表 3.7-2 与“环办环评函[2019]910号”符合性

序号	《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》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	各有关单位编制油气发展规划等总体规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料 and 成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》，计划于2022年4月中旬上报审批部门，本工程属于克深区块，在天然气产能部署范围内。	符合
2	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告	《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告	符合

	告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。	书》已经就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出了预防和减轻不良环境影响的对策措施。	
3	规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的资源环境制约因素，提出了油气资源开发布局、水资源利用上限。涉及自然保护区、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。	《《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，切实维护了生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出了油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确了预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实了“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求。	符合
4	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	本工程是以克深区块开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
5	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	本工程为气田开采，已要求回注的开采废水应当经处理并符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准相关要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染，回注目的层为地质构造封闭地层，满足要求。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有	本工程钻井工程废弃钻屑及其他固体废物，遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有	符合

	关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，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。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求进行评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	关固体废物的管理规定进行处置；运营期产生的油泥砂、清管废渣为危废，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理进行无害化处理。	
7	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本工程最大限度的减少了油气的无组织挥发。	符合
8	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。	工程的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施；施工结束后应及时对工程区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
9	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本工程针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施。	符合
10	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	本工程建成后归属克拉采油气管理区管辖，克拉采油气管理区具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资。	符合
11	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、	工程建成后归属博克拉采油气管理区管辖，克拉采油气管理区具备完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，项目正式开工后，要求油气开采企业每年向具有管辖权的生态环境主管部门	符合

	退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管	书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管	
12	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。海洋油气勘探开发活动终止后，相关设施需要在海上弃置的，应当拆除可能造成海洋环境污染损害或者影响海洋资源开发利用的部分，并参照有关海洋倾倒废弃物管理的规定进行。拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。	已提出工程设施退役后须采取有效的生态环境保护措施。	符合
13	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.7.11 与《转发〈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〉》（新环环评发〔2020〕142号）相符性分析

本工程与《转发〈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〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析见表3.7-3。

表 3.7-3 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

序号	要求	工程情况	符合性
----	----	------	-----

1	<p>请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（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。</p>	<p>塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划，已开展规划环境影响评价工作。</p>	符合
2	<p>请各有关单位于 2020 年 8 月 31 日前将本公司已开展的油气发展（开发）相关规划及规划环评编制和报批（报审）情况、下一步开展油气发展（开发）相关规划和规划环评编制的计划报送我厅，并抄送各有关地（州、市）生态环境部门。</p>	<p>塔里木油田分公司已于 2020 年 8 月 31 日前将本公司已开展的油气发展（开发）相关规划及规划环评编制和报批（报审）情况、下一步开展油气发展（开发）相关规划和规划环评编制的计划报送至新疆维吾尔自治区生态环境厅</p>	符合
3	<p>油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。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。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。 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。</p>	<p>本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。</p>	符合
4	<p>各油气企业要切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理制度，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。</p>	<p>环评要求本工程所属油气企业要切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理制度，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。</p>	符合

3.7.12 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 317-2018)

符合性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 317-2018)分析见表 3.7-5。

表 3.7-5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 317-2018)符合性分析

意见要求	本工程情况	符合情况
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。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本工程开发方案设计考虑了区块资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	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。	本工程井场、站场选址、管线选线均经过严格论证后确定,项目区位于荒漠,无复垦条件。报告提出井场、站场、管线、道路不得超出既定作业范围,施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

3.7.13 与阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划符合性分析

本工程与《新疆生态环境保护十四五规划》符合性分析见表 3.6-6。

表 3.7-6 本工程与《新疆生态环境保护十四五规划》符合性分析

阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	以石化、化工等行业为重点,加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造,使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀,推进低泄漏设备和管线组件的更换,中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理,加快更换装载方式	本工程运营期采取的废气污染防治措施可有效减少有组织废气、无组织非甲烷总烃和 H ₂ S 的排放,减轻对大气环境的影响。	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	运营期产生的废水依托阿克深处理站处理。废水均不向外环境排放;严格执行《环境影响评价	符合

	<p>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。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全</p>	<p>技术导则《地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求 进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全</p>	
	<p>加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划</p>	<p>营运期固体废物主要为清管废渣和油泥砂，属于危险废物，由委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。</p>	<p>符合</p>

3.7.14 与《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

本工程与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.7-7。

表 3.7-7 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

文件名称	规划要求	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。到 2025 年实现年产 3750 万吨油当量油气田。	本工程属于规划中克拉苏气田（克深区块），符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。	符合
《关于<塔里木油田	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，	本工程不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控	符合

<p>“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》 (环审[2022]214号)</p>	<p>积极推动绿色发展,促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划,进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求,协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调,切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作,开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容,并采取合理、有效的保护措施,确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	<p>方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容,并提出了合理、有效的保护措施,确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	
	<p>(二)合理确定开发方案,优化开发布局。根据区域主体功能定位,结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求,依据生态环境影响评价结果,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对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求,进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序,优先避让环境敏感区,远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整。</p>	<p>本工程从穿越位置、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了线路比选,对工程原设计的选线进行了优化,减缓了对生态环境的影响。</p>	<p>符合</p>
<p>《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》 (环审[2022]214号)</p>	<p>(三)严格生态环境保护,强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题,采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施,确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求,有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平,对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要</p>	<p>本工程建设占用土地资源相对区域资源利用较少,土地资源消耗符合要求。工程用水量较少,施工废水、生活污水等进行综合利用,节约了水资源;天然气开采过程中采用电加热,输送采用密闭集输,可减少废气污染物的排放,实现污染物达标排放;能源利用均在区域负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限。工程运营期油气处理和采出水依托克深天然气处理厂,井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站或其他有处理资质的单位处理,处理满足《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016))</p>	<p>符合</p>

	求及分析方法》(SY/T5329-2022)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。	后回注地下,提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施;工程建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用,不能利用的均进行合规处置。	
《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》(环审[2022]214号)	(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。	本工程严格控制占地面积,工程建设过程中开展防沙治沙工作,并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理,保障区域生态功能不退化。	符合
	(五)加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求,继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作,避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求,加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求,加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代,加大油气开发区域生态环境综合治理力度,激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力,推动区域生态环境持续健康发展。	克拉采油气管区后续按照规划相关要求,加快关停井场生态恢复,积极开展清洁生产审核,并响应国家、自治区相关要求,进一步减少燃气加热炉的使用等,推动区域生态环境健康发展。	符合
	(六)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	克拉采油气管区定期开展后评价工作,现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系,后续需进一步加强生态监测,根据监测结果,及时优化开发方案和环保措施。	符合
	(七)建立畅通的公众参与平台,及时解决公众提出的环境问题,满足公众合理的环保诉求;定期发布环境信息,并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	(八)规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作,重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况,论证环境保护措施有效性;在规划区域内新建、扩建、技术改	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查,论证了环保措施有效性,对区域环境调	符合

	造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	查中污染源现状调查进行了适当简化。	
--	-------------------------------------	-------------------	--

3.7.15 与《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》符合性分析

《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》提出，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、博孜一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。

本工程位于塔里木盆地油气基地克拉苏气田，属于两大油田公司中的塔里木油田开发项目，符合规划要求。

3.7.16 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.7-8。

表 3.7-8 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》 (自然资规〔2021〕2号)相关要求		本工程情况	符合性
临时用地 选要 和 用 限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程占地类型为裸土地不占用耕地。工程施工前应先办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为裸土地，不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据塔里木油田分公司之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范 临 用 地 审 批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套建设用地上，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。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地	符合

		复垦。	
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	塔里木油田分公司不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	

3.7.17 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》文件中指出：对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。本次评价分析了实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》要求。

3.7.18 与《拜城县国土空间总体规划（2021-2035）》符合性分析

该规划范围为拜城县全域，规划总面积为 1.59 万平方公里，包括县政府驻地拜城镇及 14 个乡镇（管委会），157 个行政村。规划基期年为 2020 年，规划期限为 2021-2035 年，近期目标年为 2025 年，远期目标年为 2035 年，远景展望至 2050 年。规划统筹划定落实“三条控制线”，优先划定永久基本农田、科学划定生态保护红线、合理划定城镇开发边界。规划按照全覆盖，不重叠的原则划分了六个区，本次工程位于塔里木油田的采矿权范围内，远离城镇，不在划定的生态保护区、生态控制区、农田保护区和乡村发展区，是符合拜城县的国土空间规划要求的，具体符合性分析见表 3.7-9。

表 3.7-9 本工程与拜城县国土空间总体规划符合性分析

分区	主要构成	管制要求	管制类型	规划符合性
生态保护区	生态保护红线范围内	严格按照禁止开发区管控，严禁不符合主导功能的各类开发活动	禁止建设区	本工程不在生态保护红线范围内

生态控制区		生态红线外的公益林、湿地、水源地等生态功能保持的区域,包括自然保留区	按照限制开发区管控,限制各类新增加的开发建设行为及种植、养殖活动,不得擅自改变用途	限制建设区	本工程不占用公益林、湿地、水源地等生态控制区
农田保护区		永久基本农田相对集中区域	鼓励开展高标准农田建设,未经批准不得改变农业用途	禁止建设区	本工程不涉及占用基本农田和一般农田
城镇发展区		城镇开发边界范围内	允许进行城镇开发和集中建设的区域,按照详细规划进行精细化管理	允许建设区	本工程远离城镇,不在城镇发展范围内
乡村发展区	村庄建设区	村庄建设区及一般农业、林业、牧业发展等区域	允许乡村特色产业发展及其配套设施建设,以及为改善农村人居环境而进行的村庄建设与整治	允许建设区	本工程远离城镇,不涉及占用基本农田、一般农田和林地,不在农业林业及牧业的发展区域
	一般农业区			限制建设区	
	林业发展区			限制建设区	
	牧业发展区			限制建设区	
矿产能源发展区		采矿区及矿产储量区	按照详细规划进行精细化管理	限制建设区	本工程塔里木油田的矿区范围内

3.8 选址选线合理性分析

工程选址符合生态环境分区管控要求,没有位于法律法规明令禁止建设的区域,避开了生态保护红线,远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区等。

(1) 本工程位于克拉苏气田克深区块内,工程区土地利用类型主要为裸土地,主要以荒漠生态系统为主,生态系统较为简单。植被主要是盐柴类灌木、半灌木。主要为合头草、盐爪爪,小半灌木假木贼、猪毛菜等。总体来看评价区域景观单一,植被盖度约 5-10%,有部分野生动物活动。

(2) 本工程地势平坦,钻前工程的场地平整对工程区土壤扰动较少。本工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、固定集中人群等敏感区,不涉及拟划定的生态保护红线。

(3) 本工程建成后井场场界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)标准限值;井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准;废水全部回注,不外排;固体废物全部妥善处置。工程建设对周边环境影响可接受。

(4) 本工程选址选线符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》等相关要求。

3.9“三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发〔2021〕18号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》(阿行署发〔2021〕81号)及2023年动态更新成果，本工程不在生态保护红线管控范围内，距离生态保护红线8.7km，与生态保护红线位置关系图见图3.10-1。

(2) 环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准，场站、井场占地土壤基本工程执行《土壤环境质量标准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，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括非甲烷总烃，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

(3) 资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。工程的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，油气开发符合资源利用上线要求。

(4) 生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2024年本)》，将“常规石油、天然气勘探与开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本工程所在行政区拜城县未列入该清单。

新疆维吾尔自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）；2021 年 7 月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发〔2021〕81 号）；《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 3.10-1 至表 3.10-6，拟建工程与三线一单管控单元图位置关系示意图 3.10-2。工程位于 ZH65292630001 拜城县一般管控单元。

表 3.10-1 拟建工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求,对划定的生态保护红线实施严格管控,保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约8.7km,不在生态保护红线范围内,工程与生态保护红线位置关系见图 3.10-1	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善,受污染地表水体得到优先治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定;全区环境空气质量有所提升,重污染天数持续减少,已达标城市环境空气质量保持稳定,未达标城市环境空气质量持续改善,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;全区土壤环境质量保持稳定,污染地块安全利用水平稳中有升,土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随天然气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哈拉哈塘油田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,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。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
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	资源利用上线	强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展,积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建工程采出水随天然气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哈拉哈塘油田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

	环境管控单元	<p>自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善</p>	<p>拟建工程属于一般管控单元，工程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、土壤环境影响角度工程可行</p>	符合
--	--------	---	---	----

表 3.10-2 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1 空间布局约束	<p>【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019 年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019 年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外，凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建</p>	<p>拟建工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》</p>	符合

		(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目；不属于“三高”项目	
	<p>【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外，国家和自治区大气污染防治联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物相应标准限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标；一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法</p>	<p>拟建工程为天然气开采项目，不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目；项目所在区域不属于国家和自治区大气污染防治联防联控区域及重点控制区</p>	符合
	<p>【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019年本)》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品</p>	<p>拟建工程为改扩建项目，现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的淘汰类项目</p>	符合
	<p>【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁</p>	<p>拟建工程不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设</p>	符合
	<p>【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济和社会发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求</p>	<p>拟建工程建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求</p>	符合
A1 空间布局约束	<p>【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划</p>	<p>拟建工程符合《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年)》</p>	符合
	<p>【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉VOCs排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基</p>	<p>拟建工程属于天然气开采项目，不属于重点行业建设项目。拟建工程实施后天然气密闭输送，减少VOCs排放对大气环境的影响</p>	符合

	基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布置。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCS “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCS 集中高效处理		
A2 污 染物 排放 管控	【A2.1-1】PM2.5 年平均浓度不达标城市禁止新(改、扩)建未落实 SO2、NOx、烟粉尘、挥发性有机物(VOCS)等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	拟建工程不涉及	--
	【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和产业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	拟建工程不涉及	--
	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	项目不属于高耗能、高排放项目	符合
	【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右	拟建工程采出水随天然气输送至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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，无废水排入地表水体	符合
A2 污 染物 排放 管控	【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市(县城)生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用	施工期生活垃圾定期拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置	符合

	<p>【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级A排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水IV类标准的城市，新改扩建城镇污水处理设施要执行一级A排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到75%以上</p>	<p>拟建工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区</p>	--
A3 环境风险管控	<p>【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出</p>	<p>拟建工程不属于危险化学品生产项目</p>	--
	<p>【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率2025年达到98%以上，2030年保持98%；污染地块安全利用率2025年不低于90%，2030年达到95%以上</p>	<p>拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块</p>	--
A3 环境风险管控	<p>【A3.1-3】到2025年，全区地下水水质基本稳定。到2035年，地下水污染风险得到有效防范。</p>	<p>拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范</p>	符合
	<p>【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	--
A4 资源利用要求	<p>【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量2025年、2030年分别控制在536.15、526.74亿立方米以内</p>	<p>拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标</p>	符合
	<p>【A4.1-2】严格实行动用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，</p>	<p>拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标</p>	符合

	不得批准其新增取水许可		
	【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度	拟建工程不涉及地下水的开采	--
	【A4.1-4】2025年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为688538万m ³ 、626527万m ³	拟建工程用水主要为施工期用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小，不会超过自治区供水量控制指标	符合
	【A4.2-1】2025年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上	拟建工程不涉及	--
	【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准	拟建工程不涉及煤炭的消耗	--
	【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	拟建工程不涉及高污染燃料	--
A4 资源利用要求	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	拟建工程开发过程中采取节水措施，节约了水资源	符合
	【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	拟建工程属于天然气开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；拟建工程不涉及选矿回收及综合利用	--

表 3.10-3 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合

要求	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建工程属于天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建工程位于拜城县，未处于博斯腾湖流域，项目不会对塔里木河基本生态用水产生影响	符合
天山南坡片区总体管控要求	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	克拉采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防克拉苏气田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 3.10-4 本工程与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 8.7km，不在生态保护红线范围内，工程与生态保护红线位置关系见图 3.10-1	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随天然气输送至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哈拉哈塘油田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，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。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

	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	拟建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，井下作业废水送哈拉哈塘油田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
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，工程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、土壤环境影响角度工程可行	符合

表 3.10-5 本工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	本工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.1 禁止新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2019 年本)(2021 年修改)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022 年版)》禁止准入类事项。	本工程为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目	符合
	1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本工程为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目	符合
	1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本工程符合国家和自治区环境保护标准	符合

		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本工程不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜保护区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本工程不涉及	-
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本工程占地范围内不涉及在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本工程危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本工程不属于高耗能高排放低水平项目	符合

		<p>1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。</p>	本工程不属于化工项目	符合
		<p>1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。</p>	本工程不涉及	符合
		<p>1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。</p>	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	<p>1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。</p>	<p>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》，本工程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，本工程为克拉苏-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。工程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</p>	符合

			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 (C1/C1+) 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，本工程不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目。	
		1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本工程距离生态保护红线最近为 8.7km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本工程不涉及	-
		1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本工程不涉及	-
		1.19 严禁以风雨廊桥等名义在河湖管理范围内开发建设房屋；严禁城市建设和发展占用河道滩地；严禁在河湖管理范围内建设光伏电站、风力发电等项目；严禁以各种名义在河湖管理范围内新开发耕地；严禁在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天气等具有水源污染风险的项目；严禁在河湖管理范围内未批建设生产围堤和开发耕地；严禁在河湖保护范围内建设规模畜牧养殖或有水源污染风险的项目。	本工程不涉及在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天气	符合

		1.20 在地区范围内严格控制引进高排放、高污染、高耗能项目。严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本工程不属于高排放、高污染、高耗能项目	符合
		1.21 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2019年本）（2021年修改）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	本工程为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中鼓励类项目	符合
		1.22 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本工程不涉及	符合
		1.23 以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.24 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本工程不涉及占用湿地	符合
		1.25 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本工程不涉及	-
		1.26 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
		1.27 加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。分行业清理《产业结构调整指导目录》淘汰类工业炉窑。对热效率低下、敞开未封闭，装备简易落后、自动化程度低，无组织排放突出，以及无治理设施或治理设施工艺落后等严重污染环境的工业炉窑，依法责令停业关闭。	本工程不涉及工业炉窑	符合

		1.28 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
		1.29 城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本工程不涉及	-
		1.30 各类开发和建设活动应当符合环境保护规划和生态功能区划的要求，严格遵守生态保护红线的规定。	本工程距离生态保护红线最近为8.7km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.31 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本工程与区域主体功能区划目标相协调，符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.32 危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本工程不属于危险化学品生产企业和化工项目	符合
		1.33 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
	污染物排放管控	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本工程符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合

		<p>2.3 促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。</p>	本工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		<p>2.4 以能源、工业、交通、建筑等领域和钢铁、建材、有色、化工、电力、煤炭等行业为重点，积极开展碳达峰行动。强化减污降碳协同管控和环境准入。探索实施二氧化碳排放强度和总量双控，推动重点行业企业开展碳排放强度对标活动。</p>	本工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		<p>2.5 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。</p>	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	<p>2.6 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。</p>	本工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		<p>2.7 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。</p>	本工程不涉及	-
		<p>2.8 新、改、扩建加热炉、热处理炉、干燥炉、融化炉，采用清洁低碳能源，不得使用煤炭等高污染燃料，全面淘汰间歇式固定煤气发生炉。</p>	本工程不涉及	-
		<p>2.9 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放</p>	本工程不涉及	-

		标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。		
		2.10 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.11 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
		2.12 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	本工程不涉及	-
		2.13 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治疗和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合

		2.14 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本工程制定完善的地下水监测计划，切实保障地下水生态环境安全	符合
		2.15 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.16 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本工程不涉及	-
		2.17 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本工程不涉及	-
		2.18 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	本工程不涉及	-
		2.19 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本工程不涉及	-

		<p>2.20 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。</p>	本工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	<p>2.21 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。</p>	本工程不涉及	-
		<p>2.22 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及垃圾分类示范试点。</p>	本工程不涉及	-
		<p>2.23 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。</p>	<p>工程生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求</p>	符合

	环境 风险 防控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本工程不涉及	-
	环境 风险 防控	3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本工程不涉及相关内容	--
		3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本工程不涉及相关内容	--
阿克苏地区总体管控要求		3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本工程不涉及相关内容	--

		<p>3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。</p>	<p>本工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全</p>	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	<p>3.6 在高敏感性县、市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。</p>	<p>本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”章节</p>	符合
		<p>3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。</p>	<p>本工程不涉及受污染耕地</p>	—
		<p>3.8 开展新污染物筛查、评估与环境监测。按照国家部署，推进重点行业重点化学物质生产使用信息调查和环境危害评估，识别有毒有害化学物质。以内分泌干扰物、抗生素、全氟化合物等有毒有害化学物质为调查对象，实施有毒有害化学物质环境调查监测，持续开展环境风险评估。加强新污染物环境风险管控。健全有毒有害化学物质环境风险管理体系。强化新化学物质环境管理登记，加强事中事后监管，督促企业落实环境风险管控措施。严格执行产品质量标准中有毒有害化学物质的含量限值。对使用有毒有害化学物质或在生产过程中排放新污染物的企业，全面实施强制性清洁生产审核。加强石化化工、涂料、纺织印染、橡胶、农药、医药等行业新污染物环境风险管控。</p>	<p>本工程不涉及</p>	-

		3.9 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入克拉采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.10 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入克拉采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		3.11 存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入克拉采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035年）》。	本工程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	符合
4.4 到2025年，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年下降12%，单位地区生产总值能耗强度较2020年下降14.5%，非化石能	本工程整体温室气体排放量相对较小	符合		

	源消费比重增长至 18%以上。		
	4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本工程不涉及	-

表 3.10-6 本项目与“拜城县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本工程	符合性	
ZH6529 263000 1 拜城县一般 管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本工程不涉及	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本工程不涉及	--
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本工程为塔里木油田“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	本工程不涉及	--
		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	本工程不涉及	-
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本工程不涉及	-
	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	本工程不涉及	--
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本工程不涉及	--

		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	本工程不涉及	--
ZH6529 263000 1 拜城县一般 管控单元	污染物排放 管控	4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本工程制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	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	本工程不涉及	--
	环境 风险 防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	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	本工程不涉及	--
		3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	本工程不涉及	--
	资源 利用 效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	本工程不涉及	--
		2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	本工程不涉及	--
		3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节	本工程不涉及	--

	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		
--	------------------------------------	--	--

综上所述，本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)、《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元拜城县一般管控单元管控要求。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

拜城县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东北部。地处塔里木盆地西北部，天山中段南麓、却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。四周群山环抱，为带状盆地。西北高东南低，自然坡降较大，地形复杂，北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟。北依天山与昭苏、特克斯县相连，南隔却勒塔格山与新和县为界，东与库车市毗邻，西与温宿县接壤。拜城县地理坐标*。全县东西长 184km，南北宽 105km，行政区面积 15554km²。

克深 38 井地面工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，东南距拜城县城约 10km，西南距克深天然气处理厂 43km。工程地理位置图见图 4.1-1。

4.1.2 区域地质条件

4.1.2.1 地形地貌

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

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

克深 38 井地面工程北倚天山南麓，南接拜城绿洲盆地。工程位于山前冲洪积扇，地形起伏不大，海拔高程 1360-1380m，主要地貌单元为山前冲洪积倾斜砾质平原。

4.1.2.2 地质构造

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

克深 38 井地面工程位于库车山前凹陷西北部的克拉苏构造带，构造带东西长约 240km，南北宽 20-35km，面积约 6000km²，是紧邻南天山南麓和拜城凹陷北缘的第二排背斜构造带，北部为北单斜带，南部为拜城凹陷-阳霞凹陷，西部与乌什凹陷相接，东部与明北构造带相邻。区内出露少量第三系上新统碎屑岩类及大面积第四系松散沉积物，构成低山丘陵区及冲洪积平原，低山丘陵区地表风化强烈，未见构造形迹。

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

4.1.3 区域水文地质

4.1.3.1 地表水

拜城县境内河流有11条，其中主要河流5条。自西向东有木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河和克孜尔河。木扎提河由北向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27.92亿立方米，集水面积为954500平方公里。全县引水量14.536亿立方米，为总流量的52.2%。拜城县主要河流特征见表4.1-1。

表 4.1-1 拜城县河流基本情况一览表

河流名称	汇水面积 (km ²)	河流长度 (km)	多年平均流量 (m ³ /s)	年径流量 (10 ⁸ m ³ /a)	灌溉面积 (公顷)	备注
木扎提河	2870	210	45.94	14.50	27280.3	各河流丰水期 5-8 月，枯水期 11 月到翌年 3 月。
喀普斯浪河	2045	96	18.76	6.69	18075.7	
台勒维丘克河	800	90.5	2.52	1.90	2001	
喀拉苏河	1170	63	6.23	2.03	7203.6	
克孜尔河	2660	45	9.86	3.11	8270.8	

克深38井地面工程西侧为台勒维丘克河，西距台勒维丘克河约350m。

台勒维丘克河：发源于县境西北哈尔克他乌山中段的欧拉吐尔木孜格和阿克塔什山西部。在山区索罕村段受山岩阻挡向东北-西南向流出山后，皆为北-东南流向。河水在索罕村段出山处，切割东北-西南走向的山岩，穿山而过，山隘处宽仅20m，两岸山体陡峭，状如石门，十分险峻。河床山口段和城区段沉积大量的卵石和沙砾石。河水旱季清澈见底；雨季，暴雨形成的洪流，挟带大量泥沙，

涌入河道，骤使河水瀑涨似发狂的野马，奔腾呼啸，冲出山口，威胁城乡，故称台勒维丘克，意为狂人小河。河水由降水和冰雪融化形成，为季节性河流。全程流经铁热克镇、布隆乡、拜城镇，在康其乡汇入木扎提河。全长90.5km，流域面积为800km²，河宽60-200m，年径流量1.9亿m³，多年平均流量2.52m³/s，灌溉面积2001hm²。

4.1.3.2 水文地质

(1) 北部山区

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，其富水性在南北近山前要小于平原的中部。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93~14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m，部分地区为透水不含水区。

(2) 中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布苏朗河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即坐落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布苏朗河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在米吉克乡以北的喀布苏朗河冲洪积扇中部，地下水富水性优良。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇

的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m。

(3) 东部克孜尔河下游冲洪积平原区

属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜乡的东部古近系-新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。

4.1.4 气候特征

拜城县地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长，与工程相关的灾害性气象因素有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨主要气象要素如表 4.1-2。

表 4.1-2 拜城地区主要气象要素表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	8	极端最高	40.9°C
2	最热月月平均相对湿度	46%	9	极端最低	-27.4°C
3	年平均风速	1.7m/s	10	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	11	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	12	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	13	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	14	年均大风日数	30d

4.1.5 土壤

工程区土壤从南部的木扎尔特河向北随着海拔的升高呈条带状分布，自南向北分别为灌淤土、棕漠土、石质土、棕钙土和栗钙土，克深 38 井地面工程位于海拔 1300m 的山前冲洪积扇，土壤类型主要为棕漠土，土壤腐殖质含量很少，pH 值一般在 8.0 左右。

4.1.6 植被类型及资源

按中国植被区划，工程区属新疆荒漠区南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏-库尔勒州。

工程区植被稀疏，植被群落组成简单，多为肉汁、深根、耐旱的小半灌木和灌木，以琵琶柴、假木贼、合头草、猪毛菜等为主，覆盖度常常不到5%。植物资源利用率低，尽可用作冬季牧场。

4.1.7 动物资源

克深 38 井地面工程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。

拜城县北部的中山带（海拔 1800-2600m）野生动物资源丰富，分布有老虎台和黑鹰山两处国际狩猎场，每年冬季，有大批野生动物如盘羊、野山羊、鹅喉羚、野猪、狼、狐狸等野生动物从高海拔区域迁徙至此区域。克深 38 井地面工程所在区域位于农田绿洲边缘，由于植被稀疏，很难见到有大型兽类活动，工程评价范围分布有鹅喉羚、鸢、苍鹰、红隼等国家级或自治区重点保护动物。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划及生态环境概况

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，克深 38 井地面工程属天山山地温性草原、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油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。工程所在生态功能区划见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
天山山地温性草原、森林生态区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施

拜城盆地是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，该区域主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在工程建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。工程对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点。施工结束后，临时用地恢复、管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，工程的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。

(2) 工程区域生态环境概况

本次克深 38 井地面工程计划新建克深 38 井采气井场 1 座，新建克深 38 井至克深 5 集气干线线路阀室的采气管线 1.45km，修整道路 1.1km；配套电气、仪表、通信、结构、道路等辅助工程。根据工程区的遥感影像、地形地貌、地表土壤、植被特征，工程区评价单元生态要素特点见表 4.2-2。

表 4.2-2 工程生态单元划分

序号	地貌类型	段落	土壤类型	植被类型	土地利用类型
1	山前倾斜戈壁洪积平原区	克深 38 井场、采气管线 1.45km、道路 1.1km	棕漠土	主要为短叶假木贼群系，并伴生有猪毛菜、琵琶柴等，植被覆盖度约为 5%-10%	裸土地

4.2.2 土地利用现状调查

拜城县辖区土地总面积为 1589098.52hm²，根据拜城县第三次土地调查结果，全县有农用地 826263.04hm²，建设用地 12424.51hm²，其他土地 750410.97hm²。拜城县垦殖率为 5.23%，建设用地率为 0.78%，土地资源开发利用程度不高。拜城县地处渭干河干流上游区，境内有三大平原，耕作土壤的肥力偏低，土壤盐渍化较严重，后备耕地资源不足，但土地开发和农村居民点整理潜力较大。拜城县其他土地中的自然保留地为 719572.15hm²，占土地总面积的 45.30%，但是大部分为山地和河流水面，土地开发利用潜力较小。拜城县基本农田保护区面积为 63837.4hm²，其中基本农田面积为 5504.59hm²，主要分布在察尔其乡、米吉克乡、托克逊乡、吐尔乡、温巴什乡和老虎台乡。

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价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。根据工程区土地利用现状图（见图 4.2-2），工程评价范围内的土地利用类型均为裸土地。

4.2.3 区域植被现状调查

4.2.3.1 区域自然植被区域类型

按中国植被区划，工程区属于暖温带西部极端干旱灌木、半灌木荒漠地带，见图 4.2-3。本工程所在山前冲洪积扇 1300-1400m 的区域分布着典型的盐柴类荒漠，主要是灌木、半灌木及小半灌木。

工程区域高等植被有 27 种，分属 9 科，（详见表 4.2-4）。根据《国家重点保护野生植物名录》（国家林业局、农业部 2021 年第 15 号）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号），工程区域无国家和自治区重点保护野生植物。

表 4.2-4 工程区主要高等植物名录

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>K.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>Anabassis spp.</i>
	猪毛菜	<i>Salsola spp.</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>C.camillischneideriKom</i>
蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 <i>Elacagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E.Moorcroftii</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>S.Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>

科	种名	拉丁名
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>
	芨芨草	<i>Neotrinia splendens</i>

4.2.3.2 评价区植被类型

该区域的植被属于荒漠类型的灌木、盐化草甸。本工程所在区域的植被类型及分布见图 4.2-4。

区域大部分处于山前荒漠向绿洲的过渡地带，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型。组成项目地区植被的植物生活型主要是盐柴类灌木、半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群，其中灌木和半灌木植物占优势。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜、新疆绢蒿等，灌丛植被的建群种或优势种，具有明显的防治水土流失的作用。项目区主要植被群系如下：

(1) 短叶假木贼群系

短叶假木贼群系主要分布在海拔 1300-1600m 的接近山麓的低山上，群落总盖度 5-10%，群落种类组成贫乏，伴生植物有膜果麻黄、琵琶柴等。

(2) 膜果麻黄群系

膜果麻黄群系是新疆灌木荒漠中最大的一个类型，它多处于山麓洪积扇上，是砾质戈壁荒漠的典型植物群系，其分布生境地表表面细土被风蚀而残存砾幕，下层有发达的石膏盐盘夹层，在天山南坡，也可以上升到石质低山。分布区气候十分干旱，多生长在暂时地表径流形成的小冲积沟内，十分稀疏，在 100 平方米内往往只有 1-2 株或少数几株。春季 4 月恢复生长，枝条伸长，6 月开花，7 月结实，9 月果实成熟。由于环境极为干旱，生长速度缓慢，年生长量不多。实生苗少见，幼苗需若干年才能长大成株。群落结构十分简单，稀疏的膜果麻黄单优势种群落分布面积最广，盖度一般在 5% 以下。在水分条件较好的地段，株高超过 1m，盖度可达 10%-15%。主要伴生种随生态条件不同有泡泡刺、琵琶柴等。

4.2.4 区域动物现状调查

工程位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为低山丘陵和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，见图 4.2-5。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-7。

表 4.2-7 工程区域内主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++	++		
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++			
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++			
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++			
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>				+	
鸟类	32 种					
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+	
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>	W	+	+	+	
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+	+	
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++	
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R			+	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±			
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B		+		
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R		++		
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S		+		
楼燕	<i>Apus apus</i>	B		+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		+		
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B		±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+	+	+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R		+	+	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++			
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±	++	+	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R		+	+	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+	+	+	
哺乳类	12种					
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—			++	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±	+	+	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+			
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—		++		
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—		+		
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—		++		
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+			
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±		±	
鹅喉羚	<i>Gazalla subbuturosa</i>	—	±		±	

注：（1）R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

（2）±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

图 4.2-5 动物区划图

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》（2021年07月28日发布）、《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，该区域共有级重点保护动物4种，均为国家II级保护动物。见表4.2-8。

表 4.2-8 区域重点保护动物

序号	物种名称	保护级别	濒危等级	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程是否占用
1	鹅喉羚 (<i>Gazella subgsoni</i>)	国家II级	VU	否	鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布（海拔1300m-3000m），由于水源、食源丰富且分布广，工程区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，现场勘查时偶尔可遇见鹅喉羚，数量和密度相对较低。	资料搜集和现场调查	否
2	鸢(<i>Milvus korschun</i>)		LC	否	多见于山区林地、城郊及居民点附近。		否
3	苍鹰 (<i>Accipiter gentiles</i>)		LC	否	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山前平原和丘陵地带的疏林和		否

				小块林内，是森林中肉食性猛禽	
4	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	LC	否	栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地	否

(1) 鹅喉羚：鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年12月-翌年1月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。近几十年来，由于栖息地的丧失、过度捕猎及偷猎，全球范围内鹅喉羚种群数量锐减。我国于1989年将其列为国家二级保护动物，1994年IUCN红色名录列为LR级（低危种），2006年将其列为VU级（易危种）（IUCN, 2006）。鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布（海拔1300m-3000m），由于水源、食源丰富且分布广，气田区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，工程区鹅喉羚分布密度约0.5只/km²。

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

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

(4) 红隼：以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，红隼平常喜欢单独活动，尤以傍晚时最为活跃。繁殖期为5-7月。在新疆为留鸟。属于小型猛禽，

分布在山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野等，在工程区东部和西部的低山山区及农田绿洲边缘有分布。

工程所在区域环境恶劣，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物等，无大型哺乳类动物及国家、地方重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。

4.2.5 水土流失现状

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

工程所在区域拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。工程区地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属典型温带大陆性干旱气候。气候特征：气候干旱、降雨稀少、冬寒夏热、日温差大、日照丰富，大风较多。

根据《2022年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，全区水土流失总面积83.44万平方公里，占土地总面积的50.88%，占全国水土流失总面积的31.45%，水力侵蚀、风力侵蚀面积分别为8.19万平方公里、75.25万平方公里，分别占全区水土流失总面积的9.81%、90.19%。按照水土流失强度等级划分，轻度、中度、强烈、极强烈、剧烈侵蚀面积分别为45.21万平方公里、21.31万平方公里、5.38万平方公里、3.28万平方公里、8.27万平方公里，分别占全区水土流失总面积的54.18%、25.54%、6.44%、3.93%、9.91%。与2021年相比，全区水土流失面积减少了1889.14平方公里，减幅0.23%；全区水土保持率为49.12%，增加0.11%。

拜城县主要侵蚀土地利用类型为草地和其他用地（盐碱地、沙地、裸地裸岩石砾地等）。根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。工程区土壤侵蚀类型主要为轻度水力、轻度风力混合侵蚀，低山丘陵区原状地表土壤侵蚀模数背景值约为1500t/(km²·a)，以风力侵蚀为主间有水力侵蚀，土壤容许流失量为1500t/(km²·a)。水土流失强度等级划分见表4.2-9、4.2-10。

表 4.2-9 水力侵蚀强度分级

级别	平均侵蚀模数 [t/ (km ² ·a)]	平均流失厚度 (mm/a)
微度	<200, <500, <1000	<0.15, <0.37, <0.74
轻度	200,500,1000~2500	0.15,0.37,0.74~1.9
中度	2500~5000	1.9~3.7
强烈	5000~8000	3.7~5.9
极强烈	8000~15000	5.9~11.1
剧烈	>15000	>11.1

注：本表流失厚度系按土的干密度 1.35g/cm³ 折算。

表 4.2-10 风力侵蚀强度分级

级别	床面形态 (地表形态)	植被覆盖度 (%) (非流沙面积)	风蚀厚度 (mm/a)	侵蚀模数 [t/ (km ² ·a)]
微度	固定沙丘、沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	70~50	2~10	200~2500
中度	半固定沙丘、沙地	50~30	10~25	2500~5000
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	30~10	25~50	5000~8000
极强烈	流动沙丘、沙地	<10	50~100	8000~15000
剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

根据工程区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，工程区域土壤侵蚀类型主要为风力侵蚀和水力侵蚀。依据《新疆维吾尔自治区 2022 水土保持公报》中土壤侵蚀现状图可知，工程评价区域土壤侵蚀强度为微度。

图 4.2-6 2022 年自治区土壤侵蚀现状图

4.2.6 土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，沙化监测区内沙化土地面积 7468.21 万公顷，占新疆国土面积的 44.85%，占监测区总面积 47.60%；具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万公顷，占新疆国土面积的 2.63%，占监测区总面积 2.79%；

其他土地面积 7782.95 万公顷，占新疆国土面积的 46.75%，占监测区总面积 49.61%。

沙化土地按沙化类型划分：流动沙地（丘）2860.31 万公顷，占沙化土地面积的 38.30%；半固定沙地（丘）712.46 万公顷，占 9.53%；固定沙地（丘）726.58 万公顷，占 9.73%；沙化耕地 37.15 万公顷，占 0.50%；非生物治沙工程地 0.71 万公顷，占 0.01%；风蚀残丘 67.16 万公顷，占 0.90%；戈壁 3063.84 万公顷，占 41.03%。

沙化土地按沙化程度划分：轻度沙化土地 466.44 万公顷，占沙化面积的 6.25%；中度沙化土地 1029.83 万公顷，占 13.79%；重度沙化土地 1509.95 万公顷，占 20.21%；极重度沙化土地 4461.99 万公顷，占 59.75%。

本次沙化监测与第五次沙化监测结果相比，全区沙化土地面积净减少 2.43 万公顷，年均减少 0.49 万公顷。

根据《新疆防沙治沙规划》（2011-2020 年），拜城县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，本工程评价区域位于非沙化土地。

4.2.7 生态环境现状小结

根据现场调查及资料收集，工程区无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。工程区所属的拜城县属于塔里木流域水土流失重点治理区。工程位于山前冲洪积扇，河流和冲沟较发育，工程区土地利用类型主要为裸土地，主要以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。植被主要是盐柴类灌木、半灌木。主要为合头草、盐爪爪，小半灌木假木贼、猪毛菜等。总体来看评价区域景观单一，植被盖度约 5-20%，有部分野生动物活动。

4.3 水环境现状调查与评价

4.3.1 地表水环境现状调查与评价

克深 38 井西距台勒维丘克河 800m，管线距离台勒维丘克河最近距离 350m，本次台勒维丘克河水质现状评价引用《克拉苏气田博孜 9 区块开发方案地面工程环境影响报告书》中的监测数据，监测项目共计 20 项，监测点位及监测项目见表 4.3-1。监测点位图见图 4.4-2。

表 4.3-1 地表水水质监测断面及监测因子

序号	监测断面名称	经纬度	监测因子
1	台勒维丘克河	*	pH、溶解氧、高锰酸盐指数、化学耗氧量、五日生化需氧量、氨氮、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、砷、汞、六价铬、总磷、总氮、铜、锌、铅、镉等 20 项。特征因子：石油类

4.3.1.1 分析方法及评价标准

按照国家水质监测分析规范的有关规定进行采样、处理和分析；台勒维丘克河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

4.3.1.2 评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。其单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数为： $S_i=C_i/C_{0i}$

式中， S_i —某监测点 i 污染物污染指数；

C_i —第 i 种污染物测定浓度值，单位 mg/L；

C_{0i} —第 i 种污染物评价标准，单位 mg/L。

①对 pH 值单项指数计算式为：

$$PH \leq 7 \text{ 时, } S_{PH} = \frac{7.0 - PH_{\text{实测}}}{7.0 - PH_6};$$

$$PH > 7 \text{ 时, } S_{PH} = \frac{PH_{\text{实测}} - 7.0}{PH_9 - 7.0};$$

②DO 的标准指数为：

对溶解氧(DO)的标准指数计算公式为：

$$DO_j \leq DO_f \text{ 时, } S_{DO, j} = DO_s / DO_j;$$

$$DO_j > DO_f \text{ 时, } S_{DO, j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s};$$

式中： S_{DO_j} —溶解氧的标准指数；

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f —饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流， $DO_f=468/(31.6+T)$ ；

T —水温， $^{\circ}\text{C}$ 。

4.3.1.3 监测及评价结果

地表水环境监测及评价结果见表 4.3-2~4.3-4。

表 4.3-2 地表水环境监测及评价结果 mg/L (pH 除外)

序号	监测项目	标准值 (III类)	台勒维丘克河				达标情况
			上游		下游		
			C_i	S_i	C_i	S_i	
1	pH(无量纲)	6~9	*	*	*	*	达标
2	溶解氧	5	*	*	*	*	达标
3	悬浮物		*	*	*	*	达标
4	高锰酸盐指数	6	*	*	*	*	达标
5	化学需氧量	20	*	*	*	*	达标
6	五日生化需氧量	4	*	*	*	*	达标
7	氨氮	1.0	*	*	*	*	达标
8	挥发酚类	0.005	*	*	*	*	达标
9	氰化物	0.2	*	*	*	*	达标
10	硫化物	0.2	*	*	*	*	达标
11	氟化物	1.0	*	*	*	*	达标
12	砷	0.05	*	*	*	*	达标
13	汞	0.0001	*	*	*	*	达标
14	六价铬	0.05	*	*	*	*	达标
15	总磷	0.2	*	*	*	*	达标
16	总氮	1.0	*	*	*	*	达标
17	铜	1.0	*	*	*	*	达标
18	锌	1.0	*	*	*	*	达标
19	铅	0.05	*	*	*	*	达标
20	镉	0.005	*	*	*	*	达标
21	石油类	0.05	*	*	*	*	达标

由表 4.3-2 可以看出, 台勒维丘克河各因子均可满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水环境现状调查

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，本工程属天然气开采项目，为 II 类项目。本工程位于未划定准保护区以外的补给径流区，因此区域地下水划分为较敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-6、表 2.6-7），确定本工程地下水评价等级为二级。根据导则中现状监测点的布设原则要求，二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 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 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个。

（1）监测点位

项目区地处荒漠，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》（监测时间为 2024 年 6 月 27 日）中 2 个地下水监测点（克深 31-1 井和克深 31-3 井），引用《克拉苏气田克深 5 区块 2023 年地面开发完善工程环境影响报告书》（监测时间为 2023 年 8 月 13 日）中 1 个地下水监测点（乌苏开木村），本次实测 2 个地下水监测点（铁提尔村水井、SHK02 监测井）。引用监测点位与本工程所在区域属于同一水文地质单元，因此引用数据具有代表性和时效性。具体监测点设置情况见表 4.3-3。地下水监测点位图见图 4.4-2。

表 4.3-3 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	坐标	与本工程相对位置关系	监测对象	监测时间
1	SHK02 监测井	*	地下水流向上游，克深 38 井东北侧 14km 处	潜水	2024 年 9 月
2	铁提尔村水井	*	地下水流向下游，克深 38 井南侧 4.2km 处	潜水	
3	克深 31-1 井	*	地下水流向下游，克深 38 井东南侧 9km 处	承压水	2024 年 6 月
4	克深 31-2 井	*	地下水流向下游，克深 38 井东南侧 8.5km	潜水	

5	乌苏开木村水井	*	地下水流向上游，克深38井西北侧3.9km	潜水	2023年8月
---	---------	---	-----------------------	----	---------

(2) 监测项目

监测项目包括 pH 值、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类共计 21。

4.3.2.2 地下水环境现状评价

本次环评水质现状监测项目及分析方法依照国家环保局颁布的《环境水质监测质量保证手册》与《水和废水监测分析方法》的规定进行。

(1) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，水质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值，mg/L；

C_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值，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：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{时}$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH —pH 监测值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

(2) 评价标准

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

(3) 水质监测结果及评价

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.3-4。

由表可以看出，本工程各水监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。通过对八大离子（ CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 K^+ 、 Na^+ ）进行检测分析可知，采用舒卡列夫分类法，评价区内地下水主要化学类型有 $\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na}\cdot\text{Mg}$ 型等。

4.3.2.3 包气带污染现状调查

(1) 监测布点

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

根据现场调查，本工程可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场，因此本次调查选取已钻克深 38 井占地内、外进行包气带分别取样调查；监测布点见表 4.3-5。

表 4.3-5 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
克深 38 井占地范围内	0-20cm	污染控制点
克深 38 井占地范围外	0~20cm	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2024 年 9 月，监测一天，采样一次。

(3) 监测分析方法

监测项目分析方法具体见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$)的测定 气相色谱法》	HJ 1021-2019	6mg/kg

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 包气带现状监测结果一览表 单位: mg/L, pH 无量纲

监测点位		监测项目	监测值 (mg/kg)	标准限值 (mg/kg)	达标情况
			*	4500	达标
克深 38 井占地范围内	占地范围内 (表层样)	*	*		
监测点位		*	*		
克深 38 井占地范围外	占地范围内 (表层样)	*	*		

从表 4.7-6 调查结果可知, 评价区域内已建井场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大, 因此, 评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

表 4.3-4

地下水水质监测及评价结果

检测项目	单位	标准值	SHK02 监测井		铁提尔村水井		乌苏开木村水井		克深 31-1 井		克深 31-2 井	
			检测结果	Pi	检测结果	Pi	检测结果	Pi	检测结果	Pi	检测结果	Pi
pH 值	无量纲	6.5~8.5	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
高锰酸盐指数	mg/L	3	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
溶解性总固体	mg/L	1000	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
硫酸盐	mg/L	250	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
氯化物	mg/L	250	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
铁	mg/L	0.3	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
锰	mg/L	0.1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
挥发酚	mg/L	0.002	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
氨氮	mg/L	0.5	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
亚硝酸盐 (以氮计)	mg/L	1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
硝酸盐 (以氮计)	mg/L	20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
氰化物	mg/L	0.05	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
氟化物	mg/L	1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
硫化物	mg/L	0.02	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	MPN/ 100ml	3	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
菌落总数	CFU/ mL	100	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
汞	mg/L	0.001	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

砷	mg/L	0.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
镉	mg/L	0.005	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
六价铬	mg/L	0.05	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
铅	mg/L	0.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

4.4 土壤环境现状调查与评价

4.4.1 土壤类型及分布

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，本工程区内土壤类型均为棕漠土。土壤类型具体见表 4.4-1 及图 4.4-1。

棕漠土属于地带性土壤，在克深区块的南部山前冲洪积扇上分布。本工程区棕漠土为石膏棕漠土亚类，地表为残积、坡积的盐屑层所覆盖，棕漠土粗骨性强，孔状结皮层，片状—鳞片状及红棕色紧室层发育弱，甚至缺失，在强烈风蚀作用下，地表多具有细小风蚀沟。其剖面如下：

0-0.3cm，灰棕色，砂质壤土，松脆，干多海绵状孔隙，薄结皮层。

0.3-5cm，灰棕色，砂质壤土夹有中量砾石，弱片状结构，干，较松，海绵状孔隙，过渡明显。

5-16cm，灰棕色略显红棕，砂质壤土夹有多量砾石，有大量蜂窝状孔隙。

16-29cm，杂色，细土极少，主要有砂砾石组成，干，稍紧。

29-100cm，棕黄夹红棕色斑块，干，含大量钠硝石和少量砾石，细粒多呈小透镜体状存在，含少量结核状新生体，向下过渡明显。

土壤中有机质含量低，土壤贫瘠，地表植被稀疏。

4.4.2 土壤理化特性调查

《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）规定，本工程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三级。土壤理化特性见下表。

表 4.4-1 克深 38 井土壤理化特性调查表

点位	克深 38 井
经纬度	*
层次	(0-0.5m)
样品状态	黄棕
阳离子交换量 cmol+/kg	2.4
氧化还原电位 mV	303
饱和导水率 cm/s	0.714
容重 g/cm ³	1.38
孔隙度%	40.2
水溶性总盐量 g/kg	16.4

4.4.3 土壤环境质量现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 土壤盐化、酸化、碱化分级标准，判定评价区土壤酸化、碱化和盐化情况，及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目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，本次评价监测点位共有 4 个，引用点位 3 个点位，实测 4 个点位。本评价在占地范围内设置 3 个表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型为棕漠土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。本项目引用监测点监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。

本次评价土壤检测委托新疆齐新环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，土壤监测采样日期为 2024 年 9 月 1 日。监测点位图见图 4.4-2。

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，同时兼顾污染影响类及生态影响类布设，厂址占地范围内设 2 个表层样（已建克深 38 井、克深 38 井采气阀室），1 个表层样（克深 5 集气站，引用《克拉苏气田克深 5 区块开发调整方案环境影响报告书》）。厂址占地范围外设 2 个表层样（已建克深 38 井外、拟建克深 38 井管线外），2 个表层样（克深 503 井外，大北处理站外，引用《克拉苏气田克深 5 区块开发调整方案环境影响报告书》）。

引用《克拉苏气田克深 5 区块开发调整方案环境影响报告书》的土壤检测数据由新疆齐新环境服务有限公司提供，土壤监测采样日期为 2023 年 10 月 27 日-28 日。

（2）监测因子

土壤监测因子如下：

①基本因子：《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 46 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，

1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并(a)蒽, 苯并(a)芘, 苯并(b)荧蒽, 苯并(k)荧蒽, 蒽, 二苯并(a,h)蒽, 茚并(1,2,3-cd)芘、萘、石油烃等共计 46 项因子。

《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018), 监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共 10 项。

②特征因子: 石油烃。

(3) 评价标准

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) 第二类用地筛选值及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 相关标准要求。

评价方法: 对污染物的评价, 采用标准指数法。

(4) 采样方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》、《土壤元素的近代分析方法》、《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样; 每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。分析方法见表 4.4-3。

表 4.4-3 土壤监测项目分析方法

检测类别	检测项目	检测依据
	pH	土壤 pH 值的测定电位法 HJ 962-2018
	苯胺*、2-氯酚*、硝基苯、萘、苯并[a]蒽、蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1、2、3-cd]芘、二苯并[a,h]蒽	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017
	氯甲烷	土壤和沉积物挥发性卤代烃的测定顶空/气相色谱-质谱法 HJ 736-2015
	铜、锌、镍、铬	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019
	镉、铅	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997

土壤	砷、汞	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013
	土壤阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定三氯化六氨合钴浸提-分光光度法 HJ 889-2017
	六价铬	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019
	石油烃(Co-Cm)	土壤和沉积物石油烃(Co-Cm)的测定气相色谱法 HJ 1021-2019
	氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、苯、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、甲苯、四氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯	土壤和沉积物挥发性有机物的测定顶空/气相色谱-质谱法 HJ642-2013

(5) 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中： C_i——i 污染物的监测值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数。

(5) 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.4-4-4.4-7。

从评价结果可以看出，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）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.4-4 占地范围内表层样监测结果统计表（建设用地土壤）

监测点位				1#已建克深 38 井占地范围内			2#克深 5 占地范围内（引用）		
采样深度				0-20cm			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	监测数据	Pi	达标情况
1	镉	mg/kg	65	*	*	*	*	*	达标
2	镍	mg/kg	900	*	*	*	*	*	达标
3	铜	mg/kg	18000	*	*	*	*	*	达标
4	汞	mg/kg	38	*	*	*	*	*	达标
5	铅	mg/kg	800	*	*	*	*	*	达标
6	砷	mg/kg	60	*	*	*	*	*	达标
7	六价铬	mg/kg	5.7	*	*	*	*	*	达标
8	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	4500	*	*	*	*	*	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	蒎	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	全盐量	g/kg	-	*	*	*	*	*	-

表 4.4-5 占地范围外土壤监测结果一览表（农用地土壤）

监测点位				3#已建克深 38 井占地范围外		4#克深 503 井占地范围外（引用）		5#大北处理站占地范围外（引用）	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值（pH>7.5）	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH 值	无量纲		*	*	*	*	*	-

2	汞	mg/kg	3.4	*	*	*	*	*	0.36
3	砷	mg/kg	25	*	*	*	*	*	0.46
4	铅	mg/kg	170	*	*	*	*	*	0.05
5	铬	mg/kg	250	*	*	*	*	*	0.18
6	铜	mg/kg	100	*	*	*	*	*	0.12
7	锌	mg/kg	300	*	*	*	*	*	0.22
8	镉	mg/kg	0.6	*	*	*	*	*	0.67
9	镍	mg/kg	190	*	*	*	*	*	0.14
10	全盐量	g/kg	-	*	*	*	*	*	-

表 4.4-6 占地范围内表层样监测结果统计表（建设用地土壤）

监测点位	监测层位	石油烃		标准限值 (mg/kg)	全盐量 监测值 (g/kg)
		监测值 (mg/kg)	Pi		
6#克深 38 井采气 阀室占地范围内	0~0.2m	*	*	4500	16.7

表 4.4-7 占地范围外表层样监测结果统计表（农用地土壤）

监测点位	监测层位	石油烃		标准限值(mg/kg)	全盐量 监测值 (g/kg)
		监测值 (mg/kg)	Pi		
7#拟建克深 38 井管 线外外	0~0.2m	*	*	4500	16.8

从评价结果可以看出，工程所在区域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，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 第二类用地风险筛选值要求。

4.5 声环境现状监测与评价

4.5.1 声环境现状监测

(1) 监测因子：等效连续 A 声级。

(2) 监测布点

根据工程特点，共设 8 个声环境监测点，分别为已建克深 38 井和克深 38 井采气阀室的东、南、西、北厂界值。监测点位见图 4.4-2。

表 4.5-1 声环境现状监测点布点一览表

序号	监测点	坐标
1	克深 38 井厂界（东、南、西、北）	*
2	克深 5 采气阀室厂界（东、南、西、北）	*

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2024 年 9 月 1 日至 9 月 2 日，监测项目为等效连续 A 声级。

(3) 监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA6228+型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.5.2 监测结果与评价

噪声监测结果见表 4.5-2。

表 4.5-2 噪声现状监测结果 单位: dB (A)

监测点名称		监测时间	测量结果 (dB(A))				评价结果
			昼间		夜间		
			实测值	标准值	实测值	标准值	
已建克深 38 井	南侧	2024.9.1-9.2	*	60	*	50	达标
	东侧	2024.9.1-9.2	*		*		达标
	北侧	2024.9.1-9.2	*		*		达标
	西侧	2024.9.1-9.2	*		*		达标
克深 38 井采气阀室	北侧	2024.9.1-9.2	*		*		达标
	东侧	2024.9.1-9.2	*		*		达标
	南侧	2024.9.1-9.2	*		*		达标
	西侧	2024.9.1-9.2	*		*		达标

由表 4.5-2 可知，工程各监测点监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

4.6 环境空气质量现状监测与评价

4.6.1 环境空气质量现状监测

根据 2022 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 4.4-1。

表 4.6-1 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均	6μg/m ³	60μg/m ³	10%	达标
NO ₂	年平均	24μg/m ³	40μg/m ³	60%	达标
PM ₁₀	年平均	94μg/m ³	70μg/m ³	134.29%	不达标
PM _{2.5}	年平均	41μg/m ³	35μg/m ³	117.14%	不达标
CO	24小时平均第95百分位数	2000μg/m ³	4000μg/m ³	50%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	133μg/m ³	160μg/m ³	83.125%	达标

根据上表结果，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、降水少的现实情况限值，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 其他污染物环境质量现状监测

(1) 监测因子

非甲烷总烃。

(2) 监测布点

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》(监测时间为 2024 年 6 月 27 日)中牙斯热木库鲁其村监测点的非甲烷总烃监测数据,引用《克拉苏气田克深 5 区块开发调整方案环境影响报告书》中关于项目区的非甲烷总烃监测数据,监测点位置及监测因子见表 4.6-2。监测点位见 4.4-2。

表 4.6-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标	监测因子
1	牙斯热木库鲁其村	*	非甲烷总烃
2	克深 5 集气站	*	

(3) 监测时段及频次

监测时段:克深 5 集气站非甲烷总烃监测时间为 2023 年 10 月 25 日至 2023 年 10 月 31 日,连续监测 7 天。牙斯热木库鲁其村非甲烷总烃监测时间为 2024 年 6 月 24 日~2024 年 6 月 30 日,监测 7 天。

监测频次:非甲烷总烃监测 1 小时平均浓度,每日监测 4 次,每次采样时间不少于 45min,监测时间分别为北京时间 4:00、10:00、16:00 及 22:00 时。

监测期间同时对地面风向、风速、总云量、低云量、气温、气压等常规气象因素进行观测。

(4) 监测分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》(大气部分)进行,监测分析方法按《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中表 2 和《空气和废气监测分析方法(第四版)》有关规定进行。

(5) 其他污染物现状监测结果

根据监测结果及相关评价标准,其他污染物现状监测及评价结果见表 4.6-3。

表 4.6-3 污染物现状监测及评价结果一览表

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率(%)	超标率(%)	达标情况
牙斯热木库鲁其村	非甲烷	1h 平均	2000	*	13.5	0	达标

克深 5 集气站	总烃			*	88	0	达标
----------	----	--	--	---	----	---	----

由监测结果可知，监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准要求。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如采气管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表 5.1-1 气田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 施工期生态环境影响分析

克深 38 井地面工程北倚天山南麓，南接拜城绿洲盆地。工程位于山前冲洪积扇，地形较平坦，海拔在 13000 米左右，主要地貌单元为山前冲洪积倾斜砾质平原。土壤类型主要为棕漠土，主要植被为短叶假木贼群系，猪毛菜群系等，植被覆盖度约为 5%-10%。

各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.86hm²、临时占地 2.22hm²，占地类型均为裸土地。

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主

要为管道作业带占地，工程占地不涉及基本农田和公益林。

各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.86hm²、临时占地 2.22hm²，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油气田区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油气田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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

5.1.2.2 水土流失影响分析

本工程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收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本工程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。

本工程所在区域拜城县属于塔里木河中上游水土流失重点治理区，区域以地

表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.2.3 对植被的影响分析

本工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、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。

克拉苏气田克深区块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) 占地影响

由影响因素分析和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。

在投入运营后，临时占地 2.22m² 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下下降，并且地表植被不复存在。

(2) 生物量损失

各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.86hm²、临时占地/2.22hm²，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。本工程占地类型为裸土地及天然牧草地为主。参照《中国区域植被地上与地下生物量模拟》(生态学报, 26(12): 4153-4163)，结合区域相关资料，裸土地植被生物量参照 0.75t/hm²，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

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

式中，Y——永久性生物量损失，吨；S_i——占地面积，公顷；W_i——单位面积生物量，吨/公顷。

本工程永久占地 0.86hm²，将造成 0.645t 永久植被损失，临时占地将造成 1.665t 临时植被损失。加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(3) 管线修建对植被的影响

本工程新建单井采气管线 1 条 1.45km，管线扰动宽度均为 8m。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。

(4) 石油类污染对植被的影响

在气田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是凝析油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是生产过程中不慎将凝析油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中0~20cm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。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(5) 人类活动对植被的影响

气田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。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。荒漠区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、自然植被减少，使规划区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。但评价区植被密度极低，植被覆盖度很小，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

(6) 事故排放对植被的影响

气田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为凝析油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对凝析油和采出水的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

气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。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设工程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，随着本工程站场建设的各个过程，气田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它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

表 5.1-2 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> () 生境 <input type="checkbox"/> (地表扰动) 生物群落 <input type="checkbox"/> () 生态系统 <input type="checkbox"/> (生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失) 生物多样性 <input type="checkbox"/> (物种丰富度) 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input type="checkbox"/> () 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input type="checkbox"/> ()
评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>	
评价范围	陆域面积：(0.0086) 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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

本工程钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是采气集输过程中的烃类挥发。

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(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，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在气田区块开发前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此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、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。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。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。最近的居民点距离本工程约 4km，因此本工程施工期居民点大气环境影响较小。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

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，统计结果分析见表 5.2-1，风频图见图 5.2-1 和 5.2-2。

表 5.2-1 工程所在区域主要气象要素

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	11	极端最高	40.9°C
2	最热月月平均相对湿度	46%	12	极端最低	-27.4°C
3	年平均风速	1.7m/s	13	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	14	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	15	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	16	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	17	年均大风日数	30d

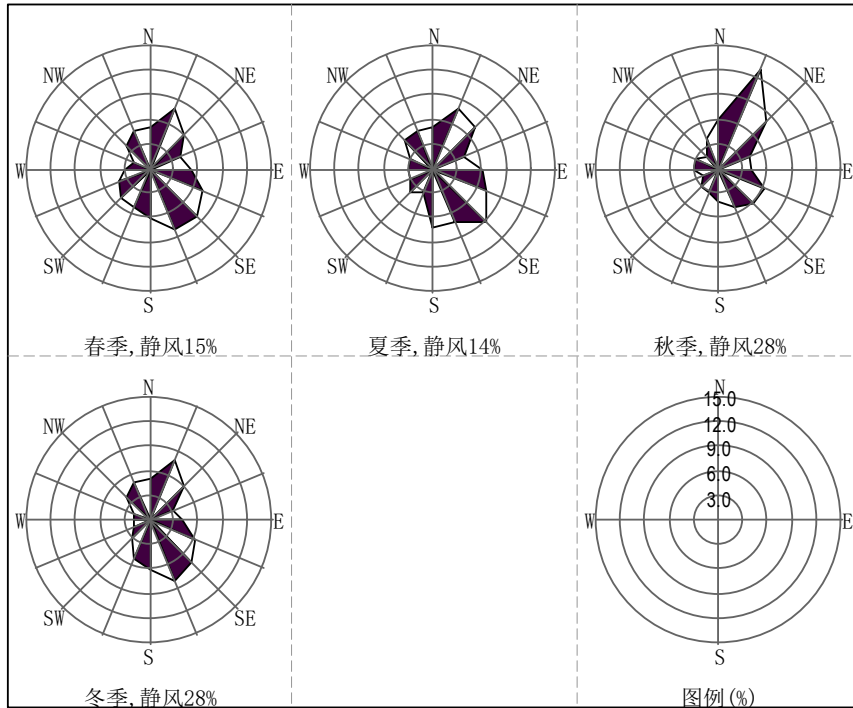


图 5.2-1 拜城县各季风向玫瑰图

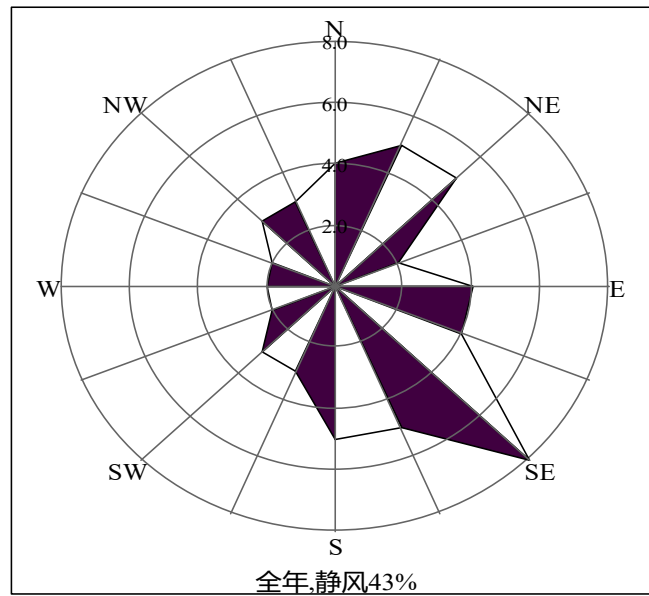


图 5.2-2 拜城县全年风向玫瑰图

5.2.2.2 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 5.2-2。

表 5.2-2 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/°C		40.9
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(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 5.2-4。

表 5.2-3 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						非甲烷总烃
克深 38 井	*	*	1380	40	40	6	40	0.001

表 5.2-4 P_{max} 及 D_{10%} 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 38 井	非甲烷总烃	5.4558	2000	0.27	/	28

由表 5.2-4 可知，项目非甲烷总烃最大落地浓度为 5.4558μg/m³、占标率为 0.27%。

5.2.2.3 污染物排放量核算

运营期主要大气污染物为本工程油气集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，其排放量核算情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	治理措施	污染因子	排放速率(kg/h)	有效工作时间	单座场站年总排放量 (t/a)
----	-------	------	------	------------	--------	-----------------

1	井场无组织废气	密闭集输	非甲烷总烃	0.001	8760	0.009
---	---------	------	-------	-------	------	-------

(3) 项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表5.2-6。

表 5.2-6 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	非甲烷总烃	0.009

5.2.2.4 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 38 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.2-7。

表 5.2-7 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	污染物	非正常排放浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次	应对措施
1	放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	--	0.1	0.17	1	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 5.2-8。

表 5.2-8 非正常排放 Pmax 及 D10%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	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\text{max}}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	D10%(m)
1	放喷口	非甲烷总烃	1922.22	96.11	192.22	10	425

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 $1922.22\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 96.11%。

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，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-9。

表 5.2-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	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(非甲烷总烃)			包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>			
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2019) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>	现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子(PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本工程} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本工程} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本工程} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17) h		C _{本工程} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m						

	污染源年排放量	SO ₂ : (/)t/a	NO _x : (/) t/a	颗粒物: (/) t/a	VOCs: (0.009) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2.3 闭井期大气环境影响分析

本工程闭井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, 气井停止后将进行一系列清理工作, 包括地面设施拆除、封井、井场清理等, 将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较, 清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的, 且该区域内活动人群较少, 主要为井场清理的油田工作人员。

5.2.4 评价结论

项目位于环境质量不达标区, 污染源正常排放下 SO₂、NO_x、颗粒物、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%, 污染物的贡献浓度较低, 且出现距离较近, 影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.3 声环境影响预测与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

(1) 施工噪声源强

本工程施工期不同的施工阶段使用不同的施工机械, 如挖掘机、吊机等, 产噪声级在 85~95dB(A)之间。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 中表 A.2 和类比油气田开发工程中管线铺设实际情况, 各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械噪声值一览表

设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

(2) 施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式, 预测计算声源至受声点的几何发散衰减, 计算

中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

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

式中：L_r--距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r₀}--距声源 r₀ 处的 A 声压级，dB(A)；

r--预测点与声源的距离，m；

r₀--监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方 管线
2	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
3	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

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 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。本工程周边 500m 范围内无居民等敏感点，施工不会对周围声环境产生一定影响。

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

5.3.2 运营期噪声环境影响分析

本评价以克深 38 井井场四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.3.2.1 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下列式计算：

算：

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

(2) 计算总声压级

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

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

式中： L_{cqq} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T ——用于计算等效声级的时间，s；

N ——室外声源个数；

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M ——等效室外声源个数；

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

采气井场噪声源参数见表 5.3-3。

表 5.3-3 采气井场噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m	声源源强(声功	声源控制措	运行时段
----	------	----	----------	---------	-------	------

			X	Y	Z	率级)dB(A)	施	
1	采气树	--	20	25	1	80	基础减振	昼夜

5.3.2.3 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，本工程各噪声源对站场四周场界的贡献声级值见表 5.3-4。

表 5.3-4 采气井井场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
			昼间	夜间	
克深38井井场噪声	东场界	46	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	44	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	48	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	49	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

据预测结果可知，采气井井场噪声源对场界的噪声贡献值为 44~49dB(A)，昼夜间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。项目场界外 200m 范围内无居民区等声环境保护目标，不会产生噪声扰民问题。

综上，拟建项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.2.4 井下作业噪声影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 105dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求，但是由于本工程井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2.5 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.3-5。

表 5.3-5 本工程声环境影响评价自查表

工作内容		自查内容					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>

	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>	近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>	现场实测加模型算法 <input type="checkbox"/>	收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比	100%		
噪声源调查	噪声源调查方法	场实测法 <input type="checkbox"/>	已有资料 <input type="checkbox"/>	研究成果 <input checked="" type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/> _____		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>	最大 A 声级 <input type="checkbox"/>	计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>	不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>	不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>	手动监测 <input checked="" type="checkbox"/>
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()	监测点位数 ()	无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>	不可行 <input type="checkbox"/>		
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可“ <input checked="" type="checkbox"/> ”; “()”为内容填写项					

5.3.3 服务期满后声环境影响分析

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

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述, 本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的, 待施工结束后噪声影响也随之消失, 并且项目评价范围内无声环境敏感目标, 不会产生噪声扰民问题。运营期, 井场噪声源对场界的噪声贡献值为 35~49dB(A), 昼夜均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。项目场界外 200m 范围内无居民区等声环境保护目标, 不会产生噪声扰民问题。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 水文地质条件

5.4.1.1 水文地质特征

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

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

区域位于拜城盆地内, 盆地内充填了巨厚的第四系松散堆积物, 形成了巨大的贮水空间, 基底为古近系-新近系。稀少的降雨对地下水的补给作用不大, 源自高山冰川和源自中、低山区的库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河流入盆地后, 河水大部渗漏补给地下水, 使盆地内储藏有丰富的地下水。因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制, 位于盆地北部高基底上的 Q1 和部分 Q2pl、Q3pl 地层构成了透水不含水层, 部分 Q2pl、Q3 pl 地层的上部不含水、下部砾岩含水。

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征, 区域内存在两种类型的地下水: 第四系松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙-孔隙水。其中, 第四系松散岩类孔隙水又可进一步划分为第四系潜水和承压水。

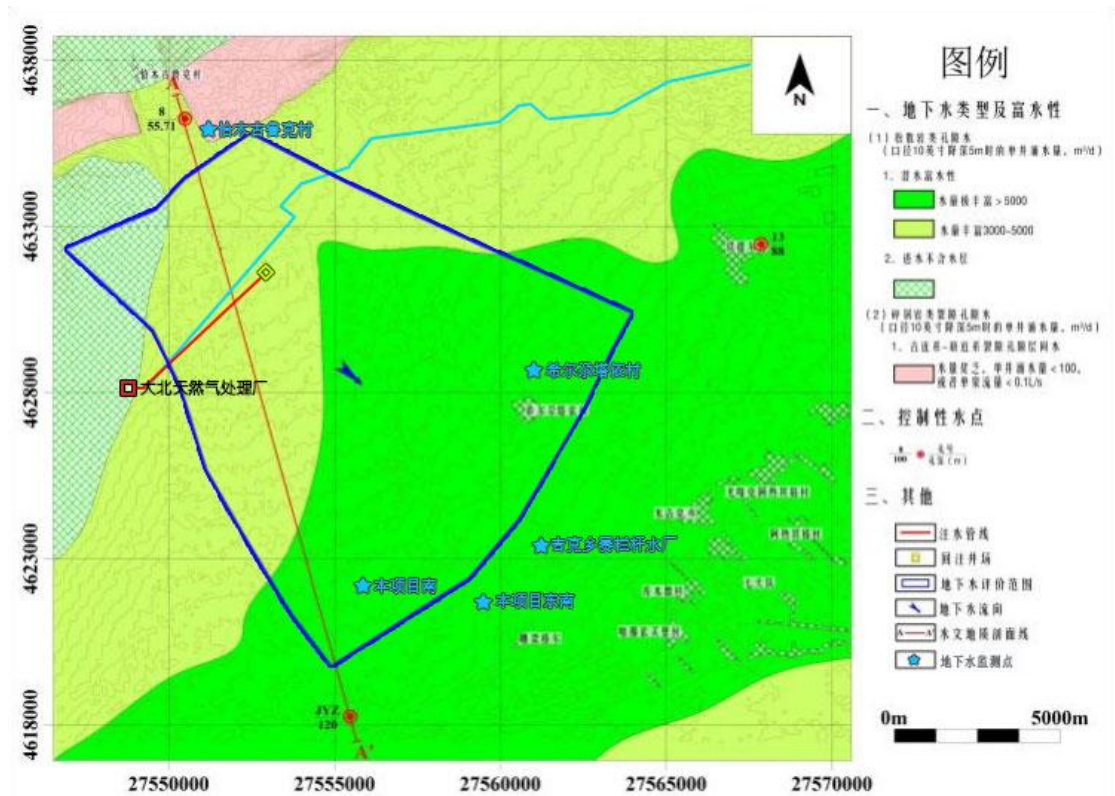


图 5.4-1 区域水文地质略图

5.4.1.2 地下水补径排特征

区域北部的库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河冲洪积平原上、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三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。各河流除 5-9 月有洪水泄入盆地直接注入木扎提河外，其余月份，河水出山口后除渠道引水外，河水很快在砾质带渗失补给地下水。干渠和大部分支渠在输送渠水过程中大量渗漏补给地下水。田间灌溉水的渗漏也是地下水补给来源之一。

在库如克厄肯河-喀拉苏河冲洪积平原，地下水的径流方向为从北向南。因各含水层主要是由漂砾，卵砾石组成，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在冲洪积平原上部约 1.42%，中部为 1.43%，南部因径流断面变窄，水力坡度增大为 6.44%。

在克孜勒河冲洪积平原，地下水的径流方向为从东北向西南。因含水层为卵砾石层，颗粒粗大，渗透性强，因而径流通畅。地下水的水力坡度，在克孜勒河冲洪积平原上部约 3.18%，中部变为 3.84%，下部因地下水的径流断面变窄而增

大为 9.18%。

各河冲洪积平原区地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至木扎提河和克孜尔水库中。

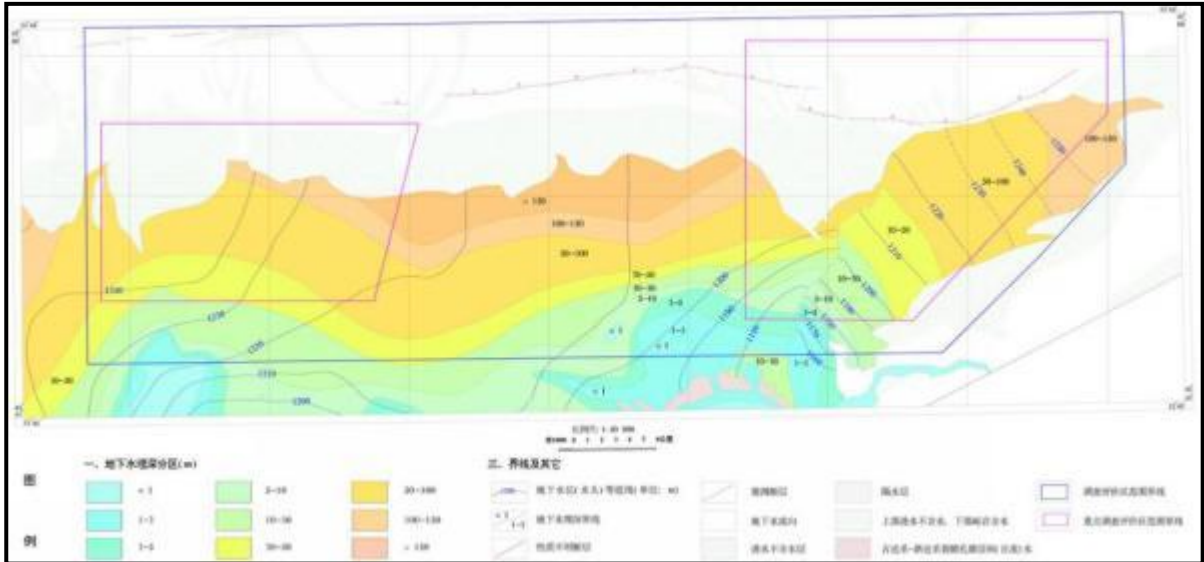


图 5.4-1 区域潜水埋深及等水位线图

5.4.1.3 地下水化学特征

区域潜水主要接受北部库如克厄肯河、喀拉苏河、克孜勒河的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给。受构造、地形条件、地下水的补、径、排条件、含水层岩性等因素影响，潜水的化学类型自西向东、自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水--硫酸盐水--氯化物水。承压水分布于评价区的西南部和东南部。

区域位于台勒维丘克河-库如克厄肯河-克孜勒河冲洪积砾质平原区，含水层主要为单一结构的潜水含水层。含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于 100m，单位涌水量大于 $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 $4\sim 80\text{m/d}$ ，单井涌水量 $400\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富。地下水矿化度一般在 $0.60\sim 1.71\text{g/L}$ 之间，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$ 或 $\text{SO}_4\text{-Cl-K-Na-Ca}$ 型水。

5.4.2 评价区地下水开发利用情况

根据调查，拜城县居民个人开采地下水情况很少，居民饮用水水源主要采用集中形式供水，各水源集中供水井主要沿喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、

克孜尔河、木札特河等水系及冲洪积扇分布。根据调查，距离工程最近的水井为克深 38 井西北侧 3.9km 乌苏开木村水井。

5.4.3 包气带调查

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

5.4.4 施工期水环境影响分析

根据工程分析，本次施工期废水不外排。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，工程施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.4.5 运营期水环境影响分析

5.4.5.1 正常状况下水环境影响分析

（1）采出水

本工程运营期产生的采出水通过集输管线输送至克深 5 外输管线，最终汇至克深天然气处理厂处理，克深天然气处理厂采出水处理系统采用“重力沉降除油”的处理工艺处理后，水质达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）标准，经回注管线输送至井场回注地层，设计最大回注量 $1518 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前生产运行正常。拟建方案实施后天然气及采出水由克深天然气处理站处理，克深天然气处理站运行负荷见表 5.4-1。

表 5.4-1 克深天然气处理站运行负荷表

克深天然气处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程需处理量	依托可行性
天然气 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	2000	1300	700	30	可依托
采出水 m^3/d	2000	1200	800	35	可依托

由上表可知，本工程天然气、采出水依托克深天然气处理站处理可行。同时

本工程采出水为 35m³/d，采出水处理达标后回注地层，工程依托可行。

按照《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 中 9.2.3 条的要求，气田注水水质满足 SY/T6596 要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求，要求总回注量影响范围内无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。克深处理站的采出水处理装置主要处理克深区块的采出水，经多年运营未发现出现回注量影响范围内无断层、产生地表露头或出露点的问题。



(2) 井下作业废水

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站或其他有处理资质的单位处理达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016) 中的有关要求后回注地层。

(3) 集输管道对地下水影响分析

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

5.4.5.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油气田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、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。主要表现在钻井过程及井下作业过程中，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；自然灾害引起的油气田污染事故；输油、输气管线、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，对油气田区地下水体均可能产生污染的风险。

油气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污

染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井场的泥浆池，采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，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。

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和钻井施工过程中泥浆池。采油过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。

就钻井源漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有一定毒性的多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层和有毒性钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见事故的发生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油气田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油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，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

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。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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

污水在地下水中的迁移转化是一个复杂的物理化学和生物作用过程，污染物通过包气带下渗进入含水层时，还包括污染物的自净过程。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，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有有机质含量较高时，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到含水层后的运移进行重点预测、评价。

➤ 预测情景

油气田开发油井套管破损、管线穿孔造成的原油或污水、压裂液泄漏可能对地下水造成影响,污染源主要有落地油及原油产出的含油污水等。落地油、含油污水必须及时回收,若回收不及时可能会随降雨入渗,污染地下水。

根据油气输送工程的长期运行经验,在发生管道发生破裂后,站场监控系统会及时发现输油气压力发生变化,一般情况下,站场内的输油泵可在1分钟内关闭。管道沿线各手动阀关闭依靠距离阀室最近的值班人员,一旦出现泄露事故,运营单位立即通知负责关闭阀门的工作人员,在15-18分钟可以将手动阀门关闭。

本工程1口气井最大产水量为35m³/d,假设拟建气井采出水管发生泄漏,该泄漏可在1h内发现,并采取关闭阀组等措施进行控制,泄漏时间取1h,故其泄漏的采出液为1.5m³。根据相关资料,在一般情况下,石油类溶解度为10mg/L,故采出水中石油类污染物浓度取最大值10mg/L。即石油类泄漏量实际为0.015kg,浓度为10mg/L。

根据区域水文地质条件,地下水大致流向为由西北向东南,工程范围内地下水为第四系潜水含水层及承压水。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。

➤ 预测方法

本工程地下水环境影响评价级别为二级,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。

➤ 预测模型

工程区的地下水流向为西北向东南方向,因此污染物在浅层含水层中的迁移,可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。

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

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；
 C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；
u—水流速度，m/d；
n—有效孔隙度，无量纲；
 D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；
erfc()—余误差函数。

➤ 预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集工程所在区域的成果资料及经验参数来确定。由于石油类因子是原油污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为0.3mg/L。模型中所需参数及来源见表5.4-2。

表 5.4-2 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	0.032m/d	地下水的平均实际流速 $u = KI/n$ ，渗透系数为10m/d，水力坡度为0.8‰
2	D_L	纵向弥散系数	0.32m ² /d	$D_L = aL u$ ，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，按照最不利的原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	25%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 $n=0.25$ 。
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	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值10mg/L。	

➤ 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5.4-3。

表 5.4-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情形二:短时泄露）

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	0.01	0	0.001	0	0.0001
	10	0.02	20	0.004	30	0.0003
	20	0.006	40	0.005	60	0.001
	30	0.0003	60	0.004	90	0.002

	40	0	80	0.001	120	0.003
	50	0	100	0.0003	150	0.002
	60	0	120	0.00003	180	0.001
	70	0	140	0	210	0.001
	80	0	160	0	240	0.0002
	90	0	180	0	270	0
	100	0	200	0	300	0

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，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 30m、120m、240m，无超标范围。在本次预测情景下的影响区无生活饮用水源井，无村庄及常住居民，不存在与地下水相关的敏感点或环境保护目标等，但下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故阀组、输油管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.6 退役期水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

在按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.4.7 水环境影响评价小结

(1) 本工程评价范围内无天然地表水体，在正常情况下，本工程产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

(2) 运营期的采出水依托克深天然气处理厂污水处理系统处理，达标采出水回注气层，剩余处理能力可满足本工程需求。

(3) 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，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在，本工程对地下水环境基本没有影响；在非正常状况下，在及时采取地下水污染应急控制措施后，本工程运营对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废弃物环境影响分析

5.5.1 固体废物产生与分类

施工期产生的固体废物主要为施工土石方、生活垃圾和施工废料等。工程运营期产生的固体废物主要为清管废渣。

5.5.2 施工期固体废物环境影响

本工程施工期产生的固体废物排放情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类	产生量	固废代码	处理、处置方式
施工期	施工土石方	/		做到挖填平衡，无弃土产生
	施工废料	0.0725t	一般工业固废，	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深固废填埋场填埋处置
	生活垃圾	0.15t	一般工业固废，	拜城县生活垃圾填埋场

(1) 施工弃土

施工过程中土石方主要来自管沟开挖。合计挖方约 4224m³，所有挖方后期全部回填，无弃方。

(2) 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条等。根焊接及吹扫废渣的产生量约为 0.05t/km，本工程焊接及吹扫废渣产生量约为 0.0725t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深固废填埋场填埋处置。

(3) 生活垃圾

本工程施工期施工人员产生的生活垃圾约为 0.15t，这些垃圾经收集后，运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置，现场不遗留。

5.5.3 运营期固体废弃物环境影响

5.5.3.1 固体废物处置措施

(1) 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油与天然气开采行业中天然气固体废物产排污系数（0.007 吨/万立方米-产品），因此本工程油泥（砂）产生量约为 69.3t/a。

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

(2) 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建管线共计 1.45km，每次废渣量约 1.67kg。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），清管废渣危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 251-001-08 清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物，本工程产生的清管废渣由库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理进行。

(3) 废防渗材料

废防渗材料主要是在修井过程产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。单块防渗布重约 250kg（12m*12m），单井作业用 2 块，则本工程产生废弃防渗布约 0.5t，修井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 0.25t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年 第 74 号），沾油废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，可委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废

处理资质的单位进行无害化处理。

(4) 井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.4-9），计算井下作业固废的产生量。

表 5.5-2 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	263.98	无害化处理/处置/利用
	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	82.3	无害化处理/处置/利用
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

根据表 3.4-9 计算，因此本工程井下作业过程废压裂液产生量为 261.34m³/a，废酸化液产生量为 81.48m³/a，废洗井液产生量为 25.04t/a，井下作业固废自带回收罐进行回收，由勘探公司（产废主体）组织交由拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站或其他具备资质的单位进行无害化处理。

(5) 本工程危险废物统计

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，压裂返排液、酸化返排液和废洗井液不属于危废。则本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 5.5-3。

表 5.5-3 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥沙	HW08	071-001-08	69.3	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装收集后，委托库车畅源生态环境科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害
2	清管废渣	HW08	071-001-08	1.67kg	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	进行无害

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
											化处理。
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理。

5.5.3.2 危险废物影响分析

本次评价按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》对项目危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置等全过程分析建设项目产生的危险废物可能造成的环境影响，具体如下：

(1) 危险废物收集

本工程建成运行后，油田公司应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求对产生的危险废物进行收集。

①采用专用密闭包装容器进行收集，包装容器材质与危险废物相容同时在包装容器外设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a.危险废物标签规格颜色说明：规格:正方形，40×40cm；底色:醒目的橘黄色；字体：黑体字，字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

d.装载液体、半固体的危险废物的包装容器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。

(2) 危险废物贮存设施环境影响分析

本工程产生的清管废渣集中至克深天然气处理厂的污水罐中由库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理。

(3) 运输过程的环境影响分析

本工程产生的危险废物运输过程中均采用密闭容器分类收集储存，材质与危险废物相容，期间保持运输通道畅通，正常情况下不会发生散落或泄露，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。建设单位委托有资质单位将危险废物从油气田区域运输至处置单位，运输路线尽量避开环境敏感点，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。

危废外运时，公司应当向生态环境局提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接受单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动结束后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

(4) 危险废物处置单位

工程运营期产生的危险废物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处理资质的单位进行无害化处理。

5.5.3.3 危险废物贮存及管理要求

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）和《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），工程对运营期固体废物处置过程提出如下管理要求：

①落实污染防治责任制度，健全企业工业危险废物产生、收集、贮存、运输、处置全过程的污染防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）等有关规定，对危险废物的包装容器以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，同时按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）制定危险废物管理

计划和管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

④落实危险废物经营许可制度，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。

⑤落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。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废物运输管理的规定。

⑥落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规的要求，对工业固体废物采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒工业固体废物。建设单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求。

⑦落实排污许可制度，已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

5.5.4 退役期固体废物影响分析

固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

5.5.5 固体废物评价结论

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工土石方、施工人员生活垃圾、施工废料等。

施工过程中管沟所有挖方后期全部回填，无弃方。施工人员生活垃圾集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深固废填埋场填埋处置。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料集中收集后委托库车畅源环保科技有限公司等有资质的单位无害化处置。井下作业固废自带回收罐进行回收，由勘探公司（产废主体）组织交由拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站或其他具备资质的单位进行无害化处理。

本工程对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.6 土壤环境影响分析

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

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

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

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

(2) 管线施工对土壤环境的影响

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

(3) 水土流失影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过

地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；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。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

(1) 土壤影响分析

本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

①污染影响型

本工程输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
集输管线	-	垂直入渗	石油烃	-

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为集输管线事故状况下破裂造成石油烃垂直下渗导致土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

②生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.6-3 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

(2) 污染影响型

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

工程运营期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄漏，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，本工程可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄漏对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-4。

表 5.6-4 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度 (m)	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度

	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776
--	----------------------	----------	----------	----------	----------

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

(3) 生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，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，预计从集输管道中泄漏的采出液量为 3.67m³。类比采出液中的氯根在 133522mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=3.67×133522×58.5÷35.5=807507g。

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：△S-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/m³；

A-预测评价范围，m²；

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；

Sb-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

工程所处区域气候干燥，年降雨量较小，工程考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.3×103kg/m³，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 29.5g/kg。预测年份为 0.027a（10 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 0.2g/kg，叠加现状值后的预测值为 29.7g/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。

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。故在工程运营期间，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。

综上，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。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。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，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类型图
	占地规模	(3.08) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标 (/)、方位 (/)、距离 (/)	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input checked="" type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	全部污染物	石油类	
	特征因子	石油烃	

	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>			
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>			
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input type="checkbox"/>			
	理化特性				同附录 C
	现状监测点位	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	
	柱状样点数	/	/	/	
	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）基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分			
现状评价	评价因子	石油烃等			
	评价标准	GB 15618 <input type="checkbox"/> ; GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他			
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求			
影响预测	预测因子	石油烃			
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测分析内容	影响范围 <input type="checkbox"/> 影响程度 <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测结论	达标结论： a <input checked="" type="checkbox"/> ; b <input type="checkbox"/> ; c <input type="checkbox"/> 不达标结论： a <input type="checkbox"/> ; b <input type="checkbox"/>			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		7	石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标				
	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			
注 1：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

6 环境保护措施及可行性论证

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

6.1 生态环境保护措施及可行性论证

6.1.1 设计期环境保护措施

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

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道跨越工程设计标准》(GB/T50459-2017)。

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

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

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

(6) 下一步设计中线路优化尽量避免避开植被茂盛区

6.1.2 施工期生态环境影响保护措施

6.1.2.1 生态影响的防护

针对井场、管线工程生态防护措施：

(1) 对油气田区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——井场永久性占地 0.144hm²；

——管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m；

(2) 严禁任何施工活动进入生态保护红线区内。

(3) 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。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡。

(4) 施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在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。

(5) 加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

针对野生动植物的生态保护措施：

(1) 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。

(2) 管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(3) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

6.1.2.2 生态影响的治理

针对井场、管线工程生态治理措施：

(1) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(2) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

针对野生动植物的生态治理措施

(1) 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。

(2) 井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

6.1.2.3 生态影响的补偿

本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

6.1.2.4 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

综上，本工程建设期采取的生态环境保护措施可行。

6.1.2.5 水土流失防治措施

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。详见图 6.1-1。

(1) 工程防治措施

①井场工程区

井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

②管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护

措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

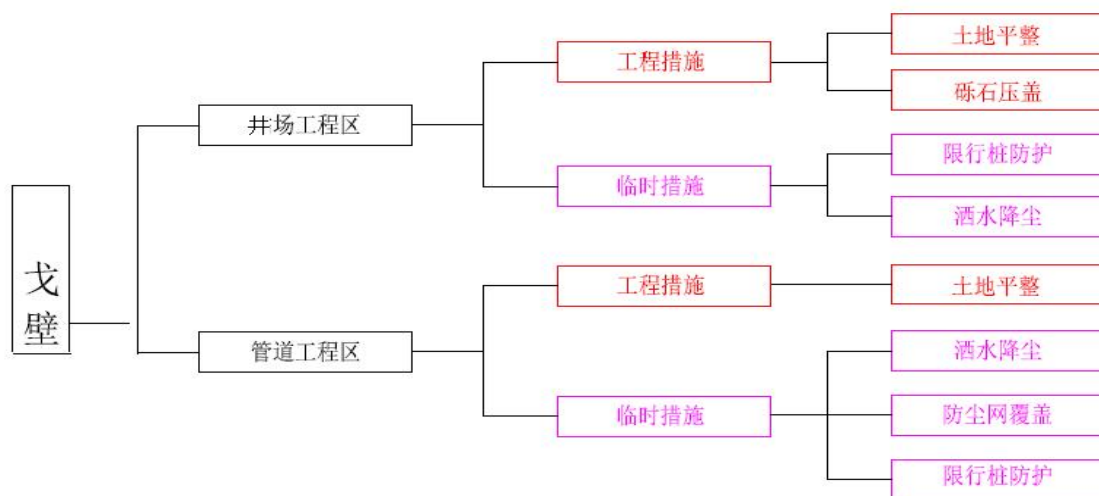


图 6.1-1 本工程的水土保持措施图

(2) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①工程选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避免植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压工程区内其他荒漠植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

③施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

④严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑥加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑦对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.1.2.6 对野生动物的生态保护措施

(1) 评价区域分布有鹅喉羚等保护动物，在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 鹅喉羚等保护动物为评价区域广布种，由于区域水源、食源丰富且分布广，气田区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，工程建设区域如发现鹅喉羚等重点保护野生动物、特有动物的，须及时保护其生境不受施工活动的影响和破坏，严禁猎捕猎杀。施工区域周边有鹅喉羚等保护动物出没、觅食等活动时，及时提出相应的优化工程施工方案及运行方式，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对鹅喉羚等保护动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.3 运营期生态环境影响保护措施

6.1.3.1 监督和管理措施

(1) 针对本工程的建设，塔里木油田分公司安全环保部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定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

(2) 选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的

环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

(3) 针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.1.3.2 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、油气田区，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，切实提高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。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.4 退役期生态环境保护措施

随着采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。

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，使施工工作人员对于在工程区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得

破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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。

6.1.5 生态恢复治理方案

6.1.5.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GBT/43936-2024）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，对各设施临时占地提出土地复垦及恢复要求如下：

（1）对不再使用的井场、管道等临时用地及时实施土地复垦和修复工程，对地表废弃物进行清理，覆土、平整及植被恢复。要采用分层剥离、分层堆放方式剥离表土，保持土壤理化性质，减少土壤结构的破坏。

（2）矿产资源开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

（3）坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将矿山生态环境保护与恢复治理贯穿矿产资源开采的全过程。根据矿山生态环境保护与恢复治理的重点任务，合理确定矿山生态保护与恢复治理分区，优化矿区生产与生活空间格局。采用新技术、新方案、新工艺提高矿山生态环境保护和恢复治理水平。

（4）所有矿山企业均应对照本标准各项要求，编制实施矿山生态环境保护与恢复治理方案。

（5）恢复治理后的各类场地应实现：安全稳定，对人类和动植物不造成威胁；对周边环境不产生污染；与周边自然环境和景观相协调；恢复土地基本功能，因地制宜实现土地可持续利用；区域整体生态功能得到保护和恢复。

针对污染场地恢复要求如下：

(1) 污染场地的恢复应切断污染源，防止渗漏和扩散，去除污染物，恢复场地生态功能，保证安全再利用。

(2) 污染场地应采取设置屏障等措施控制污染土壤、污泥、沉积物、非水相液体和固体废物等污染物进一步迁移。

(3) 易于积水的污染场地应采用防渗膜、土工膜、土工布、GCL 膨润土垫等做好防渗漏措施，根据污染场地天然基础层的地质情况分别采用天然材料衬层、复合衬层或双人共衬层作为其防渗层，必要时设置集排水系统，防止污水渗漏和扩散。

(4) 污染场地应因地制宜采用物理、化学、生物、热处理等技术进行场地修复。对于有毒有害污染物和放射性污染物处置，应符合 GB18484、GB18597、GB18598 和 GB14500 等标准要求。酸碱污染场地应采用水覆盖法、湿地法、碱性物料回填等方法进行场地修复，使修复后的土壤 pH 值达到 5.5-8.5 范围。场地内废矿物油的利用与处置应符合 HJ607 标准要求。

(5) 污染场地恢复治理达到相关标准要求并经环保部门组织验收后，可转为农业、林业、牧业、渔业、建设等用地。

6.1.5.2 管线生态恢复

(1) 管线生态恢复治理范围

本工程需新建管线 1.45km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

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

6.1.5.3 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。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。种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后，按照自然资源部门要求进行恢复，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.2 大气污染防治措施可行性论证

6.2.1 施工期废气污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）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，对工程施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气。提出以下大气污染防治措施：

（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）。

（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。

（7）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。

（8）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。

6.2.2 运营期废气污染防治措施

本工程运营期无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、场站阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油气田采取了以下大气污染防治措施：

(1) 工程气井采出物采用密闭集输工艺，混输至克深天然气处理厂，容易泄露的关键危险部位采用先进设备和材料，采取加强管理、防止跑冒滴漏措施后，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(2) 工程定期巡检，确保集输系统安全运行；

(3) 提高对风险事故的防范意识，在不良地段做好工程防护措施；

(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：

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。

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及时修复。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。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 退役期废气污染防治措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在退役期施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.3 噪声防治措施及其可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

- (1) 合理控制施工作业时间；
- (2) 各产噪设备（泥浆泵、发电机等）做好基础减振，定期进行维护泥浆泵、钻机和发电机等高噪声设备；
- (3) 需要测试放喷时采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；
- (4) 施工运输车辆驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响；
- (5) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准。

根据噪声预测结果并类比同类型工程施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

本工程运营期产生的噪声主要包括机泵等设备产生的噪声。采取的降噪措施如下：

- (1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间；
- (2) 对设备采取消声、减振等方式，或者选择低噪声型设备。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆；
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行；
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 地下水污染防治措施可行性论证

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响分析，拟建工程在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建工程区的地下水环境，除了按工程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。下面结合拟建工程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。

6.4.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

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

(2) 管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。在投入使用前采取试压和探伤检测管道的密闭性。

(3) 输送管道采用地下敷设，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。在管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(4) 对输送管道、阀门各装置进行严格检查，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，有质量问题的及时更换，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(5) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，一旦管道发生泄漏事故，当检测到压力降速率超过限值时，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量，启动应急预案。

(6) 加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(7) 严格按照塔里木油田分公司及相关管理要求做好固井等工作，按要求做好套管的维护工作，同时加强采气、回注过程中对井身结构的定期检查，确保套管固井质量合格。定期对开发井固井质量进行检查，定期对采气井、回注井开发井套管腐蚀情况进行检测，若发现套管有腐蚀、固井质量不合格等情况，先查明原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。修井作业时，要严格加强防污染措施，修井废水、污油等进入废液罐，严禁流入井场。

(8) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72号）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.4.2 分区防控措施

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

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设工程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 6.4-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.4-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.4-3），提出防渗技术要求。

表 6.4-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 6.4-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩石的防污性能
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 6.4-3 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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ，
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	$K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6.4及前文分析，工程区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物

为石油类及盐类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；本工程污染物控制较难，故将工程区域划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.4-4 项目污染防渗区划分

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

6.4.3 地下水污染监控措施

(1) 地下水监测方案

在正常状况下，建设项目不会影响地下水环境，但是由于很多因素是不确定的，因此为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目正式运行前，设置地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目实施对地下水环境的影响。

① 监测井数

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、工程的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用现状监测水井作为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 6.4-5。

表 6.4-5 地下水监测点布控一览表

监测点	监测层位	功能	井深	监测因子
克深 31-1 井	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	≤50m	石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、砷、六价铬
乌苏开木村水井				

② 监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对工程区所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

(2) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上,制定专门的地下水污染事故的应急措施,并与其他应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容:

- a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估。
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况,平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况,必须按照应急预案马上采取紧急措施:

a 当确定发生地下水异常情况时,按照制定的地下水应急预案,在第一时间尽快上报主管领导,通知当地环境保护主管部门,密切关注地下水水质变化情况。

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测,查找环境事故发生地点、分析事故原因,切断污染源,阻隔地下水流,防止事故的扩散、蔓延及连锁反应,尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响。

c 对事故后果进行评估,并制定防止类似事件发生的措施。

综上所述,采取的地下水环境保护措施是可行的。

6.5 水污染防治措施

(1) 施工机械检修期间,地面应铺设塑料布,及时回收废机油,防止废油落地,污染土壤和地下水。

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

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

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

(5) 施工期生活污水在生活污水池暂存后,定期由罐车拉运至克深作业区生活污水处理设施进行处理,不外排,处置方式可行。

6.6 固废治理措施及其可行性论证

6.6.1 施工期固体废物处置措施

(1) 生活垃圾由施工单位组织统一收集清运至附近的拜城县生活垃圾填埋场填埋。

(2) 施工废料可回收利用的尽量回收利用，及时清运至克深固废填埋场填埋处置。

(3) 施工过程中土石方主要来自管沟开挖。所有挖方后期全部回填，无弃方。

6.6.2 运营期固体废物处置措施

6.6.2.1 固体废物产生情况及处置方案

本工程产生的固体废物包括油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料。

本工程运营期产生的危险废物主要为油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，油泥（砂）属于（HW08 071-001-08）危险废物，清管废渣属于（HW08 251-001-08）危险废物，废防渗材料属于（HW08 900-249-08）危险废物。其中油泥（砂）和废防渗材料现场清理收集后直接委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处理拉运处置；清管废渣收集后暂存克深天然气处理厂危险废物暂存间，定期送库车畅源生态环保科技有限责任公司或其他具有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

6.6.2.2 固体废物污染防治措施可行性分析

(1) 贮存场所污染防治措施

①工程清管废渣采用专用包装容器贮存，与危险废物相容，分类存放，设立危险废物标志、危险废物情况的记录等。

②依托克深天然气处理厂危险废物暂存间暂存，贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1 m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7} cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗

性能等效的材料。

③贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

④企业污染物排放口的标志，应按《环境保护图形标志 排放口（源）》（15562.1-1995）、《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（15562.2-1995）及 2023 修改单以及《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）的规定，设置环境保护图形标志牌

综上，处理厂危险废物暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

（2）危险废物运输过程污染防治措施

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公安部交通运输部部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日起施行）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。

工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司或其他具有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理，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，转运路线尽量避开敏感目标，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。

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《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。本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司或其他具有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司或其他具有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理可行。

（3）技术可行性分析

本工程产生的危险废物现场直接清运或依托克深天然气处理厂危险废物暂存间，危险废物暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求，有效避免二次污染。以上处置措施满足环保要求，工程实施后固体废物得到妥善处置，污染防治措施可行。

(4) 经济可行性分析

本工程产生的危险废物现场直接清运或依托克深天然气处理厂危险废物暂存间，无土建费用，因此，固体废物污染防治措施在经济上可行。

(5) 长期稳定运行可靠性分析

本工程产生的危险废物由专人进行管理，专用容器根据实际使用情况进行更换，危险废物存储及转运均按照相关要求进行管理，在全面落实以上要求条件下，本工程固体废物污染防治措施具备长期稳定运行可靠性，措施可行。

6.6.3 闭井期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，对闭井拆除的废弃管线利旧，无法利用的废弃建筑残渣集中清理收集等收集后送克拉苏钻试修环保站等有资质单位妥善处理。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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，以防止行驶过程固体废物的散落。

6.7 土壤环境保护措施

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

6.7.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中凝析油泄漏量，使工程所在区域污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区，是否有泄漏现象发生。

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

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

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

(5) 如果发生集输管道的采出物渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

①按顺序停泵或关井在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏凝析油首先限制地表污染的扩大。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的凝析油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

③挖坑应急因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的石油类，减轻土壤污染。

6.7.2 过程控制措施

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

6.7.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口管线接口处可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设1个柱状样，每3年监测1次。

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

6.8 环境经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本工程总投资为 732.44 万元，本工程税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济的发展。

6.8.1 环保投资分析

本工程总投资为 732.44 万元，其中环保投资 37 万元，占总投资 5.05%。估算见表 6.8-1。

表 6.8-1 主要环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	1
	柴油发电机 烟气	定期检修、运行良好，燃用符合 质量标准的燃料	/	1
	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	达标排放	1
噪声	施工设备、运 输车辆、运营 设备等	选择低噪声设备、加强设备维 护，基础减振	达标排放	1
固体 废物	含油废物	可委托库车畅源生态环保科技 有限责任公司进行无害化处置 及其他有危险废物处置资质的 单位回收处理。	妥善处理	10
	生活垃圾、废烧 碱包装袋	收集后运至克深地区固废填埋 场填埋	妥善处理	
	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利 用部分拉运至克深地区固废填 埋场	妥善处理	
生态	临时占地恢复	施工结束后进行恢复；控制施工 作业带宽度生态环境恢复治理	施工结束后场地恢复	2
环境	环境风险	地上管道涂刷相应识别色、消防	风险防范设施数量按照	1

风险管理	防范措施	器材、警戒标语标牌	消防、安全等相关要求设置	
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验,完善现有突发环境事件应急预案	修改完善,并定期演练	1
废水处理	压裂返排液	压裂返排液自带回收罐进行回收,拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	妥善处理	3
	试压废水	循环使用,试压完成后用于洒水抑尘	综合利用	1
	生活污水	施工人员生活污水排入环保厕所暂存后,定期拉运至克深公寓现有生活污水处理设施处置	妥善处理	2
地下水环境	井场、站场防渗	分区防渗	地下水水质满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准	1
	污染监控	需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点		1
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		10
		环保培训,演练		1
环保投资合计				37

6.8.2 环境效益、社会效益分析

6.8.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析,油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在:

- (1) 工程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) 其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和集输管道占地、井场道路占地等。

本工程建设对工程区域直接影响是生态影响,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。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。在正常情况下,基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下,将对工程区生态环境和地下水环境产生影响。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。

6.8.2.2 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,促进当地经济发展和生态环境保护。

7 环境风险评价

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

7.1 评价依据

7.1.1 风险调查

本工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气及甲醇，甲醇存在克深天然气处理场储罐内，凝析油、天然气存在于采气管线中。

7.1.2 环境风险潜势判定

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 7.1-1 确定环境风险潜势。

表 7.1-1 建设项目环境风险潜势划分

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

注：IV+为极高环境风险。

7.1.2.1 P 的分级确定

1、危险物质数量与临界量比值 (Q)

本次评价引用《安全预评价报告》的相关数据，根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算危险物质总量与其临界量比值 (Q)：

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。
 本项目 Q 值计算结果见表 7.1-2。

（1）克深 38 井

①危险物质数量及分布情况

根据工程分析结果，本工程涉及的主要危险物质为甲醇。工程涉及危险物质的分布情况见表 7.1-2。

表7.1-2 克深38井涉及危险物质的分布情况一览表

序号	名称	CAS号	厂内	主要设备设施	最大单元存在量 (t)	最大单元存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	危险物质 Q 值
1	甲醇	67-56-1	克深 38 井场内	甲醇注入撬 1 座	1	1	10	0.1
项目 Q 值Σ								0.1

由上表可知，克深 38 井甲醇罐 Q 值为 $0.1 < 1$ 。

（2）集输管线的储气量

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，危险化学品的长输管线，应考虑管线截断阀室之间最长段的在线存储量。本工程集输管线总长 1.45km。根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

根据 $PV=nRT$ ，则 $P_0V_0/T_0=P_1V_1/T_1$

式中：

V_0 —常压下天然气体积， m^3 ；

P_0 —环境压力，kPa(101.325kPa)；

T_0 —环境温度，K(取值为 273.15K)；

V_1 —管线体积， $V_1 = \pi d^2/4 \times L$ ；

P_1 —输气干线压力，Pa；

T_1 —管道内温度，K(20℃，取值为 293.15K)。

根据 $m = \rho V/1000$

m —管线中天然气最大存在量，t；

ρ —管线中天然气密度， kg/m^3 ；天然气密度为 $0.57kg/m^3$ ；

V —管线中天然气体积， m^3 。

经计算，本工程集输管线 Q 值为 0.0879。克深 38 井井场甲醇撬 Q 值为 0.1。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)要求,危险化学品的长输管线,应考虑管线截断阀室之间最长段的在线存储量。故由上表可知,本工程集输管线 Q_{max} 值为 0.0879。克深 38 井井场甲醇撬 Q 值为 0.1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求,当 $Q < 1$ 时,该项目环境风险潜势为 I,不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

7.1.3 风险评价等级

运营期本工程分为 2 个危险单元:克深 38 井、集输管线,两个危险单位距离远大于 500m,不能叠加考虑,需要分别对其判定风险等级和评价范围。克深 38 井风险评价工作等级划分见表 7.1-3、集输管线风险评价工作等级见表 7.1-4。

表 7.1-15 克深 38 井风险评价工作级别

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言,在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A				

表 7.1-16 集输管线风险评价工作级别

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言,在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A				

根据上表可知,本工程克深 38 井评价等级为简单分析;集输管线风险评价等级为简单分析。

7.2 环境敏感目标概况

根据现场调查,本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。该区域除油气田的工作人员外,没有固定集中的人群活动区。工程周边环境环境敏感目标情况见表 7.2-1。

表 7.2-1 工程环境敏感特征表

序号	保护目标	相对本工程位置	保护要求
1	土壤	井场占地外 50m、集输管道 200m 范围内	确保风险事故对土壤环境的影响程度可控
2	植被和动物	各井场边界外扩 50m,管道中心线两侧 300m	不改变生态功能
	塔里木河流域水土流失重点治理区		不对区域水土保持产生明显影响

3	地下水	评价范围内潜水含水层	有效防范对地下水的影响，不降低 现有地下水环境质量
---	-----	------------	------------------------------

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为天然气、凝析油、甲醇。

(1) 天然气

天然气主要成分是以 $C_1 \sim C_4$ 为主的烷烃混合物，爆炸极限为 $5 \sim 15(V/V\%)$ ，最小引燃能量 $0.28mJ$ ，属甲 B 类易燃气体。

1) 易燃、易爆特性

天然气中含有大量的低分子烷烃混合物，属甲类易燃易爆气体，其与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏会无限制地扩散，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。

由于天然气中含有一定量的易液化组份，当天然气泄漏时，一些较重的组份将沉积在低洼的地方，形成爆炸性混合气体，并延地面扩散，遇到点火源发生火灾爆炸事故。

2) 毒性

天然气成分主要为 CH_4 、 C_2H_6 ，其它组份如 C_3H_8 、 C_4H_{10} 等以及少量 CO_2 、 N_2 等非烃气体。天然气中 CH_4 、 C_2H_6 属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组份如 C_3H_8 、 C_4H_{10} 等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量 N_2 等非烃气体。

CH_4 、 C_2H_6 对人体基本无毒，但浓度过高时，使空气中的氧含量明显降低，使人窒息，当空气中 CH_4 、 C_2H_6 浓度增大时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，若不及时脱离，可导致窒息死亡。 C_3H_8 、 C_4H_{10} 主要有麻醉或轻度刺激作用。可引起头痛、头晕、眼和呼吸道的刺激症状，重者有麻醉症状，甚至意识丧失。慢性影响：眼和呼吸道的轻度刺激。 CO_2 与 N_2 属于窒息性气体，可导致人员窒息危害。因此，天然气对人员的危害主要体现为人员窒息以及人体刺激作用。见表 7.3-1。

表 7.3-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学 品 及 企 业 标 识	化学品名称	天然气
	危险化学品种号	2123
	生产企业名称	塔里木油田分公司
危险性概述	<p>危险性类别：易燃气体 类别 1。</p> <p>毒性：IV（轻度危害）。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>	
成分/组成信息	<p>该化学品为混合物，其主要有害成分为甲烷。</p> <p>甲烷 CAS 号：74-82-8。</p>	
急救措施	<p>皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。</p> <p>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，立即进行心肺复苏术，就医。</p>	
消防措施	<p>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剧烈反应。</p> <p>灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>	
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>	
操作处置与储存	<p>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。传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>	
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。</p>	

	<p>眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	分子式	主要成分为 CH ₄	外观与性状	无色无味气体
	沸点 (°C)	-161.5	闪点 (°C)	-188
	熔点 (°C)	-182.5	相对蒸气密度 (空气=1)	0.557~0.582, 平均 0.569
	饱和蒸气压 (kPa)	53.32 (-168.8°C)	燃烧热 (kJ/mol)	890.8
	临界温度 (K)	203.3	临界压力 (MPa)	4.59
	爆炸极限% (V/V)	5~15	引燃温度 (°C)	537
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
稳定性和反应性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
毒理学信息	<p>毒性：IV（低度危害）</p> <p>急性毒性：LD₅₀：无资料 LC₅₀：无资料</p> <p>亚急性和慢性毒性：无资料。刺激性：无资料。致敏性：无资料。致突变性：无资料。</p> <p>致畸性：无资料。致癌性：无资料。</p>			
生态学信息	<p>生态毒理毒性：无资料。</p> <p>生物降解性：无资料。</p> <p>非生物降解性：无资料。</p> <p>生物富集或生物积累性：无资料。</p> <p>其它有害作用：应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>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。</p>			
运输信息	<p>UN 编号：1971；包装标志：易燃气体；包装类别：II类包装；包装方法：钢制气瓶。</p> <p>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，防止日光曝晒。中途停留时应远离</p>			

	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。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），经中华人民共和国国务院令 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）；《危险化学品目录（2022 版）》。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2022 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

(2) 甲醇

甲醇 LD₅₀=5628mg/kg,对人体有毒,其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大,它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应,甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 7.3-2。

表 7.3-2 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、醚等大多数有机溶剂
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 ₅₀ : 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, 数日后失明的报导。		
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		

泄露应急措施	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。

(3) 凝析油性质

根据区块共取得 6 个油样，20℃时，油品密度为 0.8300~0.8298g/cm³，密度平均为 0.8267g/cm³，50℃时，油品密度为 0.8018~0.8083g/cm³，密度平均为 0.8049g/cm³。50℃时，运动粘度为 2.24~2.406mm²/s，平均为 2.341mm²/s。凝点为-6~6℃。凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-3。

表 7.3-3 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是C5至C11+烃类的混合物，并含有少量的大于C8的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在20℃-200℃之间，挥发性好， 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危	【燃烧和爆炸危险性】

害 信 息	<p>其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇<u>明火</u>、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p>【健康危害】</p> <p>蒸气可引起眼及<u>上呼吸道</u>刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起<u>呼吸困难</u>、紫绀等<u>缺氧症状</u>。</p>
安 全 措 施	<p>【操作安全】</p> <p>密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】</p> <p>储存于阴凉、通风的<u>库房</u>。远离<u>火种</u>、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有<u>泄漏应急处理</u>设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、<u>热源</u>、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在<u>居民区</u>和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
应 急 处 置 原	<p>【急救措施】</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p>

则	<p>食入：催吐，就医</p> <p>【灭火方法】</p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】</p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>
---	---

7.3.2 风险物质分布情况

本工程风险位置主要分布于井场内储罐及管线中。

7.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 7.3-4。

表 7.3-4 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
井场	甲醇泄露	储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致泄露、火灾、爆炸、事故	甲醇储罐破裂时，甲醇从储罐中泄漏，一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀，释放显热，大量气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。天然气或甲醇泄漏遇明火或点火源后，可能发生火灾、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

7.3.4 风险程度分析

(1) 采气工程风险分析

本工程采气工程风险详见表 7.3-5。

表 7.3-5 采气工程风险性分析表

序号	危害因素	形成事件原因	事故后果	危险等级	风险对策措施
一	采气树				
1	容器爆炸	1、误操作或生产失控。 2、井底压力突增井口采气树存在质量问题。	人员伤亡、财产损失	III	1、井口安装井口保护装置； 2、编制紧急事故处理预案； 3、加强巡检和检测； 4、选择质量好的井底节流阀；
2	物体打击	1、井口耐压、强度等不够； 2、设备选型缺陷； 3、零部件紧固不牢； 4、更换压力表等造成人身伤害事故； 5、人员开、闭闸的站位不当； 6、操作人员违章操作； 7、未穿戴劳保用品。	人员受伤	II	1、选择符合要求的合格产品； 2、零部件紧固牢靠； 3、人员开闭闸时站在安全位置； 4、操作人员穿戴劳保用品。
3	火灾爆炸	1、节流阀存在缺陷、安装质量差导致泄漏； 2、井场 RTU 失效，不能及时发现井场异常状况，并处理； 3、压力表、温度表失灵； 4、井口装置、管线、阀门等设备设施密封不严，导致气体泄漏； 5、寒冷冬季，井口装置、管线、阀门等设备设施保温措施缺失或失效导致冻裂，造成气体泄漏； 6、泄漏气体积聚达到爆炸下限； 7、湿 CO ₂ 、含有 Cl ⁻ 等地层水造成的设备腐蚀穿孔，导致气体泄漏； 井场出现明火或火花； 8、防喷盒携带的地层沙冲刷磨损致使井口、闸门发生刺漏； 9、人为破坏井口；	人员伤亡、财产损失	III	1、采购符合标准的设备、设施； 2、严格施工，确保施工质量； 3、制定操作规程并严格按照操作规程作业，避免超压运行； 4、定期巡检，检修。经常检查井口装置及管线等设备设施的完好性，发现问题及时处理； 5、加强安全教育和井场巡查，井场附近严禁吸烟等产生明火的行为； 6、井场防雷防静电接地应定期检查并检测； 7、安装灵活可靠的井口装置和防喷器； 8、制定抢喷操作规

序号	危害因素	形成事件原因	事故后果	危险等级	风险对策措施
		10、防喷器失效； 11、抢喷工具不全； 12、有明火或火花。			程,严格按照操作规程操作； 9、定期检查防喷设备设施的完好性； 10、加强安全教育和井场巡查,做好安全保卫工作,严防人为破坏； 11、操作人员必须穿戴质量合格的劳保用品； 12、备齐抢喷工具； 13、制定井场防火制度并严格执行。
二	电磁加热器橇				
1	火灾爆炸	1、油气泄漏遇火源发生火灾； 2、油气积聚后与空气混合达到爆炸极限,遇火源发生爆炸； 3、无防雷防静电接地装置或装置失效造成静电放电遇油气泄漏积聚发生火灾爆炸。	人员伤亡、财产损失	III	1、设置安全标志； 2、工艺运行正常,仪表指示可靠,计量正确； 3、设备的防雷防静电接地可靠； 4、按规定检查检验设备； 5、作业人员严格执行操作规程； 6、设备的材质选择。
2	触电	1、电动机、配电箱地线接触不好； 2、缺相运转或过载； 3、保险丝选用不当。	人员受伤	II	1、定期进行检测和维修； 2、改三相运行或减轻负荷； 3、保险丝需符合要求； 4、严禁带负荷拉闸。
3	灼烫	人体误接触系统高温部位。	人员受伤	II	1、设置安全标志； 2、配备防烫伤急救用品。
三	放喷池				
1	火灾爆炸	1、点火装置失效,天然气泄漏引起火灾爆炸。 2、放喷池周边有易燃易爆物质,井场放喷时引燃引爆周边物质。 3、阀门泄漏。	人员伤亡、设备损坏	III	1、定期校检查装置有效性； 2、保持放喷池周边无杂物； 3、加强阀门质检试压。
2	中毒和窒息	1、挥发的物料在低洼处聚集； 2、人员点火操作失误。	人员受伤	II	1、加强操作人员的安全防护,操作人员必须穿戴质量合格的劳保用品；

序号	危害因素	形成事件原因	事故后果	危险等级	风险对策措施
					2、制定中毒事故应急预案。

(2) 油气集输

从危险、有害因素分析可知，该工程集输管线存在的最大危险是火灾、爆炸事故，并且存在于工程系统的多个阶段，应重点加强对火灾、爆炸事故的防范。详情见表 7.3-6。

表 7.3-6 采气管线风险性分析

序号	危害因素	形成事件原因	事故后果	危险等级	风险对策措施
1	火灾爆炸	1、管线材质缺陷； 2、双相不锈钢管由于外腐蚀造成穿孔、焊缝开裂出现裂纹； 3、管线接口处理不当； 4、管线超压运行、冻堵、水合物和析蜡导致管道堵塞等； 5、不法分子在管线上打孔、偷油； 6、由于外物撞击或地震、洪水等自然灾害而引起的管线破裂； 7、施工过程中造成管线的管壁压缩破坏、弯曲破坏和管径变形破坏，误开挖、操作失误、管线敷设过程中管道受损或因其它原因造成的挤压损伤； 8、管道穿越道路处选型不当、强度不足，车辆反复碾压，可能会导致管线变形破裂而泄漏； 9、管道沿线穿越水渠以及冲沟，雨季洪水期对管道穿越段的冲击侵蚀以及管道不良地质敷设段，由于水土流失、滑坡坍塌、管道裸露或悬空，使管道在热应力和	财产损失、人员伤亡	III	1、严格把控管线材质； 2、双相不锈钢管应加强防腐，确保焊接质量； 3、管线的制造、安装和接口处理，阀门选型和安装，以及检测和探伤都应满足标准要求； 4、严格选择管线型号，做好管线保温； 5、生产监控，加强巡检和维护，发现泄漏及时修复； 6、定期进行全面检测，发现隐患及时整改； 7、施工作业应制定现场施工管理规定，并严格执行，作业人员严格遵守操作规程； 8、严格把控管线材质和强度。

序号	危害因素	形成事件原因	事故后果	危险等级	风险对策措施
		重力作用下拱起、弯曲变形，引起管道断裂危害。			
2	中毒和窒息	集输管线腐蚀，油气泄漏，在有限空间聚集。	人员受伤	II	应加强防腐，确保焊接质量。
3	物体打击	1、旋塞阀导向杆断、放空针阀卡死、旋塞阀卡死等原因导致紧急情况下无法进行放空； 2、管材质量不合格或由于腐蚀导致管壁变薄； 3、温变、压变传输信号错误。	人员受伤	II	1、定期对放空针阀、旋塞阀等进行检修，发现问题及时处理； 2、定期对管线进行测厚，发现问题管段立即进行更换； 3、定期对压变、温变进行检验； 4、巡检时对现场一次仪表的数据进行记录，并与控制系统显示的数据进行对比，发现问题及时上报。

7.4 环境风险分析

根据塔里木石油勘探开发以来所发生的井喷失控事故资料统计，井喷事故约占总钻井数的 0.42%，略高于国内其它油气田井喷事故发生的概率，其原因主要是钻井深度多在 5000m 以上的地层，地层压力高所致，且井喷事故多发生于塔里木石油勘探开发初期，随着对地层和地质状况的不断深入了解，井喷事故的发生概率在不断降低。据调查，井喷事故中 60%是在完井作业过程中发生的，40%发生在钻井过程中，事故原因主要是人为因素所致。

由于目前克拉苏气田运行时间较短，有关该区域管道的事故统计资料仍不完善，且工程所处区域属于干旱的荒漠戈壁，通过对新疆石油管理局 2500km 管线 20 多年运行资料统计，共发生管线事故 32 次，其事故概率为 0.64 次 / 1000km·a。本工程新建集气管线 1.5km，则管线发生事故的概率为每年 0.00096 次。

7.4.1 井漏事故影响分析

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程井场采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.4.2 大气环境风险分析

天然气泄漏进入大气引起人员中毒事故；天然气和凝析油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是 H_2O 和 CO_2 ，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的 CO 。

甲醇撬中甲醇储罐存放有甲醇，甲醇储罐破裂时，甲醇从储罐中泄漏，一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀，释放显热，大量气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故天然气或甲醇泄漏遇明火或点火源后，可能发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

工程发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。井喷发生后，井喷污染范围为半径300m左右，一般需要1~2天能得以控制。

7.4.3 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成采出物泄漏主要集中在集输管线区域范围。工程管线未穿越地表水体，因此集输管线发生泄漏时不会对地表水体产生影响。

7.4.4 地下水、土壤环境风险分析

各类管线中的天然气泄露对地下水无影响，而凝析油泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、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回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：

土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

7.5 环境风险防范措施及应急要求

7.5.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格执行井控工作管理制度，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(4) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(5) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(6) 井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

7.5.2 各类管线泄漏风险防范措施

(1) 管道设计执行《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)的要求，对通过不同地区等级的管道采用不同的强度设计系数，经管道强度计算确定管道的用管壁厚。通过采用增加管道强度(加大用管壁厚、降低通过高等级地区管道的应力)、适当加大管道埋深、加强管道环向焊缝的质量检查等方法满足通过高等级地区的管道安全、减少外部活动可能对管道造成的破坏。

(2) 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。对穿冲沟和水渠的管段，应提高设计等级，

提高管道抗风险等级。

(3) 为了便于管线的安全运营，根据《管道干线标记设置技术规定》(SY/T6064-2011)的规定，沿线应设置以下标志桩：里程桩：管线每公里设置 1 个，每段从 0+000m 开始，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

穿跨越桩：当管道穿（跨）越冲沟和水渠时，应在两侧设置穿跨越桩，穿跨越桩应标明管线名称、冲沟和水渠的名称，线路里程，穿跨越长度，有套管的应注明套管长度、规格和材质等。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩：当管道外防腐层或管壁发生距离变化时，在变化位置处设置结构桩，桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩：当管道上有特殊设施时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；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；定期对输送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。

(5) 防冻剂(甲醇)加注系统泄漏风险预防措施

①采用密闭罐装储存。

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

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

输送管道建成投产后，建议重点在以下几个方面加强管理：

(1) 加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(2) 加强对管道穿跨越段、水工保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(3) 工程建成后运行期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

(9) 定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

(10) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(11) 治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

本工程管道环境风险敏感性较高的重点管段风险防范措施见表 7.5-1。

表 7.5-1 重点管段风险防范措施

风险类型	重点区段描述	危害	风险防范措施
地表水体污染影响	本工程管道穿越冲沟区域	一旦发生事故，发生采出液泄漏事故	<p>①提高设计等级：管道提高设计等级，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力，具体如下：</p> <p>a.增加局部管道壁厚；</p> <p>b.管道外防腐层为三层 PE，部分敏感地段外防腐层为加强级三层 PE。</p> <p>②施工阶段的事故防范措施：</p> <p>a.在施工过程中，加强监理。管道焊缝采用 100%射线探伤 100%超声波探伤，确保焊口质量。</p> <p>b.建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。</p> <p>c.选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。</p>

		<p>③运行阶段的事故防范措施</p> <p>a. 定期进行管道壁厚的测量,对严重管壁减薄的管段,及时维修更换,避免爆管事故发生;每半年检查管道安全保护系统(如截断阀、安全阀、放空系统等),使管道在超压时能够得到安全处理,使危害影响范围减小到最低程度。</p> <p>b. 加大巡线频率,提高巡线的有效性;定期检查管道施工带</p>
--	--	--

7.5.3 火灾爆炸事故风险防范措施

(1) 完善各井场的环境保护工程,及时清除、处理各种污染物,保持安全设施的完好,杜绝火灾的发生。

(2) 各类井场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 加强管理,对井口装置等易发生泄漏的部位进行巡回检查,杜绝井场跑、冒、滴、漏,以及油品泄漏事件的发生。

(4) 在各类井场设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2019)的要求。在输送管线设置压力、流量等检测系统,及时了解危险物质的状态信息,避免重大事故的发生。

(5) 对操作、维修人员进行培训,持证上岗。制订应急操作规程,在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度,限制事故的影响,说明与人员有关的安全问题。定期对管线进行巡视,加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识,识别事故发生前异常状态,并采取相应措施。

7.5.4 集输管线风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制,严格控制压力平衡。

(5) 完善各站场的环境保护工程,及时清除、处理各种污染物,保持安全

设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.5.5 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

(2) 火灾事故应急措施

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

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个

路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

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

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

(3) 管道刺漏事故应急措施

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

a.切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

系统梳理本工程实施过程中可能存在的环境风险及防范措施，并制定相应的防控措施，详见表 7.5-2。

表 7.5-2 安全风险分析与防控措施

专业	序号	危害因素辨识	防控措施
采气工程	1	完井过程井控风险	1、现场按井控细则要求做好井控装备检查、试压； 2、现场按井控细则要求准备足够作业液及加重材料的储备； 3、做好压井、换装井口、射孔、起下钻、酸压等作业方案及应急预案； 4、严格执行《塔里木油田试油井控实施细则》和《塔里木油田井下作业井控实施细则》； 5、坚持“发现溢流立即关井，怀疑溢流关井检查”的原则。
	2	射孔作业分析	1、做好入井工具检查，射孔深度校核，监测射孔起爆情况； 2、按照射孔通知单要求，设计编制射孔作业方案及应急预案； 3、施工现场划出安全区域，设置醒目标识，严禁无关人员靠近； 4、爆炸器材的储存、运输和使用过程中设专职人员管理，射孔严格执行《射孔作业技术规程》。
	3	火灾爆炸	1、作业施工区域内严禁烟火，在井场进行动火施工作业按油田《工业动火作业安全管理标准》的规定执行；

专业	序号	危害因素辨识	防控措施
地面工程			2、生产区域内可燃气体监测仪器、消防器材等防护设施齐全、完好，实时监测； 3、放喷期间，放喷口提前点好常明火或配自动点火装置； 4、加强生产现场及营房区的线缆、电器、开关巡检，及时更换破损、老化的线缆、电器及开。
	4	管线刺漏、油气泄露	1、作业前按规定试压合格，作业过程中要做好相应的安全检查，按照操作规程操作； 2、加强属地流程的巡检，发现刺漏则应立即启动应急预案进行整改。
	5	环保及环境污染	1、井场内废物必须全部进行清理、回收处理；废泥浆池等要求掩埋、填平、覆净土、压实，恢复原地貌；做到“工完、料尽、场地清”； 2、放空的天然气应点火烧掉，并有警戒人员负责放空安全。
	1	大气污染	1、为减少天然气处理过程中烃类的损失，采用密闭设备运行，进出装置设置切断阀，一旦发生事故，切断气源，从而最大限度地减少生产运行过程中天然气的排放量。 2、及时准确调整操作，尽量减少天然气放空量。
	2	水污染	在生产运行中，加强对生产系统的监控及维修保养，防止事故的发生，杜绝发生跑、冒、滴、漏。
	3	噪声污染	1、合理布局站场工艺，控制气体流速，并在工艺设计中尽量减少厂站工艺管线的弯头、三通等管件，降低站场的噪声，站场场界噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2级标准值要求。 2、尽量选择低噪声设备。 3、放空区主要为超压和事故工况下管线放空时产生的噪声，由于放空管事故放空几率较少，采取的噪声防治措施为：加强项目设备的管理，尽量减少在火炬事故放空的几率，从源头上进行控制。
	4	固体废物污染	1、建设施工过程中废弃的建筑材料、保温材料等统一拉运至垃圾场进行处理。 2、运行期间产生的生活垃圾，统一收集，运至附近已建填埋场。
	5	火灾及爆炸风险	1、本工程新建站内设备与周边工矿企业、建（构）筑物、电力线路、主要道路之间的防火间距严格执行《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004要求。 2、站内平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，各生产区域、装置及建筑物内均设置足够的防火安全间距，道路则根据消防车对通道的要求进行设计和布置。 3、在消防设计中，按规范要求设置一定数量的移动式消防器材。 4、站内工艺设备、工艺管线等均设有防雷及防静电接地设施，避免火灾的产生； 5、根据运行操作的需要设置室内外照明灯，爆炸危险区域内采用防爆灯。 6、油气处理过程为全密闭流程，降低原油储运过程的蒸发损耗。 7、油气管道、油气生产装置和设备、生产厂房均按规范考虑防雷、防静电接地。
	6	触电、地震等其	1、对于表面温度高于50℃的高温设备、高温管道及烟气、蒸汽、热水系统等采取相应的隔热保温措施，并对温度较高的工作场所

专业	序号	危害因素辨识	防控措施
		他风险	<p>操作人员采取必要的个体防护与保健措施。</p> <p>2、将有关设备底座加固处理，管道采用必要的耐震连接方式，设备、管线等按地震烈度 7 度设防。</p> <p>3、所有电气设备均有完好的接地设施，场区所有金属设备、建筑物设有防雷接地设施，防止雷击、触电引发的事故。</p> <p>4、在满足工艺设计的前提下，选用低噪声型号的设备；振动较大的设备与管道连接采用柔性连接方式；在总平面布置中，充分考虑地形、声源方向及噪声强弱，利用建构筑物、绿化植物等对噪声的屏蔽、吸纳作用进行合理布局，以起到降低噪声影响的作用。</p>

7.6 突发环境事件应急预案

7.6.1 应急预案制定原则

1) 以人为本，减少危害。切实履行企业的主体责任，把保障员工和人民群众健康和生命财产安全作为首要任务，保证人、财和物资源充分并及时到位，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和危害。

2) 居安思危，预防为主。一危险一预案，每一危险设施都应有一个应急预案；对重大安全隐患进行评估、治理，坚持预防与应急相结合，常态与非常态相结合，做好应对突发事件的各项准备工作。

3) 统一领导，分级负责。在政府部门的统一领导下，在公司应急领导小组指导下，建立健全分类管理、分级负责、条块结合、属地管理为主的应急管理体制，落实行政领导责任制，切实履行公司机关的管理、监督、协调、服务职能，充分发挥专业应急机构的作用。

4) 依法规范，加强管理。依据有关的法律法规和管理制度，加强应急管理，加大宣传和培训力度，定期演习和评估，确保预案可行性和适用性；使应急工作程序化、制度化、法制化。

5) 整合资源，联动处置。实行区域应急联防制度，整合内部应急资源和外部应急资源，加强应急处置队伍建设，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

7.6.2 事故分类及应急预案分级

塔里木油田分公司将应急范围内的突发事件分为四类，分别为：

1) 突发事故灾难事件。主要包括井喷失控、装置爆炸、火灾、海难、海（水）上溢油、危险化学品（含剧毒品）事故、油气管线泄漏、交通运输事故、公共设

施和设备事故、作业伤害、突发环境污染和生态破坏事件等。

针对本工程，主要是井场、管线的火灾、爆炸以及泄漏事故。

2) 突发自然灾害事件。主要包括洪汛灾害，破坏性地震灾害，地质灾害，气象灾害等。

针对本工程，这些自然灾害类型都存在。

3) 突发公共卫生事件。主要包括突发急性职业中毒事件、重大传染病疫情、重大食物中毒事件和群体性不明原因疾病，以及严重影响公众健康和生命安全的事件等。

这些公共卫生事件，都有可能在管道的生产运行过程中存在。

4) 突发社会安全事件。主要包括群体性事件、恐怖袭击事件和涉外突发事件、油气产品供应事件等。

根据《塔里木油田分公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》中的关于公司突发事件的分级，并结合本工程实际运行过程中可能发生的输气管道事故的严重程度和造成的影响范围，将本工程事故分为 A、B、C 类。

1) A 类事故

由于自然灾害、工程隐患或第三方破坏（含恐怖袭击）等引发管道产生较大裂纹或断裂，导致天然气泄漏、爆炸着火并对人员造成严重伤害、对周边环境产生严重影响或管道严重扭曲变形而必须中断供天然气的事故。

2) B 类事故

由于腐蚀或人为破坏引起的管道穿孔（主要是腐蚀穿孔）或微小裂纹，导致天然气少量泄漏，或由于自然灾害而导致的管道裸露、悬空或漂浮，可以在线补焊和处理事故。

3) C 类事故

因设备、设施故障或其它原因造成的站场、阀室通讯故障、电力中断等，但可以通过站场内工艺调整和其它临时措施处理而不对管道运行和输气造成影响事故。

7.6.3 危害形式

1) 本工程输送的介质为天然气，发生泄漏后的危害形式有：火灾、爆炸、窒息、火灾伴生污染等。

2) 发生火灾爆炸事故的主要破坏形式为：闪火、蒸气云爆炸、喷射火热辐射损伤。

7.6.4 应急预案响应分级

本工程分二级管理。第一级为塔里木油田分公司，第二级为各站场。

建议本应急预案可按其职能部门的所属关系及能力将应急预案分成二级，即塔里木油田分公司为一级（重大事故），站场、抢维修队为二级（一般事故）。

本工程除制定企业级应急预案外，还应与管线所经地区的相关部门进行预案的衔接，配合上级各级主管部门相应分别制定县区级应急预案和地市级应急预案。

对应前面所述事故的分类，A类事故为危害最严重的事故，须分别制定一、二级预案；B类和C类事故应编制二级预案。一旦A类事故识别成立，一、二级预案均须启动。预案的启动顺序自下而上为二级、一级。

7.6.5 应急预案主要内容

本工程管理单位为塔里木油田公司克拉采油气管理区，克拉采油气管理区领导班子职数为2正7副，设立7个机关职能部门和6个基层支撑部门，设置了安全生产管理机构并配备了专职安全管理人员。符合《中华人民共和国安全生产法》第二十四条“矿山、金属冶炼、建筑施工、运输单位和危险物品的生产、经营、储存、装卸单位，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全管理人员”的要求。

该工程直接管理单位是克拉采油气管理区，克拉采油气管理区制订了岗位职责、管理制度、操作规程、事故预案、组织进行人员教育培训并有效开展了隐患治理工作，各站场制订了岗位安全操作手册，符合《中华人民共和国安全生产法》相关条款的要求。

该工程从业人员应经过岗位安全培训考核合格取得上岗资格证，才能独立上岗；应制订各岗位操作规程，对上岗作业人员进行岗前培训掌握安全操作技能。应针对新建设备，制订或完善操作规程，并对操作人员进行操作培训。

新建设备投产前应制订检修方案、投产方案、制订各类事故预案、落实好各项安全措施、属于直接作业环节的应严格执行许可证制度，组织有经验的人员进行设备调试、试运行、投运、运行。在设备运行周期内对设备进行检修时同样应制订详细的检修方案。生产过程中严格执行各项管理制度、操作规程，认真落实

设备检测检验、隐患识别与治理，防范各类事故。

针对设备、装置可能出现的危险制订相应的事故应急预案并定期演练，确保设备安全运行。

本工程存在的危险有害因素为：火灾爆炸、容器爆炸、中毒和窒息、机械伤害、物体打击、高处坠落、灼烫、触电等事故，克拉采油气管理区已制定了事故、事件应急预案，定期组织进行演练，具体内容如下：

- 1) 井控突发事件专项应急预案；
- 2) 油气场站及输送管道突发事件专项应急预案；
- 3) 环境污染突发事件专项应急预案；
- 4) 建筑火灾突发事件专项应急预案；
- 5) 自然灾害突发事件专项应急预案。

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

根据危险有害因素辨识，本工程应急事件应包括火灾爆炸事故、中毒和窒息、油气泄漏事故、管线断裂事故、自然灾害等，各生产场所应急预案编制及应急资源配置见表 7.6-1。

表 7.6-1 应急资源建议表

序号	应急事件	可能发生场所	应急资源	应急处理措施建议
1	火灾、爆炸事故	井场、集气站、集输管道	灭火器材；通讯设备；风速仪、风向标、介质浓度检测设备、交通工具等。	切断油气源，个体防护，人员疏散，现场有害物质浓度监测，扑灭初期火灾，控制火势蔓延，必要时引导外部救援力量。

2	油气泄漏	井场、集气站、集输管道	通讯设备；风速仪、风向标、介质浓度检测设备。	倒换至事故流程，个体防护，人员疏散，现场有害物质浓度监测，抢险堵漏，警戒并禁止一切火源，引导外部救援力量。
3	中毒和窒息	井场、集气站、集输管道	通讯设备；风速仪、风向标、气体浓度检测设备；个体防护装备等。	个体防护，人员疏散，现场气体浓度监测，查找泄露源、抢险堵漏，警戒并禁止一切火源，引导外部救援力量。
4	地震、洪水等自然灾害	井场、集气站、集输管道	风速仪、风向标；个体防护装备；通讯设备、抗洪物资等。	执行应急响应程序。组织抗洪抢险或抗震救灾；引导外部救援力量。
5	冻伤、中暑等气候危害	井场、集气站、集输管道	通讯设备，个体防护装备、应急救援医药箱等。	执行应急响应程序。妥善安置伤员，急救，严重者就医治疗。

本工程应制定相应应急预案，并对员工进行预案培训、组织开展预案演练，对本工程应急资源建议如下：

(1) 本工程在设计时应考虑事故应急工作，在制定相应的应急救援预案后，方可开展施工作业、投产运行。

(2) 本工程中站场物料泄漏危险性大，一旦发生事故，难以控制，危害也较大。因此，应加强日常的监测和管理，做到对事故的预防及快速处理。

1) 成立事故应急救援“指挥领导小组”，并应建立应急救援组织，并应明确各组成部门及人员的职责。

信息报告：突发事故发生后，第一目击者必须立即报告有关部门领导，同时报告专职人员和专业部门，在应急处置过程中，要及时续报有关情况；

先期处置：突发事故后，事发源的现场人员与增援的应急人员在报告重大突发事故信息的同时，要根据职责和规定的权限启动相关应急预案，及时有效地进行先期处置，控制事态的蔓延。

应急响应：对先期处置未能有效控制事态的重大突发事故，由应急指挥机构启动相关预案，协调和调集安全防护装备，现场救援人员携带专业防护装备进行救援。

2) 应与消防部门建立密切联系, 建立火灾报警系统, 建立消防队或义务消防队, 定期进行防火、防爆检查和演练。做到每个职工都会使用消防器材, 以便有效地去扑救初期火灾。

3) 对各种通讯工具(警报)及事故信号, 平时必须做出明确规定, 报警方法、联络号码和信号使用规定要置于明显位置, 使每一位值班人员熟练掌握。

4) 发生重大事故, 可能对站场周边人群安全构成威胁时, 必须在指挥部统一指挥下, 紧急疏散与事故应急救援无关的人员。

5) 建立 24 小时值班制度, 夜间有行政值班人和生产调度负责人, 遇有问题及时处理。

6) 工程扩建站场等场所内应配备应急物资, 主要配备消防器材、空气呼吸器、防护面具、救生用品、照明灯具、通讯设备、洗消设备、防爆工具、麻绳、切割机、扩张器、检测仪器等。

7.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为输送管线老化破损导致天然气、采出液泄漏, 以及甲醇注入撬破损导致泄漏等遇到明火可能发生火灾、爆炸事故, 产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内的地表水作为风险目标。本工程实施后的环境风险主要有天然气、采出液、甲醇泄漏, 遇火源可能发生火灾爆炸事故, 不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气, 油类物质及甲醇可能污染土壤并渗流至地下水, 对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案中, 对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上, 本工程环境风险是可防控的。

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

项目环境风险简单分析内容见表 7.7-1。

表7.7-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	克深 38 井地面工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区	阿克苏地区	拜城县
地理坐标	*		
主要危险物质及分布	本工程主要危险物质为天然气、凝析油和甲醇，存在于集输管线、甲醇撬内。		
环境影响途径及危害后果（大气、土壤、地下水等）	管线、储罐发生破损造成天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响		
风险防范措施要求	详见 5.9.5 章节。		
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本工程涉及的危险物质主要为凝析油、甲醇和天然气，根据项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算可知， $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，该项目的环境风险潜势为 I，评价工作等级划分为简单分析。根据调查，评价区域内无环境风险敏感目标。综上所述，在落实本评价所列出的各项风险防范措施和应急措施的前提下，本工程环境风险可降至可防控水平。			

7.8 闭井期环境影响分析

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

气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

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

8 温室气体影响评价

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，计算拟建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。

8.1 温室气体排放分析

8.1.1 温室气体排放影响因素分析

8.1.1.1 温室气体排放源分析

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 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用率、CO₂ 回收利用率、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 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 CO₂ 排放。

拟建工程井场及站场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程运营期井口发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 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 CH₄ 或 CO₂ 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。

拟建工程不涉及工艺装置泄放口，不涉及释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 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。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，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 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 温室气体产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 温室气体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	井场超压过程中火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、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	--

8.1.2 温室气体排放量核算

8.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	克深 38 井地面工程	包括油气勘探、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

8.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建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，本工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧(主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量)。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；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

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 Nm^3 /小时；

$T_{\text{事故},j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非CO}_2),j}$ -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_{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超压过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 8.1-3 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
1	井场	非正常工况	1.25	0.5	5.54	0.98	0.01	0.95

根据表中参数，结合公式计算可知，井场超压过程中火炬燃烧排放温室气体量为 14.24 吨 CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

①计算公式

$$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}$ -原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

J-不同的设施类型；

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ -原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{\text{oil},j}$ -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 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；

$\text{Num}_{\text{gas},j}$ -天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{\text{gas},j}$ -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 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。

②计算结果

拟建工程涉及天然气开采，相关参数取值见下表。

表 8.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	装置类型	设施逃逸)	装置数量/天然气年处理量
1	采气井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1 个

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 2.5 吨，折算成 CO₂ 排放量为 52.5 吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

E_{CO₂-净电}为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD_{电力}为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF_{电力}为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

E_{CO₂-净热}为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

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 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建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 180MWh，电力排放因子根据《生态环境部、国家统计局关于发布 2021 年电力二氧化碳排放因子的公告》(2024 年 第 12 号)中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6577 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 118.39t。

(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）》，企业的温室气体排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ -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 ；

$E_{GHG\text{-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ -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；

$R_{CH_4\text{-回收}}$ -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；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量见表 8.1-5 所示。

表 8.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	0	0.00
	火炬燃烧排放	14.24	7.36
	工艺放空排放	0	0.00
	CH_4 逃逸排放	52.5	28.36
	CH_4 回收利用量	0	0.00
	CO_2 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	118.39	63.95
	合计	185.13	100

由上表 8.1-5 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 185.13 吨。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 清洁运输减污降碳措施

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。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建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) 根据工程用电性质、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，能效等级为 1 级，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为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

克拉采油气管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 温室气体排放评价结论及建议

8.3.1 温室气体排放评价结论

本工程实施后，温室气体总排放量为 185.13 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

8.3.2 温室气体排放建议

（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。

9.环境管理和监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田克拉采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。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 环境管理制度

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

9.1.3 环境管理职责

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

9.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃建筑垃圾，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
施工期	生态保护	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	施工期地面工程生活场地配备防渗污水池，集中收集后送至克深作业区公寓现有生活污水处理设施处理		建设单位环保部门及当地生态环境主管
	污染防治		管道试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	施工废料回收利用，不能利用的弃渣送克深固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
运营期	正常工况	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	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	采出水处理装置和回注系统		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废气	开采、集输过程流程全密闭，减少非甲烷总烃排放		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测		
	事故风险	事故预防及天然气泄漏应急预案	当地生态环境主管		
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送克深固废填埋场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场			

	占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理, 使井场恢复到原有自然状况	
--	------------------------------------	--

9.1.5 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第十条, 在施工期阶段应积极开展环境监理工作。由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查, 特别是加强施工现场的环境监理检查工作, 目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定, 确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员, 对各作业阶段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识, 精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策, 了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训, 有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

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

环境监理工作计划及重点见表 9.1-2。

表 9.1-2 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各井场建设现场	1) 各站场施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; 2) 施工作业是否超越了限定范围, 施工结束后, 施工现场是否进行了及时清理; 3) 站场硬化是否达到要求; 4) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处	环评中环保措施落实到位

		理	
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 施工季节是否合适； 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行。	

9.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

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

本工程实施后，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。

9.1.7 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)，本工程应纳入克拉采油气管理区排污许可管理，工程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 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 9.2-1。

表 9.2-1 克深 38 井地面工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度(mg/m³)	排气筒高度(m)	内径(m)				
废气	井场、阀室的阀门、法兰等部件	无组织废气	采取管道密闭输送,加强阀门、机泵的检修与维护,从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃、甲醇	8760	—	—	—	—	0.009	非甲烷总烃≤4.0	《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
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求			
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水依托克深天然气处理厂生产废水处理系统处理			—	不外排	—	—	气田注水水质执行《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)要求			
类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求					
噪声	甲醇注入撬		L _{eq}	选用低噪声设备,采取减振、隔声等降噪措施	厂界达标	厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准					
	机泵		L _{eq}										
序号	污染源名称	固废类别	处理措施			处理	执行标准	监测要求					

				效果	
固废	废压裂液	/	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	全部妥善处置，不外排	无害化处置
	废酸化液	/			
	废洗井液	/			
	油泥(砂)	HW08	收集后定期由库车畅源接收处置		
	清管废渣	HW08			
	废防渗膜	HW08			
环境风险防范措施	严格按照风险预案中相关规定执行				

9.3 环境及污染源监测

9.3.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方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。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.3.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等要求，本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.3.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本工程的监测计划和工作方案。

本工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.3-1。

表 9.3-1 本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	无组织废气	非甲烷总烃、甲醇	克深 38 井井场	每年 1 次
地下水环境	潜水含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	利用现有监测井	每年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油烃	管线占地范围内、占地范围外，分别设 1 个表层样	每 5 年监测 1 次
	生态	植物物种数、数量和覆盖度等、土壤侵蚀类型、侵蚀量	克深 38 井井场及管线占地外延 200m 范围内	每 5 年一次

9.3.4 管线泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

(1) 泄漏检测周期

①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：

②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；

③ 法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次；

④设备和管线组件初次启动或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测；

(2) 泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

②液态 VOCs 物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于 2000 μ mol/mol。

(3) 泄漏修复

①当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

②符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车(工)检修期间完成修复。

- a、装置停车(工)条件下才能修复；
- b、立即修复存在安全风险；
- c、其他特殊情况

(4) 记录要求

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。

9.4 环保设施“三同时”验收一览表

本工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.4-1。

表 9.4-1 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃、甲醇	井场、阀室	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/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 其他污染物空气质量浓度参考限值
废水	采出水	井场	分别输送至克深天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注地层		《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）要求
	生活污水	井场	依托克深作业区公寓现有生活污水处理设施装置进行处理		《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准
地下水	采出液	井场、站场	井场防渗：永久占地		等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ c m/s；或参照GB16889执行
		井场、站场	在项目区的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准
噪声	井口装置、井下作业、站场	井场、站场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准

固废	井下作业固废	井场	拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理	无害化处置
	油泥(砂)、清管废渣、废防渗膜	井场、管线	依托库车畅源环保科技有限公司或其他具有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理	无害化处置, 满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016)
土壤	采出水、井下作业固废、油泥砂、清管废渣	井场、站场、管线	井场占地范围内、占地范围外200m内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤筛选值要求和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复; 集输管线作业带宽度10m, 井场占地, 集气站占地	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》(HJ612-2011)
	水土防治区	井场、站场、管线	水土保持	维护生态安全
	沙区	井场、站场、管线	物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施	防止土地沙化
环境管理	纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

10.评价结论

10.1 项目概况

本次区块位于塔里木盆地库车山前克拉苏构造带克深区带北部第2排构造，行政上隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，克深38井地面工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，东南距拜城县城约10km，西南距大北处理厂18km。工程中心点坐标*。

本工程新建克深38井采气井场1座，克深38井采出气计量后通过新建克深38井至克深5集气干线线路阀室的采气管线混输至已建克深5集气干线阀室，输至克深处理厂。采气井场配套有自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐和安防等辅助设施。设计单井产能气 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，油20t/d。

10.2 产业政策符合性

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，根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修改），本工程属于“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

10.3 规划符合性

本工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。本工程位于克拉苏气田克深区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本工程所在区域为环境空气质量不达标区，监测点位非甲烷总烃满足《大气

污染物综合排放标准详解》中相关标准要求。

(2) 水环境质量现状

本工程所在区域内各监测点项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准限值的要求。通过对八大离子(CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 K^+ 、 Na^+)进行检测分析可知,采用舒卡列夫分类法,评价区内地下水主要化学类型有 $\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\text{-Cl-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\text{-Cl-Na}\cdot\text{Mg}$ 型等。

(3) 声环境质量现状

工程所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求。

(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;工程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)”的 $\text{pH}>7.5$ 所列标准;土壤中石油烃含量较低,满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。

(5) 生态环境质量现状

本工程评价区域内分布有塔里木流域水土流失重点治理区、荒漠植被。评价区域内以自然状态为主,工程区域无地表径流,人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》,克深38井地面工程所在区域属天山山地温性草原、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油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。工程区气候干旱,土地利用类型为其他草地和天然牧草地等,植被为荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木,野生动物较少。

10.5 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程建设区域没有特殊生态敏感区,工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响,工程的永久性占地面积为永久占地 0.86hm^2 、临时占地 2.22hm^2 ,

本工程占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动不会带来显著影响。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期产生的废气主要是地面工程施工扬尘以及车辆尾气等。建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

正常运行情况下，井场区域场外非甲烷总烃浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。说明正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小

（3）声环境影响分析

施工期声环境影响主要为井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的。运营期声环境影响主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。工程区声环境质量较好，本工程对声环境有一定影响，属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

施工期员工的生活污水排放量极少，施工期地面工程生活场地配备污水罐或防渗污水池，集中收集后送至克深作业区公寓现有生活污水处理设施处理。在工程运营期，管道、各井场、站场无人值守，无废水排放。

本工程运营期产生的废水主要有采出水。采出水依托克深天然气处理厂生产废水处理系统处理；最终采出水达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层，不向外环境排放。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层。

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾等。多余土方来自管沟开挖，多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。生活垃圾定期收集后运至克深地区固废填埋场填埋。

本工程运营期产生的油泥(砂)和清管废渣、废酸化压裂液由库车畅源生态环保科技有限责任公司或其他具有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。废防渗材料委托具有危险废物运输及处理由持有危险废物经营许可证的单位拉

运处理。

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》(GB 18597-2023)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)中的相关要求,则本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理,对环境所造成的影响可以接受。

(6) 土壤环境影响分析

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

(7) 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括凝析油、甲醇、甲烷,可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时,对土壤、植被、水体等会产生一定的影响,发生事故后,在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下,可将事故发生概率减少到最低,本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下:

(1) 生态保护措施

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,降低对地表和植被的破坏,施工机械在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;采取必要的防沙治沙措施,防止土地沙漠化。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,对井场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,地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣,对闭井拆除的废弃管线利旧,无法利用的废弃建筑残渣集中清理收集后送克拉苏钻试修环保站等有资质单位妥善处理;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。

(2) 大气环境保护措施

本工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄露进入大气环境。

(3) 水环境保护措施

井下作业废水带罐作业，由勘探公司（产废主体）组织交由拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站或其他具备资质的单位进行无害化处理。采出水依托已建克深天然气处理厂处理达标后，回注油层。地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

(4) 固体废物污染防治措施

本次气田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克深天然固废填埋场填埋。施工人员生活垃圾集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

本工程运营期井下作业固废主要为井下作业过程废压裂液、废酸化液、废洗井液。井下作业固废自带回收罐进行回收，由勘探公司（产废主体）组织交由拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站或其他具备资质的单位进行无害化处理。油泥（砂）、清管废渣和废防渗膜由罐车拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司或其他具有相应危险废物处理资质的单位进行无害化处理。

本工程对开发期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

(5) 噪声污染防治措施

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。

(6) 土壤污染防治措施

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

严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 环境风险防范措施

做好凝析油、甲醇、伴生气气体泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之工程发生事故的概率较低，工程建设环境风险水平是可接受的。

10.7 公众参与

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，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

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，本工程总投资为 732.44 万元，其中环保投资 37 万元，占总投资 5.05%。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。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 总结论

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

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。