

1.概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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。

大北区块行政上隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，东距拜城县县城 36km，南距 307 省道 16km，南部与大宛齐油田相距 7km，东距克拉 2 气田约 100km，是克拉苏气田的重要组成部分，拟建工程位于大北 16 区块内。

为了满足大北区块产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资***万元在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目”。拟建工程建设性质为改扩建，主要建设内容包括：①新钻 7 口井（新钻采气井 5 口，新钻监测井 2 口）；②新建井场 7 座（采气井场 5 座，监测井场 2 座），利用老井 3 口；新建 DB16-H3 清管站 1 座，新建预留阀组 2 座；③扩建集气站 2 座（DB11-H2，大北 11 集气站）；扩建阀室 2 座；④新建采集气管线 20.83km，新建排水管线 17.89km，长度共 38.72km；⑤新建 35kV 电力线路 16.11km，新建光缆 18.1km；⑥配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。本工程建成后，区块新增产气规模*** m^3/d ，排水建设规模为***。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据（新水水保〔2019〕4号），本工程地处拜城县，属于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，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 2025 年 4 月 2 日委

托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担“塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目”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，新疆昇腾环保科技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《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2.1。

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，2025 年 4 月 2 日接受委托后，2025 年 4 月 3 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第一次网上公示。公示期间未收到反对本工程建设的意见。

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。

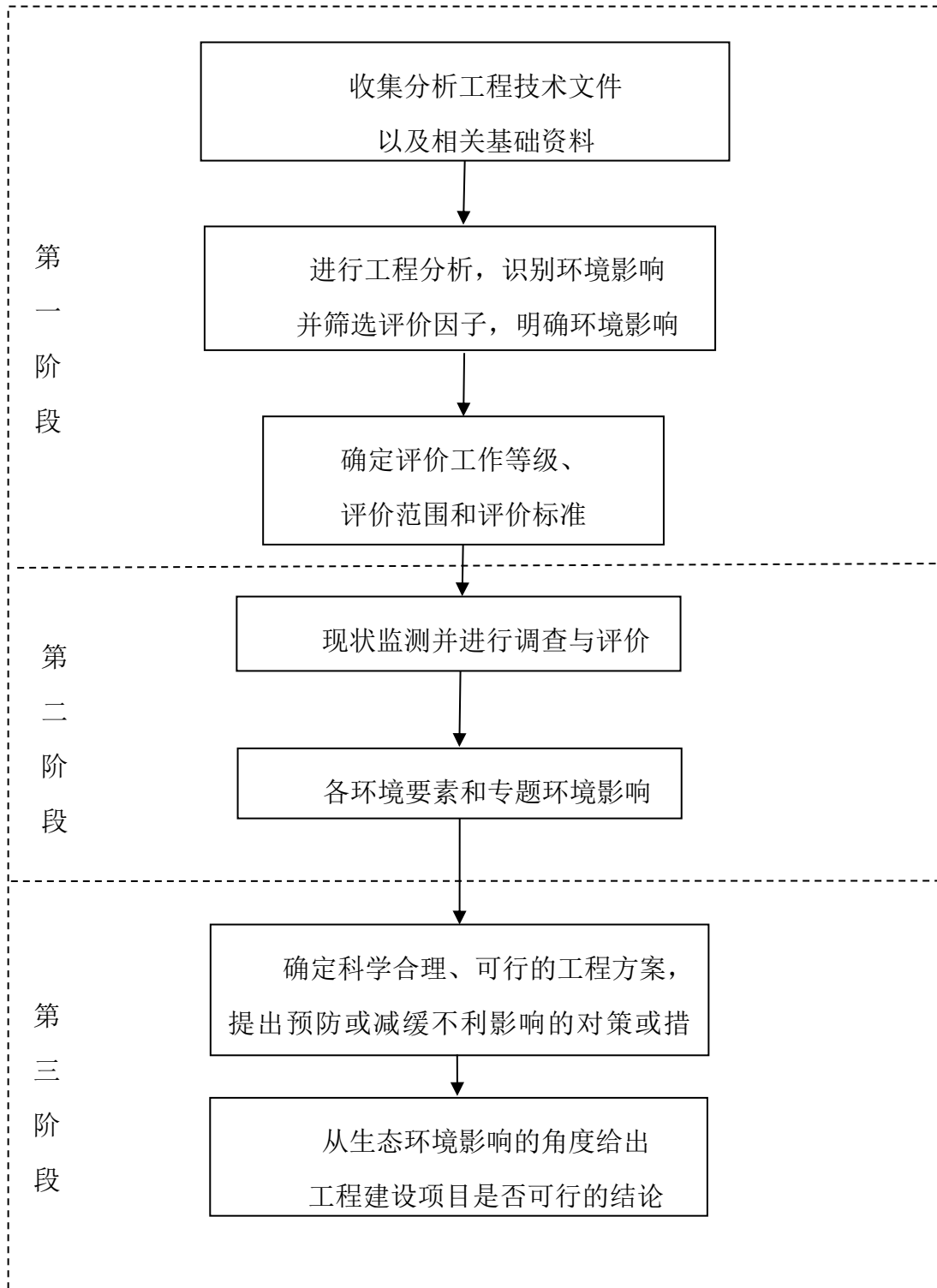


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

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《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》等相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为大北区块滚动开发，符合《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，本工程项目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。

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) 生态环境分区管控要求相符性判定

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版），本项目位于拜城县一般管控单元，拟建工程距生态保护红线（天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区）最近距离为 6.9km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合生态环境分区管控方案要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，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及环境影响

本工程为油气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、油气开采、井下作业、集输等各工艺过程，本次评价关注的主要环境问题为气田开发施工期废气、废水、固废、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、气田采出水、井下作业固废、油泥（砂）、清管废渣、井场（站场）永久占地、管线临时占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本工程评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：项目区内分布的动植物和水土流失重点治理区和预防区。

(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钻井废气、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，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。压裂返排液、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。拟建工程无废水排入地表水体，不会对地表水环境造成影响。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为钻井及地面建设施工机械、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

施工期钻井、井场建设、管道建设对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运行期产生的钻井废水、钻井泥浆、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

本工程钻井、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（钻井泥浆、岩屑、施工废料、土石方、生活垃圾、机械设备废油和含油废弃物）及运营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天然气（甲烷）、甲醇、凝析油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，项目符合分区管控要求；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，符合新疆维吾尔自治区、七大片区及阿克苏地区生态环境分区管控要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（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（2024 年修订）	14 届人大第 12 次会议	2025-07-01

2.1.2 环境保护法规、规章

环境保护法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
8	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
9	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
10	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
11	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
12	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
13	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
14	生态保护补偿条例	国务院令 第779号	2024-04-06
15	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
16	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
17	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
二 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(2025年版)	生态环境部令 第36号	2025-01-01
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	2024-01-19

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		第 4 号	
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	危险废物排放管理清单(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 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
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
33	关于印发《固体废物污染环境防治信息发布指南》的通知	环办固体函 (2024) 37 号	2024-01-24
34	《一般工业固体废物管理台账制定指南 (试行)》	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
三 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例 (2018 年修正)	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例 (2018 年修正)	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	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
4	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
5	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
6	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字 (2022) 8 号	2022-03-09
7	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
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录 (修订)	新政发 (2022) 75 号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函 (2005) 96 号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通	新政发 (2016) 21 号	2016-01-29

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	知		
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	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
18	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
19	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
20	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
21	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
22	《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》	新环环评发〔2024〕157号	2023更新
23	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
24	《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》	阿地环字〔2024〕32号	2024-10-28
25	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
26	关于印发新疆维吾尔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

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环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

目			
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 7745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
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
31	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259—2022	2022-10-01

2.1.4 相关文件及技术资料

- (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，2025.4；
- (2) 《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目开发方案 设计方案》，中国石油天然气管道工程有限公司，2025.4。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 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、达标排放和污染物排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，论证项目在环境方面的可行性，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。

2.2.2 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。

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括钻井工程、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。施工期以钻井、井场建设、管线敷设、道路修复，输电线路架设等工程建设过程中造成的环境影响为主，运营期以油气开采和

集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 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
环境因素	钻井、油气集输地表扰动、植被破坏等	钻井废气、施工机械和车辆施工扬尘	钻井废水、试压废水、生活污水	钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、施工废料、土石方、机械设备废油和含油废弃物	钻井施工机械及车辆噪声	站场、油气集输过程无组织废气	采出水、井下作业废液、生活污水等污(废)水等	井下作业、采气、油气集输等环节产生落地油、清管废渣、废防渗材料等	设备噪声	凝析油、天然气、甲醇等危险物质泄漏，井喷等事故引发的伴生/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	场地恢复
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
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。

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 2.3-2 评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子	
生态环境	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为等； 生境：生境面积、质量、连通性； 生物群落：物种组成、群落结构； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性、完整性	施工期	地表扰动面积及类型、物种多样性
		运营期	生态系统完整性等
土壤环境	占地范围内基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃，pH、土壤盐分含量。占地范围外基本因子：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 8 项基本因子，pH、石油烃、土壤盐分含量	施工期	pH、石油类、石油烃、土壤盐分含量等
		运营期	石油烃、盐分含量
地下水环境	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、氯化物（Cl ⁻ ）、硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）、色度、嗅和味、肉眼可见物、pH、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、硝酸盐、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类	施工期	耗氧量、氨氮、pH 值等
		运营期	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、甲醇	施工期	SO ₂ 、NO _x 、TSP
		运营期	非甲烷总烃、甲醇
噪声	Leq（dB（A））	施工期	Leq（dB（A））
		运营期	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
固体废物	-	施工期	废弃钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、生活垃圾、施工土方、机械设备废油和含油废弃物

		运营期	落地油、废防渗膜、废润滑油
		退役期	废弃管线、建筑垃圾
环境 风险	-	<p>风险物质：天然气、凝析油、甲醇等； 火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响（CO、CO₂）。 结合当地的气象条件，对项目井场、集输管道可能发生的凝析油泄漏事故进行预测分析。</p>	

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 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。

2.4.1.2 水环境

本工程与周边水体无直接水力联系，距离最近的河流为木扎尔特河位于项目区南侧 3.1km，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。

2.4.1.3 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。

2.4.1.4 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和预防区。

2.4.2 环境质量标准

根据工程所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境质量标准。

（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）二级标准及修改单。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，指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源	
环境空气	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级 标准	
		24 小时平均	150			
	PM _{2.5}	年平均	35			
		24 小时平均	75			
	SO ₂	年平均	60			
		24 小时平均	150			
		1 小时平均	500			
	NO ₂	年平均	40			
		24 小时平均	80			
		1 小时平均	200			
	CO	24 小时平均	4			mg/m ³
		1 小时平均	10			
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³			
	1 小时平均	200				
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》 中的 2.0mg/m ³ 的标准		
甲醇	24 小时平均	1000	μg/m ³	《环境影响评价技术导则大气环境》 (HJ2.2-2018)附录 D 相关标准		
	1 小时平均	3000				

(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）类标准限值。地下水水质评价标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 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	16	亚硝酸盐氮	≤1.0
2	总硬度	≤450	17	硝酸盐氮	≤20

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
3	溶解性总固体	≤1000	18	汞	≤0.001
4	硫酸盐	≤250	19	砷	≤0.01
5	氯化物	≤250	20	镉	≤0.005
6	铁	≤0.3	21	六价铬	≤0.05
7	锰	≤0.10	22	铅	≤0.01
8	挥发酚	≤0.002	23	钾	/
9	耗氧量	≤3.0	24	钙	/
10	氨氮	≤0.50	25	镁	/
11	硫化物	≤0.02	26	钠	≤200
12	总大肠菌群	≤3.0	27	碳酸盐	/
13	菌落总数	≤100	28	碳酸氢盐	/
14	氰化物	≤0.05	29	石油类	≤0.05
15	氟化物	≤1.0	30		

(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,地面工程、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 2.4-4。占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值限值,见表 2.4-5。

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

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

2.4.3 污染物排放标准

(1) 废气

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

工程井场不设置加热炉，运营期井场、站场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界

污染物控制要求；甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中表 2 企业边界污染物控制要求，具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)		标准来源	
颗粒物	1.0		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值	
非甲烷总烃 (厂界)	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
甲醇	12		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值	
污染物	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃 (厂界内)	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）

(2) 废水

施工期生活污水暂存于生活污水池集中收集后，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

本工程采出水输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注气田，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），回注水《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(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 2.4-8。

表 2.4-7 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

《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。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

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 2.5-1。

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20k m 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 20k m 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

根据上表判定，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 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，拟建工程天然气开采井场属于 II 类项目，井场配套的采气管线建设属于 III 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 2.5-2)和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本项目不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。但根据调查本项目西南部 2.5km 处有大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地(拜城县大宛其农场 8 大队水井)，本工程不在补给区，仅位于水源井的径流区，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)本项目场地的地下水环境敏感程度属“较敏感”。

表 2.5-2 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；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、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不敏感，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 2.5-3 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

环境敏感程度 \ 项目类别	项目类别		
	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 20km²,根据地下水流向由北向南,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。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂采出水处理单元处理达标后回注地层。井下作业废水收集后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023),本项目废水处理后进行回注无废水直接排入地表水体的建设项目,评价等级按照三级 B 开展评价。

(2) 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 2.5-4 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	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

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

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 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）、本项目土壤监测报告及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量 $<2\text{g/kg}$ ，即项目所在区域不属于盐化、酸化、碱化区域，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑并判定评价等级。

（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》（HJ 349-2023），拟建工程采气井场属于Ⅱ类项目，采气管道建设属于Ⅳ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（ $\geq 50\text{h m}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{h m}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{h m}^2$ ）”，本项目永久占地面积为 12.5428h m^2 （ $5\sim 50\text{h m}^2$ ），占地规模为中型。

（3）建设项目敏感程度

拟建工程井场周边 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5。

表 2.5-5 井场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	-	-

本项目属于“陆地天然气开采”，属于Ⅱ类项目，项目占地规模为中型，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；采气管线土壤环境影响评价工作为可不开展土壤环境影响评价工作。

2.5.4.2 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：土壤污染影响型现状调查范围为各井场外扩 0.05km，管线边界两侧外扩 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

（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 2.5-6 的分级判据进行划分。

表 2.5-6 评价工作等级判据表

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 2.5-7。

表 2.5-7 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-28.7
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 2.5-8。

表 2.5-8 废气污染源参数一览表（面源）

序号	名称	经度	纬度	面源长度/m	面源宽度/m	面源高度/m	排放速率/(kg/h)	年排放总量/t/a	备注

（5）评价等级确定

本工程大气环境影响评价定级判定见表 2.5-9。

表 2.5-9 大气评价等级估算结果一览表

污染物名称	评价因子	评价等级	评价等级	评价等级	评价等级	评价等级

由上表可知，确定本工程大气环境影响评价工作等级为二级。

(6) 评价范围

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

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

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

拟建工程位于大北区块，周边区域以油气开发为主，本工程所在功能区适用《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。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

(1) 评价等级

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，其中天然气（甲烷）、凝析油主要分布于井场和集输管线中，甲醇在甲醇加注撬内。

根据“章节 5.7.1”，确定本工程环境风险评价等级为三级。

(2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），结合本工程特点及工程所在区域生态环境特征，确定环境风险评价范围为站场边界外延 3km 范围及管

线中心线两侧外延 100m 范围。评价范围见图 2.5-1

图 2.5-1 评价范围图

2.6 环境保护目标

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

表 2.6-1 生态保护目标一览表

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标定义为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本项目评价范围内的环境空气保护目标主要为二类区中的农村地区中人群较集中的区域，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

表 2.6-2 环境空气保护目标一览表

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定

的涉及地下水的环境敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

表 2.6-3 地下水环境保护目标一览表

序号	保护目标名称	功能要求	环境保护要求
1	潜水含水层	《地下水水质标准》（GB/T14848-2017）III类	不对地下水产生污染影响

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），水环境保护目标为饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等。根据调查，项目所在区域均不涉及上述导则所列的水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本项目评价范围内不涉及。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象。结合现状调查，将评价范围内的土壤作为土壤环境保护目标。

表 2.6-4 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
土壤	井场外扩 0.05km，管线边界两侧外扩 200m 范围	不对土壤环境功能产生明显不利影响

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本评价将亚木古鲁克村三组、亚木古鲁克村一组、科台克吐尔村、科克吐尔村二组、科克吐尔村三组、科克吐尔村四组、克达科吐村、阿热恰特村、塔里木河流域土地沙化防控作为环境空气风险敏感目标，将区域潜水含水层、承压水作为地下水风险敏感目标。

表 2.6-5 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
	井场周边 3km 内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
		1				农村地区

塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目

	2				中人群较集中的区域	
	3					
	4					
	5					
井场周边 500m 范围内人口数小计						
井场周边 3km 范围内人口数小计						
集输管线周边 200m 内						0
大气环境敏感程度 E 值						E3
地表水	序号	接纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围		与排放点距离
	1	--	--	--		--
	地表水环境敏感程度 E 值					--
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	评价范围内潜水含水层、承压水	G3	III类	D1	--
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	<p>区块开发现状及环境影响回顾：大北区块开发现状、大北区块“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有区块污染物排放量、存在环保问题及整改措施。</p> <p>现有工程：现有工程概况、现有工程主要设备、现有工程工艺流程、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见；</p> <p>拟建工程：基本概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。</p> <p>依托工程：介绍大北天然气处理厂、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、大北固废填埋场等基本情况及依托可行性</p>
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	<p>施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析)</p> <p>营运期环境影响预测与评价(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险评价)</p> <p>退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)</p>
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

经对工程区域自然地理、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 评价时段和评价方法

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。

拟建项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、物料平衡计算法、查阅参考资料法、产污系数法
3	影响评价	数学模式法、物理模型法

3.建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 油田区块开发现状

(1) 主体工程总体概况

.....

(2) 公辅工程建设情况

①给排水

克拉苏气田大北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。废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

②供热

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

③供电

大北区块建有完善的电力系统，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，可以满足本项目供电需求。

(3) 集输管线及道路建设情况

①集输管线及运输情况

大北 16 区块周边建有博孜 1 集气干线、博孜试采管道、大北 11 集气干线。大北 16 区块邻近大北 9 区块、大北 12 区块、大北 11 区块，距大北 11 集气站约 10km。区块东部约 12km 处建有大北 101 集气站，20km 处建有大北 201 集气站，25km 处建有大北处理站。区块西偏南约 14km 建有博孜 1 集气站。目前从博孜 1 集气站干线 1#阀室为分界点，1#阀室以西接入博孜处理站，1#阀室以东接入大北处理站。

②内部道路建设情况

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

3.1.2 油田区块“三同时”执行情况

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

表 3.1-1 克拉苏气田大北区块环保手续履行情况一览表

序号	名称	履行情况	履行时间					
			开始	结束	开始	结束	开始	结束
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								

3.1.3 油田区块环境影响回顾性评价

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，对克拉苏气田大北区块分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

区块建设对生态环境的主要影响为土地的永久、临时征用以及原有植被的破坏。区域植被较稀疏，均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，覆盖度约为 10%，由于区域气候较为干旱，自然恢复过程缓慢，调查期间植被尚未恢复；从土地利用类型来看，以裸岩及戈壁为主。总体来说，项目区依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。大北区块的开发基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。调查期间井场及周边植被恢复情况见图 3.1-1。

图 3.1-1 井场及周边植被恢复情况图

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

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

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

3.1.3.3 水环境影响回顾

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至作业区污水处理设施处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，气田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出水经大北天然气处理厂污水处理系统处理，水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后，根据井场注水需要回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘钻试

修环保站处理；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量。故在正常生产情况下，试气、洗井、采气、油气处理和集输等未对地下水环境产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

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

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

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

(3) 生产运行期加热炉、导热油炉采用清洁能源天然气为原料。

(4) 站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据后评价及验收开展期间进行的污染源监测数据，各井、站场加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各井、站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

表 3.1-2 大北区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

从表中可以看出，所在区域非甲烷总烃小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因为气田开发导致非甲烷总烃监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由库车畅源生态环保科技有限责任公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场填埋处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物得到有效地处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.6 声环境影响回顾

气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这

种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

大北区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、集气站及处理厂的各类机泵。根据验收期间大北区块同类型井场、集气站及处理厂的监测数据可知(监测至今井、站场生产设施未发生较大变化),大北区块井场、集气站、处理厂等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类标准值。因此区块开发对周围声环境的影响可接受,在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-3 厂界噪声监测结果 单位: dB(A)

3.1.3.7 环境风险回顾

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

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司博大采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，取得了博大采油气作业区固定污染源排污登记回执(登记编号：9165280071554911XG101Z，2023 年 7 月 21 日变更)；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，博大采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据博大采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，大北区块现有污染物年排放情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 大北区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

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

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

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

- (1) 区块内个别井场内遗留有钻井废弃物未清理干净。
- (2) 现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

整改方案：

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

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

(5) 《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目》项目尚未完成验收工作，待项目完工后尽快开展验收工作。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本项目现有工程包括老井利用 3 口(大北 16 井、大北 1601 井、大北 1604 井), 拟建工程涉及改扩建站场主要为大北 12-5 阀室、大北 11-H2 集气站、大北 1604 阀室。

(1) 大北 16 井

该井建设内容包含在《大北 16 井等两口井产能建设项目环境影响报告书》内, 该工程已于 2024 年 3 月 4 日取得阿克苏地区生态环境局批复(阿地环审〔2024〕151 号), 于 2024 年完成自主验收。

大北 16 井采用自喷采气方式, 井场采出液通过井口经两级节流后通过电磁加热器加热、孔板流量计计量后经新建采气管道输送至下游站场处理, 最终送至大北天然气处理厂处理, 大北 16 井产气规模为 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($1.46 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$), 产油规模为 0.733t/d。

大北 16 井主要设备见表 3.2-1。

表 3.2-1 大北 16 井主要设备一览表

序号	站场	设备名称	单位	数量	备注
1					
2					
3					
4					
5					

(2) 大北 1601 井、1604 井

大北 1601 井、大北 1604 井建设内容包含在《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》内, 该工程已于 2024 年 6 月 4 日取得阿克苏地区生态环境局批复(阿地环审〔2024〕365 号), 目前正在开展竣工验收工作。

大北 1601 井、大北 1604 井主要设备见表 3.2-2。

表 3.2-2 大北 1601 井、大北 1604 井主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
单井井场	1				
	2				
	3				

	4				
	5				

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程包括大北 16 井、大北 1604 井、大北 1604 井、大北 11-H2 集气站，环保手续执行情况见表 3.2-1 所示。

表 3.2-3 现有工程“三同时”执行情况表

老井名称	所在建设项目名称	环评文件		验收文件	
		审批单位	批准文号	验收单位	验收文号

3.2.3 现有工程污染物达标情况

目前大北 1601 井及大北 1604 井正在进行竣工验收工作，大北 16 井废气主要为站场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为采气树噪声，固废主要为落地油。

根据企业自行监测数据，厂界无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准；采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂污水处理设施处理达标后回注地层，落地油均由有资质的单位接收处置。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，目前现有工程污染源排放见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别		废气				废水	固废
		颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	大北 16 井						

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目开发方案

项目性质：改扩建

3.3.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。位于拜城县西侧约 46km，克拉苏构造带克深断裂带博孜-大北转换带北起第一排构造，由博大采油气管理区管辖。

3.3.1.3 建设规模

本工程新钻 7 口井（采气井 5 口，监测井 2 口）；新建井场 7 座（采气井场 5 座，监测井场 2 座），利用老井 3 口；新建 DB16-H3 清管站 1 座，新建预留阀室 2 座；扩建集气站 2 座（DB11-H2，大北 11 集气站）；扩建阀室 2 座；新建采集气管线 20.83km，新建排水管线 17.89km，长度共 38.72km；钻井道路修复 14km；配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。本项目实施后产气规模***m³/d，排水建设规模为***。

3.3.1.4 工程组成

本工程组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等。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	222	建成后日产天然气***m ³ /d, 日产油 18.17t/d, 排水建设规模为***。
2	主体工程	钻井工程		座	7	新钻采气井 5 口，新钻监测井 2 口，分别采用塔标 II 五开直井、塔标 II 四开水平井、塔标 II 五开水平井、塔标 II 五开水平井（导眼+侧钻）、塔标 II 五开监测井，单座井场配套建设钻井基础、应急池 100m ³ 、岩屑池 1000m ³ 、主放喷池 100m ³ 、副放喷池 100m ³ 等。
		井场	采气井场	座	5	新建加热型采气井场 4 座，每座井场设空气源热泵 1 座。

塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目

		工程				新建注醇型采气井场 1 座，井场设甲醇加注橇 1 座。	
			监测井场	座	2	新建监测井场 2 座，每座井场设甲醇加注橇 1 座；二期在 DB16-H6 井新增缓冲分离器及压缩机橇。	
			老井利用	座	3	老井利用 3 口（大北 16、大北 1601、大北 1604）。	
		站场工程	清管站	座	1	新建 DB16-H3 清管站 1 座，一期站内设进站阀组 1 座，缓蚀剂注入橇 1 座、清管发球筒 1 座，焚烧池 1 座，二期扩建缓冲分离器 1 座及压缩机橇 3 座。	
			扩建集气站	座	2	扩建 DB11-H2 集气站 1 座，一期扩建收球筒 1 座；二期扩建缓冲分离器、压缩机橇及排水增加泵等设备； 扩建大北 11 集气站 1 座，扩建压缩机（250kW）1 座，缓冲分离器 1 套，外输增压泵 2 台。	
			阀组	座	4	新建预留阀组 2 座（DB16-H9 预留阀室和 DB12-H3 预留阀室）； 大北 12-5 阀室和大北 1604 阀室内扩建进站阀组。	
		管线工程	管线	km	38.72	新建采集气管道 20.83km，新建排水管道 17.89km，长度共计 38.72km；单井采气管线采用 2205 无缝钢管，排水管线及混输管线采用柔性复合管，排水干线选用玻璃钢管。	
		3	公辅工程	供电工程	/	/	新建单井电源均 T 接 35kV 博宛线的电力线，新建 35kV 电力线路共计 16.11km。
				供水工程	/	/	由罐车从大北天然气处理厂的水源站拉运供给。
				通信工程	/	/	新建架空光缆 18.1km，各井场及清管站分别新建工业以太网交换机及视频监控系统，大北天然气处理站新增数据接入点及监控硬盘等设备
自控工程	/			/	新建采气井场、气举监测井场、清管站各设置 1 套 RTU，RTU 数据通过光缆传至大北处理厂 SCADA 系统，进行远程监控，并接受远程关井命令。		
防腐工程	/			/	采气管线采用双相不锈钢无缝钢管，采用环氧粉末+聚氨酯泡沫塑料+聚乙烯外护的防腐保温方式。		
道路工程	km			14	井间砂石道路进行改造及修复，路面宽 3.5m，土路肩宽 0.5m，路基宽度 4.5m，长度约 14km。修建施工便道 4.6km，砂石路面，路基宽度 4.5m。		
4	环保工程	废气	施工期：测试放喷废气引至放空火炬点燃，施工扬尘采取洒水抑尘，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：钻井废水全部回收用于配制泥浆，管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；施工营地建设 1 座 300m ³ 生活污水池，				

			生活污水暂存于生活污水池集中收集后，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中回收，作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至克拉苏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：选用低噪声施工设备，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；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；废机油采用钢制桶装收集后暂存在井场撬装式危废贮存点，和废防渗材料、废烧碱包装袋一起由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场填埋处置； 运营期：落地油、清管废渣及废防渗材料交由持有危废处理资质的单位进行无害化处理；运营期不新增劳动定员，无生活垃圾产生。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置，或进行综合利用；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，废防渗材料由持有危废处理资质的单位进行无害化处理。
		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。
5		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。
6	依托工程	大北天然气处理厂	拟建工程采出液进入大北天然气处理厂处理，采出水经油气水分离后，进入采出水处理系统处理达标后回注地层。 大北处理站(天然气处理厂)所属大北区块地面建设工程于 2012 年 5 月由新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》，并于 2014 年 8 月由环保部以环审〔2014〕199 号文批复。2016 年 12 月，通过自治区环境保护厅竣工环境保护验收(新环函〔2016〕2030 号)。
		克拉苏钻试修废弃物环保处理站	拟建工程井下作业废水、磺化泥浆依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站，克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，于 2019 年 5 月取得阿克苏地区环境保护厅批复(阿地环函字〔2019〕260 号，并于 2019 年 12 月 30 日完成自主验收。
		大北固废填埋场	拟建工程生活垃圾和施工废料定期清运至大北固废填埋场填埋处置。大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，原大北固废填埋场及污水蒸发池西北侧。大北地区固废填埋场于 2012 年 7 月 17 日取得原阿克苏地区环境保护局批复文件(阿地环函字

		(2012) 362 号), 并于 2013 年 1 月 4 日通过原阿克苏地区环境保护局验收(阿地环函字 (2013) 4 号)。
--	--	--

3.3.1.5 工程投资

本工程总投资约***万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

本项目依托博大采油气管理区对工程新增设施进行全面管理, 负责本工程的运行、维护工作不新增劳动定员。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区域地质构造

大北 16 号构造表现为长轴背斜特征, 该构造上覆盖层为古近系膏盐层, 封盖性好; 南边界断裂北倾, 圈闭范围内断距始终大于储层厚度 192m, 白垩系砂岩与下盘古近系膏盐岩对接, 断裂具备封堵能力; 北边界断裂北倾, 白垩系砂岩与上盘深层白垩系舒善河组对接, 断裂不具备封堵能力。因此, 该构造圈闭按照北翼自成圈闭海拔-3880m 作为溢出点圈定圈闭范围, 大北 16 号构造东西长约 11.6km, 南北宽约 3.3km, 长短轴之比 3.5:1。圈闭面积 30.5k m², 高点海拔-3540m, 幅度 340m。从地震剖面看, 大北 16 号构造目的层 TE1-2km 反射层构造形态清楚, 构造南北向、东西向回倾明显。

3.3.2.2 储层特征

大北 16 井区白垩系巴什基奇克组第二岩性段以细一中粒岩屑砂岩为主, 少量长石岩屑砂岩。大北 16 区块自上而下分别为第四系西域组, 新近系库车组、康村组、吉迪克组, 古近系苏维依组、库姆格列木群, 白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组(未穿)。大北 16 区块古近系库姆格列木群膏盐岩厚度巨大, 是优质的区域盖层, 与白垩系巴什基奇克组、巴西改组构成良好的储盖组合, 含气层段为白垩系巴什基奇克组、巴西改组。

白垩系巴什基奇克组 (K_1bs): 在克拉苏构造带巴什基奇克组遭受不同程度的剥蚀, 具有自东向西剥蚀加剧趋势, 大北 16 区块第一岩性段遭受剥蚀, 钻揭第二岩性段、第三岩性段。

第二岩性段 (K_1bs^2): 大北 16 井钻厚 93m, 岩性以厚—巨厚层状褐色细砂岩、中砂岩为主, 夹薄层泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、褐色泥岩。

第三岩性段 (K_1bs^3)：大北 16 井钻厚 38m，岩性以中厚层—厚层状褐色细砂岩为主，夹薄层褐色泥岩。

白垩系巴西改组 (K_1bx)：在克拉苏构造带巴西改组厚度相对稳定，大北 16 井略有减薄，细分为第一岩性段、第二岩性段，均有钻穿。

第一岩性段 (K_1bx^1)：大北 16 井钻厚 32.5m，岩性为中厚—厚层褐色细砂岩、含砾细砂岩、粉砂岩，与中厚—厚层状褐色泥岩、泥质粉砂岩呈略等厚互层。

第二岩性段 (K_1bx^2)：大北 16 井钻厚 28.5m，岩性为中厚—厚层状褐色细砂岩、含砾细砂岩、粉砂岩为主，夹中厚层状褐色泥岩、粉砂质泥岩。

3.3.2.3 流体性质参数

(1) 天然气性质

大北 16 井试油测试期间共取得 3 个合格天然气样品。天然气平均相对密度为 0.63，天然气甲烷平均含量为 97.7%，乙烷平均含量为 1.20%，丙烷平均含量为 0.21%，CO₂ 含量为 0.25%，不含 H₂S。

天然气组分表见表 3.3-2。

表 3.3-2 大北 16 区块天然气组分表

(2) 凝析油性质

大北 16 井试油试采期间录取 6 个合格油样，大北 16 区块凝析油性质具有密度低、粘度低、中含蜡的特点。

20°C 时地面凝析油密度 0.781g/cm³~0.658g/cm³，平均为 0.786g/cm³；50°C 时动力粘度 0.6632mPa·s~1.556mPa·s，平均为 1.079mPa·s；凝固点 -8°C~16°C，含硫 0.01%~0.04%，平均为 0.02%，含蜡 4.8%~17.6%，平均为 10.5%，胶质平均

为 0.16%，沥青质 0.09%。

凝析油物性参数表见表 3.3-3。

表 3.3-3 大北 16 区块凝析油物性参数表

(3) 地层水性质

大北 16 井试油期间录取 16 个水样，分析结果表明，水型为 CaCl₂ 型，密度平均为 1.14g/cm³，pH 平均为 5.94，氯根 103000mg/L~134000mg/L，平均为 125000mg/L，总矿化度平均为 229000mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

本次工程主要技术经济指标见表 3.3-4。

表 3.3-4 拟建工程主要技术经济指标一览表

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 总体布局

本工程分两期建设，一期考虑单井采气工程生产配套设施及区块整体集输管网建设，二期考虑生产井见水生产、低压生产及监测井气举排水生产配套设施建设。

目前大北 16 区块的单井集输工艺采用气液混输工艺，分别通过新建采气管道接入下游已建的集输系统。

大北 16 区块来气依托大北 11 集气干线及博孜试采干线同时输送，最终进大北处理站处理

主要介质流向：

1、1#阀室→大北 11 集气站→大北 101 集气站→大北 201 集气站→大北处理站；

2、1#阀室→博孜 1 集气站→博孜 101 清管站→博孜处理站。

大北 16 区块总体布局图见图 3.3-1。

图 3.3-1 大北 16 区块总体布局图

3.3.4.2 主体工程

3.3.4.2.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，施工周期约 10d。本工程部署井属于新钻井场，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量如表 3.3-5 所示。

表 3.3-5 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机等，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 井场钻前工程施工所用机械一览表

3.3.4.2.2 钻井工程

(1) 井位部署

本工程在大北 16 区块新增钻井 7 口（采气井 5 口，监测井 2 口），主体采用塔标 II 五开、塔标 II 四开两种井身结构，平均完井周期 217d。钻井情况详见表 3.3-7，钻井期井场平面布置情况见图 3.3-7。

表 3.3-7 新钻井情况一览表

钻井工程井场布置主要包括钻井区、机房区、泥浆罐区、不落地系统、值班室等，钻井期井场平面布置情况见图 3.3-2。

图 3.3-2 钻井期井场平面布置图

(2) 井身结构

.....

(3) 钻井液体系

本项目钻井液体系见表 3.3-8。

表 3.3-8 钻井液体系

(4) 固井方案

本项目塔标 II 四开井：一开内插法；二开单级固井；三开尾管悬挂+回接；四开尾管悬挂。

本项目塔标 II 五开井：一开、二开内插法；三开单级固井；四开尾管悬挂+回接；五开尾管悬挂。

本项目塔标 II 五开导眼+侧钻井：一开、二开内插法；三开单级固井；四开尾管悬挂+回接；五开回填侧钻水泥塞；侧一开尾管悬挂。

(5) 完井方式

本项目新钻采气井采用套管射孔完井方式，新钻监测井采用筛管完井方式。

(6) 钻井工程主要设备设施

钻井使用 ZJ70 及以上钻机，并根据气田运行钻机情况选用合适钻机。另外钻井作业过程中，需配套齐全的辅助设备、救生消防等防护装备。单座井场主要设备设施情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 单座井场主要设备设施情况一览表

(7) 钻井工程主要原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。各井场原材料消耗与井身结构有关，单座井场钻井原材料消耗情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 单座施工井场钻井主要原辅材料消耗一览表

3.3.4.2.3 储层改造工程

(1) 储层改造工艺

新钻采气直井：若储层物性较好，采用机械分层酸压工艺，单井规模 800~1200m³，施工排量 4.0m³/min，预计泵压 121MPa；若储层物性较差，则推荐机械分层组合改造工艺，单井规模 1200~1600m³，单井砂量 60~80m³，施工排量 4.0m³/min，预计泵压 121MPa。

新钻采气水平井和新钻采气导眼+侧钻水平井：采用“机械+暂堵”分层组合改

造工艺；若储层物性好，硬分 2 段，每段暂堵 1 次，总液量 1400~1800m³，总砂量 60~80m³；若储层物性差，硬分 3 段，每段暂堵 1 次，总液量 2100~2700m³，总砂量 90~120m³；施工排量 4.0m³/min，预计泵压 125MPa。

新钻监测井：监测井物性较好，采用酸压工艺，水平段采用暂堵分层酸压工艺，单井规模 800~1200m³，施工排量 3.5m³/min，预计泵压 124MPa。

(2) 工作液体系

压裂液体系：根据大北区块改造情况统计，选用区块成熟改造液体系，推荐主体采用瓜胶压裂液(造长缝)，根据储层实际压力情况，考虑压裂液是否加重。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成分与配比。

酸液体系：根据大北区块改造情况统计，采用“常规酸+自生酸”体系，通过自生酸体系的缓速特性，溶蚀地层深部堵塞物，常规酸溶蚀近井地层堵塞物。

(3) 储层改造设备配置

压裂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 3.3-11。

表 3.3-11 单座井场储层改造施工所用机械一览表

3.3.4.2.4 井场工程

(1) 加热型采气井场

本工程新建加热型采气井场 4 座 (DB16-H1、DB16-H2、DB16-H3、DB16-5H)，本工程井口采出液经节流后，通过空气源热泵加热至 25~30℃，由新建集输管线

混输至下游集气站。各井场装置均无人值守，定期巡检。井场平面布置图见 3.3-8。井场主要工程内容见表 3.3-12。

图 3.3-8 加热型采气井场平面布置图

表 3.3-12 加热型采气井场主要设备设施一览表

(2) 注醇型采气井场

本工程新建注醇型采气井场 1 座（DB16-4 井），井口采出液经节流后，甲醇加注橇通过测温测压法兰预留加药口注入，由新建采气支线油气混输至下游集气站。各井场装置均无人值守，定期巡检。井场平面布置图见 3.3-9。井场主要工程内容见表 3.3-13。

图 3.3-9 注醇型采气井场平面布置图

表 3.3-13 注醇型采气井场主要设备设施一览表

(3) 气举监测井场

本工程新建监测井场 2 座（DB16-H6、DB16-H7），监测井场前期采气，后期排水。DB16-H6 井采用井场循环增压气举的工艺，DB16-H7 井采用高压气邻井气举的工艺；通过新建排水支线及排水干线，将气田水转输至大北处理站处理。采气井场为无人值守站场，定期巡检。

监测井场平面布置图见 3.3-10。井场主要工程内容见表 3.2-14。

图 3.3-10 监测井场平面布置图

表 3.3-14 监测井场主要设备设施一览表

3.3.4.2.5 站场工程

(1) 新建 DB16-H3 清管站

本工程新建 DB16-H3 清管站，站内设缓蚀剂加注橇 1 座，加注位置位于清管器发球筒出口预留加药口，清管发球筒 1 座，发球装置设置管道预膜系统，定期为集气干线预膜。

清管站主要设备见表 3.3-15 所示。

图 3.3-11 清管站平面布置图

表 3.3-15 清管站主要设备设施一览表

(2) 扩建 DB11-H2 集气站

本工程于 DB11-H2 集气站扩建 PN20MPa/DN150 清管收球装置 1 座，材质采用 Q345R，用于接收集气干线上游来气和清管器。

表 3.3-16 DB11-H2 集气站主要设备设施一览表

(3) 扩建 DB11 集气站

本工程于 DB11 集气站扩建站内扩建缓冲分离器 1 套,用于接收大北 16 排水干线上游来气液;新建外输增压泵 2 台。

表 3.3-17 DB11 集气站主要设备设施一览表

(4) 新建阀室

新建阀室 2 座, DB16-H9 预留阀室和 DB12-H3 预留阀室,新建范围为 4m×4m,用地面积为 16.0m²。

⑤ 扩建大北 12-5 阀室、大北 1604 阀室

本工程于大北 12-5 阀室、大北 1604 阀室内扩建站内进站阀组。

3.3.4.2.4 集输工程

拟建工程新建采集气管线 20.83km,新建排水管线 17.89km,长度共 38.72km。总集输管网采用辐射管网和枝状管网相结合的方式, DB16-H1 井就近接入大北 16 井,利用大北 16 井已建管道混输至大北 12 集气干线; DB16-H6 井就近接至大北 1604 阀室; DB16-H2 井通过新建管线集输至大北 12-5 阀室; DB16-H3、DB16-4、DB16-5H、DB16-H7 就近接入新建 DB16-H3 清管站。区块采出气通过集气干线,最终集输至大北处理站处理。区块监测井见水后可转低压生产,接入新建排水支线及排水干线,通过分离增压后,气相进集气干线,液相进排水干线项目采出液经集输管线密闭输至下游站场,最终输至大北天然气处理厂处理。具体管线部署情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 集输管线部署一览表

3.3.4.3 公辅工程

(1) 供电工程

新建单井电源均 T 接 35kV 博宛线的电力线，电杆为 18m 水泥杆，电力线路总长 16.11km。

(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。

施工期用水主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场，7 座井场生产用水量共计约 823.2t，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，钻井井场工程井队人数约 50 人，单座井场施工天数 250d，按生活用水量 100L/d 人计，7 座井场钻井期生活用水量总计约 8750m³；地面施工人员约 40 人，单座井场施工天数 40d，按生活用水量 100L/d 人计，地面施工人员生活用水量总计约 160m³。

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。生活污水排入生活污水池暂存后，通过吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。管线试压废水试压结束后用于洒水抑尘。

运营期采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 道路工程

本工程对井间砂石道路进行改造及修复，长度共计 14km，道路采用 3.5m 宽的砂石道路，土路肩宽 0.5m，路基宽度 4.5m，设计速度 15km/h。对局部冲刷严重的

地段采用过水路面，路面做法参照大北区块以往项目的工程做法，采用 3.5m 宽的水泥混凝土道路。修建施工便道共计 4.6km，道路采用砂石路面，路基宽度 4.5m。

(4) 防腐工程

本工程站外管道为埋地保温管道，埋地保温管道采用环氧粉末 $400\ \mu\text{m}$ +聚氨酯泡沫管壳保温（聚氨酯泡沫保温层的密度 $\geq 50\text{kg/m}^3$ ）+聚乙烯外护的防腐保温结构。

(5) 自控工程

新建井场及清管站各设置 1 套 RTU，完成生产数据采集、监视和控制，并通过光纤通信上传至大北天然气处理站中央控制室 SCADA 系统，在调控中心进行集中管控。

(6) 通信工程

新建架空光缆 18.1km，各井场及清管站分别新建工业以太网交换机及视频监控系統，大北天然气处理站新增数据接入点及监控硬盘等设备。

3.3.4.4 依托工程

3.3.4.4.1 大北天然气处理厂

(1) 基本情况

大北天然气处理厂包含于克拉苏气田大北区块地面建设工程内，《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部于 2014 年 8 月予以批复(环审〔2014〕199 号)。2016 年，新疆维吾尔自治区环保厅出具了《关于克拉苏气田大北区块地面工程竣工环境保护验收合格的函》(新环函〔2016〕2030 号)。大北天然气处理厂天然气设计总处理规模为 $1800\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ($66.7\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$)、凝析油处理规模 $620\text{t}/\text{d}$ ($22.6\times 10^4\text{t}/\text{a}$)、采出水处理规模为 $1940\text{m}^3/\text{d}$ ($7.081\times 10^5\text{m}^3/\text{a}$)。根据建设单位提供资料，大北天然气处理厂产生的废气、废水、噪声均达标排放，固废分类收集处理。

(2) 工艺流程

天然气经集气干线气液 (35°C , 11.6MPa) 混输至大北天然气处理厂集气装置入口，经集气装置气液分离器分离后，分离天然气经空冷器降温后进入脱水脱烃装置进行处理，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置吸附去除固体杂质后作为产品气外输。从集气装置气液分离器分离出来的烃液，经流量计计量后

进入凝析油处理装置，经凝析油处理装置稳定的凝析油送至罐区储存，定期装车外运。原料天然气经大北天然气处理厂处理后，天然气通过集输管线输送至克拉2清管站，凝析油罐车拉运外售，采出水回注井回注。

(2) 依托可行性分析

拟建工程采出液进入大北天然气处理厂处理。

表 3.3-19 大北天然气处理厂运行负荷统计表

3.3.4.4.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

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

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

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。占地面积约 99725m²，站址由西向东依次为 15000m³ 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、200m³ 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

(1) 磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配制成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物黏附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒（油）三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率小于 5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化

铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物（磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂）和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场，用于井场道路铺垫等；分离后的废水进入水处理系统。

（2）水处理工艺

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

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

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

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

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

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

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

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过（半透过）性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在另一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化

目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

(3) 依托可行性

本工程井下作业废水产生量 266m³/a，克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 109500m³/a，剩余处理规模为 119.6m³/d（43654m³/a），处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.3-20。

表 3.3-20 克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

综上可知，克拉苏钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建项目井下作业废液及磺化泥浆处理要求，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.2.4.4.3 中石化江汉石油工程有限公司

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目位于阿克苏地区拜城县赛里木镇以北 10 公里处中石油塔里木克深作业区内，项目区北部为山区，其余三面为戈壁荒地。中心地理坐标为东经 82°13'15"，北纬 42°06'46"，距离博孜 107 井约 92km。采用热馏冷凝分离、油水分离工艺处理油基岩屑和油泥。

《江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目环境影响报告书》由原新疆维吾尔自治区环境保护厅以新环函（2018）373 号文予以批复（见附件 15）。《江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目》于 2021 年 8 月 21 日完成自主验收（见附件 16）。

(1) 建设规模

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目建设规模如下：

一期：油基岩屑处理系统 1 套，处理能力 10000m³（折合 2.1 万 t）；于 2018 年 11 月建成。

二期：增加油基岩屑处理系统 1 套，处理能力 10000m³（折合 2.1 万 t），二期

建成后的基岩屑处理总能力达到 20000m³（折合 4.2 万 t）；建水基泥浆处理系统 1 套（泥浆不落地装置 5 套），年水基泥浆处理能力 50 井次（水基泥浆 1150m³/井次，合计 57500m³）；二期拟于 2018 年 10 月建成，现正在建设中。

三期：建油泥处理系统 1 套，年油泥处理能力 20000m³（折合 25000t）。三期拟于 2019 年 2 月建成，暂未动工。

（2）油基岩屑处理工艺流程

系统采用热馏炉，在隔绝空气的环境下对油基岩屑进行加热，采用高温化原理，物料在密闭无氧，微正压状态下经过外部间接加热，其中的碳氢化合物组分蒸发，与固相分离，随后对蒸发的油气进行冷却回收。

①上料

称料设有质量传感器和电机转速传感器，在本地控制柜和中控室，均可根据生产需要调整进料量设定值，程序根据设定值自动调整皮带秤转速实现进料量的稳定控制。本系统所有设备均能实现本地启停、控制室手动启停和程序自动连锁启停功能。

油基岩屑经过提升机进入搅拌箱混合预处理，实现物料均匀状态，通过螺旋给料机向热馏炉。

如果污泥中有石块，建设单位拟设置一台破碎机，将挖掘机和人工挑选的石块破碎后再进入热馏炉处理。因此本工程不会产生含油石块等固废。

②热馏

物料进入热馏炉后，热馏炉传动电动机上嵌有特殊形状的叶片，带动转轴转动，使物料在热馏炉内实现回转式前后往复运动。固相物料进口和残渣出口均由两级气动阀门组成，热馏炉内处于微正压状态，杜绝间歇进料和出料时空气漏入，确保了系统运行的安全性。系统所有高温区均为天然气加热，反应器内的工作温度一般在 320℃，使物料在最适宜的温度下脱附。固相物料进入反应器后，经过前段的加热、干燥实现水分蒸发，干燥后的固相物料在反应器中停留适当的时间，固相中的有机污染物被脱附出来。

③冷凝分离

热馏炉生成的气体进入逆流管式冷凝塔，在塔底回收冷凝液，凝结的液体进入污水处理系统中的油水分离器进行油水分离，水分被分离出后进入污水处理系统中的污水处理器，分离出的油品则可以回收利用；不凝气体经收集处理后与天然气一

并作为燃料进入热馏炉进行燃烧。

④油水分离系统

冷凝液进入油水分离器，在离心沉降作用下，油分上浮随刮油系统进入污油箱，分离排出的含油污水进入 EPS 油水分离器。

EPS 油水分离器在结构上集废水的预处理、油水分离以及后处理于一体。油水混合物经入流管进入一段处理池中，在这里进行曝气，并对废水进行初次分离。在油水分离池中，经预处理的废水再次进行油水分离，提高了油水分离效率。在过滤池中设置有油吸附剂，废水经过该填料的吸附过滤，更进一步完善了油水的分离。出水全部进入污水处理器。

⑤出料降温系统

本系统热馏炉处理设备，处理后的还原土出料温度大于 300℃，采用间接冷却及加湿降温。出料采用处理后废水加湿降温。

本工程出料口设有半封闭式出料仓，出料口伸入出料仓内，出料口上方的内仓壁设有喷淋装置，迅速降低还原土温度。

其工艺流程图见图 3.2-9。

图 3.2-9 油基岩屑处理工艺流程图

(3) 依托可行性

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目设计油基岩屑处理规模为 300m³/d(109500m³/a)，剩余处理规模为 119.6m³/d(43654m³/a)，本工程油基岩屑产生量为 1801.16m³/a，满足油基岩屑的处理。因此本工程油基岩屑可依托江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站进行处理。

3.3.4.4 大北固废填埋场

①基本情况

大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，原大北固废填埋场污水蒸发池西北侧。大北地区固废填埋场于 2012 年 7 月 17 日取得原阿克苏地区环境保护局批复文件（阿地环函字〔2012〕362 号），并于 2013 年 1 月 4 日通过原阿克苏地区环境保护局验收（阿地环函字〔2013〕4 号）。建设规模为 28 万 m³，整个池体大致为 400×400m，内部分为 10 个单元，工业固体、生活垃圾分别设置各自的填埋单元。其中 2 个生活垃圾池，设计规模 10000m³。为防止垃圾渗滤液污染土壤和地下水，每个填埋单元的底部和护坡设计有效的防渗层，设计采用 HJHY-3 环保防渗材料，其中生活垃圾场铺一层防渗，工业废物场铺两层防渗，防渗层间隔和表层分别用砂壤土压实。护坡采用麻袋装土防护。

②依托可行性

大北地区固废填埋场设计生活垃圾处理量为 10000m³。大北地区固废填埋场处理能力校核与适应性分析见表 3.3-17。

表 3.3-17 大北地区固废填埋场运行负荷统计表

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

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。

本次工程主要为钻井、地面工程、集输及道路生产工艺。

3.4.1.1 施工期

本工程施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、站场工程和油气集输工程等内容，工艺流程及排污节点分述如下：

(1) 钻前工程

1) 道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本项目充分利用现有干线道路，修建施工便道约 4.6km，井场砂石路路基宽度为 4.5m。

2) 井场建设

根据井场平面布置图，先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对放喷池等池体进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；在井场及施工营地设有垃圾桶，生活垃圾定期清运至大北固废填埋场填埋处置。

(2) 钻井工程

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采气的唯一手段。钻井因其目的不同而分为资料井、探井、评价井、生产井和注水井等。

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机（备用）、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、

废泥浆和废水)。在钻井时,泥浆自井口钻杆、钻头至井底,携带井底的岩屑上返地面,经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用(详见图 3.4-1)。

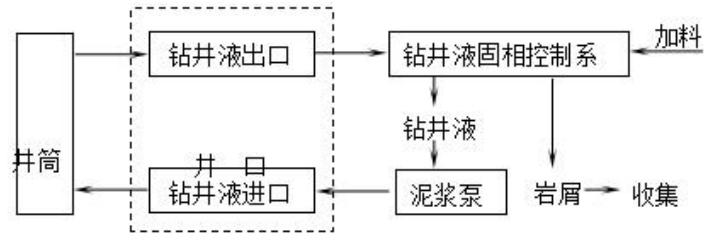


图 3.4-1 钻井液循环示意图

在钻井过程中,根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑,这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

采用双层套管,水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后,实施完井作业,如果因未钻获油藏等原因而需弃井时,则封堵井眼,切除地面以下 1m 内的套管头。

完井后清理井场,即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物,恢复地貌,做到工完料尽场地清。

(3) 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测井或使用测井仪等方法,测定井斜和固井质量,判断油气层位置等,以便及时采取相应措施,保证钻井质量,即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后,利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位,检查固井质量并确定射孔层位等。

(4) 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场设备安装及管线连接,管线敷设等。

1) 道路建设

本项目需对钻前道路进行修复,长度共计 14km,土路肩宽 0.5m,路基宽度 4.5m,钻前巡检路每隔 300m 设一错车道,错车道有效长度不小于 20m,渐变段长度不小于 10m,错车道路基宽度 6.5m。

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

设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场和站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

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，定期清运至大北固废填埋场填埋处置。

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。施工方案工艺流程图见图 3.4-1。

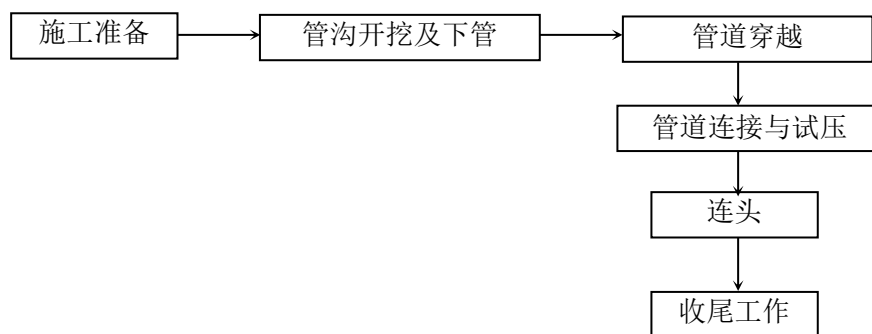


图 3.4-1 施工方案工艺流程图

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

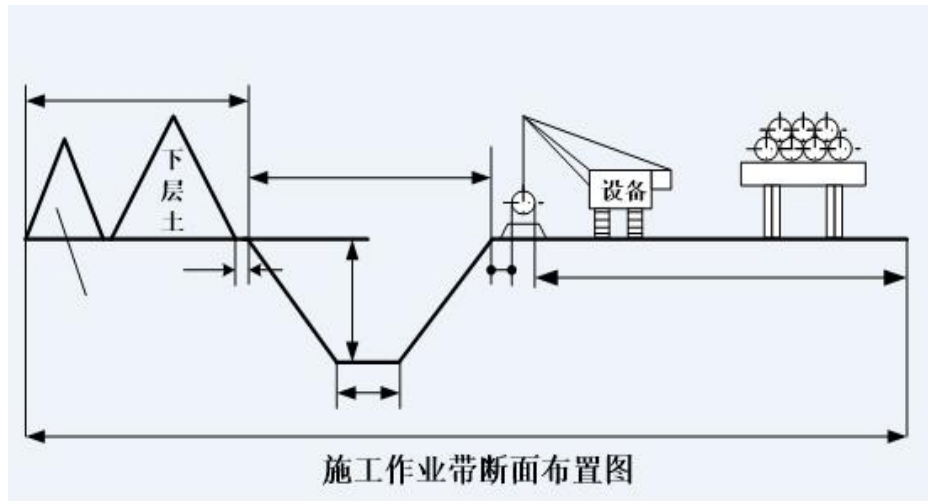


图 3.4-3 一般地段管道施工方式断面示意图

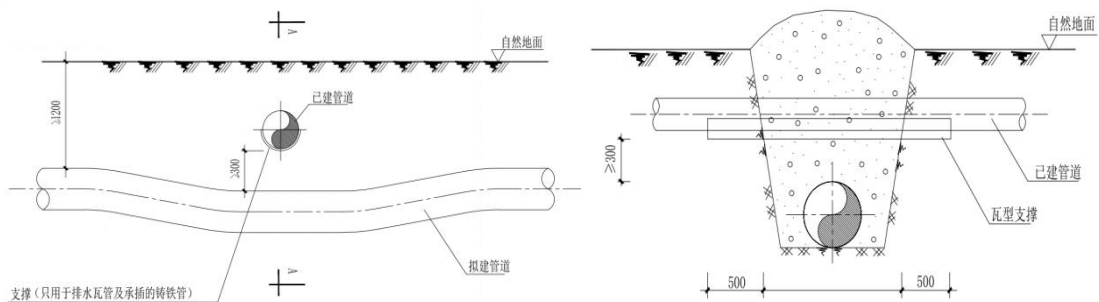


图 3.4-4 管道交叉施工作业示意图

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；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大北固废填埋场填埋处置，管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至大北固废填埋场填埋处置。

（5）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续测试放喷等。

1) 射孔

项目射孔采用油管传输射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采油树或采气树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出油管喇叭口至目的层附近标准套管接箍处，根据跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位，点火射孔枪，射孔后匀速起出电缆枪。

2) 酸化压裂

北区块区域酸化压裂作业时，使用的胶凝酸由施工单位配置完成，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制。胶凝酸以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过

车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，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。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中回收，作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用。

3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相(包括油和水)通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水经生活污水池集中收集后，拉运至拜城县污水处理厂进行处理。压裂返排液采用专用废液收集罐收集回收，作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至大北固废填埋场。

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) 采气集输工艺

本工程单井集输工艺采用气液混输工艺，分别通过新建采气管道接入下游已建的集输系统。布站工艺：单井→集气站→处理站。

(2) 气举排水工艺

本工程监测井后期采用气举排水工艺，DB16-H6 井采用井场循环增压气举的工艺，DB16-H7 井采用高压气邻井气举的工艺；通过新建排水支线及排水干线，将

气田水转输至大北处理站处理。

(3) 井下作业

井下作业是进行油气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，主要包括试井、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。

酸化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。

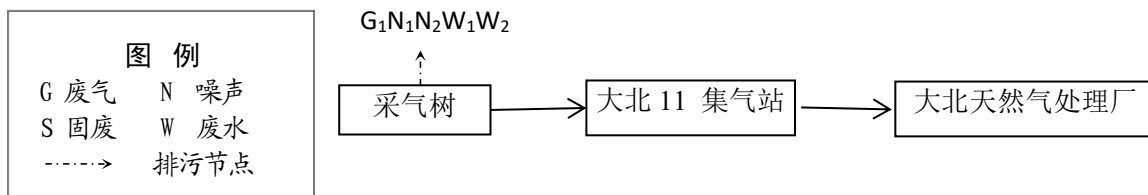


图 3.3-10 运营期工艺流程图

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大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站；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；固体废物主要为落地油泥 S₁、清管废渣 S₂、废防渗材料 S₃ 等。

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，或进行综合利用。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 施工期环境影响因素分析

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线、道路建设阶段，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。永久占地主要为井场、站场和架空线路的永久占地。

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 75.4547h m²，其中永久占地 12.5428h m²、临时占地 54.7159 h m²，详见表 3.4-1。

表 3.4-1 占地面积统计表

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钻井废气、施工扬尘、施工车辆尾气及焊接废气。

① 钻井废气

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为 NO₂、CO 和烃类等。

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

本工程新钻 7 口井计算，采气井平均单井钻井周期为 250d，合计 1750d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 3500t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO: 10.722g, NO₂: 32.792g, THC: 3.385g。计算可知本工程钻井期间共向大气中排放 CO: 37.527t, NO₂: 114.772t, THC: 11.8475t。

根据《车用柴油》(GB19147-2016)表 3 要求,车用柴油(VI)中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算,燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg,钻井期间 SO₂ 排放量为 0.07t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1~2d。

③储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

④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

——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。

⑤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。

⑥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钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD等。废水中的 pH 值高，多在 8.5-9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程新钻 7 口井，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，7 口采气井按照普通气井(≥4km 进尺)产污系数 52.64t/100m 进行估算，本工程采气井钻井总进尺 45393m，则钻井废水产生量为 2389.88t。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②酸化压裂返排液

根据工程开发方案，本工程 2 口气井均进行压裂，根据塔里木油田分公司多年施工经验，单井产生压裂返排液量约 60~100m³/口（本工程按 100m³/口计），则压裂返排液产生量为 200m³，压裂返排液自带回收罐进行回收，返排液作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用。

③生活污水

本工程单井钻井施工人数约 50 人、地面工程 40 人，采气井平均单井钻井施工天数约 250d，地面工程施工天数约 40d。按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 8910m³，废水产生量按 80%计，则生活污水产生量为 7128m³。生活污水中主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活污水暂存于生活污水池，定期消毒、清掏，定期拉运至拜城县污水处理厂妥善处理。

④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，管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，根据项目管线长度及直径，本工程管道试压用水量约 2841.83m³，试压废水是用水量的 90%，试压废水产生量 2557.21m³，废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 40~60mg/L 左右，用于施工场地洒水降尘。

(3) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物主要为泥浆、钻井岩屑、含油废物、施工废料以及施工人员生活垃圾。

①钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h - 1000}{500} \right) + 116$$

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（m³）

D—井眼的平均直径（m）

h—井深（m）

本工程主体设计四开、五开、采气导眼+侧钻水平井三种井身结构，钻井泥浆

产生量见表 3.4-3。

表 3.4-3(a) 本工程四开采气水平井钻井泥浆产生量

表 3.4-3(b) 本工程五开采气直井钻井泥浆产生量

表 3.4-3(c) 本工程五开采气水平井钻井泥浆产生量

表 3.4-3(d) 本工程五开监测井钻井泥浆产生量

表 3.4-3(e) 本工程五开采气导眼+侧钻水平井钻井泥浆产生量

根据以上计算可知，本工程新钻采气直井 1 口，新钻采气水平井 3 口，新钻采气导眼+侧钻水平井 1 口，新钻监测井 2 口，共产生钻井泥浆 6459.65m³。

其中一开、二开一般聚合物泥浆 2786.26m³，三开磺化泥浆为 1346.92m³ 四开、

五开、侧一开油基泥浆为 2326.48m³。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入泥浆不落地系统。本工程钻井岩屑可用下式计算：

$$W=1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑排放量，m³

D——井的直径，m

h——井深，m

本工程主体设计四开、五开、采气导眼+侧钻水平井三种井身结构，钻井岩屑产生量见表 3.4-4。

表 3.4-4(a) 本工程四开采气水平井钻井泥浆产生量

表 3.4-4(b) 本工程五开采气直井钻井泥浆产生量

表 3.4-4(c) 本工程五开采气水平井钻井泥浆产生量

表 3.4-4(d) 本工程五开监测井钻井泥浆产生量

--	--	--

表 3.4-4(e) 本工程五开采气导眼+侧钻水平井钻井泥浆产生量

根据以上计算可知，本工程新钻采气直井 1 口，新钻采气水平井 5 口，新钻采气导眼+侧钻水平井 1 口，新钻监测井 2 口，共产生钻井岩屑 8912.20m³。

其中一开、二开一般聚合物岩屑 5021.11m³，三开磺化岩屑为 2089.93m³ 四开、五开、侧一开油基岩屑为 1801.16m³。

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化水基泥浆及岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处理；油基泥浆及岩屑经不落地收集系统收集后运至拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③ 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.5t/口，本工程新钻井 7 口，废润滑油产生量为 3.5t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），含油废弃物属于 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，可委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处置。

④烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本工程新部署钻井7口，烧碱废包装袋产生量为0.7t，可委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处置。

⑤废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.25t/口，本工程新部署钻井7口，废防渗材料产生量为1.75t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置

⑥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，单独敷设及两段管道同沟敷设段管沟底宽0.8m、三段管道同沟敷设段管道管沟底宽1.2m，管沟边坡按中密碎石类土（1:0.75）考虑，管沟合计挖方约6.88万m³，所有挖方后期全部回填和井场平整，无弃方。新建井场、清管站扩建阀室及集气站清表厚度0.3m。

综上所述，拟建工程共开挖土方6.480万m³，回填土方7.9509万m³，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，本工程不设砂石料等取料场，借方主要来源于周边砂石料场，本工程不设置弃渣场，无弃渣。

拟建工程土石方平衡见下表3.4-3。

表 3.4-3 土方挖填方平衡表

单位：万 m³

⑦施工废料

施工废料主要为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 1.94t，施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后送大北固废填埋场填埋处置。

⑧生活垃圾

根据开发方案，本工程单井钻井施工人数约 50 人、地面工程 40 人，采气井平均单井钻井施工天数约 250d，地面工程施工天数约 40d。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，整个钻井和地面施工过程生活垃圾共计 44.55t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至大北固废填埋场填埋处置。

(4) 噪声

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-4。

表 3.3-4 施工期主要噪声源及源强

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-4。

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。根据大北 16 井试采数据，最大产水量为 5.6t/d，估算出本项目 7 口采气井最大采出水量为 39.2m³/d（1.43×10⁴/m³/a）。采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注地层。

(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 3.4-5）计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-5 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，本工程油藏储层为非低渗透油藏储层，井下作业废水产生量为 76t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，计算结果详见表 3.4-6。井下作业废水自带回收罐回收，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）中相关要求后回注地层。

表 3.4-6 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	
化学需氧量	104525g/井	
石油类	17645g/井	

本工程每年产生井下作业废水 266t/a，其中化学需氧量 0.37t、石油类 0.06t。

(4) 设备擦洗废水

运营期井、站内用水为间歇性的用水，用于井、站内设备擦洗，单座井场/站场用水量为 3m³/次，1 年 2 次，单座井场/站场设备擦洗废水产生量为 6m³/年，井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

3.4.3.2 废气污染源

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。

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

公式如下：

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

式中： $E_{\text{设备}}$ ——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；

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

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

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数，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 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-8

所示。

表 3.4-8 拟建工程无组织废气核算一览表

经核算，拟建工程无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.658t/a。

本项目在 2 座监测井场及 DB16-H3 清管站各设置 1 套甲醇加注撬，3 个加注撬均按满负荷运行计算，则采气期无组织排放的甲醇计算如下。

表 3.4-9 采气期甲醇排放系数、设备类型数量及污染物排放量

序号	项目	设备类型	数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h/a)	年排放量 (t/a)
1	井场甲醇		1	0.074		
2	加注撬		4	/		

由上表可知，本工程无组织排放甲醇排放量为 0.006t/a。

本项目无组织非甲烷总烃排放量共计约 0.658t/a，无组织甲醇排放量约 0.008t/a。

3.4.3.3 固体废物污染源

(1) 落地油

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

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原

油 100%回收，正常生产的情况下，各井不产生落地油。本工程运营期采气树的阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井。本工程共 7 口井，产生落地油量为 0.175t/a，落地油回收率为 100%，落地回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

(2) 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据调查，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 38.72km，每次废渣量约 44.528.kg，由此计算可知废渣量约 0.022t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，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可委托持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，修井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 1.75t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号）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，可委托持有危废处理资质的单位进行无害化处理。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-10。

表 3.4-10 危险废物汇总表

(4) 生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 噪声源强

拟建工程实施后噪声污染源治理措施情况见表 3.4-11，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 10dB(A)。

表 3.4-11 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A) (声功率级)	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采气井场	采气树	1	80	基础减振	10
2		电加热撬	1	85	基础减振	10
3	监测井场	甲醇加注撬	1	80	基础减振	10
4	井下作业	压裂车	3	85	基础减振	10
5		酸罐车	3	85	基础减振	10
6		加压泵	3	90	基础减振	10
7		混砂车	2	85	基础减振	10

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 3.4-12。

表 3.4-12 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			
		甲醇			
废水	采出水	COD、 SS、 石油类、 挥发酚			
	井下作业废 水	井下作业废 水量			
		COD			
		石油类			
设备擦洗	SS				
固体 废物	落地油	石油类			
	清管废渣	石油类			
	废防渗材料	石油类			

噪声	采气树	机械 噪声			
	电加热撬				
	甲醇加注撬				
	压裂车				
	酸罐车				
	加压泵				
	混砂车				

3.4.4 退役期环境影响因素分析

退役期主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.4.4.1 退役期环境空气影响因素分析

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.4.2 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，水环境影响因素主要为埋地管线的冲洗废水。本项目新建管沟 38.72km，冲洗废水按照每千米 2.5m³ 核算，预计产生含油废水约 96.8m³，废水收集入罐后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理，严禁外排。井口严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.4.4.3 退役期噪声污染源分析

项目退役期噪声主要包括建（构）筑物结构施工、设备吊运拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田实际情况，项目退役期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-13。

表 3.4-13 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声功率级 [dB (A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	吊装机	—						

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

3.4.4.4 退役期固体废物污染源分析

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，建筑垃圾收集后送大北固废填埋场妥善处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.4.4.5 退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

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

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，避免对生态环境的二次破坏。

(2) 闭井后拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

(3) 在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。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，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(5) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

3.4.5 非正常排放

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池点燃放空。拟建工程非正常排放见表 3.4-14。

表 3.4-14 非正常排放情况一览表

项目	单次持续时间(min)	年发生频次	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	1	非甲烷总烃	
			颗粒物	
			NO _x	

3.4.6 清洁生产水平分析

3.4.6.1 清洁生产评价指标

3.4.6.1.1 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，完成克拉苏气田大北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。

3.4.6.1.2 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。

3.4.6.1.3 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。

3.4.6.1.4 污染物产生指标分析

(1) 废水

本工程采出水经大北天然气处理厂污水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)中相关要求后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；设备擦洗废水用于洒水降尘。

(2) 废气

本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

本工程产生的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。清管废渣、废防渗材料委托持有危险废物经营许可证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，最大限度地避开珍稀保护植被。

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。

3.4.6.1.5 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。

3.4.6.1.6 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转变为分散治理与集中控制相结合。

3.4.6.2 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 3.4-15 及表 3.4-16。

表 3.4-15 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	≤5	10
		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	266	0
		石油类	mg/L	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	232.17	0
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	1375.33	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	乙类区: ≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5		0	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	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	5	5		

			可能落地处		
		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 3.4-16 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： ≤50	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	≥10	0	
		COD	mg/L	5	乙类区： ≤150	≥150	0	
		落地原油回收率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
		采油废水有效利用率	%	10	≥80	100	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	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	0
			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：

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

式中：

P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：

P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-17。

表 3.4-17 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-15 及表 3.4-16 计算得出：本工程综合评价指数得分 79 分，介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

3.4.7 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 3.4-18。

表 3.4-18 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						
拟建工程新增排放量						
以新带老削减量						
拟建工程实施后排放量						
拟建工程实施后增减量						

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家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。

3.4.8.3 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）中相关要求后回注于地层，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 2.045t/a。

综上所述，本工程总量控制指标为：VOCs：2.045/a。

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本工程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。本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

（1）与相关政策、法规符合性分析

本工程属于塔里木油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《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，符合性分析见表 3.5-1。由表 3.5-1 分析可知，工程建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

表 3.5-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采	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	本工程采出水依托大北天然气处理厂处理；井下作业时带罐作业，	符合

业污染防治技术政策》	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。	依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理,落地油 100%回收,产生油泥(砂)等危废委托持有危废处理资质的单位进行无害化处理。	
《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。	本工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至大北固废填埋场处置,或进行综合利用。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。	符合
	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。	本工程井场施工周期较短,且采取洒水抑尘措施,运输车辆采取减速慢行和苫盖措施,可有效降低扬尘。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910号)	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,规划环评资料和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《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》已于 2022 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环审〔2022〕214号),本工程属于大北区块,在天然气产能部署范围内。	符合
	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,将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。	《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。	符合
	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水资源利用上限。涉及自	《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的完整性和稳定性,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	符合

<p>然保护地、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。</p>	<p>“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。</p>	
<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），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。</p>	<p>本工程是以大北区块开展环评，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，并分析了依托工程的可行性和有效性；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
<p>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。</p>	<p>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）中相关要求后回注，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。</p>	符合
<p>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。</p>	<p>本工程运营期产生的落地油、清管废渣和废防渗膜均为危废，委托有危废处理资质的单位进行无害化处理。</p>	符合
<p>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</p>	<p>本工程最大限度地减少了油气的无组织挥发。</p>	符合
<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工</p>	<p>工程的建设符合相关规划及区域</p>	符合

<p>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。</p>	<p>“三线一单”要求,选址选线合理;施工期严格按照既定方案施工,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。</p>	
<p>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。</p>	<p>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。</p>	符合
<p>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</p>	<p>本工程建成后归属博大采油气管理区管辖,博大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。</p>	符合
<p>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、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,涉及自然保护地和生态保护红线的,应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响,接受生态环境主管部门依法监管</p>	<p>工程建成后归属博大采油气管理区管辖,博大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</p>	符合
<p>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 建设用地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。</p>	<p>已提出工程设施退役后须采取有效的生态环境保护措施。</p>	符合

	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、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
	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。	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。	符合
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（新环评价发〔2020〕142号）	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。	《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》已于 2022 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2022〕214号）	符合
	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。	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，并分析了依托工程的可行性和有效性；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
	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。	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。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	矿区环境：矿区功能分区布局合理，应绿化和美化矿区，使矿区整体环境整洁美观。生产、运输和储存等管理规范有序。油气场站应采用合理有效的技术措施对高噪音设备进行降噪处理。因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。	本工程依托大北气田现有集输系统，整个生产、运输和储存管理规范有序，天然气处理厂周围因地制宜地进行了绿化，各油气站场对高噪音设备采取了降噪处理，本次新建工程提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
	资源开发方式：资源开发应与环境保护，资源保护、城乡建设相协调，最大限度地减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式。因矿制宜	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，符合清	符合

	选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开发边治理、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。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。	洁生产要求。	
	资源综合利用：按照减量化、再利用资源化的原则，综合开发利用油气藏伴生资源、综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济。气田伴生资源综合利用，与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；与甲烷气伴生的硫化氢资源综合利用率不低于 95%；与甲烷气伴生的二氧化碳资源综合利用率不低于 95%。	工程凝析油完全回收，伴生气不含硫化氢和二氧化碳，工程满足资源综合利用要求。	符合
	节能减排：建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求。	中石油塔里木油田分公司建立完善的节能减排制度，工程单位能耗、物耗、水耗及三废排放满足相关标准及规定要求。	符合
	科技创新与信息化：建立科技研发队伍，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级。建设数字化油气田，实现企业生产、经营和管理的信息化。	塔里木油田分公司于 2022 年建成“塔油坦途”油气生产等 5 类标准化工作信息平台基本实现数据采集全覆盖，单井数字化率达到 96%，站场数字化率实现 100%，标志着塔里木油田数字化油田全面建成。	符合
	企业管理与企业形象：应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度。应建立绿色矿山管理体系。	按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了博大采油区 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。	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》	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，并提出了切实可行的防沙治沙措施。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自	县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或	本工程不涉及基本农田，本工程施工过程中严格控制施工占地，井场建设完成后，采取措施及时恢复占地，尽可能减少对区域生态环境的	符合

然资规 (2021) 2 号)	者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的,可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批,具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可,一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续;不转入生产的,油气企业应当完成土地复垦,按期归还。	影响。	
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目,以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目,应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本工程为油气开发项目,为了全面控制和减缓本工程造成的环境影响,在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》(新环环评发(2024)93号)	(一) 适用范围 适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本项目为石油天然气开采项目	符合
	(二) 选址与空间布局 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目属于克拉苏气田大北区块。	符合
	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下,经环境影响比选论证后,适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目位于拜城县,选址选线已进行论证。	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地。	/
	(三) 污染防治与环境影响 1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,有效降低生态环境影响。	施工期严格按照既定方案施工,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。	符合
2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放,油气集输损耗率不得高于 0.5%; 工艺过	本项目采取设备密闭、有效控制挥发性有机物无组织排放,报告已要求相应环境风险措施。	符合	

<p>程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。</p>		
<p>3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。</p>	<p>油气全部密闭集输进站,不放空</p>	<p>符合</p>
<p>4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。</p>	<p>施工期钻井废水全部回收用于配制泥浆。压裂返排液采用专用废液收集罐收集回收,作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用。生活污水暂存于生活污水池,定期消毒、清掏,定期拉运至拜城县污水处理厂妥善处理。管道分段试压,试压结束后试压废水用于场地四周洒水抑尘。 运营期采出水通过油气集输管道进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层;井下作业废水收集后送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理,全部妥善处理,不外排。</p>	<p>符合</p>
<p>5.涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>本项目不涉及</p>	<p>/</p>
<p>6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固</p>	<p>施工期钻井膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池,经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合</p>	<p>符合</p>

	相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于井场环保罐，定期拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理；油基泥浆岩屑方罐进行收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站处理运营期危险废物委托有资质单位拉运处置。	
	7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	项目选用低噪声钻井设备，项目周围无居民区，通过合理布局、加强管理，项目噪声满足要求	符合
	8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	经调查，塔里木油田公司对退役的废弃井已进行生态修复，满足相应要求。	符合
《空气质量持续改善行动计划》	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本工程采用密闭集输工艺。	符合

（2）与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，工程区位于阿克苏地区拜城县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等。本工程与上述相关规划的协调性分析结果参见表 3.5-2。由表 3.4-2 分析可知，工程建设符合上述规划。

表 3.5-2 本工程与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
------	------	-----	-----

全国矿产资源规划	<p>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。</p>	本项目属于塔里木盆地的天然气开采项目	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》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于塔里木盆地能源资源勘查开发区。	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	<p>《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。</p>	<p>本工程行政区隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县管辖，工程所在区域属于重点开发区域。本工程不占用自然保护区以及重要水源地等需要特殊保护的区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。</p>	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	“坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环	本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县，不属于“两高”项目以及不符	符合

	境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”	合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。	
《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无组织非甲烷总烃的排放，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、地下水协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	本工程运营期产生的采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。	符合
	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	营运期固体废物主要为清管废渣、落地油、废防渗材料等，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。	符合

	理与修复计划。		
《塔里木油田“十四五”发展规划》	提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超 深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔 河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气 区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔 以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳 酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产， 实现资源良性接替	拟建工程为天然气开采项目，可保证大北区块持续稳产，增大整体开发效益。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	<p>（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对 规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题， 采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现 《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓 规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和 生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求， 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开 采产生的废弃油基泥浆、含油钻液及其他固体废物， 提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无 害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管 理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其 处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求， 严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气 开采、 输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性 有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质 量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处 理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329)等 相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水 污染。油气开 采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则， 合规处置。加强伴生气、落地油、采出 水等回收利用，提高综合利用水平。</p> <p>（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙 一体化保护和系统治理，守住自然生态安全 边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理 力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实 各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不</p>	本工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起输送至大北天然气处理厂处理，井下作业废水送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；固废主要为 落地油、废防渗材料，落地油、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

	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		
《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》	<p>严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。</p> <p>严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态保护红线要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。</p> <p>严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。</p>	本工程属于克拉苏气田大北区块石油开采项目，本工程西北距天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 6.9km，本工程所在区域不涉及生态保护红线以及城镇开发边界，本工程建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小。	符合
	根据矿产资源现状分布以及矿产勘查开发保护布局。	本工程属于矿产能源发展区、油气国家规划矿区。	符合

根据表 3.5-2 的分析，本工程与新疆的相关规划协调一致。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）及《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》的符合性分析分别见表 3.5-3~3.5-4。

综上所述，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）及《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》，本工程位于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292630001），本工程西北距天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 6.9km，不占用生态保护红线。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-3 本工程与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）符合性分析

	文件要求	本工程	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	本工程井场属于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292630001）。本工程周围无自然保护区、风景名胜区、居住区、学校等环境敏感目标。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》对比分析，本工程所在区域不占用生态保护红线，距离最近的生态保护红线天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区的距离约 6.9km，工程布局符合生态保护红线的管控要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本工程为天然气开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托手续完备的处置场所合规处置。生活垃圾集中收集后，清运至大北固废填埋场填埋处置。施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求。本工程实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本工程占地类型主要为天然牧草地和裸土地，本工程的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。本工程运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，节约了水资源，消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合

塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目

生态环境准入清单	<p>环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。</p>	<p>本工程位于阿克苏地区拜城县境内，位于一般管控单元，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。 各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。</p>	符合
----------	---	---	----

表 3.5-4 本工程与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表符合性分析

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292630001	拜城县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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。</p>			<p>本工程不涉及基本农田，占地类型为天然牧草地和裸土地。本工程产生的有害物质、危险废物均能妥善处理。</p>
污染物排放管控	<p>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。</p> <p>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。</p>			<p>拟建项目不属于畜禽养殖项目，拟建项目采出水经集输管线最终输送至大北天然气处理厂处理，处理达标后进行回注；井下作业废液采</p>

	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。
环境风险防控	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	拟建项目不涉及受污染耕地。
资源利用效率	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。</p>	拟建项目不涉及。

表 3.5-5 本工程与《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》符合性分析

塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目

名称	管控要求	本工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	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。	本工程不位于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
	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。	本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，井场建设完成后，采取措施及时恢复占地，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。 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。	本工程位于阿克苏地区拜城县，距离塔里木河较远，运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，生产废水等进行综合利用，不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控，基本不会对塔里木河水环境产生影响。	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。	本工程已提出土壤污染防治措施，本工程不涉及涉重金属行业污染防控，产生的危险废物委托有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合

图 3.4-1 本工程在环境管控单元分布图中的位置图

3.6 选址选线合理性分析

3.6.1 选址可行性

3.6.1.1 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于克拉苏气田大北区块内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区范围以外，工程选址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；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为裸土地，主要以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。评价范围内植被覆盖度较低，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线穿越区域无大型冲洪沟分布，同时管线敷设区域避开地质灾害(滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段)易发区和潜发区，不会受到洪水及汇水影响，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，总体布局合理。

3.6.1.2 井场布置合理性分析

(1) 井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和新水〔2019〕4号文，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

(2) 井场的平面布置按照现行的规范和标准的要求布设，使用的工艺设备管道相对集中，在满足工艺安装和检修需要的同时，布置较为紧凑，最大限度地减少对土地的占用。

综上，井场布置合理，满足相关要求。

3.6.2 管线选线可行性分析

(1) 本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源

保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线。

(2) 项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

(3) 管线不穿越河流，施工期及正常运行期不会对河流产生影响。

(4) 管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响

(4) 集输管线布设符合《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)的要求，在满足生产要求的前提下，考虑地形、地质因素以及风险事故因素，避开可能塌方和被洪水冲侵的地段，选择土质沙地；集输管线沿路建设不占用耕地，不穿过村庄、水源地等环境敏感目标。管线选址靠近现有道路，方便运输、施工和生产维护管理。工程所在地环境质量现状良好，项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，项目管线选址可行。

综上所述，拟建工程合理优化管线、道路选线方案，减少管线的长度。道路建设尽量利用现有油田道路，且尽量沿道路敷设，采用同沟敷设等方式，减少对评价区植被的破坏和水土流失。管道两侧 300m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为天然牧草地和裸土地。项目选址符合生态环境分区管控要求，不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。本工程施工期前需要办理征地手续，严格控制占地范围，加强施工管理，尽量减少对植被的破坏，施工结束后及时进行生态恢复，可以确保区域生态环境功能不降低。从环境保护角度看，选线可行。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

本项目位于阿克苏地区拜城县境内，区域以油气开采为主，交通便利，公共通讯信号覆盖本区，大北处理厂已投运，依托条件比较完善。工程地理位置图见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

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

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

冲洪积平原：分布于气田区南部，冲洪积平原与丘陵区接触，向南倾斜，地形平坦开阔，纵坡 0.7%~1.2%，海拔高程 1200~1400m，地表植被较发育。气

田区受地形地貌、地层岩性和气候特征的影响，发育河流及冲沟，纵贯低山丘陵区和平原区，由西向东依次为喀拉苏河、切得根艾肯沟、帕曼艾肯沟、玉树艾肯沟，河（沟）岸陡坎发育，陡坎一般高 5~8m，连续延伸。

本项目位于克拉苏气田大北 16 区块，该区块紧靠天山南麓，地形总体北高南低，东高西低，位于一系列东西向展布的山丘之间，地表条件复杂多变，有季节性河流、挺拔的山峰。山前多为砾石滩，山上主要为陡峭的山梁和冲沟，局部被浮土覆盖，地面海拔 1600~2200m 之间，最大相对高差可达 600m。本次拟建工程整体位于塔里木盆地库车拗陷克拉苏构造带上，地处拜城盆地北缘，山前冲积扇。

图 4.1-2 大北 16 区块地貌

4.1.3 水文与水文地质

4.1.3.1 地表水

拜城县境内共有发源于天山南坡、流域相对独立的 5 条主要河流，自西向东为木扎提河、卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河。5 条河流在出山口以上流向由北向南与山脉走向大致垂直，源头高程一般在 3500m 以上，河流长度 92~279km，多年平均径流量 27.9 亿 m³。河流源头多接冰川，以冰川融水和融雪水为主要补给源，河流径流具有明显的季节性。主要支流木扎提河发源于汗腾格里峰东坡慕斯达板冰川，在拜城盆地西北部破城子处流出山口，折向东流，入拜城盆地，经却勒塔格山北麓沿程先后汇集发源于哈雷克套山南坡的卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河后投入克孜尔水库后称渭干河，供库车、沙雅、新和三县农业用水。

拟建项目评价范围内不涉及地表水体，本项目西南距木扎提河 5.0km。

4.1.2.2 地下水

由于拜城盆地内河流较多，受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响，将盆地分成了三个水文地质单元，即北部山区、中部的克孜勒塔格前山平原区、东部克孜尔河下游冲洪积平原区。

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。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，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，由喀布斯拉河、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斯拉河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在米吉克乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部，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，克孜尔河的东部古近系-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。

本项目位于透水不含水区域内。

4.1.4 气候气象

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 4.1-1。

表 4.1-1 拜城县主要气象要素表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					

图 4.1-1 工程地理位置图

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本工程属于拜城盆地绿洲农业生态功能区和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，行政区划隶属于拜城县。项目主要建设内容为：新钻 7 口井（新钻采气井 5 口，新钻监测井 2 口）；新建井场 7 座（采气井场 5 座，监测井场 2 座），利用老井 3 口；新建 DB16-H3 清管站 1 座，新建预留阀组 2 座；扩建集气站 2 座（DB11-H2，大北 11 集气站）；扩建阀室 2 座；新建采集气管线 20.83km，新建排水管线 17.89km，长度共 38.72km；新建 35kV 电力线路 16.11km，新建光缆 18.1km；配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。根据工程分析，本工程新增永久占地 12.5428hm²、临时占地 54.7159 hm²。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本工程以井场、站场场界周围 50m 范围、集气干线等线性工程两侧外延 300m 为生态评价范围，面积约 12.57km²。

(2) 调查内容

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

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

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

A.基础资料收集

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

B.现场勘查

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

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

C.生态制图

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

D.生物量的测定与估算

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

4.2.2 生态功能区划调查

本项目地处拜城盆地北缘，山前冲积扇，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。根据《新疆生态功能区划》，本项目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，除 DB16 集气干线南段部分位于拜城盆地绿洲农业生态功能区外，其余工程内容均位于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	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	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
		44.拜城盆地绿洲农业生态功能区	农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游	水土流失、局部土壤盐渍化	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感、极度敏感，土地沙漠化不敏感、轻度敏感，土壤盐渍化不敏感。	保护基本农田、保护文物古迹（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑

拟建工程属于陆地天然气开采项目，项目区不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。拟建工程对生态环境的影响主要表现在施工期，该影响具有临时性、短暂性的特点。工程建设过程中应减少水土流失、保护评价范围内的地表植被；施工结束后，井场及时恢复、管沟回填，应采取完善的水土保持措施。在严格采取本报告提出的各项生态保护措施后，本项目的建设不会加剧项目所在区域的水土流失程度、土壤荒漠化和盐渍化。

综上所述，本工程的建设实施对区域土壤、动植物等的影响是可接受的，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

4.2.3.1 生态单元划分

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态单元进行分类。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 工程区生态单元划分

序号	工程内容	地貌类型	土壤类型	植被类型	土地利用类型
1					
2					

4.2.3.2 生态系统特征

项目评价区内的生态系统类型以草地生态系统和其他为主，工程区土壤评价范围的北部和南部分布有农田生态系统。生态评价范围内总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。各生态系统特征类型如下：

（1）草地生态系统

本项目新建工程大部分位于草地生态系统，主要是荒漠草地，受自然条件的制约，区域内植被总体表现为低矮、稀疏，且分布不均匀。由于植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，形成荒漠戈壁景观。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存。评价区内的草地生态系统较为脆弱，生态平衡容易受到破坏，且破坏后很难恢复。

（2）城镇生态系统

本项目评价范围内还分布有部分采矿用地，主要是大北 16 区块内现有采气

井场、站场和阀室等，由此在评价范围内形成一种高度人工干预、扰动剧烈且生态功能退化的城镇生态系统。该生态系统内主要是基础设施主导景观，钻井平台、集气站、处理厂、输气管线、道路等基础设施的建设，会将原本连续的荒漠景观切割，地表扰动、土壤退化和水土流失等造成生物群落结构改变等问题。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，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），本工程新增征地占地类型见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目占地土地利用类型一览表

由上表可知，本项目占地类型以天然牧草地和裸土地为主，两种地类的总面积为 66.9952hm²，占总占地面积的 99.61%。本工程永久占地面积 12.5428hm²，

占地类型主要为裸土地；临时占地面积 54.7159 hm²，占地类型主要为裸土地和天然牧草地。

图 4.2-2 工程区土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 自然植被区划

按中国植被区划图，项目所在区域植被区划属于：**XIII**暖温带荒漠区域—**XIIIB** 暖温带西部极端干旱灌木、半灌木荒漠地带—**XIIIB3** 天山南麓—西昆仑山地半荒漠、草原区。植被区划图见图 4.2-3。

图 4.2-3 植被区划图

4.2.5.2 评价区植被类型

本项目生态评价区域属山前倾斜戈壁和洪积平原区，自然植被类型主要以荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木为主，伴生有多年生草本及一、二年生草本。工程区域高等植被有 30 种，分属 9 科，（详见表 4.2-3）。根据《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）、《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

序号			
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			

28			
29			
30			

拟建工程所在区域自然植被主要是盐柴类灌木、半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群，其中灌木主要是库车锦鸡儿，半灌木短叶假木贼和新疆绢蒿等，一、二年生草本植物主要是猪毛菜，多年生草本植物主要有沙生针茅等。地面植被稀少，植被覆盖度约为 10%~20%。本工程所在区域的植被类型及分布见图 4.2-4。

图 4.2-4 植被类型图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物区划

本工程区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于“古北界-III蒙新区-III C 天山山地亚区”。

(2) 野生动物栖息生境类型

本工程位于塔里木盆地库车坳陷，属于南天山造山带的前陆盆地，北临南天山构造带，南为塔北隆起，工程区大部分位于山前倾斜戈壁区。通过对评价范围内动物的实地调查和查询有关资料，该区域周边由于受到陆地石油天然气开采等人为活动的影响，已经很难看到野生动物的踪迹。仅在灌木、半灌木和多年生草本植物分布的区域还栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

(3) 野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 41 种，其中爬行类 5 种，鸟类 32 种，哺乳类 8 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-5。

表 4.2-5 工程区域内主要动物种类及分布

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。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

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

4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 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，该区域共有国家级重点保护动物 4 种，均为国家Ⅱ级保护动物。见表 4.2-6。

表 4.2-6 区域重点保护动物

(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。

(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。下半身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。国内分布遍及各地，终年留居。在工程区东部和西部的低山山区及周边农田绿洲边缘常见。

(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。也见于山地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周边农田绿洲边缘有分布。

本项目位于气田开发区域，工程所在区域环境恶劣，因该区域周边石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物等，无大型哺乳类动物及国家、重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。本次调查期间未见重点保护野生动物活动。

4.2.7.2 水土流失重点治理区

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

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018—2030 年)》和新水水保〔2019〕

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

项目所在拜城县的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库一拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

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

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

4.2.7.3 土地沙化现状调查

本工程位于阿克苏地区拜城县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，属于南疆戈壁自然地理单元。拜城县沙化土地总面积 217355.44hm²，其中风蚀残丘（劣地）面积 12820.33hm²，戈壁面积 204535.11hm²，具有明显沙化趋势的土地面积 7.06hm²。

本工程所在区域属于非沙化区，地表覆盖植被主要为短叶假木贼和新疆绢蒿等，植被覆盖度约 10%。地表结皮类型主要为物理结皮，地表覆盖一层紧密排列的砾石层，这层砾石可以起到保护下层更细的土壤免受进一步的风蚀和水蚀的作用。

本工程沙化土地类型分布情况见图 4.2-5。

图 4.2-5 沙化土地类型图

4.2.8 主要生态问题调查

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

(1) 水土流失问题

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

(2) 土地荒漠化问题

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

4.2.9 小结

本工程位于拜城县山前倾斜戈壁洪积平原区，属于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和拜城盆地绿洲农业生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本工程距离最近的生态保护红线是北侧 6.9km 处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物和水土流失重点治理区。

本工程所在区域自然植被主要以短叶假木贼、猪毛菜和新疆绢蒿等为主；评价范围内涉及的土地利用类型主要为天然牧草地、裸土地和采矿用地等；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于非沙化区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态

系统类型简单、脆弱，主要是城镇生态系统和草地生态系统等，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

4.3.2.1 地下水环境现状调查

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）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。本次评价引用《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》（监测时间为 2024 年 3 月 5 日）中 1 个地下水监测点（科台克吐尔村北），引用《大北 16 井等两口井产能建设项目验收报告》（监测时间为 2024 年 9 月 19 日）中 2 个地下水监测点（克达科吐村东、大宛其牧场北、西根切尔依玛克村东北），引用《塔里木油田克拉苏气田博孜 107-博孜 25 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》（监测时间为 2024 年 4 月 26 日）中 2 个地下水监测点（项目区、项目区上游西北方向）。引用监测点位与本工程所在区域属于同一水文地质单元，且引用数据监测时间在 3 年范围内，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 4.6-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

(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、石油类等。

(2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ T164-2020）、《地下水质量标准》

(GB/T14848-2017) 有关标准和规范执行。

4.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值，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。

(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。根据数据分析可知，各监测点的各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准。

表 4.3-2 地下水水质现状监测结果与评价一览表

井号	监测点	监测层位	监测日期	监测结果				评价结果					
				项目	单位	数值	标准	项目	标准	评价	备注		

表 4.3-3 地下水水化学类型判定表

4.3.3 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。

本次评价引用《大北 16 井等两口井产能建设项目环境影响报告书》（监测时间为 2023 年 12 月）对包气带进行的监测数据。引用监测点位与本工程所在区域属于同一水文地质单元，且引用数据监测时间在 3 年范围内，因此引用数据具有代表性和时效性。监测布点见表 4.3-4。

表 4.3-4 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
	0-20cm	污染控制点
	0~20cm	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2023 年 12 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 4.3-5。

表 4.3-5 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油烃(C10-C40)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 4.3-6。

表 4.3-6 包气带现状监测结果一览表 单位：mg/L，pH 无量纲

监测点	监测项目	监测结果	标准值	是否超标

从表 4.3-6 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。

4.4 土壤环境现状调查与评价

4.4.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、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以棕钙土为主，DB11-H2 集气站及管线附近有少量石质土。评价区土壤类型见图 4.4-1。

(1) 棕钙土

棕钙土属于温带干草原地带的栗钙土向荒漠地带的灰漠土过渡的一种干旱土壤，分布区为温带干旱大陆性气候。本工程区棕钙土地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层，自然植被组成趋于旱化，生物量低，土壤腐殖质积累作用弱，有机质含量低。其剖面如下：

20-30cm，棕色，质地较粗，砾质砂壤土，屑粒小块状结构，向下过渡明显。

30-40cm，红棕色，沙质粘壤，块状或柱状结构，结构表面有胶膜，紧实。

(2) 石质土

石质土属于与母岩风化物性质近似的土壤，多发育于抗风化力较强的母质上。成土作用不明显，没有剖面发育。质地偏砂，含砾石多。

4.4.2 土壤理化性质调查

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）规定，本工程污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，土壤理化特性见表 4.4-1。

表 4.4-1 土壤理化特性调查表（大北 11-H2 集气站内）

表 4.4-2 土壤理化特性调查表 (DB16-H7 井场)

图 4.4-1 本工程土壤类型图

4.4.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本工程土壤类型主要为棕钙土和石质土，因项目区域历史报告均未对土壤盐分进行监测，故本评价在占地范围内设置 3 个柱状样，本次引用 3 个表层样，在占地范围外设置 4 个表层样。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）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）中污染影响型项目布点要求。

（1）监测布点

占地范围内共布设 3 个柱状监测点 TN1（大北 11-H2 集气站内）、TN2（DB16-H7 井场内）、TN3（DB16-H1 井场内）；引用 3 个表层样监测点：TN4（大北 16 井井场内）、TN5（大北 1601 井井场内）、TN6（大北 1602 井场内）；占地范围外布设 4 个表层样 TN7（DB16-H6 井场外）、TN8（DB16-H3 井场外）、TN9（DB16-4 井场外）、TN10（大北 11-H2 集气站外）。具体监测点位及监测因子见表 4.4-3。

表 4.4-3 土壤监测项目分析方法

（2）监测频率

监测时间为 2025 年 7 月 25 日，监测 1 天，监测 1 次。

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆昇腾环保科技有限公司对土壤环境质量现状进行了监测。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

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），本次评价的监测项目包括：

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的基本因子+特征因子：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、顺式-1, 2-二氯乙烯、反式-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/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、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、pH、石油烃、土壤盐分含量共计 48 项。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》执行，监测分析方法按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）《建设用地土壤污染状况调查 技术导则》（HJ25.1-2019）有关标准和规范执行。

4.4.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

（3）监测及评价结果

本次环评土壤监测及评价结果见表 4.4-4~8。由表 4.4-4~8 可以看出，监测期间，工程区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

表 4.4-4 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的柱状样） 单位：mg/kg

表 4.4-5 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的表层样）（1）

表 4.4-6 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的表层样）（2） 单位：mg/kg

表 4.4-7 农用地土壤环境质量评价（占地范围外表层样）（1） 单位：mg/kg

表 4.4-8 农用地土壤环境质量评价（占地范围外表层样）（2）单位：mg/kg

(4) 土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.4-9，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-10。本工程属于干旱、半荒漠和荒漠地区，本工程所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.5-11。本工程所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。

表 4.4-9 土壤盐化分级标准

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

表 4.4-10 土壤酸化、碱化分级标准

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

表 4.4-11 土壤盐化、酸化现状

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

4.5 大气环境现状调查与评价

4.5.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区拜城县，根据 2023 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{Pm}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.5-1。

表 4.5-1 区域环境空气质量现状评价表

根据上表结果，近 5 年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，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。

4.5.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

本次评价 DB16-H6 井下风向 0.5km 处设置 1 个大气监测点，同时引用《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》（监测时间为 2024 年 9 月 19 日）中大北 1601 井西北 0.5km 处监测点的非甲烷总烃监测数据。监测点位置及监测因子见表 4.5-2。监测点位见 4.6-1。

表 4.5-2 环境空气质量现状监测点一览表

（2）数据可引用性

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

（3）监测因子

非甲烷总烃、甲醇。

(4) 监测时间及频率

监测时间分别为 2025 年 6 月 20 日~2025 年 6 月 25 日。非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟。

(5) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；甲醇参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

(6) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.5-3。

表 4.5-3 污染物现状监测及评价结果一览表

注：甲醇均未检出，本次评价以检出限一半 0.2mg/m³计。

从上表可以看出，本工程区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准详解》确定的一次浓度限值 2.0mg/m³要求；甲醇小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中浓度参考限值。

4.6 声环境现状调查与评价

4.6.1 声环境现状监测

(1) 监测因子：等效连续 A 声级。

(2) 监测布点

本次评价在大北 11-H2 集气站设置 4 个厂界噪声监测点，在 DB16-5H 井设置一个背景噪声监测点，同时引用《大北 16 井等两口井产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》（监测时间为 2024 年 9 月 19 日）中大北 16 井场监测点的厂界监测数据；《塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书（大北 1601 井地面工程、大北 1604 井地面工程）竣工环境保护验收调查报告》（监测时间为 2025 年 2 月 27 日）中 1601 井、1604 井厂界监测数据。监测点位见图 4.6-1。

表 4.6-1 声环境现状监测点布点一览表

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2025 年 7 月 23 日至 7 月 24 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。

(3) 监测结果

噪声监测结果见表 4.6-2。

表 4.6-2 噪声现状监测结果 单位：dB (A)

4.6.2 声环境现状评价

由表 4.6-2 可知，DB16-5H 井声环境质量监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区标准，其余各井场厂界噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。

图 4.6-1 监测点位图

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1.1 占地影响分析

(1) 永久占地影响分析

本工程新增永久占地 12.5428hm²，主要是新建 7 座井场和 1 座站场、扩建三座站场、修复道路、集输管线标志牌和 10kV 架空线路三桩、警示牌的永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

(2) 临时占地影响分析

本工程新增临时占地 54.7159 hm²，主要是井场、站场工程临时占地、新建各类管线和 10kV 电力线路占地，生态影响主要集中在施工期。本工程临时性占地主要是天然牧草地和裸土地。施工道路以依托区块现有道路为主，施工结束后及时进行生态恢复，因此从宏观整体区域看，不会影响该区域的土地利用结构。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

①临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

②施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。

③在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着生态恢复等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

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

克拉苏气田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表

永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 工程占地对植被影响

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

本工程总占地面积 67.2587hm²，占地范围内的现状用地主要为天然牧草地和裸土地，天然牧草地自然植被覆盖度较低。在投入运营后，其中有 12.5428hm²的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖，临时占地 54.7159 hm² 土地重新恢复到原来的自然状态。

(2) 石油类污染对植被的影响

本工程开发建设过程中石油类对植被的污染途径主要是落地油会先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响。本工程占地范围内植被主要为荒漠植被，植被稀疏，工程占地尽量避开植被茂盛区，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(3) 人类活动对植被的影响

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

(4) 大气污染物的影响

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

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

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

物对植被的影响不大。

(5) 植被生物量损失

本工程井场、站场、管沟等施工区域以天然牧草地、采矿用地和裸土地为主，其中天然牧草地上有荒漠植被覆盖，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算，其中 S_i 以有植被覆盖区域的占地面积计：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i ——占地面积， hm^2 ；

W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

表 5.1-1 自然植被生物损失量估算一览表

根据计算，本工程将造成 47.208t 自然植被生物量损失。新增生物量损失主要来自临时占地，项目建设位于现有气田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3 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。本工程所在区域重点保护野生动物有塔里木兔、苍鹰和红隼等，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬

行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程井场、站场建设的各个过程，大北 16 区块内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

大北 16 区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.1.4 水土流失影响分析

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

（3）对气田公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使

原来相对稳定的表土层受到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

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

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

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

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

5.1.1.5 井场建设对生态环境的影响

本工程井场和站场工程主要包括拟新建 10 座井场和 1 座阀室、扩建 3 座站场。井场站场建设过程中将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

工程所在区域评价范围内井场区的土壤类型主要为石质土和棕钙土，类比调查表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。

5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响

本工程开挖管沟 38.72km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为裸土地和天然牧草地，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻

度侵蚀为主。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

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

5.1.2 运营期生态影响分析

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

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

5.1.2.2 植被影响分析

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

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

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

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵

抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

本工程总占地约 67.2587hm²，其中永久占地 12.5428hm²、临时占地 54.7159hm²。荒漠区域被油气田设施等永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

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

5.1.3 退役期生态影响分析

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

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定

处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约 12.5428hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 54.7159 hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区拜城县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着占地恢复等生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表 5.1-2。

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 checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input 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"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/>

		其他 <input checked="" type="checkbox"/> (水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等)
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积: (0.755) 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 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 checked="" type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 污染危害 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input 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 checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 评价区水文地质条件

5.2.1.1 地下水赋存条件

拟建项目新建井场和集输管线位于同一水文地质单元, 水文地质条件一致, 本项目调查评价区所在区域的地貌类型有低山丘陵区与冲积洪积平原区。不同的地形地貌垂直带又有截然不同的气候与水文条件。本区地下水的赋存条件与分布特征均受、气候、水文等因素的共同影响, 互相依从、互相制约。

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。

拜城盆地海拔高程 1180-1400m, 发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后, 河水渗漏补给地下水, 使盆地储藏有丰富的地下水, 因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔, 使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。

因受拜城盆地基底和盆地地下水位控制,盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区,古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成,构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差,形成一跌水现象,如在吐孜贝希村一带,地下水埋深在断裂北部为 2m 左右,而向南经断裂水位急剧变大,至盆地北部的重工业园开发区一带,地下水埋深就达到了 80m 左右。

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

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

山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给,使盆地内储存了丰富的地下水。

5.2.1.2 地下水埋藏及分布规律

由于盆地内河流较多,木扎提河在本区内纵贯全区,受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响,将全区分成了三个水文地质单元,即西部木扎提河冲积洪积平原区、中部的克孜勒塔格前山平原区、东部克孜尔河下游冲积平原区。

① 西部木扎提河冲积洪积平原区

大桥乡以西的木扎提河冲积平原区(包括老虎台洼地),组成岩性为上更新统及中更新统卵砾石层,厚度 150~400m。据钻孔资料,在老虎台洼地一带,含水层岩性为卵石粒径在 9—15cm,含水层岩性分选差,磨圆度中等,该区域地下水的埋深普遍较大,均在 50-100m。在察尔其乡一带,含水层主要是卵石、砾卵石层,卵石直径 6—8cm 或 10—20cm,最大可达 25—35cm,分选性差,其富水性在南北近山前要小于平原的中部,单位涌水量在南部的十六连是 2.54L/s.m(升/秒·米),向中部至九连一带为 3.45 L/s.m,地下水埋深均大于 20m。沿河流向下至中部的察尔其镇,含水层为单一的潜水含水层,岩性为砂砾卵石层,含水层

富水性好,单位涌水量为 12.64 L/s.m,地下水埋深较上游的九连变小,在 5—7m 左右。察尔其镇以北向着大宛齐方向,受北部隆起的影响,地下水富水性逐渐变差,至大宛其农场以北,地下水埋深大于 10m,单位涌水量为 0.53 L/s.m,并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡,含水层的富水性良好,单位涌水量在 5.11—14.82 L/s.m 之间,含水层岩性以砂砾卵石层为主,地下水埋深 5.93—14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡,含水层由木扎提河冲积物质组成,较其西部区域颗粒变小,含水层岩性以砂砾石层为主,单位涌水量在 5.31—7.61 L/s.m 之间,地下水埋深南部为 13m,向北至河谷区则变为小于 1m。

② 中部克孜勒塔格前山平原区

即拜城盆地中部区域,由喀布斯拉河、台勒维丘克河及卡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斯拉河的冲洪积物组成,属中、上更新统地层。在乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部,地下水富水性优良,据钻孔资料,含水层为砾卵石地层,单位涌水量为 43.81m³/s.m。地下水埋深 47.82m,渗透系数值 81.69m/d。至喀布斯拉河冲洪积扇下部,含水层富水性好,在九大队一带单位涌水量为 32.85m³/s.m,地下水位埋深小于 10m。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带,属台勒维丘克河、卡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,单位涌水量为 45.0m³/s.m,地下水埋深 39.51m。在县城附近,含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主,单位涌水量为 33.28m³/s.m,地下水埋深 3—5m;亚吐尔乡单位涌水量为 11.01—24.29m³/s.m,地下水埋深在 18.93—27.91m 之间。在县城东北方向的布隆乡,在位置上处于台勒维丘克河与卡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,单位涌水量为 7.61—16.2m³/s.m,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,地下水埋深 18.3—36.3m。县城东南方向的康其乡南部,处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部,含水层富水性较上部区变差,上

层潜水的单位涌水量小于为 $0.5\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深 1—3m。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于卡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，单位涌水量在 $16.13\text{—}32.52\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，地下水埋深在 10—30m，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，单位涌水量在 $6.32\text{—}9.92\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ 之间，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 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，克孜尔河的东部古近系-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。克孜尔河谷内，铁提尔以上的卵砾石层蕴藏潜水，铁提尔以下一、二级阶地上部有厚 2~5m 的亚砂土与亚粘土覆盖层，构成了独立河谷型浅层承压水区。

5.2.1.3 地下水补给、径流与排泄

拜城盆地是近东西走向的大型新生代向斜断陷盆地，基底为古近系-新近系。盆地内充填巨厚的第四纪松散堆积物，下更新统砾岩与上新统均以向斜构造形态构成盆地基底的一部分。因下更新统亦为粗颗粒沉积，故盆地内更新统的卵砾石层形成了巨大的贮水空间。盆地海拔高 1180-1400 米，稀少的降水对地下水补给作用不大，但源自高山冰川和源自中、低山的各河流入盆地后，河水大部分或全部渗漏补给地下水，使盆地内储藏有丰富的地下水。因却勒塔格新生代背斜的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，使盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

5.2.1.4 地下水动态特征

调查评价区内地下水动态主要受气象、水文和水文地质条件及人类活动因素控制。根据调查评价区域的地下水动态监测资料，区内潜水水位动态主要表现为水文型。

调查评价区范围内潜水的动态特征曲线与木扎提河的丰枯特征较相似，表现

出水文型动态特征。河流的丰枯特征 10 月至翌年 3 月份为枯水期，4 月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6-8 月河流径流量最高，地下水水位动态特征随两河丰枯特征出现很直观的变化，地下水高水位出现在 9 月，比河流丰水期稍滞后，9、10 月地下水水位持续下降，水位最低值出现时间比河流枯水期迟后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及径流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6-7 月份以后地下水位急剧上升，9 月份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值 6.16m，主要是河水径流量年内分布极不均衡。

5.2.1.5 地下水化学特征

根据气田的勘察资料，评价区内碎屑岩类孔隙裂隙水的水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型。由于降水少，新近系 (N_2) 地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型水，矿化度多为 3.0-10.0g/L，水质为半咸水。

评价区内潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

$\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}$ 型水：呈橄榄状北东-南西向分布于评价区东南部，水化学类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}$ 型水，潜水矿化度较低，为 0.30-0.39g/l，水质为淡水。

$\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型水：呈片状分布于评价区东南部和西南部，水化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型水，潜水矿化度为 0.45-0.93g/l，水质为淡水。

SO_4 型水：呈脚印状北东-南西向分布于评价区西南部，水化学类型为 SO_4 型水，潜水矿化度为 1.54-2.03g/l，水质为微咸水。

$\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型水：呈片状分布于评价区的东北部和西部，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型水，潜水矿化度为 1.0-1.59g/l，水质为微咸水。

图 5.2-1 区域水文地质图

图 5.2-2 评价区域水文地质剖面图

图 5.2-3 钻孔抽水试验成果图

5.2.1.6 场地包气带特征

根据附近钻孔资料显示，本项目井场所在区域范围内地层岩性主要为砂砾卵石层，地面表层含有较薄的粉细砂层，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表，判定本项目场地包气带防污性能为“弱”。根据本次评价中包气带污染现状调查的调查结果，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

5.2.1.7 区域地下水污染源调查

拟建项目评价区位于拜城县境内，区域地下水污染源主要为周边采气井场开采过程中产生的落地油，落地油经桶装收集后直接送有危废处置资质的单位接收处置，且井场及管线均采取了严格的防渗措施，油类物质不会对区域地下水环境产生污染影响。根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.2.1.8 评价区地下水开发利用情况

根据调查，拜城县居民个人开采地下水情况很少，居民饮用水水源主要采用集中形式供水，各水源集中供水井主要沿喀普斯浪河、木札特河等水系及冲洪积扇分布。根据调查，距离工程区最近的水源地为 DB11-H2 集气站西南部方向 2.5km 处的大宛其农场 8 大队水井。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

5.2.2.1 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

5.2.2.2 钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本工程井身的表层套管的下入深度 600m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本工程的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本工程使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本工程目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在

施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

5.2.2.3 管道施工对地下水影响分析

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

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

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下水环境影响分析

(1) 废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。采出水随凝析油输送至大北天然气处理厂处理，经处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注于地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏油田钻试修废弃物环保站处理。

(2) 落地油

本项目在修井及采气等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集气管线

集气管线采用玻璃钢管密闭输送，正常工况下基本不会对地下水产生污染影响。

5.2.3.2 非正常工况对地下水的影响分析

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

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。采气过程中一旦出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

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

（1）油水窜层对地下水的污染影响（穿透污染）

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

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

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

①预测情景

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

②预测方法

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

③预测因子

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

④预测模型

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

该预测情景下，污染物在浅层含水层中的迁移，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砾石。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表

⑥预测结果与分析

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

表 5.2-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

表 5.2-3 预测结果统计表

图 5.2-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超

标距离分别为 82m、458m、1414m，影响距离分别为 111m、553m、1596m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 泄漏事故对地下水的污染影响（渗透污染）

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

据建设单位已掌握的大北气田区域的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。拉油罐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。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线、油罐泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物。由于区内地下水埋深较深，本次评价根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本项目垂直入渗对区域包气带环境影响进行预测。

①垂直入渗包气带污染影响情景分析

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入包气带。因此，垂直入渗造成包气带污染主要为非正常泄漏工况。

考虑本项目采出液及包气带土壤特征，本次评价为事故状况下，设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏的石油烃对包气带土壤垂直下渗的污染。

②垂直入渗包气带预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本项目垂直入渗对区域包气带环境影响进行预测，预测公式如下：

1) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

2) 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

连续点源:

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

非连续点源:

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

① 预测参数选取

本项目所在区域预测模型参数取值见表 5.2-4。

表 5.2-4 垂直入渗预测模型参数一览表

包气带质地	厚度(m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重(kg/m ³)
杂填土 (以人工回填为主)						

根据工程分析,结合项目特点,本评价选取设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏,凝析油对包气带的影响。

表 5.2-5 包气带预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
凝析油			

④包气带污染预测结果

石油烃预测结果:设备及工艺管线破损和阀门处出现破损泄漏,泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 820000mg/L,预测时段按项目运行期 7300 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为, T1: 1 年, T2: 5 年, T3: 10 年, T4: 20 年。

在不同水平年石油烃沿包气带迁移模拟结果如图 5.2-8 所示。

图 5.2-5 石油烃在不同水平年沿包气带迁移情况

由图 5.2-8 包气带模拟结果可知，石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm。

⑤预测结论

根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在包气带表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表。另外，根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如棕漠土、盐土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；评价区内土壤类型为棕漠土和石质土，气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。故本工程泄漏的石油类污染物基本不会穿透包气带迁移至地下水含水层中。另外，根据塔里木油田公司作业要求，落地原油一旦产生均及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地原油对开发区域地下水的影响很小。

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

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境的影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。

5.2.5 地下水环境影响评价小结

(1) 环境水文地质现状

评价区域位于拜城盆地中部区域，因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，管线与阀门连接处石油类渗漏，根据包气带垂直入渗预测结果可知石油烃在包气带中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在包气带表层 30cm 以内，其污染也主要限于地表。油井套管破损连续泄漏情景下，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势，石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 82m、458m、1414m，影响距离分别为 111m、553m、1596m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。在及时发现套损并采取相应治理技术的情况下，对区内地下水的影响属可接受范围。建设单位应做好日常巡检、巡线、监测工作，以便及时发现事故，并制定应急方案。若事故发生，建设单位及当地环境保护部门应组织专门力量进行对污染物的控制工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，使污染物进入第四系含水层的可能性减到最低程度。

(3) 地下水环境污染防控措施

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

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

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

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门、固井质量等定期进行严格检测，有质量问题的及时维修或更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(4) 地下水环境影响评价结论

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

5.3 水环境影响评价

5.3.1 施工期水环境影响分析

本项目施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、生活污水和管线试压废水。

施工期钻井废水全部回收用于配制泥浆。压裂返排液采用专用废液收集罐收集回收，作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用。生活污水暂存于生活污水池，定期消毒、清掏，定期拉运至拜城县污水处理厂妥善处理。管道分段试压，试压结束后试压废水用于场地四周洒水抑尘。

本项目施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.3.2 运营期水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，本项目地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.1.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

采出水通过油气集输管道进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，不会对周边水环境产生影响。

5.3.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理

拟建工程建成投运后，单井采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理，处理后污水达《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)中相关要求，由回注水泵吸水进行回注。

表 5.3-1 采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性

大北天然气处理厂采出水处理满足拟建工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站水处理系统采取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。设计钻试修废液处理规模为 300m³/d（109500m³/a），剩余处理规模为 119.6m³/d（43654m³/a），拟建工程井下作业废水需处理量为 266m³/a，因此克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足拟建工程需求。

(3) 设备擦洗废水

运营期井、站内用水为间歇性的用水，用于井、站内设备擦洗，单座井场/站场用水量为 3m³/次，1 年 2 次，单座井场/站场设备擦洗废水产生量为 6m³/年，井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

综上，本工程运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，故拟建工程实施对地表水环境影响可接受。

5.3.3 退役期水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境评价结论

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

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.4-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>

响 识 别	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ； 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ； 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ； 重要湿地 <input type="checkbox"/> ； 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ； 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ； 涉水的风景名胜区分区 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 <input type="checkbox"/> ； 间接排放 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ； 径流 <input type="checkbox"/> ； 水域面积 <input type="checkbox"/>	
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ； 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ； 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ； pH 值 <input type="checkbox"/> ； 热污染 <input type="checkbox"/> ； 富营养化 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ； 水位（水深） <input type="checkbox"/> ； 流速 <input type="checkbox"/> ； 流量 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input type="checkbox"/>		
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型		
	一级 <input type="checkbox"/> ； 二级 <input type="checkbox"/> ； 三级 A <input type="checkbox"/> ； 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ； 二级 <input type="checkbox"/> ； 三级 <input type="checkbox"/>		
现 状 调 查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 <input type="checkbox"/> ； 在建 <input type="checkbox"/> ； 拟建 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ； 环评 <input type="checkbox"/> ； 环保验收 <input type="checkbox"/> ； 既有实测 <input type="checkbox"/> ； 现场监测 <input type="checkbox"/> ； 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input type="checkbox"/>	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ； 平水期 <input type="checkbox"/> ； 枯水期 <input type="checkbox"/> ； 冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ； 夏季 <input type="checkbox"/> ； 秋季 <input type="checkbox"/> ； 冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ； 补充监测 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input type="checkbox"/>	
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ； 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ； 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
丰水期 <input type="checkbox"/> ； 平水期 <input type="checkbox"/> ； 枯水期 <input type="checkbox"/> ； 冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ； 夏季 <input type="checkbox"/> ； 秋季 <input type="checkbox"/> ； 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ； 补充监测 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input type="checkbox"/>			
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位	
	丰水期 <input type="checkbox"/> ； 平水期 <input type="checkbox"/> ； 枯水期 <input type="checkbox"/> ； 冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ； 夏季 <input type="checkbox"/> ； 秋季 <input type="checkbox"/> ； 冬季 <input type="checkbox"/>		()	监测断面或点位个数 () 个	
现 状 评 价	评价范围	河流：长度 () km； 湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²			
	评价因子	()			
	评价标准	河流、湖库、河 <input type="checkbox"/> ： I类 <input type="checkbox"/> ； 类 <input type="checkbox"/> ； 类 <input type="checkbox"/> ； IV类 <input type="checkbox"/> ； V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域： 第一类 <input type="checkbox"/> ； 第二类 <input type="checkbox"/> ； 第三类 <input type="checkbox"/> ； 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ()			
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ； 平水期 <input type="checkbox"/> ； 枯水期 <input type="checkbox"/> ； 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ； 夏季 <input type="checkbox"/> ； 秋季 <input type="checkbox"/> ； 冬季 <input type="checkbox"/>			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 <input type="checkbox"/> ： 达标 <input type="checkbox"/> ； 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> ： 达标 <input type="checkbox"/> ； 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> ： 达标 <input type="checkbox"/> ； 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> ： 达标 <input type="checkbox"/> ； 不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/>			达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>

影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求,重点行业建设项目,主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目,应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
影响预测	污染源排放量核算	污染物名称		排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	
		（ ）		（ ）	（ ）	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/ (mg/L)
	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m				
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域消减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
	污染物排放清单	<input checked="" type="checkbox"/>				
	评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>				

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

施工期土壤环境影响主要来自井场建设的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废物污染影响。

(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，主要是管线敷设过程中，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、站场和管线的施工场地、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 6m 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。施工期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井场和站场建设、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他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 项目类型

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为油气开采工程，所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。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）的相关要求，本项目按照土壤污染影响型开展土壤环境影响评价工作。拟建工程采气井场属于II类项目，采气管道建设属于IV类项目，采气管线可不开展土壤环境影响评价。

5.4.2.2 土壤污染途径

本工程所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，项目类别属于土壤污染影响型。运营期本工程天然气外输、废水经排水管线不外排，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下采出水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合本工程特点，本节主要分析非正常状况下采出水泄漏对土壤环境的污染影响。

本工程施工期主要为场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。运营期外排废气中主要为非甲烷总烃，不含重金属，对土壤不会产生大气沉降影响；运营期废水不外排，正常工况下不会造成废水地面漫流影响。但非正常工况下，运营期集气管线破损泄漏均会对土壤造成影响。

表 5.4-1 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	-	-	-	-	-	-	-	-

表 5.4-2 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	-
------	---	------	-----	---

本工程输送介质为采出液，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。本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。

5.4.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程属于土壤污染影响型建设项目，土壤污染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均为全密闭管线连接，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。

5.4.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

类比同类型管线事故泄漏情况，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 5.4-3。

表 5.4-3 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)				
	包气带底部石油类浓度 (mg/kg)				

从上表中看出，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。石油烃浓度低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。本工程经垂直入渗途径影响土壤环境的石油烃浓度较低。本工程生产过程中加强管理，规范生产操作，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。本工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施后，对土壤环境影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，废水及固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的凝析油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的凝析油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的凝析油如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.4-4。

表 5.4-4 土壤环境影响自查表

	工作内容	完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input 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 type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(67.2587) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 (内)、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	全部污染物	石油类				
	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 type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" 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	6	/	20cm	
	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）基本工程 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃				
现状	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				

评价	现状评价结论	土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求，石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求		
影响预测	预测因子	石油烃		
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他（类比同类型管线）		
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（）		
	预测结论	达标结论： a) □； b) □； c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论： a) □； b) □		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		3	石油烃	1 次/3 年
信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬			
	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：“□”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价工作的，分别填写自查表。				

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

在油气田地面工程施工过程中，区块内大量出入中型车辆，且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。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，因此施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

地面工程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。土方运输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。施工扬尘以土壤颗粒为主，对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。

（3）储层改造废气

钻井酸化压裂作业过程中需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。

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

（4）测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d 时间。

放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

（5）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻井工程和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、NO₂、C_mH_n 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

（6）柴油发电机废气

本工程钻井期间用电优先由区域现有电网提供，柴油发电机仅作为备用应急电源，因此正常情况不会产生发电机燃油产生的废气。电网未覆盖的区域，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂ 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，

加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。项目钻井施工使用合格燃料，并加强施工管理，尽量降低柴油发电机使用频率。在采取以上措施后，不会对周围大气环境产生明显影响。

施工期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

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

表 5.5-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
拜城	51633	基本站	81.590	41.780	6	1229	2022	风速、风向、总云量、干球温度

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

(1) 温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年平均温度月变化统计表

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

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

(2) 风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	----

平均风速	0.5	0.6	0.9	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.6	0.5	0.5	0.5	0.8
------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

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

(3) 风向、风频

根据拜城县气象站观测资料，拜城县常年主导风向为 SE 风，年均频率为 8%，主导风向不明显。全年静风频率较高，年均频率为 43%。拜城县全年风向玫瑰见图 5.2-1。

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

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

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测模式

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

表 5.5-4 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-28.7
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<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 5.5-5。预测及计算结果见表 5.5-6。

表 5.5-5 拟建工程污染源源强一览表(面源, 100%负荷)

	污染物名称		排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放高度 (m)	排放方式	排放总量	
	名称	系数					年排放量 (t/a)	日排放量 (t/d)

表 5.5-6 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表

污染源名称	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放高度 (m)	排放方式	P _{max}		D _{10%}	
						距离 (m)	浓度 (mg/m ³)	距离 (m)	浓度 (mg/m ³)

经估算，无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在 DB16-H3 清管站 27m 处，最大浓度为 $31.7400\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度占标率为 1.59%，非甲烷总烃场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制标准；无组织甲醇最大落地浓度出现在 DB16-H6 井 21m 处，最大浓度为 $176.0400\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度占标率为 5.87%，甲醇贡献浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应限值。

综上，本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.3 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-7。

表 5.5-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	4.0	
2	无组织废气	甲醇	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应限值	12	

5.5.2.4 非正常工况影响分析

(1) 污染源强

本工程非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本工程油气集输过程中，若井口压力过高，凝析油、天然气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将 DB16-H1 井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.5-8。

表 5.5-8 非正常工况下污染物排放一览表

(2) 影响分析

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

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

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

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

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

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

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

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-10。

表 5.5-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input 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)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>

			其他污染物（NMHC、甲醇）				
评价标准	评价标准	国家标准 <input type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" 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	(2023) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" 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	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input 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 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（非甲烷总烃）			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大标率>10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大标率>30% <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	C _{本项目} 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：（NMHC、甲醇）			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子（ ）			监测点位数（ ）	无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>					
	大气环境保护距离	距厂界最远（ ） m					
	污染源年排放量	SO ₂ :()t/a	NO _x :()t/a	颗粒物：()t/a	无组织 NMHC： (0.658)t/a		

塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目开发方案

					甲醇： (0.006)t/a 有组织 NMHC： ()t/a
--	--	--	--	--	------------------------------------

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 施工噪声贡献值

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

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-1。

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值 [dB (A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	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	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井工程
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

5.6.1.2 影响分析

根据表 5.6-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，钻井工程、土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；物料运输施工期间昼间距施工机械 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；钻井期间昼间距施工机械 100m、

夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。本工程各站场周边 300m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且工程施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建项目产噪设备为采气树以及井场和站场内的各类泵撬等设备。各采气井场均为标准井场，本次以采气井场（DB16-5H）、监测井场（DB16-H7）为代表井场对新建井场进行预测，预测扩建站场（DB16-H3 清管站）厂界噪声。本评价以场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.6.2.1 预测模式

a) 根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级，dB (A)；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

拟建项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 井场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称		空间相对位置/m			源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1							基础减振	昼夜
2							基础减振	昼夜
3							基础减振	昼夜
4							基础减振	昼夜
5							基础减振	昼夜
6							基础减振	昼夜

5.5.2.3 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 5.6-3。

表 5.6-3 站场噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

由表 5.6-3 可知，站场噪声源对场界的噪声预测值为 40.2~50.8dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期，噪声主要源自站场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价结论

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

5.6.5 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.7-4。

表 5.6-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>

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

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要包括本工程施工期产生的固体废物主要包括钻井废弃泥浆及岩屑、机械设备废油和含油废弃物、施工土石方、施工废料以及施工人员生活垃圾。

① 钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h - 1000}{500} \right) + 116$$

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（m³）

D—井眼的平均直径（m）

h—井深（m）

本工程新钻采气直井 1 口，新钻采气水平井 3 口，新钻采气导眼+侧钻水平井 1 口，新钻监测井 2 口，共产生钻井泥浆 6459.65m³。其中一开、二开一般聚合物泥浆 2786.26m³，三开磺化泥浆为 1346.92m³ 四开、五开、侧一开油基泥浆为 2326.48m³。

② 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入泥浆不落地系统。本工程钻井岩屑可用下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑排放量，m³

D——井的直径，m

h——井深，m

本工程共产生钻井岩屑 8912.2m³。其中一开、二开一般聚合物岩屑 5021.11m³，三开磺化岩屑为 2089.93m³ 四开、五开、侧一开油基岩屑为 1801.16m³。

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，其中非磺化水基泥浆及岩屑，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆及岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处置；油基泥浆及岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③ 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.5t/口，本工程新

钻井 7 口，废润滑油产生量为 3.5t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），含油废弃物属于 HW08 废矿物油和含矿物油废物中非特定行业 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，可委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处置。

④废防渗材料和废烧碱包装袋

废防渗材料和废烧碱包装袋属于危险废物收集后由委托持有危废处置资质的公司接收处置。

⑤土石方

施工过程中土石方主要来自新建井场、站场扩建和管沟开挖。本工程开挖土方 6.480 万 m³，回填土方 7.9509 万 m³，借方 1.4711 万 m³，借方来自周边砂石料场，后期全部回填，无弃方。

⑥施工废料

施工废料主要为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 1.94t，施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后送大北固废填埋场填埋处置。

⑦生活垃圾

本工程单井钻井施工人数约 50 人、地面工程 40 人，采气井平均单井钻井施工天数约 250d，地面工程施工天数约 40d。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，整个钻井和施工过程生活垃圾共计 44.55t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至大北固废填埋场填埋处置。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

本工程运营期产生的固体废物主要有油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料以及生活垃圾。

①落地油

落地油主要来自井下作业环节。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，正常生产的情况下，各井不产生落地油。本工程运营期采气树的阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井。本工程共 7 口井，产生落地油量为 0.175t/a，落地油回收率为 100%，落地回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中的相关要求收集、贮存、运输。

②废防渗材料

废防渗材料主要是在修井过程产生。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废防渗材料废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。

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，修井作业频次为 2 年/次，则本工程产生废防渗材料约 2.25t。本工程产生的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处理。

③清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），清管废渣废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：251-001-08）

根据类比调查，每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建采气管线共计 38.72km，清管废渣产生量约 0.022t/a。本工程产生的清管废渣委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处理。

本工程产生的危险废物汇总表见表 5.7-1。

表 5.7-1 危险废物汇总表

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

④生活垃圾

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期固体废物污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，优先考虑回收利用，不可回收利用的一般工业固体废物清运至大北固废填埋场填埋处置妥善处理。含油固废等危险废物委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处理。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为凝析油、天然气及甲醇，甲醇存储于新建监测井场及清管站的甲醇加注橇内，凝析油、天然气存在于采气管线中。

5.8.2 环境风险潜势初判

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 5.8-1 确定环境风险潜势。

表 5.8-1 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。

5.8.2.1 P 的分级确定

根据本项目危险物质数量与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M)，按照表 3-2 确定危险物质及工艺系统危险性等级 (P)，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 5.8-2 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
Q ≥ 100	P1	P1	P2	P3

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

(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 5.8-2、表 5.8-3。

① 2 座监测井场及 DB16-H3 清管站

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 5.8-2。

表 5.8-2 本工程危险物质的分布情况一览表

序号	危险单元	主要设备设施	危险物质名称	CAS 号	最大单元存在量 (t)	临界量 Qn/t	危险物质 Q 值
1	DB16-H3 清管站内	甲醇注入撬, V=5m ³ 常压储罐	甲醇	67-56-1	3.955	10	0.40
2	DB16-H6 井场内		甲醇	67-56-1	3.955	10	0.40
3	DB16-H7 井		甲醇	67-56-1	3.955	10	0.40
项目 Q 值							0.40

由上表可知，2 座监测井场及 DB16-H3 清管站甲醇撬 Q 值为 $0.4 < 1$ 。

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。根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$\text{根据 } PV=nRT, \text{ 则 } P_0V_0/T_0=P_1V_1/T_1$$

式中：

V_0 —常压下天然气体积，m³；

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 0.63kg/m^3 ;

V —管线中天然气体积, m^3 。

经计算, 本工程管线危险物质数量及分布情况见表 5.8-3。

表 5.8-3 本工程危险物质的分布情况一览表

序号	危险单元	主要设备设施	危险物质名称	CAS 号	最大单元存在量 (t)	临界量 Q_n/t	危险物质 Q 值
1	DB16-H1 井采气管线	2.8km, DN80, 20MPa	天然气	74-82-8	1.630	10	0.16
2	DB16-H2 井采气管线	4.16km, DN100, 20MPa	天然气	74-82-8	3.784	10	0.38
3	DB16-H3 井采气管线	1.2km, DN65, 20MPa	天然气	74-82-8	0.461	10	0.05
4	DB16-4 井采气管线	1.2km, DN65, 20MPa	天然气	74-82-8	0.461	10	0.05
5	DB16-5H 井采气管线	2km, DN65, 20MPa	天然气	74-82-8	0.769	10	0.08
6	DB16 集气干线	7.8km, DN150, 20MPa	天然气	74-82-8	15.963	10	1.60
7	大北 1601 井采气复线	1km, DN65, 20MPa	天然气	74-82-8	0.384	10	0.04
项目 Q 值 Σ							1.60

由上表可知, 本工程集输管线 $1 \leq Q$ 值 = 1.6 < 10。

经计算, 本工程集输管线 Q 值为 1.6。2 座监测井场及 DB16-H3 清管站甲醇撬 Q 值为 0.4。

(2) 行业及生产工艺(M)

根据 HJ169-2018 附录 C, 分析本项目所属行业及生产工艺特点, 按照表 5.8-4 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目, 对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为 (1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$, 分别

以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 5.8-4 行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
^a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ； ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

本项目行业属于表 5.8-4 中“石油天然气”，本项目属于“石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)”中“石油、天然气、页岩气开采(含净化)”的项目，M 值计算结果见表 5.8-5。

表 5.8-5 M 值结算结果表

序号	工艺单元名称	生产工艺	M 分值
1	石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)	10
项目 M 值 Σ			10

根据上述 Q 值和 M 值计算结果，按照表 3-2 的判断条件，本项目危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

5.8.2.2 E 的分级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度(E)等级分别进行判断。

(1) 大气环境敏感程度(E)的分级

根据导则规定，大气环境敏感程度分为三种类型，分级原则见表 5.8-6。

表 5.8-6 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据环境敏感目标调查结果可知，本工程站场周边 5km 范围内人口总数小于 1 万人，站场周边 500m 范围内人口总数小于 500 人，管线 200m 范围内无村庄分布。对照表 2.4-15，最终确定大气环境敏感程度为 E3。

(2) 地表水环境敏感程度(E)的分级

根据导则规定，地表水功能敏感性分区表 5.8-7，环境敏感目标分级见表 5.8-8，地表水环境敏感程度分级表见表 5.8-9。

表 5.8-7 地表水功能敏感性分区表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为 III 类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
不敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 5.8-8 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区)；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游(顺水流向)10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

表 5.8-9 地表水环境敏感程度分级表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E2	E3	E3

本项目周边无地表水，对照表 2.4-16，地表水功能敏感性为低敏感 F3。对照表 2.4-17，最终确定地表水环境敏感目标分级为 S3。对照表 2.4-18 最终确定本项目地表水环境敏感程度分级为 E3。

(3) 地下水环境敏感程度(E)的分级

项目地下水功能敏感性分区表 5.8-10，包气带防污性能分级见表 5.8-11，地下水环境敏感程度分级见表 5.8-12。

表 5.8-10 地下水功能敏感性分区一览表

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

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

表 5.8-11 包气带防污性能分级表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续稳定
D2	$0.5m \leq Mb \leq 1.0m$, $k \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6}cm/s < k \leq 1.0 \times 10^{-4}cm/s$, 且分布连续稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

表 5.8-12 地下水环境敏感程度分级一览表

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2

D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

本项目占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区。对照地下水功能敏感性分区表，确定地下水功能敏感性为敏感G3。

根据项目水文地质调查可知，项目区包气带岩性主要为充填砂土的砂砾石层，渗透系数平均为 $1.2 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ 左右，确定包气带防污性能分级为 D1。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级，对照地下水环境敏感程度分级表，确定地下水环境敏感程度分级为 E2。

对照表 5.8-1，确定本项目大气环境风险潜势为 III，地表水环境风险潜势为 III，地下水环境风险潜势为 II。因此本项目环境风险潜势综合等级为 II。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的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 5~15 (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分，当天然气泄漏时，一些较重的组分将沉积在低洼的地方，形成爆炸性混合气体，并沿地面扩散，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 ，其他组分如 C_3H_8 、 C_4H_{10} 等以及少量 CO_2 、 N_2

等非烃气体。天然气中 CH₄、C₂H₆ 属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组份如 C₃H₈、C₄H₁₀ 等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量 N₂ 等非烃气体。

CH₄、C₂H₆ 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 CH₄、C₂H₆ 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。C₃H₈、C₄H₁₀ 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。CO₂ 与 N₂ 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在人员窒息以及人体刺激作用。见表 5.8-13。

表 5.8-13 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
	危险化学品序号	2123
	生产企业名称	塔里木油田分公司
危险性概述	危险性类别：易燃气体 类别 1。 毒性：IV（轻度危害）。 侵入途径：吸入。 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。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。	
成分/组成信息	该化学品为混合物，其主要有害成分为甲烷。 甲烷 CAS 号：74-82-8。	
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行心肺复苏术，就医。	
消防措施	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、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。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。	
操作处	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	

置与储存	<p>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，佩戴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>其他：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，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（℃）	-161.5	闪点（℃）	-188
	熔点（℃）	-182.5	相对蒸气密度（空气=1）	0.557~0.582，平均 0.569
	饱和蒸汽压（kPa）	53.32（-168.8℃）	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（℃）	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。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>其他有害作用：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</p>			

	必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
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 第 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黏膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 5.8-14。

表 5.8-14 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黏膜。皮肤接触后会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部，甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作，数日后失明的报道。		
危险特性	易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃。自燃点 385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险		
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		
接触限值	职业接触限值：PC-TWA：25mg/m ³ （皮）；PC-STEL：50mg/m ³ （皮）；IDLH：6000ppm		
泄漏应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。		

	切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他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。 其他：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

大北 16 井试油试采期间录取 6 个合格油样，20℃时地面凝析油密度 0.781g/cm³~0.658g/cm³，平均为 0.786g/cm³；50℃时动力粘度 0.6632mPa·s~1.556mPa·s，平均为 1.079mPa·s；凝固点-8℃~16℃，含硫 0.01%~0.04%，平均为 0.02%，含蜡 4.8%~17.6%，平均为 10.5%，胶质平均为 0.16%，沥青质 0.09%。凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.8-15。

表 5.8-15 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。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】

	蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	<p>【操作安全】 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】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】 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、热源、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，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
应急处置原则	<p>【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 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。 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。 食入：催吐，就医</p> <p>【灭火方法】 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】 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、蛭石或其他惰性材料吸收，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>

5.8.3.2 风险物质分布情况

本工程风险位置主要分布于 2 座监测井场及 DB16-H3 清管站甲醇撬及管线中。

5.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-16。

表 5.8-16 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	甲醇泄漏	储罐腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂, 导致泄漏、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

5.8.3.4 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 5.8-17。

表 5.8-17 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,	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

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
		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； 10、防喷器失效； 11、抢喷工具不全； 12、有明火或火花。			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；	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

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、人员点火操作失误。			合格的劳保用品； 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 5.8-18。

表 5.8-18 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，使管道在热应力和重力作用下拱起、弯曲变形，引起管道断裂危害。	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。
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。

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
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。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄漏、排水干线发生采出水泄露以及天然气、甲醇泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水干线发生采出水泄漏可能会对地表水和地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-19。

表 5.8-19 危险物质向环境转移的途径识别

风险单元	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
井场	井喷	采气过程	天然气	①井喷时，天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。 ②天然气泄漏后遇明火易引发爆炸；	大气
	井漏	井下作业	工作液	工作液在压差的作用下，流入地层，造成地下水水质污染	地下水
	泄露	甲醇加注橇	甲醇	①罐体破损后，甲醇泄漏，易挥发，烃类气体会污染大气，引发中毒事件，遇明火易引发火灾、爆炸； ②液体会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾	采气过	伴生气	天然气、甲醇泄漏遇明火均能发生火灾或爆	大气

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

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 采气管道破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄露时，凝析油及天然气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄露气体检测设施，博大采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄露时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，对周围环境及人员影响较小。

(2) 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成凝析油泄露主要集中在井场区域范围，加之泄

漏凝析油量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成凝析油泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，凝析油中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损凝析油泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成凝析油泄漏。因此在事故下造成凝析油泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.8.5.2 井喷事故风险评价

（1）井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成凝析油泄漏不会对地表水体造成影响。

（3）井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物

很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.8.5.3 井漏事故影响分析

拟建工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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。

拟建工程采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.5.4 洪水及管线刺漏等环境影响分析

本项目所在区域气候干旱，降雨量较少，且项目区周围无地表水体，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率很小；本项目管线埋地敷设，且管线设置有流量控制仪及压力变送器，一旦发生刺漏，能够及时发现，及时采取措施处理。博大采油气管理区备有完善的防洪防汛物资，当发生洪水时，能够及时有效地采取防洪应急措施，同时通过雨季时节加强巡检，加强管线检测及压力、流量远传信号检查，可有效降低对区域环境的影响。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

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

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行

数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②定期对管线及储罐进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

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

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

（3）管理措施

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

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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

（4）油气泄漏事故防范措施

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

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

（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。

5.8.6.2 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处置。

(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。

（4）洪水防范措施和应急要求

- ①管线敷设要从选址和工程措施两方面防止洪水冲刷使管道悬空，避免管道断裂泄漏事故。
- ②加强污染整治工作。在汛前完成落地油等油田废物的全面清污整治工作，保证不留死角。
- ③在区域防洪设计的基础上适当提高井场标高，或提高主要设备和建筑物标高。
- ④备齐草袋、救生衣、铁线、塑料布、木桩、铁锹等防汛物资。
- ⑤各级防汛指挥机构要求昼夜值班，实行 24h 工作制度，组织成立抗洪抢险队伍，以便及时有效地开展工作。

5.8.6.3 突发环境事件应急预案

（1）应急预案制定

本项目建成后由塔里木油田分公司博大采油气管理区管理，《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》于 2023 年 9 月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案(备案编号：652926-2023-045-L)。

本项目应根据《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），本项目建成投运前博大采油气管理区应及时更新现有突发环境事件应急预案，并及时进行备案。

（2）应急资源现状调查

根据现场调查，博大油气开发部气田应急物资储存于生产物资料场，位于大北

处理站东北方向 350m 处。博大采油气管理区配备有消防、救援、防护等应急物资。

博大采油气管理区应急监测设备主要配有便携式可燃气体检测仪等，主要进行气体检测，监测能力不足，建议委托外部专业检测机构进行协助监测。

应急物资经检测过期或失效时，应及时更新补充，针对项目站场情况及可能发生火灾等事故的情况，可适当补充耐高温手套、声光报警器、喇叭、警戒线等物资。

（3）应急预案的培训与演练

项目运行后应制定应急预案演练计划，根据计划定期进行演练，并根据演练中发现问题对应急预案进行修改完善。

（4）应急联动

根据应急类型、发生时间和严重程度，按照法律法规和标准必须要向外部有关部门通报。在应急总指挥的指导下，通讯联络负责人按照预案的规定，向需要通报的企业外机构通报（上报）有关信息。

与当地政府应急预案的联络和联动根据应急类型、发生时间和严重程度，向当地政府公安、消防、环保、卫生等部门通报事故情况，及时启动与地方应急预案的联动。

（5）外部应急救援

本管道还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内

5.8.7 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博大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。

表 5.8-20 环境风险自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	甲烷	甲醇		
		存在总量 /t	23.452	11.865		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数 4764 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)		0 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3☑
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3☑
地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3☑		
	包气带防污性能	D1☑	D2□	D3□		
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1□	1≤Q<10☑	10≤Q<100□	Q≥100□	
	M 值	M1□	M2□	M3☑	M4□	
	P 值	P1□	P2□	P3□	P4☑	
环境敏感程度	大气	E1□	E2□	E3☑		
	地表水	E1□	E2□	E3☑		
	地下水	E1□	E2☑	E3□		
环境风险潜势	IV+□	IV□	III☑	II□	I□	
评价等级	一级□	二级□	三级☑	简单分析□		
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄露☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑		地表水□	地下水☑	
事故情形分析	源强设定方法	计算法☑	经验估算法□	其他估算法□		
风险预测	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围		m	
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围		m			
地表水	最近环境敏感目标 / ， 到达时间 / h					

评价	地下水	下游厂区边界到达时间 / d
		最近环境敏感目标 / ，到达时间 / d
重点风险防范措施	具体见“5.8.6 环境风险防范措施及应急要求”	
评价结论与建议	采取评价提出措施后，项目环境风险可防控。	
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。		

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场、站场

(1) 井场、站场区域主要占地类型为裸土地和天然牧草地，施工过程中须严格控制井场、站场占地面积，减少扰动面积，减少对农田和荒漠植被影响。

(2) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(3) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场、站场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(4) 施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-1。

(5) 对井场、站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

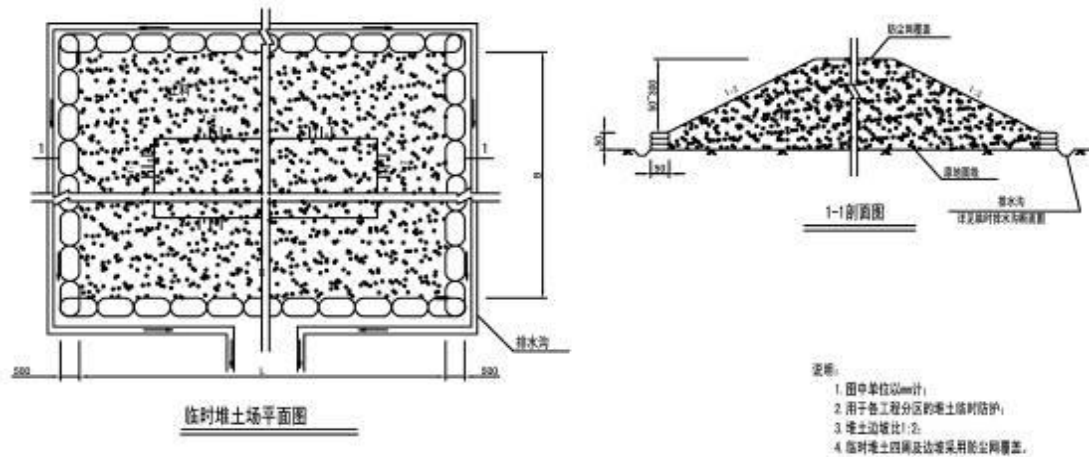


图 6.1-1 施工期生态保护措施示意图 (1)

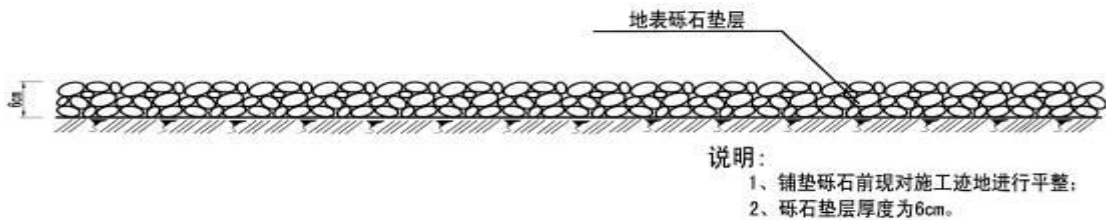


图 6.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图 (2)

6.1.1.2 管线

- (1) 项目设计时优先采取避让措施, 尽量减少对天然荒漠植被的占用和扰动。
- (2) 施工过程中, 加强施工人员的管理, 严格限制施工活动范围, 做好施工活动外生态环境的防护工作, 禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐, 严格限制人员的活动范围, 破坏沿线的生态环境。
- (3) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业, 严禁砍伐荒漠植被作燃料; 尽量减少对作业区周围植被的影响; 工程完工后, 尽量恢复, 优化原有的自然环境和绿地占有水平。
- (4) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段, 将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深, 加厚管壁等措施。
- (5) 管线单元主要占地类型主要为天然牧草地和裸土地等, 影响呈线状, 施工过程中须根据地形条件, 尽量按地形走向、起伏施工, 减少挖填作业量。
- (6) 管线采用埋地敷设, 埋设深度为管顶 1.2m。
- (7) 一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在 6m 范围内。
- (8) 施工结束后, 应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放,

分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(9) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(10) 在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施。

6.1.1.3 水土流失防治措施

(1) 工程措施

井场、站场工程区开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2) 场地平整

井场、站场工程区场地平整：针对井场、站场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(3) 限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.1.1.4 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围应严格限制在 6m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 建设选址尽量少占植被茂密的地块，严格控制占地面积，保护野生动植物。

6.1.2 运营期生态保护措施

6.1.2.1 监督和管理措施

①针对本工程的建设，博大采油气管理区 QHSE 管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

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

④针对本工程所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本工程环保投资。

6.1.2.2 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

6.1.2.3 生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；气田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；气田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

6.1.3 退役期生态保护措施

随着气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基

本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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

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

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

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

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

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

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

综上，正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓地下水环境影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区

防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

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

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.2.1 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。

6.2.2.2 分区防治措施

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

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

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措

施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，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 6.2-2 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 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ； 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 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ， 或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，工程区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及盐类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；本工程污染物控制较难，故将工程区域划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

时段/位置	防渗分区	防渗要求

6.2.2.3 污染监控措施

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完

善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件，需在建设项目上游、项目区附近、下游各设置 1 个跟踪监测点。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-6。监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向博大采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表6.2-5 地下水监测计划

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向博大采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，博大油气开发部环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 油气开发部应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中, 一旦发现地下水水质监测数据异常, 应尽快核查数据, 确保数据的正确性, 并将核查过的监测数据通告安全环保部门, 由专人负责对数据进行分析、核实, 并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下: 了解全井场、站场生产是否出现异常情况, 出现异常情况的装置、原因; 加大监测密度, 如监测频率临时加密为每天一次或更多, 连续多天, 分析变化动向。

6.2.2.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

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

应急预案的日常协调和指挥机构;

各部门在应急预案中的职责和分工;

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施, 评估潜在污染可能性;

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况, 平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下, 建议采取如下污染治理措施。

① 利用管线的压力、流量监控系统, 如发现异常或发生事故, 加密监测频次, 改为每周监测一次, 并分析污染原因, 确定泄漏污染源, 及时采取应急措施。一旦管道发生泄漏事故, 井场内设置有流量控制仪及压力变送器, 当检测到压力降速率超过限值时, 由 SCADA 系统发出指令, 远程自动关闭阀门。

② 一旦发生地下水污染事故, 应立即启动应急预案。

③ 查明并切断污染源。

④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤ 依据探明的地下水污染情况, 合理布置浅井, 并进行试抽工作。

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

⑦ 将抽取的地下水进行集中收集处理, 并送实验室进行化验分析。

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

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3 水污染防治措施可行性论证

6.3.1 施工期水污染防治措施

在施工期，对水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

（1）钻井废水

钻井废水全部回收用于配制泥浆，不外排。

（2）生活污水

根据工程分析，本工程施工期产生的生活污水暂时排入生活污水池，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

（3）管道试压废水

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

（4）酸化压裂返排液

本工程压裂返排液自带回收罐进行回收，返排液作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，措施可行。

6.3.2 运营期水污染防治措施

本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

(1) 采出水处理

本工程运营期新增采出水最大量为 $3.5\text{m}^3/\text{d}$ (0.13 万 t/a)，采出水输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)中相关要求后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，大北天然气处理厂污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

本工程井下作业废水产生量 $266\text{m}^3/\text{a}$ ，克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻试修废液处理规模为 $109500\text{m}^3/\text{a}$ ，剩余处理规模为 $119.6\text{m}^3/\text{d}$ ($43654\text{m}^3/\text{a}$)，处理能力满足本项目需求。因此本工程井下作业废水可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。处理后的井下作业废液均不外排。

(3) 设备擦洗废水

运营期井、站内用水为间歇性的用水，用于井、站内设备擦洗，单座井场/站场用水量为 $3\text{m}^3/\text{次}$ ，1 年 2 次，单座井场/站场设备擦洗废水产生量为 $6\text{m}^3/\text{年}$ ，井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

在采取以上措施，本工程运营期废水均能妥善处置，不外排，措施可行。

6.3.3 退役期水污染防治措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

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

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

(3) 施工产生的施工废料不得随意抛洒，集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后对临时占地进

行平整。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管线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人员定期检查井口区，是否有泄漏现象发生。

②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。

③本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能好、耐热性及抗冻性能好的管材作为集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

④对管线定期检修，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。

⑤如果发生集输管线的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托持有危险废物经营许可证的单位对污染土壤进行转运处置，石油类污染物进入土壤和地下潜水的的可能性较小。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤三级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程必要时开展跟踪监测工作，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况。当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程不会污染土壤环境。非正常情况下，按照土壤章节以及环境风险章节具体内容采取措施，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。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣外运至大北固废填埋场填埋处置，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 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，管线内物质清空，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(3) 参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(4) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落，影响土壤环境。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

施工期主要废气污染为施工扬尘、焊接废气以及施工机械及运输车辆排放的废气。

(1) 施工扬尘防治措施

①施工场地四周设置围栏，当起风时，可使影响距离缩短。

②合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

③开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘。

④加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

⑤单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定

的防尘网苫盖防护措施。

⑥施工期间对于村庄路段应限制车速，减少行驶产生的扬尘。

⑦加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸。

⑧施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆。

⑨合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

⑩运输路线优先避让村庄，无法避让的车辆途经村庄应使用有盖的运输车辆或加盖篷布等措施，低速通过，减少施工对村庄的影响。

（2）焊接废气防治措施

①在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

②施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

（3）储层改造废气

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

（4）测试放喷废气

①放喷期间油气经分离器分离，凝析油进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

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

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

（5）施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和维护，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

综上，本工程施工采取的大气环境保护措施，简单可行，具有可操作性，防治措施可行。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为场界无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵

(2) 油气进行汇集、处理、输送采用密闭工艺流程，严格控制凝析油泄漏对大气环境影响。

(4) 定期对设备、阀门、管线等进行定期巡检，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。

(5) 合理规划巡检道路，巡检道路尽量避绕村庄等敏感目标。

(6) 加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

(7) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

(8) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低采气井工作能耗，加强油气技术和管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强井场、站场生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘和运输车辆尾气。

(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。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声

(1) 合理安排施工场地，在不影响施工情况下避免高噪声设备过于集中。

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

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

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

(5) 运输设备等车辆沿固定路线行驶，应该尽量避开居民点，如无法避开经过居民区时尽量减少鸣笛。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(3) 设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上所述，采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

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

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

(1) 钻井泥浆和岩屑采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离，其中非磺化水基泥浆及岩屑，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆及岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处置；油基泥浆及岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

(2) 机械设备废油和含油废弃物、废烧碱包装袋、废防渗材料委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处置。

(3) 施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至送大北固废填埋场填埋处置。

(4) 施工过程中土石方主要来自新建井场和管沟开挖。所有挖方后期全部回填，无弃方。

(5) 生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场填埋处置。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

(1) 危险废物

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料以及清管废渣。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.7-1。

表 6.7-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物								委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处理
2	废防渗材料									
3	清管废渣									

(2) 生活垃圾

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

本工程产生的危险废物由持有危险废物运输许可证单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》

(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)中的相关要求收集、贮存、运输。

(1) 危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后，博大采油气管理区应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)、《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)相关要求对含油废物进行收集和管理。

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

①危险废物标签规格颜色说明：规格为正方形，40×40cm；底色为醒目的橘黄色；字体为黑体字；字体颜色为黑色。

②危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别见图 6.7-1。

③材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀，危险废物相关信息标签见图 6.7-2。

④装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 6.7-1 危险废物类别图

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

图 6.7-2 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物运输依托可行性分析

本工程产生的危险废物委托持有危废货物运输资质单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号），实施危险废物转移联单管理制度。为防止危险废物在井场内临时贮存过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）、《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，本评价要求：

①危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③综合考虑实际情况确定转运路线，尽量避开办公区和生活区；危险废物内部转运作业应采用专用的工具，内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。

④危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）及其他有关规定的要求。

（3）危险废物处置依托可行性分析

本工程产生的落地油、废防渗材料以及清管废渣全部委托持有危废处理资质的单位进行无害化处理进行。

综上，本工程危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

本工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，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，管线内物质清空，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾收集后送大北固废填埋场填埋处置。

7 温室气体排放影响评价

7.1 温室气体排放分析

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，本次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。

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、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。

拟建工程不新增加热炉不涉及化石燃料燃烧，不再核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（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支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。

拟建工程主要为井场、站场地面建设内容，不涉及工艺装置泄放口，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（4）CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如

阀门、法兰、泵轮密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	拟建项目井场装置紧急情况下，采出液/天然气排入放喷池/放散管中进行燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	-

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目开发方案	包括油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算非正常工况下的火炬气燃烧。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG_火炬}$ ——火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_事故火炬}$ ——由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4_正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

$E_{CH_4_事故火炬}$ ——事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} ——CH₄ 相比 CO₂ 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 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 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：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_i$$

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：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j [GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_j$$

式中：

j——事故次数；

$GF_{事故,j}$ ——报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故,j}$ ——报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF——火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ ——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

本工程核算火炬温室气体排放主要为站场稀油缓冲罐分离出气相通过站场火炬燃烧放空排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

场所	工况	火炬气流 速(万 Nm^3)	持续 时间	火炬气中除 CO_2 外 其他含碳化合物	火炬燃 烧的碳	火炬气中 CO_2 的 体积浓度	火炬气中 CH_4 的 体积浓度
----	----	----------------------	----------	---------------------------	------------	-----------------------	-----------------------

		/d)	(d)	的总含碳量 (吨碳 /万 Nm ³)	氧化率		
井场	非正常工 况						

根据表中参数, 结合公式计算可知, 单座井场发生异常超压的情况下火炬燃烧排放温室气体量为 13.28 吨 CO₂, 本工程 7 座站场火炬燃烧排放温室气体量为 92.96 吨 CO₂。

(2) CH₄ 逃逸排放

① 计算公式

本工程运营期主要排放的温室气体为原油开采过程中阀门和接转站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候〔2014〕2920 号)中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算:

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中:

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型(包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等)产生的 CH₄ 逃逸排放, 单位为吨 CH₄;

j ——不同的设施类型;

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/(年·个);

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/(年·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 7.1-4 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	7 个

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 17.5 吨，折算成 CO₂ 排放量为 367.5 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

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{电力}}$ ——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ ——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

$$E_{\text{CO}_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{热力}}$ ——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ ——热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 0.468Wh，电力排放因子《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 3206.95t。

（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)》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2-燃烧}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG-火炬}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s ——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ ——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）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；

$R_{CO_2-回收}$ ——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO_2)	占比 (%)
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放	0	0
	火炬燃烧排放	92.96	2.53
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	367.5	10.02
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放	3206.95	87.44
	合计	3667.41	100

由上表 8.1-4 分析可知，本工程 CO_2 总排放量为 3667.41 吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

扩大油气管道网络建设，减少卡车和铁路运输需求，降低运输过程中的能耗与

污染。科学调度优化运输路线，减少空载率，降低燃料消耗和碳排放。在短途运输场景（如厂内倒运等）推广电动重卡、电动叉车，并配套充电设施，减少车辆的尾气排放。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

定期对管道、阀门、储罐等设备进行泄漏检测，及时修复泄漏点，减少 VOCs 和甲烷的无组织排放。对油气开采、储存和装卸过程中的 VOCs 进行密闭收集，并采用焚烧、吸附或冷凝等技术处理，减少直接排放。在油气田开发中采用伴生气回收技术（如天然气压缩或液化），将原本放空的甲烷转化为能源，减少温室气体排放。推广使用低泄漏阀门、压缩机等设备，从源头减少甲烷和 VOCs 的逸散。

7.2.3 节能降耗技术

本工程井场开采采用无人值守井场，站场采用自动控制技术，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量，同时加强工艺系统的优化管理。根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。淘汰高耗能电机，尽量选用能效等级为 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。

7.3 温室气体排放评价结论

7.3.1 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 3667.41 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 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。

8 环境影响经济损益分析

8.1 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) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程占地主要为站场建设和管道占地等。

本工程建设对项目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，将对项目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。

8.2 社会效益分析

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

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

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

8.3 综合效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。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。

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

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

9.1.2 施工期的环境管理任务

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

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

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

9.1.3 运营期的环境管理任务

大北区块隶属于塔里木油田分公司博大采油气管理区管理。博大采油气管理区 HSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是生态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，制定环境保护规章制度。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1250-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统

向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安措措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期和运营期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保	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，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单	建设单位环保部门及
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		

护	植被	保护灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被	位及建设单位	当地生态环境主管部门	
	水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等			
	污染防治	施工扬尘			避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量
		废水			试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水暂存于生活污水池集中收集后，定期拉运至拜城县污水处理厂处理
		固体废物			施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；
		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
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门	
		废气			密闭集输
		噪声			选用低噪声设备、基础减振设施
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门	
退役期	污染防治	施工扬尘	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部门	
		固体废物			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。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置
		噪声			选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等
	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层			

9.1.6 环境监测

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监测。可采取巡视、旁站等环境监测方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监测。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《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》等要求，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，对存在的问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 736 号)第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污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)，本工程应纳入博大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，同时博大采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①新钻 7 口井（新钻采气井 5 口，新钻监测井 2 口）；②新建井场 7 座（采气井场 5 座，监测井场 2 座），利用老井 3 口；新建 DB16-H3

清管站 1 座，新建预留阀组 2 座；③扩建集气站 2 座（DB11-H2，大北 11 集气站）；扩建阀室 2 座；④新建采集气管线 20.83km，新建排水管线 17.89km，长度共 38.72km；⑤新建 35kV 电力线路 16.11km，新建光缆 18.1km；⑥配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。本工程建成后，区块新增产气规模***m³/d，排水建设规模为***。

（2）排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-14～表 3.2-20。

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-22。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.3.12 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司博大采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；博大采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令 第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级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。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《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。

9.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《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

9.5 环保设施“三同时”验收

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.5-1。

10 结论

10.1 建设项目情况

塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目开发方案位于克拉苏气田大北 16 区块，中心地理坐标为：东经 82°0'11.717"；北纬 41°51'45.801"。行政区划隶属于拜城县管辖，工程区中心西南距拜城县城中心约 13.5km。

本工程主要建设内容为：主要建设内容包括：①新钻 7 口井（新钻采气井 5 口，新钻监测井 2 口）；②新建井场 7 座（采气井场 5 座，监测井场 2 座），利用老井 3 口；新建 DB16-H3 清管站 1 座，新建预留阀组 2 座；③扩建集气站 2 座（DB11-H2，大北 11 集气站）；扩建阀室 2 座；④新新建采集气管线 20.83km，新建排水管线 17.89km，长度共 38.72km；⑤新建 35kV 电力线路 16.11km，新建光缆 18.1km；⑥配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。本工程建成后，区块新增产气规模***m³/d，排水建设规模为***。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本工程位于克拉苏气田大北 16 区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程评价区域内分布有塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，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》，本工程位于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和拜城盆地绿洲农业生态功能区。评价区内的生态系统类型简单、脆弱，主要是草地生态系统，工程区气候干旱，土地利用类型为天然牧草地、裸土地和采矿用地等，自然植被为短叶假木贼、猪毛菜和新疆绢蒿等，野生动物较少。

(2) 地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，地下水监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

(3) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”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。

(4) 环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区，监测期间 NMHC1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，甲醇 1 小时平均浓度、日均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

(5) 声环境质量现状

评价期内，新建井场、新建站场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场、站场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 污染物产排情况一览表

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本工程不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要为区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地 67.2587 公顷，其中永久性占地面积为 12.5428 公顷，临时占地面积 54.7159 公顷，占地类型主要为天然牧草地和裸土地等，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

(2) 地下水环境影响分析

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

(5) 地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水、井下作业废水和设备擦洗废水。采出水经大北天然气处理厂污水处理系统处理达到《气

田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；设备擦洗废水用于洒水降尘。

（4）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是钻井废气、测试放喷废气、储层改造废气、施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、甲醇短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

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

（7）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井泥浆及岩屑、机械设备废油和含油废弃物、生活垃圾、施工废料、土石方。钻井泥浆和岩屑采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离，其中非磺化水基泥浆及岩屑，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可

用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆及岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆及岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。机械设备废油和含油废弃物委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处置。新建井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运大北固废填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场填埋处置。

运营期产生的固体废物主要有落地油、清管废渣和废防渗材料，均属于危险废物。委托持有危废处置资质的单位处置。

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

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

(8) 环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的环境危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中，甲醇存储于新建井场及站场的甲醇加注橇内。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄漏、排水干线发生采出水泄漏以及天然气、甲醇泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水干线发生采出水泄漏可能会对地表水和地下水造成影响。本工程应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土

壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的博大采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；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，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本工程采出水随天然气一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废水不外排。

大气污染防治措施：本工程采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防

止油气泄漏进入大气环境。

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

固体废物防治措施：钻井泥浆和岩屑采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离，其中非磺化水基泥浆及岩屑，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆及岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆及岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。机械设备废油和含油废弃物委托持有危险废物经营许可证单位进行无害化处置。新建井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运大北固废填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场填埋处置。落地油、清管废渣和废防渗材料，委托持有危废处置资质的单位处置。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、甲醇气体泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，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，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，本工程总投资为***万元，其中环保投资 549 万元，占总投资 0.40%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.11 项目可行性结论

塔里木油田克拉苏气田大北 16 区块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目开发方案属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度，本工程建设在环境保护方面可行。