

# 1 概述

## 1.1 建设项目特点

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

克拉苏气田位于库车山前区，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。天然气资源量为  $20856.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其天然气产量已达到  $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿  $\text{m}^3/\text{a}$  应急气量的资源能力，有望成为塔里木第一大气田，近年来成为塔里木油田分公司油气田开发建设的主战场。克拉苏气田包含克拉 2 区块、大北区块、克深区块和博孜区块等四个区块，形成了克拉 2、克深、大北、博孜四处天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供有力保障。博孜区块分为博孜 1、博孜 9、博孜 3、博孜 18、博孜 12、大北 14、博孜 7、博孜 15、博孜 19 等区块。拟建工程位于博孜 9 区块范围内。

为了满足博孜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 5000 万元在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“博孜 9 井集输工程”。拟建工程建设性质为改扩建，属于现有博孜区块的改扩建项目，主要建设内容包括：①新建采气井场 1 座(博孜 9-1 井)；②新建采气管线 0.8km；③更换博孜 9 井站连头部分及计量分离器附属管线；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后，产气量 20 万  $\text{m}^3/\text{d}$ ，产液 37.35t/d。

## 1.2 环境影响评价的工作过程

拟建工程属于油气开采项目，位于新疆阿克苏地区拜城县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输

管道建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于 2026 年 1 月 26 日委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）编制《博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书》（委托书见附件 1）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。2026 年 2 月委托新疆中测测试有限责任公司对本工程区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

在环评报告编制期间，建设单位于 2026 年 1 月 27 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程进行了第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，天合公司完成了环境影响报告书征求意见稿，随后建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2026 年 3 月 30 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程环评信息进行了第二次公示，同时在项目所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。载体选择符合《环境影响评价公众参与办法》要求。根据塔里木油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

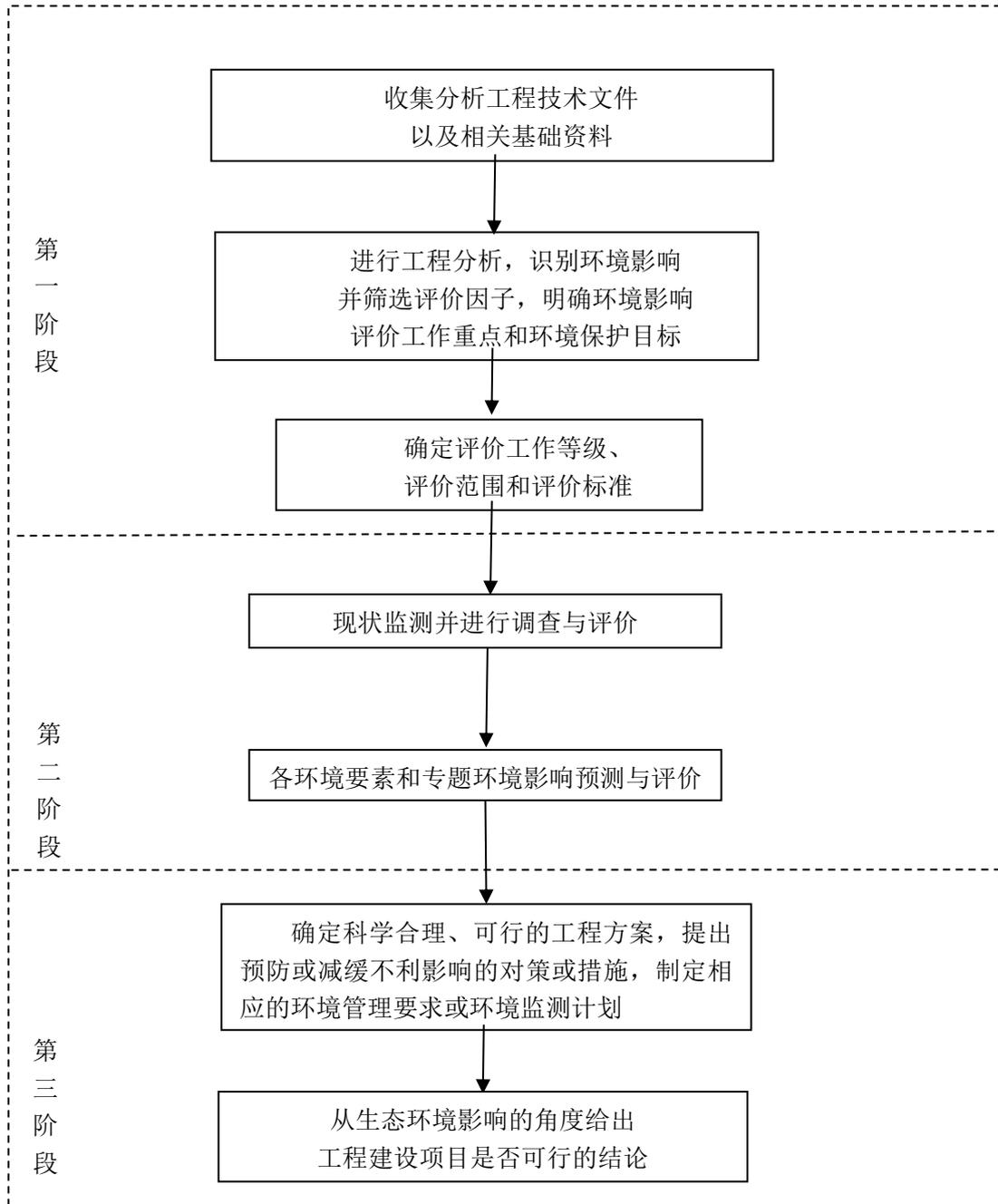


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

### 1.3 分析判定相关情况

#### (1) 产业政策符合性判定结论

本项目属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“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。

#### (2) 政策、法规符合性分析

本项目符合《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

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

#### (4) 选址合理性分析判定结论

本项目选址符合生态环境分区管控要求，不在划定的禁止开发区域范围内，避开了生态保护红线。根据现场调查，工程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、生态保护红线等生态敏感区；评价区域属于塔里木河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划。

本工程占地范围内土地利用类型为戈壁，工程周边无居住人群，本工程在井场占地、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，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受

的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

#### (5) 生态环境分区管控符合性判定结论

本项目距生态保护红线（天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 30km，不在生态保护红线内；工程采取密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水管输至大北处理站处理后达标后回注地层；井下作业废水由专用回收罐收集后运输至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达标后回注地层；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

### 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价关注的主要环境问题为气田开发施工期废气、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、温室气体排放、设备噪声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。

本工程为天然气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井工程、地面工程、管线工程等各工艺过程，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，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、森林公园等敏感区，主要涉及塔里木流域水土流失重点治理区。

因此，项目环境影响评价以工程分析、生态环境影响评价、环境风险分析、环境保护措施技术经济及可行性论证作为本次评价的重点。

### 1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家产业政策；符合《石油开采工业污染防治技术可行》及国家相关污染防治技术政策要求；符合《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》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》《中国石油

天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等要求；本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，符合环境分区管控要求。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址选线合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
9	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
10	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
11	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
12	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
14	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
15	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）	14 届人大 12 次会议	2025-07-01

#### 2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
----	------	-----------	------

一 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令 682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令 687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令 645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令 第743号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24号	2023-11-30
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第278号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第748号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国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
15	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
16	中共中央办公厅、国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
17	基本农田保护条例	国务院令 第257号	1999-01-01
二 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令 第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令 第36号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
13	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告2017年第43号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施《环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590号	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告2021年第66号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告2013年第31号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展改革委公告2009第3号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号	2021-09-07
25	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号	2021-02-05
26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第34号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
<b>三 地方性法规及通知</b>			
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	2018-09-21

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

		会议	
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区13届人大第7次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017年修订)	自治区12届人大第29次会议	2017-07-01
6	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
7	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发〔2023〕63号	2023-12-29
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环发〔2024〕93号	2024-06-09
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
18	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
20	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
21	新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
22	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
23	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）	国函〔2024〕70号	2024-05-17

24	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发(2024)157号	2024-11-15
25	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(2021年版)的通知	新环环评发(2021)162号	2021-07-26
26	阿克苏地区生态环境分区管控方案(2023年版)	阿地环字(2024)32号	2024-10-28
27	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审(2022)147号	2022-07-25
28	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)	新林资字(2015)497号	2015-01-01
29	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评(2024)20号	2024-03-25
30	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法	自治区人民政府令第165号修正	2010-12-13
31	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	自治区14届人大第16次会议	2025-1-1
32	新疆维吾尔自治区河道管理条例	自治区14届人大第16次会议	2012-03-28

### 2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境保护技术规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01

15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259—2022	2022-10-01
31	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB 39728—2020	2021-01-01

#### 2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 博孜 9-1 井集输工程环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

(2) 博孜 9-1 井集输工程相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

## 2.2 评价目的和评价原则

### 2.2.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役

期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

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

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

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、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

### (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，优化本项目建设，服务环境管理。

### (2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目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

结合项目特征，工程建设对环境的影响可分为施工期、运营期、退役期影响。

#### (1) 施工期

施工期的环境影响主要表现为生态影响，主要为地面设施建设，如平整场地、管线及井场建设等活动，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对项目施工期间产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别

环境要素	施工期影响因素				
	占地	废气	废水	固体废物	噪声
		施工机械及车辆 废气、施工扬尘、 焊接烟尘等	生活污水、管道 试压废水	生活垃圾、建筑垃 圾	施工机械及车 辆、钻机等噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	-S	/
地下水	/	/	-S	-S	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-L	/	-S	-S	/
生态	-S	-S	/	-S	/

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

## (2) 运营期

本项目运营期环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集输管线、站场、井场发生天然气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等发生采出水泄漏对地下水、土壤环境的影响。工程运营期产生的环境影响识别矩阵见表 2.3-2。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别

环境要素	运营期影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	管路及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、温室气体	井下作业废水、采出水	落地油、沾油废防渗材料等	井场、站场	井场、站场设备泄漏、集输管线泄漏等
环境空气	-L	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	-S	/	-SA
地下水	/	-S	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	-L	/
土壤	/	/	-S	/	-SA
生态	/	/	-S	/	-SA

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：

表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

### (3) 退役期

退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。退役期环境影响因素识别及筛选见表 2.3-3。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

环境要素	退役期影响因素				
	废气	废水	噪声	固体废物	风险
	施工扬尘、施工机械及车辆废气等	施工废水、生活污水等	施工机械及车辆噪声	落地油、建筑垃圾等	泄漏、火灾等
环境空气	-S	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	-S	/	-S	-SA
声环境	-S	/	-S	/	/
土壤	/	/	/	-S	-SA
植被及动物	-S	/	-S	/	-SA

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

### 2.3.2 评价因子

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4 评价因子一览表

环境要素 单 项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声	风险
油气开采、 集输工程	现状 调查	PM <sub>10</sub> 、 PM <sub>2.5</sub> 、 SO <sub>2</sub> 、 NO <sub>2</sub> 、 CO、 O <sub>3</sub> 、 NMHC	pH 值、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、硫化物、铬(六价)、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂	pH、水位埋深、井深、K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物	占地范围内：石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、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； 占地范围外：石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍；其他：理化性质、含盐量等调查。	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。	等效连续 A 声级 (Leq)	/
	施工 期	颗粒物	废水综合利用不外排的可行性和可靠性	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、	昼、夜间等效声级 (L <sub>a</sub> 、	/

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

环境要素 单 项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声	风险
						物种多样性、生态系统完整性等	L <sub>n</sub> )	
	运营 期	NMHC			石油烃、盐分含量/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级 (L <sub>d</sub> 、L <sub>n</sub> )	天然气

## 2.4 环境功能区划及评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### 2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目位于天山山地温性草原、森林生态区（III），天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区（III<sub>3</sub>），拜城盆地绿洲农业生态功能区（44）。

#### 2.4.1.2 地下水环境功能区划

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

#### 2.4.1.3 地表水环境功能区划

本项目南侧 0.5km 为木扎尔特河，根据《中国新疆水环境功能区划》，现状调查阶段，木扎尔特河水功能区划情况见下表。

表 2.4-1 喀拉苏河水功能区划情况

流域	水系	水体	水域	长度 /km	控制城镇	现状使用功能	现状水质类别	规划主导功能	功能区类型	水质目标	断面名称	断面级别	重点城市
内流区	塔里木内流区	木扎尔特河	吉格代力克至黑孜水库	90	拜城县	饮用水、农业用水	II	饮用水源	饮用水源保护区	II	吉格代力克	建议	否

#### 2.4.1.4 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）的要求，项目所在区域属于二类功能区。

#### 2.4.1.5 声环境功能区划

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

### 2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

#### （1）环境空气

环境空气质量评价中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项指标执行《环境

空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准。对于未作出规定的 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m<sup>3</sup> 的标准。指标标准取值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量标准

序号	评价因子	过渡阶段二级标准限值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO <sub>2</sub> ）	60	150	500	《环境空气质量标准》 （GB3095-2026）
2	二氧化氮（NO <sub>2</sub> ）	40	80	200	
3	细颗粒物（PM <sub>2.5</sub> ）	30	60	/	
4	可吸入颗粒物（PM <sub>10</sub> ）	60	120	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O <sub>3</sub> ）	/	160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》 详解

## （2）水环境

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

表 2.4-3 地表水质量标准值

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

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值

序号	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(以 N 计)	≤1.0
2	总硬度 (以 CaCO <sub>3</sub> 计)	≤450	17	硝酸盐 (以 N 计)	≤20
3	溶解性总固体	≤1000	18	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	19	汞	≤0.001
5	氯化物	≤250	20	砷	≤0.01
6	铁	≤0.3	21	镉	≤0.005
7	锰	≤0.10	22	六价铬	≤0.05
8	挥发酚 (以苯酚计)	≤0.002	23	铅	≤0.01
9	耗氧量 (CODMn 法, 以 O <sub>2</sub> 计)	≤3.0	24	钾	/
10	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤0.2	26	镁	/
12	钠	≤200	27	碳酸盐	/
13	总大肠菌群 (CFU/100mL)	≤3.0	28	碳酸氢盐	/
14	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	29	石油类	≤0.05
15	氰化物	≤0.05			

### (3) 声环境

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

### (4) 土壤环境

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

表 2.4-5 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目	筛选值 (mg/kg)		管制值 (mg/kg)	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铝	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1, 1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1, 2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1, 1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1, 2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1, 2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1, 2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1, 1, 1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1, 2-二氯苯	560	560	560	560
29	1, 4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640

半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并(a)蒽	5.5	15	55	151
39	苯并(a)芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并(b)荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并(k)荧蒽	55	151	550	1500
42	蒽	490	1293	4900	12900
43	二苯并(a, h)蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃	826	4500	5000	9000

表 2.4-6 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

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

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

### 2.4.3 污染物排放标准

#### （1）废气

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

运营期井场、站场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m <sup>3</sup> ）	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)	
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

施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至拜城县生活污水处理厂处理。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。

采出水、井下作业废水经克拉管理区污水处理系统处理，处理后达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)等相关标准后回注地层。

按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》HJ 349-2023 中 9.2.3 条的要求，气田注水水质满足《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求，要求总回注量影响范围内无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

## (3) 噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)，即昼间 70dB(A)，夜间 55dB；

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

## (4) 固体废物

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

## (5) 重大危险源识别标准

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

## 2.5 评价工作等级和评价范围

### 2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

#### （1）评价等级判定

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

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B	/
	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及	/
	f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目新增占地规模小于 20km <sup>2</sup>	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	/	/
	h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	三级	三级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

由上表可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

## (2) 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

### 2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

#### (1) 评价等级判定

##### ① 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目采气井场类别为 II 类；采气管线类别为 III 类。

##### ② 地下水环境敏感程度

拟建工程位于察尔齐镇地下水水源地(集中式饮用水水源地)上游 5km 处，项目属于未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区，区域地下水环境敏感程度分级为“**较敏感**”。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级

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

##### ③ 评价等级判定

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

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目

敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

表 2.5-4 本项目地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采气井场	II	项目属于未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区	较敏感	二
采气管线	III		较敏感	三

### (2) 评价范围确定

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 20km<sup>2</sup>，根据地下水流向由北向南，选取井场及站场下游 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

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

### 2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域历史监测数据，工程所在区域  $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤酸化和碱化地区，项目所在区域土壤含盐量  $> 4\text{g/kg}$ ，属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，分别判定评价等级。

#### (1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采气井场属于 II 类项目，集输管线建设属于 II 类项目。

#### (2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),“建设项目占地规模分为大型( $\geq 50\text{hm}^2$ )、中型( $5\sim 50\text{hm}^2$ )和小型( $\leq 5\text{hm}^2$ )”。

拟建工程永久占地面积为  $0.3041\text{hm}^2$ ( $\leq 5\text{hm}^2$ ), 占地规模为小型。

### (3) 建设项目敏感程度

#### ①污染影响型

拟建工程周边 200m 范围内及管线周边 200m 范围内涉及永久基本农田, 土壤环境敏感程度为“敏感”。

#### ②生态影响型

根据区域历史监测数据, 项目区域土壤含盐量小于  $4\text{g/kg}$ , 生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

### (4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-6 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

①拟建工程博孜 9-1 井土壤环境(污染影响)评价等级为二级, 博孜 9 井集输管线土壤环境(污染影响)评价等级为二级。

②拟建工程博孜 9-1 井土壤环境(生态影响)评价等级为二级, 博孜 9 井集输管线土壤环境(生态影响)评价等级为二级。

### (5) 评价范围

根据导则要求, 本项目土壤环境生态影响型评价范围为井场占地范围内全部以

及占地范围外 2km 范围,同时兼顾各类管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。土壤环境污染影响型评价范围为井场、管线占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围。

### 2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

#### (1) 评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场、站场非甲烷总烃无组织以及集输过程中非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况,采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响,选非甲烷总烃(NMHC)为候选因子核算,计算出其最大地面浓度占标率  $P_i$  (第  $i$  个污染物,简称“最大浓度占标率”)及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离  $D_{10\%}$ 。其中  $P_i$  定义为:

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

式中:  $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

$C_{oi}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量标准,  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值,如项目位于一类环境空气功能区,应选择相应的一级浓度限值;对该标准中未包含的污染物,使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的,可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级评价	$P_{max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-8。

表 2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村

参数		取值
	人口数（城市人口数）	/
	最高环境温度（°C）	39
	最低环境温度（°C）	-28.7
	土地利用类型	沙漠化荒地
	区域湿度条件	干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9 估算模式计算结果表

名称	评价因子	$C_i$	评价标准	$P_i$	$P_{max}$	最大浓度出现距离
单位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
BZ9-1 井	非甲烷总烃	5.3678	2000	0.27	0.41	28
BZ9 井	非甲烷总烃	8.2124	2000	0.41		34

经计算可知，本项目最大占标率为：0.41%（来自 BZ9 井井无组织排放的非甲烷总烃）， $P_{max}$  值为  $0.41\% \leq 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

#### （2）评价范围

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

### 2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

#### （1）评价等级

拟建工程位于博孜区块，周边区域以油气开发为主，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），属于其规定的 2 类声环境功能区。根据现场调查，本项目噪声源周围 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，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

#### （2）评价范围

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

### 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

#### （1）风险评价等级划分依据

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

表 2.5-10 环境风险评价工作等级划分依据表

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

#### （2）风险评价等级划分确定

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

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I。

当  $Q \geq 1$  时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天然气。天然气主要存在于新建的采气管线中。

本项目为天然气开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发气田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，

各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

表 2.5-11 本项目各危险单元 Q 值情况一览表

序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 (t)	临界量 $Q_n/t$	该种危险物质 Q 值	Q 值判定情况
1	博孜 9 采气管线	0.8km, DN80, 20Mpa	天然气	74-82-8	0.524	10	0.052	$Q < 1$

注：天然气相对密度为  $0.66\text{kg}/\text{Nm}^3$ 。

根据上表计算结果，本项目  $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

### （3）评价范围

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

综上，各要素评价范围见表 2.5-12 及图 2.5-1。

表 2.5-12 各环境要素评价范围一览表

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

图 2.5-1 评价范围图

## 2.6 环境保护目标

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

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

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标。

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

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、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，本项目评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域  $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤酸化和碱化地区，部分用地土壤盐分含量大于  $2\text{g/kg}$ ，属于土壤盐化地区。因此，本项目类别同时按照生态影响

型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感目标为盐化土壤；污染影响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区域对象，结合现状调查，本项目评价范围内主要为基本农田。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征		环境保护要求
1	生态环境	重要物种	评价区域内苍鹰、鹅喉羚等保护动物及其生境等		严禁猎杀野生动物
		基本农田	博孜 9-1 井场距离永久基本农田 120m		严格控制作业带宽度，不得随意占用，水土流失防治、保护土壤肥力、农田面积等
			新建电力线路距离永久基本农田 60m		严格控制作业带宽度，不得随意占用，水土流失防治、保护土壤肥力、农田面积等
		水土流失重点治理区	项目所在县 域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
2	地下水环境	潜水含水层	-		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
		察尔齐镇地下水水源地	SE 5km		
3	土壤环境	盐化	生态影响范围内的土壤		不进一步盐化
		基本农田	污染影响范围内的基本农田		严格控制占地范围，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）标准要求
4	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无须设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境、耕地、居民、穿越河流等；			发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

## 2.7 评价内容和评价重点

### 2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

**表 2.7-1 评价内容一览表**

序号	项目	内 容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程分析	<p>区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见</p> <p>现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见</p> <p>拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程</p> <p>工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析</p> <p>相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析</p> <p>选址选线合理性分析</p>
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	<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>运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险）</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	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议

8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

### 2.7.2 评价重点

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

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

## 2.8 评价时段和评价方法

### 2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

### 2.8.2 评价方法

本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
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法

3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

### 3 建设项目工程概况和工程分析

#### 3.1 气田区块开发现状

##### 3.1.1 博孜区块开发现状

本项目为老油区内滚动开发，位于塔里木油田克拉苏气田博孜区块，区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

##### 3.1.1.1 克拉苏气田博孜区块主体工程建设情况

博孜区块位于新疆阿克苏地区拜城县境内，博孜区块共投产 50 口井，目前无退役井，1 座处理厂为博孜天然气处理厂，7 座集气站及气田内部道路及管线集输等工程。博孜区块动用干气地质储量  $751.99 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量  $442.03 \times 10^4 \text{t}$ ，建成天然气产能规模  $54 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，平均单井日产气  $26.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

目前博孜 9 区块共有生产井 2 口，日产量约  $55 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 97 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，区块已建成博孜 9 井→博孜 9 试采干线→博孜试采干线的集输系统，通过已建集输管线最终输至大北天然气处理厂进行处理。

##### 3.1.1.2 克拉苏气田博孜区块公辅工程建设情况

###### (1) 给排水

生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水随油气混合物一起进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

###### (2) 供热

博孜区块内井场根据生产需要设置有电磁加热器撬，博孜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

博孜区块建有完善的电力系统，区域内 35kV 配电网较为成熟，区块生产用电依托已建电力系统，可以满足拟建项目供电需求。

## (4) 集输管线及运输情况

博孜 9 区块的采出液通过博孜 9 试采干线集气干线接入大北 11 集气干线，最终送入大北天然气处理厂进行集中处理。

## (5) 内部道路建设情况

目前博孜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 气田区块“三同时”执行情况

目前博孜区块已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续等“三同时”执行情况表 3.1-1。

表 3.1-1 克拉苏气田博孜区块“三同时”执行情况表

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
博孜 1 井试采地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2014) 829 号	2013 年 7 月	2019 年 11 月完成自主验收		
博孜区块试采工程、博孜 101 集气站	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2016) 1703 号		完成自主验收		
克拉苏气田博孜区初步开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2018) 1085 号	2018 年 8 月 2 日	2022 年 7 月完成自主验收		
博孜 1 区块 2021 年产能建设项目（一期）	新疆维吾尔自治区生态环境厅	阿地环审(2022) 6 号	2022 年 1 月 20 日	2023 年 9 月 22 日完成自主验收		
博孜 3 区块 2021 年产能建设项目（一期-博孜 17 井等 9 口井地面及采气管线工程）	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2022) 8 号	2022 年 1 月 14 日	2023 年 9 月 22 日完成自主验收		
克拉苏气田博孜 3 区块开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2022) 57 号	2022 年 2 月 16 日	2024 年 9 月 28 日完成自主验收		
博孜 12 区块开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2022) 145 号	2022 年 4 月 2 日	2024 年 7 月 1 日完成自主验收		
博大区块产能建设	新疆维吾尔自	新环审				

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
项目	治区生态环境 厅	(2023) 154 号				
克拉苏气田博孜 101-博孜 105 断块 开发地面工程	新疆维吾尔自 治区生态环境 厅	新环审 (2023) 178 号	2023 年 8 月 9 日		-	
克拉苏气田博孜 1- 博孜 24 断块开发 地面工程	新疆维吾尔自 治区生态环境 厅	新环审 (2023) 177 号	2023 年 8 月 9 日		2024 年 9 月 28 日完成自主验收	
克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块 开发地面工程	新疆维吾尔自 治区生态环境 厅	新环审 (2023) 198 号	2024 年 3 月		2024 年 9 月 27 日完成自主验收	
博孜 19 井集输工 程环境影响报告书	阿克苏地区生 态环境局	阿地环审 (2024) 470 号	2024 年 8 月 29 日		2025 年 5 月 30 日完成自主验收	
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	阿克苏地区生 态环境局	阿地环审 (2024) 374 号	2024 年 7 月 10 日		2025 年 3 月 21 日完成自主验收	
克拉苏气田博孜 19 产能建设项目(一 期)	新疆维吾尔自 治区生态环境 厅	新环审 (2024) 230 号	2024 年 10 月 25 日		-	
塔里木油田克拉苏 气田博孜 19 区块 白垩系巴什基奇克 组试采项目	新疆维吾尔自 治区生态环境 厅	新环审 (2025) 59 号	2025 年 3 月 19 日		-	
排污许可证	于 2021 年 2 月 7 日申领排污许可证(并于 2023 年 7 月 21 日变更完成), 博 大采油气管理区大北采气作业区完成了排污登记, 登记编号 9165280071554911XG101Z					
塔里木油田公司塔 西南勘探开发公司 博大采油气管理区 突发环境事件应急 预案	2023 年 9 月对《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突 发环境事件应急预案》进行了修编并备案, 备案编号为 652926-2023-045-L					
博大油气开发部气 田环境影响后评价	编制完成《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 4 月 6 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作(新环环评函(2021) 304 号)					

### 3.1.3 油田区块环境影响回顾性评价

根据《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》(2021 年 4 月 6 日备案,

备案号：新环环评函〔2021〕304号）及本次现场踏勘情况，对克拉苏气田大气环境、水环境、声环境、固体废物及生态环境等情况进行回顾性评价，并对环保措施落实情况进行回顾。

### （1）大气环境影响回顾评价

气田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自导热油炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及凝析油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

#### ①各类加热炉

根据《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》，气田有组织废气监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 有组织废气污染源监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m <sup>3</sup> /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	执行标准	标准限值 (mg/m <sup>3</sup> )	达标 情况
1	DB103 井场 加热炉	99-222	烟尘	1.6-2.1	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值	20	达标
2			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
3			NO <sub>x</sub>	24-26		200	达标
4			林格曼黑度	<1		1	达标
5	DB208 井场 加热炉	204-255	烟尘	2.5-4.1		20	达标
6			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
7			NO <sub>x</sub>	93-100		200	达标
8			林格曼黑度	<1		1	达标
9	DB2 井场加 热炉	114-145	烟尘	2.4-2.7		20	达标
10			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
11			NO <sub>x</sub>	25-27		200	达标
12			林格曼黑度	<1		1	达标
13	DB102 井场 加热炉	112-214	烟尘	1.9-3.2		20	达标
14			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
15			NO <sub>x</sub>	78-82		200	达标
16			林格曼黑度	<1		1	达标
17	DB204 井场 加热炉	105-192	烟尘	1.4-2.2		20	达标
18			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
19			NO <sub>x</sub>	16-17		200	达标
20			林格曼黑度	<1		1	达标
21	DB101-1 井	174-220	烟尘	2.3-2.4		20	达标

序号	污染源	烟气量 (m <sup>3</sup> /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	执行标准	标准限值 (mg/m <sup>3</sup> )	达标 情况
22	场加热炉		SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
23			NO <sub>x</sub>	90-94		200	达标
24			林格曼黑度	<1		1	达标
25	DB201-1 井 场加热炉	139-150	烟尘	1.6-3.0		20	达标
26			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
27			NO <sub>x</sub>	66-73		200	达标
28			林格曼黑度	<1		1	达标
29	大北 101-5 井场加热炉	155-178	烟尘	2.5-3.6		20	达标
30			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
31			NO <sub>x</sub>	66-73		200	达标
32			林格曼黑度	<1	1	达标	
33	凝析油规模	2869-4104	烟尘	1.6-2.7	《锅炉大气污染 物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	20	达标
34	1#导热油炉		SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
35	凝析油规模	2869-4104	NO <sub>x</sub>	100-106		200	达标
36	1#导热油炉		林格曼黑度	<1		1	达标
37	大北天然气 处理厂 3#导 热油炉	3330-4671	烟尘	3.0-4.0		20	达标
38			SO <sub>2</sub>	<3		50	达标
39			NO <sub>x</sub>	81-85		200	达标
40			林格曼黑度	<1		1	达标

由监测结果可知,监测期间各监测点加热炉或导热油炉烟气中烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求,污染物可以实现达标排放。说明各加热炉有组织废气污染防治措施适用、有效。

## ②无组织废气

根据后评价报告中对大北天然气处理厂、大北 11 集气站、大北 101 集气站、博孜 1 集气站等监测点的监测结果可知,监测期间各监测点场界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中浓度限值要求,无组织硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建项目二级标准要求。

## (2) 水环境影响回顾评价

气田运营期产生的废水主要为气田采出水、含油污水及职工生活污水。

### ①气田采出水及含油污水的处理

将各个井场采出气液混输至大北天然气处理厂进行处理，分离出的采出水经生产废水处理装置处理达到回注标准后回灌至地层内；修井产生的含油废水拉运至博大。

根据后评价报告书，大北天然气处理厂生产废水处理装置废水监测结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 生产废水监测结果一览表

序号	监测因子	浓度	执行标准	标准限值	达标情况
1	pH	5.55	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	/	达标
2	悬浮固体含量	20mg/L		30	达标
3	含油量	3.72mg/L		50	达标
4	平均腐蚀率	0.014mm/a		0.076	达标
5	腐生菌	2.5 个/mL		104	达标
6	硫酸盐还原菌	6 个/mL		25	达标
7	铁细菌	25 个/mL		104	达标
8	溶解氧	0.01mg/L		0.1	达标

由监测结果可知，除粒径中值外，各因子满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求

## ②生活污水

利用已有博大作业区生活污水处理设施进行生活污水处理。生活污水经排水管网收集后首先排放至化粪池进行预处理，再进入生活污水调节池中，经地理式污水处理设备处理后储存于净水池中，夏季用于绿化，冬季输至生活污水蒸发池蒸发。生活污水蒸发均采用近年来在塔里木油田广泛应用的环保型防渗材料。

根据后评价报告书，博大采油气管理区生活污水处理设施废水监测结果见表 3.1-5。

表 3.1-5 生活废水监测结果一览表

序号	污染源	监测因子	浓度 (mg/L)	执行标准	标准限值 (mg/L)	达标情况
1	博大采油 气管理区 生活污水 处理设施	pH	7.22	《城镇污水处理 厂污染物排放 标准》 (GB18918-2002) 表 1 二级标准	6~9	达标
2		COD	49.9		150	达标
3		氨氮	30.8		25	超标
4		动植物油	1.4		15	达标
5		TN	37.4		--	达标
6		TP	4.71		--	达标
7		BOD5	20.4		30	达标

序号	污染源	监测因子	浓度 (mg/L)	执行标准	标准限值 (mg/L)	达标情况
8		SS	15		150	达标
9		阴离子表面活性剂	0.349		10	达标

由监测数据可知，博大采油气管理区生活污水处理装置生活污水出水不满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准，超标因子为氨氮。同时，新疆维吾尔自治区《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)于2019年10月24日发布，2019年11月15日起施行，该标准适用于城镇建成区以外的500m<sup>3</sup>/d(不含)以下规模的农村生活污水处理设施的水污染物排放，边远矿山、远离城镇的公路、铁路服务区、收费站、变电站、管道和输变电路配套生活设施的500m<sup>3</sup>/d(不含)以下规模的生活污水处理设施，经有审批权的生态环境部门批准后，按照该标准执行。该标准规定，荒漠生态恢复的灌溉执行《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表2中C级标准，即COD为200mg/L、悬浮物为100mg/L，未对氨氮指标做出限制要求。对比该标准限值要求，博大采油气管理区生活污水处理装置生活污水出水达标。

### (3) 声环境影响回顾评价

气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施气田开发过程中的噪声源主要是钻井噪声、集气站和大北天然气处理厂等构筑物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。

博孜区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、集气站的各类机泵。根据验收期间博孜区块同类型井场、集气站的监测数据可知（监测至今井、站场生产设施未发生较大变化），博孜区块井场、集气站等场界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准值。因此区块开发对周围声环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

根据后评价报告书，气田噪声监测结果见表3.1-6。

表 3.1-6 噪声监测结果一览表

监测点位	时段	昼间	执行标准	标准限值	是否达标
------	----	----	------	------	------

		东厂界			
BZ101-2 井场 四周	昼间	46	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2 类标准	65	达标
	夜间	43		55	达标
博孜 1 集气站	昼间	49		65	达标
	夜间	46		55	达标

由监测结果可知，监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准要求，说明本工程已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

#### （4）固体废物影响回顾评价

气田运营期产生的固体废物主要为含油污泥、清管废物、天然气净化过程中产生的含汞废物、一般工业固废及生活垃圾。含油污泥、清管废物、天然气净化过程中产生的含汞废物属于危险废物，交由具有相应资质的单位进行回收、处置；运营期间作业区产生的一般工业固废及生活垃圾送至博大采油气管理区气田固废填埋场分类填埋处理。

#### （5）生态环境影响回顾评价

博大采油气管理区气田主要生态环境影响为勘探开发活动中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。气田基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。

### 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，博孜区块现有污染物年排放情况见表3.1-5。

表3.1-5 博孜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		
博孜区块现有污染物排放量	0.164	0.253	10.091	1.036	0	0

### 3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，博孜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：

项目区已建的管线顶部自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。对于水分条件较好的区域，植被恢复较好。

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外没有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水、降水，前期环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

在今后日常环保工作中，应加强滚动建设工程施工期环境监理，及时落实各项目环评、批复提出的生态环境保护措施。对已有环评手续工程尽快开展竣工环保验收工作。建议区域内已有环评手续工程，尽快开展竣工环保验收。

## 3.2 现有工程

### 3.2.1 现有工程概况

本项目博孜 9-1 井钻井工程包含在 BZ9-1 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表中，博孜 9-1 井钻井工程已取得环评批复（见附件 2）。截至调查期间，博孜 9-1 井钻井工程尚未开钻。本项目建设内容中需对博孜 9 井进行改造，现有工程介绍中主要针对博孜 9 井的现状进行介绍。

#### （1）博孜 9 井基本情况

博孜 9 井为采气井，于 2020 年建成投产，博孜 9 井场为无人值守井。主要设置有井口区、工艺装置区、焚烧池、撬装设备间。井口区布置于井口；工艺装置区布置在采气树一侧；撬装设备间布置在井场入口一侧，便于巡检人员进场巡检；项目不设置放空火炬，焚烧池布置在钻井时已建的放喷池处，用于非正常工况放喷，距井场间距不小于 60m。工艺装置区建有 1 套处理能力为  $200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的四井式轮换计量阀组撬，现有预留头 2 处；1 套处理能力  $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的计量分离器撬，处理能力满足本工程新建单井计量需求，1 座双罐双泵的化学药剂加注撬，1 座发球

筒。

井场平面布置图见图 3.2-1。

图 3.2-1 博孜 9 井场平面布置示意图

博孜 9 井计量分离器

博孜 9 井设备间及加药橇

### 3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-2 所示。

表 3.2-2 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评批复	验收文件
1	博孜 9-1 井	BZ9-1 井钻井工程 (勘探井)环境影响 报告表	阿地环审(2024)487 号	未完钻
2	博孜 9 井	克拉苏气田博孜区 初步开发项目	新环函(2018)1085 号	2024 年完成自主验收
3		克拉苏气田博孜 9 区 块试采方案地面工 程	阿地环函字(2020)673 号	-
4		克拉苏气田博孜 9 区 块开发方案	新环审(2024)50 号	正在建设中

### 3.2.3 现有工程污染物达标情况

博孜 9 井现场踏勘期间正在生产，井场无历史遗留废弃物产生，井场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。博孜 9 井不占用基本农田，但博孜 9 试采干线，临时占用基本农田，集输管线在施工过程中已尽量减少占用基本农田，根据资料收集，施工单位在施工作业期间能够严格控制车辆行驶的线路和作业宽度，管道铺设和临时占地采用“分层开挖、分层堆放、分层回填”，及时恢复地表，管沟挖、填方平衡，未破坏沿线临时占地区域之外的植物，至调查期间，施工作业临时占地范围植被正在逐步恢复。博孜 9 井施工期短，施工作业结束后，管线穿越农田段进行了土地复垦，管道全线地表已基本恢复和压实；井场、设备安装占地部分以水泥硬化或在地表敷以砾石进行覆盖，风蚀量较小。建设单位委托环境监理单位对施工期的各项环保措施落实情况进行监督，从而有效地减少了因博孜 9 井及其集输工程的建设而产生的水土流失影响。

### 3.2.4 现有工程污染物年排放量

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

根据博大采油气管理区对博孜区块的例行监测以及环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，核实与本项目实际相关的现有工程污染物年排放情况，与本项目相关的现有工程污染物年排放情况如下：

表 3.2-3 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

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

### 3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据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：BZ9-1 井尚未完井，完井后尽快开展竣工验收工作。

### 3.3 拟建工程

#### 3.3.1 项目概况

##### 3.3.1.1 项目名称

项目名称：博孜 9-1 井集输工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

##### 3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

##### 3.3.1.3 建设地点

本项目位于克拉苏气田博孜 9 区块，中心地理坐标为：东经\*\*\*；北纬\*\*\*。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 46km。地理位置见图 3.3-1

图 3.3-1 地理位置图

### 3.3.1.4 产能规模

本项目主要建设内容为：①新建采气井场 1 座(博孜 9-1 井)；②新建采气管线 0.8km；③更换博孜 9 井站连头部分及计量分离器附属管线；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后，产气量 20 万 m<sup>3</sup>/d，产液 37.35t/d。

### 3.3.1.5 建设周期

本项目计划 2026 年 5 月开始施工，2026 年 11 月完工，施工周期 6 个月。

### 3.3.1.6 项目投资

本项目总投资 897.72 万元。

### 3.3.1.7 劳动组织及定员

本项目由塔里木油田公司博大采油气管理区进行全面管理，运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

## 3.3.2 油气资源概况

### (1) 天然气性质

博孜 9 区块天然气组分中甲烷含量 83.6-83.9%，平均 83.7%；乙烷含量 9.49-9.53%，平均约 9.51%；丙烷及以上烃组分含量 4.07-4.11%，平均约 4.89%；氮气含量 1.79-2.11%，平均 1.93%；二氧化碳含量 0.49-0.53%，平均 0.52%，不含 H<sub>2</sub>S；天然气相对密度 0.66-0.67，平均 0.66。气藏具有乙烷含量高、相对密度高、C<sub>3</sub>+含量高，二氧化碳含量低的特征。

### (2) 凝析油性质

博孜 9 区块 20℃时地面凝析油平均密度 0.7428g/cm<sup>3</sup>，50℃时地面凝析油平均密度 0.7239g/cm<sup>3</sup>，50℃时运动粘度 0.5499mm<sup>2</sup>/s，50℃时动力平均粘度 0.3981mPa·s，凝固点-30℃~4℃，含蜡 2.3~16.1%，胶质 0.29%，沥青质 0.03%，硫含量 0.00777%。总体上具有密度低、粘度低含硫低和含蜡量高的特点。

### (3) 地层水性质

博孜 9 区块地层水水型为 CaCl<sub>2</sub> 型，地层水密度平均 1.109g/cm<sup>3</sup>，氯根平均 133000mg/L，总矿化度平均 217900mg/L，是封闭条件很好的地层水。

## 3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目主要技术经济指标一览表

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

### 3.3.4 工程组成

#### 3.3.4.1 主要建设内容

本项目博孜 9-1 井钻井工程已取得环评批复（见附件）。本次不再重复评价。本次工程主要建设内容为井场地面工程建设、油气集输工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表 3.3-2。

表 3.3-2 工程组成一览表

项目	基本情况
项目名称	博孜 9-1 井集输工程
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设性质	改、扩建
建设地点	阿克苏地区拜城县
产能规模	20×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d
产品	天然气
建设	180d

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

项目	基本情况			
周期				
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	井场地面工程	座	1	采用标准化阀组型井场，单井采油井井场永久占地规模 2241.2m <sup>2</sup> 。井场含 1 套采气树、井口安全切断阀、超压安全阀、手动放空阀、焚烧池 1 座。
	油气集输工程	km	0.8	新建采气管线 0.8km，采用 DN80 20MPa 双相不锈钢管。
	站场工程	博孜 9 井站连头部分及计量分离器附属管线更换。		
公辅工程	供电工程	新建 35kV 电力线路 0.66km，新建井场就近 T 接入已建 35kV 博宛线 BZ9 井支线，线路终端设 1 座杆上变台，变压器容量为 50kVA。		
	供水工程	采用清水罐车从大北天然气处理站的给水站拉运供给。		
	通信工程	新建 1.2km 光缆线路，与工艺管道同沟敷设至博孜 9 井，局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。		
	消防工程	井场设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备。		
	自控工程	新建博孜 9-1 采气井场设置有采气树液控柜、可燃气体探测器等，可燃气体探测器信号接入 RTU 独立 I/O 卡件。		
	道路工程	井场及管线建设依托已建道路，电力线路需新增 0.66km 施工便道。		
环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行； 运营期：采取密闭管道集输工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施。		
	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于荒漠区洒水降尘；生活污水由排入生活污水池暂存，定期拉运至博大采油气管理区现有生活污水处理设施处理。 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水管输至大北处理站处理后达标后回注地层；井下作业废水由专用回收罐收集后运输至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达标后回注地层。井、站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。 退役期：无废水产生。		
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，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。		

项目	基本情况	
	固体废物	<p>施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋；</p> <p>运营期：落地油、清管废渣、废防渗材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；</p> <p>退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。</p>
	环境风险	<p>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、站场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案；</p> <p>退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。</p>
	生态	<p>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；</p> <p>运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、站场管道；</p> <p>退役期：洒水降尘，地面设施拆除。</p>
依托工程	大北处理站	采出水管输至大北处理站处理后达标后回注地层
	克拉苏钻试修废弃物环保处理站	井下作业废水由专用回收罐收集后运输至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达标后回注地层

### 3.3.4.2 总体布局

博孜 9 区块设计 1 口生产井博孜 9-1 井。博孜 9-1 井接入博孜 9 井轮井计量后，通过博孜 9 采气支线输送至博孜 9 分输站，在博孜 9 分输站利用已建博孜试采干线和大北 11 集气干线将博孜 9-1 井产出油气分输至大北处理站。博孜 9 区块总体流向见图 3.3-2。

图 3.3-2 博孜 9 区块总体流向示意图

工程平面布置图见图 3.3-3。

图 3.3-3 工程平面布置图

### 3.3.4.3 开发指标预测

根据博孜 9-1 井地质预测，本工程开发指标预测见表 3.3-3 所示，本项目新增工程内容开发指标预测见表 3.3-3。

表 3.3-3 博孜 9-1 井开发指标预测

时间	日产气	日产油	日产水	井口压力
年	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	t	t	MPa
2026	20.00	37.35	0.00	84.32
2027	20.00	37.35	0.00	79.66
2028	20.00	37.35	0.00	75.13
2029	20.00	37.35	0.11	70.35
2030	18.88	35.26	0.34	65.66
2031	17.88	33.39	0.83	60.82
2032	16.75	31.28	1.55	55.95
2033	15.18	28.36	2.89	50.93
2034	13.18	24.62	4.63	46.24
2035	10.95	20.46	6.44	40.07
2036	8.62	16.10	8.43	32.00
2037	6.43	12.00	10.41	25.51
2038	4.54	8.47	12.39	20.07
2039	3.03	5.66	14.38	15.64

### 3.3.4.4 主体工程

#### 3.3.4.4.1 站场工程

##### (1) 博孜 9-1 采气井场

##### ①新建井场

拟建工程新建博孜 9-1 采气井场 1 座，设计规模为日产气为 20 万 m<sup>3</sup>。采气井场工艺流程参照塔里木油田 2024 年标准化设计气井定型图 0102-井口阀组型井场进行设计，井场预留热泵撬和换热器安装位置。

井场采用两级节流工艺，并设置超压放空，井流物经过油嘴节流至 16.0MPa 后，通过新建采气支线气液混输至接入博孜 9 井已建四井式阀组，依托已建计量分离器橇实现轮井计量。

井场内主要工艺设施包括：智能压力变送器、井口安全切断阀、超压安全阀、



## (2) 博孜 9 井改造

本工程改造博孜 9 井站连头部分及计量分离器附属管线更换。博孜 9 井工程量见表 3.3-5。

表 3.3-5 博孜 9 井主要工程及设备一览表

序号	内容	单位	数量
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
1			

## 3.3.4.4.2 油气集输工程

新建博孜 9-1 井场至博孜 9 井单井集输管线 0.8km，管材为 LC65-2205 双相不锈钢，管径为 DN80，设计压力 20MPa，埋地敷设方式，一般管段埋地深度 1.5m，输送介质为油气混输。本项目集输工程主要工程汇总见表 3.3-6。

表 3.3-6 集输工程主要工程内容表

序号	管道名称	起点	终点	管径	设计压力 MPa	长度 km	备注
1	博孜 9-1 采气管线	博孜 9-1 井	博孜 9 井	DN80	20	0.8	22Cr

## 3.3.4.5 配套工程

## 3.3.4.5.1 给排水工程

## (1) 给水

施工期施工人数约 50 人，施工周期 180 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，施工期生活用水量总计约 360m<sup>3</sup>。工程用水主要为管道试压用水，管道试压用水量共计约 2m<sup>3</sup>，施工期用水由罐车拉运至井场。

运营期井场为无人值守场站，不新增生活给水；井、站内用水为间歇性的用水，单座井场/站场用水量为  $2\text{m}^3/\text{次}$ ，1 年 2 次，采用清水罐车从大北天然气处理站的给水站拉运供给。

#### (2) 排水

施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至博大采油气管理区现有生活污水处理设施处理。施工期管线的试压废水，主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。生产废水主要为采出水、井下作业废水以及井、站场的设备擦洗废水。采出水管输至大北处理站处理后达标后回注地层；井下作业废水由专用回收罐收集后运输至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达标后回注地层。井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

#### 3.3.4.5.2 供配电工程

本项目新增用电负荷主要由工艺、自控、通信、照明等组成。总计算负荷为  $21\text{kW}$ ，年用电量为  $14.7 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ 。用电负荷等级均为三级，其中部分自控及通信负荷为重要负荷。

博孜 9-1 井新建  $35\text{kV}$  架空线路  $0.66\text{km}$  为井场供电，依托已建  $35\text{kV}$  博宛线，在  $35\text{kV}$  博宛线 BZ9 井支线“T”接一回  $35\text{kV}$  线路，线路终端设 1 座杆上变台，变压器容量为  $50\text{kVA}$ 。

#### 3.3.4.5.3 自控工程

新建博孜 9-1 采气井场设置有采气树液控柜、可燃气体探测器等，可燃气体探测器信号接入 RTU 独立 I/O 卡件，液控柜配套 RTU 控制系统的设备放置于井站利旧电控信一体化撬内。博孜 9 井站对更换仪表进行控制系统组态调整。

#### 3.3.4.5.4 通信工程

本项目数据采用光缆+交换机的传输方式，博孜 9-1 井设置 2 套物理隔离的工业以太网交换机作为数据传输设备，与光纤配线架合装于 RTU 机柜中。设备的光接口通过跳纤与光纤配线架连接。博孜 9-1 井自控数据和视频数据利用新建光缆传输至博孜 9 井的 RTU 机柜，再通过已建通信链路将数据传输至大北处理站存储，统

一监控管理。

本工程博孜 9-1 井采用新建光缆线路与工艺管道同沟敷设至博孜 9 井,局部(接入部分)单独开沟直埋敷设至两端井场的建设方案。光缆采用铠装直埋光缆 GYTA53,光缆芯数按 12 芯考虑,长度约为 1.2km。

#### 3.3.4.5.5 消防工程

博孜 9-1 井场内设置 1 座消防器材间(1.5m×0.9m×2.1m),设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备。

#### 3.3.4.5.6 防腐工程

本项目博孜 9-1 采气管为双相不锈钢材质,埋地敷设,推荐采用聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯防护层结构防腐层。站内露空管道、设备采用涂装防腐涂料的方案防腐。

#### 3.3.4.5.7 施工营地、道路工程

本项目距离拜城县城较近,施工期可不设置施工营地。本项目井场及管线建设依托博孜 9 井进站道路及周边油田道路,电力线路需新增 0.66km 施工便道。

### 3.3.4.6 依托工程

#### 3.3.4.6.1 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

##### (1) 基本情况

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

##### (2) 工艺流程

##### 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)三相混合物,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

克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计见表 3.3-7。12.65

表 3.3-7 克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

克拉苏钻试修废弃物环保处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
废水	300m <sup>3</sup> /d	189.94m <sup>3</sup> /d	110.06m <sup>3</sup> /d	0.034m <sup>3</sup> /d	可依托

#### 3.3.4.6.2 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 1800×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d (66.7×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>/a)、凝析油处理规模 620t/d (22.6×10<sup>4</sup>t/a)、采出水处理规模为 1940m<sup>3</sup>/d (70.81×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/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℃, 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。

大北天然气处理厂采出水处理规模为  $1940\text{m}^3/\text{d}$  ( $7.081 \times 10^5\text{m}^3/\text{a}$ )，采用“沉降-除油-过滤”的处理工艺，该处理工艺是一种常见且有效的油田采出水处理方式。沉降过程可利用重力作用使采出水中的较大颗粒物质和部分油滴自然沉淀，实现初步的固液分离；除油环节则进一步去除水中的油类物质；过滤过程能够截留微小的悬浮物和杂质，使水质得到进一步净化。经处理后的出水水质（悬浮固体含量  $11.17\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值  $\leq 5.5\ \mu\text{m}$ 、含油量  $43.2\text{mg/L}$ ）满足《气田水注水技术要求》（SY/T6596-2016）标准，处理后的采出水用于地层回注。

大北处理站计划扩建水处理装置 1 套，气田水处理能力  $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，预计 2026 年完成扩建，扩建后水处理能力为  $6932\text{t/d}$ 。

## （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，拟建工程位于大北天然气处理厂西侧  $24\text{km}$ 。

表 3.3-8 大北天然气处理厂运行负荷统计表

大北天然气处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程新增处理量	依托可行性
天然气（万 $\text{m}^3/\text{d}$ ）					可依托
凝析油（ $\text{t/d}$ ）					可依托
采出水（ $\text{m}^3/\text{d}$ ）					可依托

### 3.3.4.6.3 拜城县污水处理厂

本项目产生的生活污水依托拜城县污水处理厂处理。拜城县污水处理厂位于拜城县西南部，主要收纳生活污水。本项目西南距拜城县污水处理厂  $7.3\text{km}$ 。《拜城县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于 2010 年 5 月 14 日取得批复（新环评审函〔2010〕52 号），《拜城县污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于 2019 年 3 月 12 日取得批复（阿地环函字〔2019〕119 号）；排污许可证编号：91652926229810060J001V。

拜城县污水处理厂采用 BAF 曝气生物滤池工艺，该工艺占地面积小、有机负荷高、出水水质较好，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 B 标准要求，正在实施提标改造工程，预计 2025 年底改造完成，改造后出水水质可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准要求。拜城县污水处理厂现状设计处理规模为  $8000\text{m}^3/\text{d}$ ，现状日处理

规模 3600m<sup>3</sup>/d，尚有较大富余量，本项目施工期生活污水共产生量为 345.6m<sup>3</sup>，拜城县污水处理厂富裕容量可接收并处理本项目施工期产生的生活污水。拜城县污水处理厂进水水质要求为 COD≤500mg/L、BOD<sub>5</sub>≤250mg/L、SS≤380mg/L、NH<sub>3</sub>-N≤75mg/L、TN≤90mg/L、TP≤5mg/L，本项目施工期生活污水主要污染物浓度为 COD 300mg/L、BOD<sub>5</sub> 200mg/L、SS 250mg/L、NH<sub>3</sub>-N30mg/L，本项目施工期生活污水可直接进入拜城县污水处理厂处理。

#### 3.3.4.6.4 拜城县生活垃圾填埋场

本项目施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处。该填埋场建设工程于 2009 年取得原自治区环保厅的环评批复（新环监函〔2009〕83 号），2010 年开工建设，2017 年 11 月原阿克苏地区环境保护局出具了《关于关于新疆拜城县城生活垃圾处理工程竣工环境保护验收的批复》（阿地环函字〔2017〕690 号）。2017 年 10 月 26 日，阿克苏地区生态环境局（原阿克苏地区环保局）出具《关于拜城县生活垃圾处理二期工程环境影响报告书的批复》（阿地环函字〔2017〕592 号），于 2017 年 11 月开工建设，2020 年 10 月建成，2020 年 10 月 15 日完成《拜城县生活垃圾处理二期工程》工程竣工验收。2024 年 3 月完成自主验收。设计日处理能力为 260t/d 的垃圾填埋场一座，有效库容 72.55 万立方米，使用年限 8 年，主要建设内容为垃圾填埋区、垃圾坝、防渗系统、渗滤液收集导排系统、填埋气导排系统、渗滤液收集池、填埋作业设施与设备。目前实际处理能力 95t/d，本项目施工期产生的生活垃圾仅 4.5t，可依托拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。

### 3.4 工程分析

#### 3.4.1 工艺流程及产排污节点

##### 3.4.1.1 施工期

施工期主要包括地面工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

##### 1) 井场建设

本项目计划新建标准化井场 1 座（博孜 9-1 井），对博孜 9 井进行站内改造，施工期内容主要为井场、站场场地清理，采气井场的设备安装以及井场、站场内管线连接。设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采气设备

拉运至井场或进行安装调试，同时进行站内建筑物建设。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

## 2) 管线建设

本项目新建采气管线 1 条。管线施工工艺流程详见图 3.4-1。

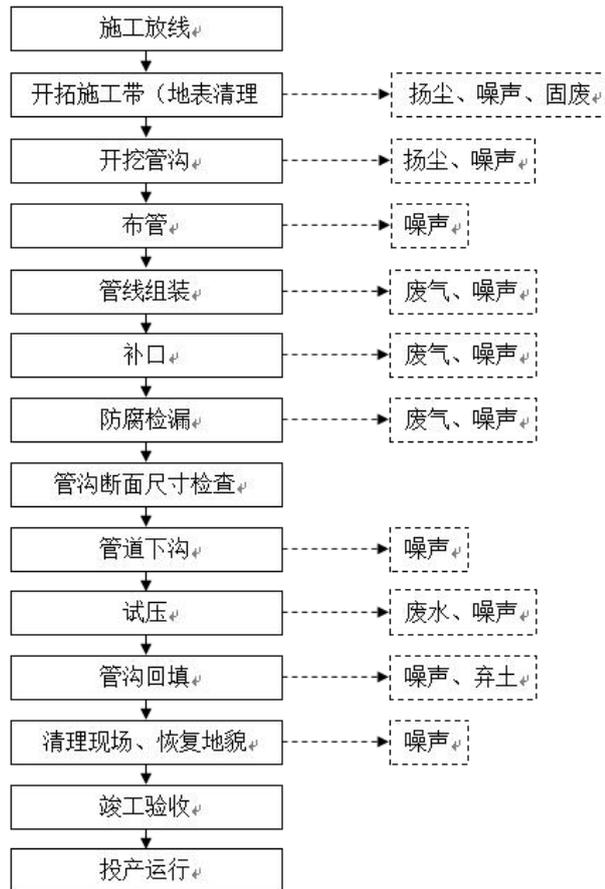


图 3.4-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

### ① 施工放线

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

### ② 施工前土地清理

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有

道路和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带，并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

### ③管沟开挖

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。

### ④管线组装

本项目新建 1 条采气管线采用 22Cr 双相不锈钢无缝钢管，钢管的制造符合《耐腐蚀合金管线钢管》API5LC-2015 的要求。

### ⑤管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.4-2。

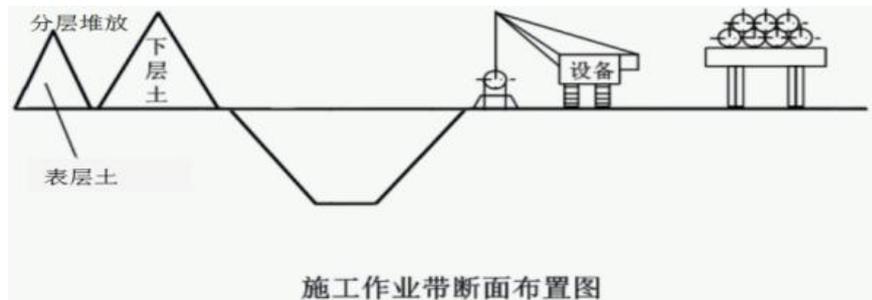


图 3.4-2 管道施工示意图

### ⑥吹扫与试压

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

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

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

#### ⑦穿越工程

##### b. 已建管道和已建光纤、电缆穿越

本项目管道穿越已建管道 3 次。管道与原有埋地管道、光（电）缆交叉时，应从管道、光（电）道下方通过。新管道与其他管道交叉处必须保证 0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔（如汽车废外胎衬垫）。管道和光（电）缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5 米。

穿越施工前应探明其准确位置和埋深，靠近已建管道和已建光纤、电缆段的管沟采用人工开挖。项目供电线路竖向结合沿线地形，杆基开挖深度为 3m，电杆埋深 3m，施工时，预先设置围栏，严格控制占地面积与对植被的破坏。杆基开挖产生的土方临时堆放，用于施工结束后的回填，回填完成后及时进行场地整平，尽可能恢复竖向地貌至施工前状态。

图 3.4-3 管线与已建管线穿越示意图

#### ⑧管沟回填

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

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是

否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管项上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水依托拜城县生活污水处理厂处理。固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣等施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

#### 3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

##### (1) 油气开采

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

##### (2) 油气集输

博孜 9 区块产能整体依托大北天然气处理站进行处理。区块产能采用单井气液混输工艺。博孜 9-1 井在博孜 9 井站轮井计量后，通过博孜 9 采气支线输送至博孜 9 分输站，在博孜 9 分输站利用已建博孜试采干线和大北 11 集气干线将博孜 9-1 井产出油气分输至大北处理站。

##### (3) 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。

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

酸化压裂主要用于气藏的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高气层渗透性，从而达到增产的目的。

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

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场、站场无组织废气（ $G_1$ ），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（ $W_1$ ）和井下作业废水（ $W_2$ ），其中采出水管输至大北处理站处理后达标后回注地层；井下作业废水由专用回收罐收集后运输至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达标后回注地层；噪声污染源主要为采气树（ $N_1$ ）、井下作业设备（ $N_2$ ）运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固体废物为井下作业、采气、集输过程中产生的落地油和场地清理环节产生的废防渗材料。

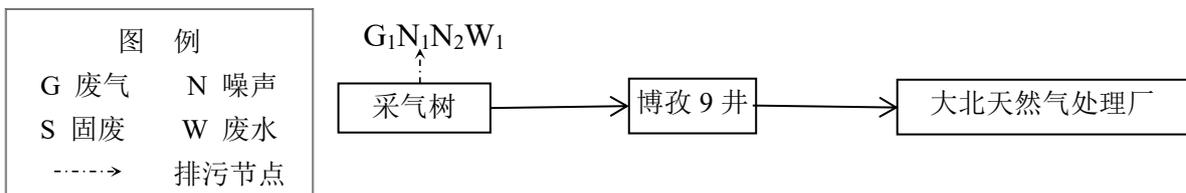


图 3.4-4 井场油气开采及集输工艺流程图

### 3.4.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的

过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

### 3.4.2 施工期环境影响因素分析

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

#### 3.4.2.1 生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为井场、管线的临时占地，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，本项目总占地约 1.4721hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.3041hm<sup>2</sup>、临时占地 1.168hm<sup>2</sup>，详见表 3.4-1。工程占地类型主要为戈壁、低盖度草地等。

表 3.4-1 占地面积统计表

序	工程内容	新增占地面积 (hm <sup>2</sup> )	占地类型	说明
---	------	---------------------------	------	----

		永久	临时	总占地		
1	新建井场				戈壁	
2	采气管线				戈壁	
3	电力工程				戈壁、低盖 度草地	
合计						/

### 3.4.2.2 施工期污染源分析

#### (1) 废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

##### ①施工扬尘

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

##### ②车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CmHn 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

#### (2) 废水污染源

施工期产生的废水主要为生活污水和管线试压废水。

##### ①生活污水

拟建工程施工人数约 50 人，施工周期 180 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，生活用水量总计约 360m<sup>3</sup>，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期生活污水共产生量为 288m<sup>3</sup>。施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至博大采油气管理区现有生活污水处理设施处理。

##### ②试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净

水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS，产生的试压废水按照每千米 2.5m<sup>3</sup> 计算，本项目各类管线共计 0.8km，试压废水约为 2m<sup>3</sup>。管道试压分段进行，试压水排出后放至专门的储水容器中，进入下一段管线循环使用，最终经沉淀后可用作场地降尘用水。

### (3) 固体废物污染源

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

#### ① 生活垃圾

拟建工程施工人数约 50 人，施工周期 180 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 4.5t，生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

#### ② 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线均 0.8km，施工废料产生量约为 0.16t，属于一般工业固废，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

#### ③ 土石方

根据建设单位提供资料，本项目土石方平衡见下表 3.4-2。本项目挖方 0.379 万 m<sup>3</sup>，回填土方 0.387 万 m<sup>3</sup>，借方 0.008 万 m<sup>3</sup>，无弃方。挖土方主要为管沟开挖产生土方以及井场等区域平整，填方用于为管沟回填、井场等回填，借方为井场工程区砾石压盖，敷设厚度为 10cm，均从合规的成品商业料场购买。不再单独设置取、弃土场。

表 3.4-2 土方挖填方平衡表 单位：万 m<sup>3</sup>

项目分区	挖方	填方	调入		调出		借方	
	土石方	土石方	数量	来源	数量	去向	数量	来源
井场工程区	0.067	0.071					0.004	外购
管道工程区	0.307	0.307						
供电线路区	0.005	0.005					0.004	外购
合计	0.379	0.387					0.008	

#### (4) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-3。

表 3.4-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

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

### 3.4.3 运营期环境影响因素分析

#### 3.4.3.1 废水污染源

##### (1) 采出水

根据开发方案预测，拟建工程井场开采前期不含采出水，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加，新增采出水最大量为 20.3m<sup>3</sup>/d（0.74 万 t/a），主要污染物为悬浮物、石油类。采出水依托大北天然气处理站污水处理系统处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。

##### (2) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，本项目井下作业废水的主要来源洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.4-4），计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-4 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

按井下作业每 2 年 1 次计算，本项目新增 1 口井，则每年产生井下作业废水 12.65t。井下作业废水采用专用回收罐收集后克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。

### (3) 生活污水

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

### (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，单座井场用水量为 2m<sup>3</sup>/次，1 年 2 次，单座井场/站场设备擦洗废水产生量为 4m<sup>3</sup>/年，井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

### 3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期废气主要为井场、站场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中不含硫化氢，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要为非甲烷总烃。

#### (1) 油气集输过程中非甲烷总烃（NMHC）

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

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

公式如下：

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

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

$t_i$ ——密封点  $i$  的年运行时间，h/a；

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

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

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

文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管道组件  $e_{TOC, i}$  取值参数表

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

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

表 3.4-6 本项目非甲烷总烃无组织废气核算一览表

序号	项目	设备类型	数量 (个)	排放速率 $e_{TOC, i}$ (kg/h)	年运行时间	年排放量 (t/a)
1	BZ9-井场	阀门				
		法兰				
		小计				
6	BZ9 井	阀门				
		法兰				
		小计				

由上表可知，项目博孜 9-1 井无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0040kg/h，排放量为 0.0353t/a；博孜 9 井新增无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0071kg/h，排放量为 0.0618t/a；本项目非甲烷总烃无组织排放总量为 0.0971t/a。

### 3.4.3.3 固体废物污染源

#### (1) 危险废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险

废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本项目建设内容，识别的固体废物污染源如下：

### ①落地油

本项目运营期产生的落地油主要来源于井下作业环节、采油环节、集输环节。井下作业环节中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，采油环节中由于井场、站场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物，集输管线刺穿等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。井场、站场涉油设施阀门、法兰等以及集输管线会定期检修，产生的落地油很少，一旦产生将 100%回收，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。

本项目井下作业时带罐作业，为防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井，本项目共 1 口井，产生落地油量为 0.025/a。本次评价要求落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

### ②废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1~2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。则本项目 1 口井产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/a。

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

### ③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 0.8km，每次废渣量约 0.92kg，由此计算可知

废渣量约 0.0005t/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。

#### ④废铅酸蓄电池

运营期本工程 1 座新建井场均配置液控柜，当液控柜 UPS 老化后，需进行更换，更换下的少量废铅酸蓄电池为危险废物，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 3.4-7。

表 3.4-7 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.025	井下作业	液态	石油类	间歇	T.I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.25	井下作业	固态	石油类	间歇	T.I	
3	清管废渣		251-001-08	0.0005	清管	固态	石油类	间歇	T.I	
4	废铅酸蓄电池	HW31 含铅废物	900-052-31	少量	UPS 老化	固态	铅	间歇	T.C	

#### (2) 生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

#### 3.4.3.4 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-8。

表 3.4-8 噪声源设备

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强 (dB (A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采气树	1	85	基础减振	10

拟建项目井场、站场产噪设备主要为采气树噪声，噪声值为 60~95dB(A)。

采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

### 3.4.3.5 运营期三废排放状况

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-9。

表 3.4-9 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	NMHC	0.0971	0.0971	大气
废水	采出水		废水量	$0.74 \times 10^4$	0	采出水依托大北天然气处理站污水处理系统处理达标后回注，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，达标后回注地层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	12.65	0	
	设备擦洗废水		SS	单井 4m <sup>3</sup> /a	0	
固体废物	井下作业	落地油	-	0.025	0	委托有资质单位处理
	井下作业	废防渗材料	-	0.25	0	
	清管	清管废渣	-	0.0005	0	
	UPS 老化	废铅酸蓄电池	铅	少量	0	
噪声	采气树	机械噪声	-	85dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

### 3.4.4 退役期环境影响因素分析

#### 3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非

正常工况的烃类泄漏。

#### 3.4.4.2 退役期水污染防治措施

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

#### 3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

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

#### 3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

（1）废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

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

（4）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

#### 3.4.4.5 退役期生态恢复措施

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

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

(3) 经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

### 3.4.5 非正常排放

本项目在井场设置焚烧池 1 座，用于事故及非正常工况下的放空燃烧。在事故状态下泄放的气体经过放空管线进入焚烧池点燃放空。拟建工程非正常排放见表 3.4-10。

表 3.4-10 本项目非正常工况燃烧烟气排放情况一览表

污染源	单次持续时间/h	年发生频次	污染物排放情况	
			总烃	NO <sub>x</sub>
			kg/h	kg/h
放喷口	0.5h	1 次	0.25	0.0675

注：不含硫化氢，故不产生 SO<sub>2</sub>。

### 3.4.6 清洁生产水平分析

#### (1) 油气集输清洁生产工艺

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

② 采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③ 井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④ 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤ 井下作业过程中，对产生的废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥ 优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。

⑦ 气田伴生资源综合利用率为 100%。

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

⑨本项目本工程采出水依托大北天然气处理厂处理达标后回注；井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，达标后回注地层。

(2) 节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

(4) 清洁生产评价指标

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

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

①评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

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

### ②权重分值

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

### ③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

本项目企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-11。

表 3.4-11 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能	25	占地面积		5	符合行业	符合	5

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

源消耗指标					标准	行业标准	
		洗井液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	符合行业标准	25.29	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	12.65	4
(2) 生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
(3) 资源综合利用指标	25	落地原油回收率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
(4) 污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	25.29	5
		修井废水	kg/井次	5	100%	0	5
		废气	kg/井次	5	符合行业标准	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	乙类区≤70	50	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	-	0	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值			
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5		
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5		
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5		
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10		
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10		
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15		
		开展清洁生产审核		20	20		
		制订节能减排工作计划		5	5		
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20		

表 3.4-12 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

## (2) 评价指标体系计算

## ①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P<sub>1</sub>——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<sub>i</sub>——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K<sub>i</sub>——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<sub>2</sub>——定性评价二级指标考核总分值；

F<sub>i</sub>——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<sub>1</sub>——定量评价指标考核总分值；

P<sub>2</sub>——定性评价指标考核总分值。

由表计算得出：本项目井下作业定量指标得分 94 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 96.4 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-13。

表 3.4-13 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

根据计算，本项目在执行各类环境保护、节能降耗措施后，综合评价指数得分 94 分以上，整体可达到清洁生产先进企业水平。

### 3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-14。

表 3.4-14 本项目运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量 (t/a)	本项目排放量 (t/a)	总体工程		
					排放量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	排放增减量
1	废气	SO <sub>2</sub>	0.253	0	0.02	0	
		NO <sub>x</sub>	10.091	0	2.75	0	
		颗粒物	0.164	0	3.67	0	
		NMHC	1.036	0.0971	1.1331	0	+0.0971
2	废水	生产废水	0	0	0	0	
		生活污水	0	0	0	0	
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	
		生活垃圾	0	0	0	0	

### 3.4.8 污染物总量控制分析

#### 3.4.8.1 总量控制原则

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

#### 3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO<sub>x</sub>、VOCs。

废水污染物：COD、NH<sub>3</sub>-N。

### 3.4.8.3 总量控制建议指标

#### (1) 施工期

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

#### (2) 运营期

根据项目工程特点，本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的 VOCs 为 0.0971t/a。

本项目采出水随油气混合物输送至大北处理站处理后，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。拟建工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：VOCs:0.0971t/a。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）中提出：“新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。”

## 3.5 相关法律法规、规划符合性分析

### 3.5.1 产业政策符合性分析

#### (1) 与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

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

励类产业，符合国家当前产业政策要求。

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

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目属于塔里木油田“十四五”规划中克拉苏气田中的博孜区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求	符合
	钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目采出水随油气混合物输送至大北处理站处理后，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。	符合
	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。		符合

	<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。</p>	<p>本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。</p> <p>废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。清管作业产生的清管废渣委托持有危废处理资质的单位进行无害化处理。</p>	符合
	<p>噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>	<p>在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本项目井场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求</p>	符合

### 3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

#### 3.5.2.1 相关法规符合性分析

##### （1）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、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、控制堆料和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

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

本项目施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，

利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

### 3.5.2.2 相关政策符合性分析

#### (1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年 第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本工程采出水依托大北天然气处理厂处理；井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；落地油 100%回收，产生清管废渣、废铅酸蓄电池等危废委托持有危废处理资质的单位进行无害化处理	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；天然气采取密闭集输工艺，输送至大北天然气处理厂集中处理	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期井下作业废水送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	符合

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

表 3.5-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910

## 号)、新环评价发〔2020〕142号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》,并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214号)	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	根据《全国矿产资源规划(2021—2025年)》,本项目属于规划中的塔里木盆地克拉苏-克拉2油气能源资源基地,为加强克拉苏-克拉2油气能源资源基地油气田勘探开发,促进增储上产的要求;塔里木油田分公司实施本次克拉苏气田博孜区块滚动开发区块产能建设项目。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁能源,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合

	<p>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>拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控</p>	<p>符合</p>
	<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>博大采油气管理区制定有《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》（备案编号 652926-2023-045-L）</p>	<p>符合</p>

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

表 3.5-4 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
<p>《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）</p>	<p>建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地</p>	<p>项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响</p>	<p>符合</p>
	<p>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</p>	<p>严格按照有关规定办理建设用地审批手续</p>	<p>符合</p>

(4) 与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）的符合性分析

表 3.5-6 与国发〔2023〕24号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
<p>重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原</p>	<p>本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域</p>	<p>符合</p>

文件要求	本项目	符合性
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80% 以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本项目不涉及	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本项目所在区域不属于“联防联控区”	符合

综上，本项目建设符合《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号）相关要求。

（5）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于戈壁。戈壁属于沙化土地的一种，本项目按照《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》单独分析了防沙治沙影响，并严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求，强化了项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。建设单位施工期间应按照《中华人民共和国防沙治沙法》以及本次环评提出的防沙治沙要求，落实防沙治沙生态环境保护措施。符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中相关要求。

### 3.5.2.3 相关规范符合性分析

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

表 3.5-7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
	对伴生有 CO <sub>2</sub> 气体的油气藏，CO <sub>2</sub> 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO <sub>2</sub> 气体处置方案的油气藏不得开发	博孜区块气藏中 CO <sub>2</sub> 含量为 0.53%，符合《天然气》（GB17820-2018）天然气的质量标准要求（CO <sub>2</sub> ≤3%），CO <sub>2</sub> 随天然气外输	符合

### 3.5.2.4 相关规划符合性分析

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

和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-8。

表 3.5-8 拟建工程与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	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。	本工程属于油气开采项目，位于塔里木油田矿权范围内，行政区隶属阿克苏地区拜城县，位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的限制开发区域（农产品主产区），符合相关开发管制原则要求。项目所在区域油田勘探开发工作已开展多年，本工程所进行的石油天然气勘探开发活动符合“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》。	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》	依据矿产资源分布特点及勘查开发利用现状，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查开发”的总体思路，划分环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金等“两环八带”十个勘查开发区。——环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型	本工程属于规划中环塔里木能源矿产勘查开发区，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》总体布局要求	符合

	油气田建设。		
《阿克苏地区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于塔里木油田分公司克拉苏气田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCS 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCS 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

	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		
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水依托大北天然气处理厂处理达标后回注；井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，达标后回注，废水均不向外环境排放；按照相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产	符合
《新疆维吾尔自治区国土空间规	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，	项目属于国家能源重点建设项目，受地下水	符合

划（2021—2035年）》	<p>确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地，以年度国土变更调查为基础，除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况下，对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的，应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用的耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。</p>	<p>藏分布及现有井场位置影响，项目选线阶段已最大限度避让永久基本农田，减少对永久基本农田的占用。严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资源规〔2021〕2号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；同时严格按照《中华人民共和国土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田，确保区域内基本农田“数量不减、质量不降、布局稳定”。</p>	
	<p>加强永久基本农田保护和建设。以永久基本农田为基础，优先在粮食生产功能区、重要农产品生产保护区建设高标准农田，逐步把永久基本农田全部建成高标准农田。经依法批准确需占用的，应先补建后占用。完善永久基本农田储备区制度，土地整治和新建高标准农田增加的优质耕地应当优先补划为永久基本农田，在永久基本农田集中分布地区，不得规划新建可能造成污染的建设项目。</p>	<p>项目属于国家能源重点建设项目，严格按照《中华人民共和国土地管理法》办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田。</p> <p>根据《全国矿产资源规划（2021—2025年）》《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021—2025年）》，本项目属于规划中的塔里木盆地克拉苏-克拉2油气能源资源基地，本项目为克拉苏-克拉2油气能源资源基地中克拉苏气田博孜区块改扩建项目，主要目的为落实规划中加强克拉苏-克拉2油气能源资源基地</p>	符合

		油气田勘探开发,促进增储上产的要求。项目位于保障国家能源资源安全供应的战略核心区域,在生产力布局、基础设施建设、资源配置、重大项目安排及相关产业政策方面给予重点支持和保障。落实好分区防渗措施,不会对土壤环境造成污染影响。 综上,本项目不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目。	
	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护,针对重点防治地区实施治理工程。到 2035 年,新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降,人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施,项目建设对区域生态影响可接受	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控,减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控,规范沙区各类开发建设活动,促进荒漠植被自然修复,减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施,项目建设对区域生态影响可接受	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地,生态功能极重要、生态极脆弱区域,以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	拟建工程不在生态保护红线范围内	符合
《阿克苏地区国土空间规划(2021年—2035年)》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线:坚决落实最严格的耕地保护制度,严守耕地保护红线,将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田,实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改,有序推进永久基本农田划定成果核实,确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线:以资源环境承载力为硬约束,结合“双评价”中生态保护极重要区	本项目不占用基本农田,仅评价范围涉及到基本农田;未处于城镇开发边界,本项目不在生态保护红线范围内	符合

	<p>评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。</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>		
--	--	--	--

表 3.5-9 拟建工程与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北一塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程位于规划中的博孜区块，为天然气开采项目，可保证克拉苏气田天然气快速上产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	<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 and 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。</p> <p>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、</p>	<p>拟建工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水依托大北天然气处理厂处理达标后回注；井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，达标后回注。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；运营期产生的落地油、废防渗材料等危险废物集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质</p>	符合

	<p>资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p> <p>（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作</p>	<p>的单位拉运处理。项目采取分区防渗措施。</p>
--	---	----------------------------

### 3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》（阿地环字〔2024〕32号）符合性分析分别见表3.5-10、3.5-11及图3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-10 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	<p>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。</p>	<p>经初步核查，拟建工程不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图3.5-1。</p>	符合
环境质量底线	<p>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</p>	<p>拟建工程本项目本工程采出水依托大北天然气处理厂处理达标后回注；井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，达标后回注。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工</p>	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	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。	程油气采取密闭集输工艺, 拟建工程已 提出持续改善、防风固沙、生态修复的 要求, 项目实施后建设单位应不断强化 大气污染防治措施, 改善区域环境空气 质量。拟建工程在正常状况下不会造成 土壤环境质量超标, 不会增加土壤环境 风险	
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。	拟建工程本项目本工程采出水依托大北 天然气处理厂处理达标后回注; 井下作 业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处 理站处理, 达标后回注, 不外排; 油气 集输不消耗天然气, 井场用电接自区域 电网, 能源利用均在区域供电负荷范围 内, 消耗未超出区域负荷上限; 井场永 久占地面积较小, 管线埋地敷设, 敷设 完成后回填管沟, 对土地资源占用较少, 土地资源消耗符合要求; 拟建工程开发 符合资源利用上线要求	符 合
生态 环境 准入 清单	自治区环境管控单元分为优先保护单 元、重点管控单元和一般管控单元三 类, 实施分类管控。其中一般管控单元 主要为优先保护单元和重点管控单元 之外的其他区域。一般管控单元主要落 实生态环境保护基本要求, 推动区域环 境质量持续改善。	本项目为陆地石油开采项目, 属于《产 业结构调整指导目录(2024年本)》中 “鼓励类”, 符合国家相关产业政策。 本项目位于拜城县一般管控单元(环境 管控单元编码 ZH65292630001) 见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护 优先为原则, 开发建设过程中严格执行 相关法律、法规要求, 严守生态环境质 量底线, 生态功能不会降低。拟建工程 实施后通过采取完善的污染治理措施, 可确保污染得到有效控制, 对站址周围 大气环境、地表水环境、地下水环境影 响可接受, 从声环境、土壤环境影响角 度项目可行。	符 合

表 3.5-11 本项目与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292 630001	拜城县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分 基本农田	/
维度	管控要求		本项目	符合性

空间布局 约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不占用基本农田	符合
	2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	符合
	3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目为塔里木油田“十四五”发展规划中博孜区块改扩建项目，主要目的为落实规划中博孜区块天然气开发预测产能指标，不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目	符合
	4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	
	5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	
	6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目不涉及	
污染物排 放 管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	--
	2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	--
	3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及	--

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

综上所述，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

图 3.5-1 项目与生态保护红线位置关系图

图 3.5-2 项目综合环境管控单元图

### 3.6 选址、选线合理性分析

本项目组成包括采气工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，本项目不占用法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，井场及管线选址均已避开生态保护红线，本项目评价范围主要的生态敏感目标为永久基本农田、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

#### (1) 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，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以外，不涉及自然保护区、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型均为未利用土地。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。

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

#### (1) 井场选址分析

拟建工程新建博孜 9-1 井标准化井场 1 座，1 口井土地利用现状为未利用土地（戈壁）。根据现场调查，拟建井场周边不涉及自然保护区、风景名胜區、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发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)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，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；按照土地集约利用原则及合理布局，项目不占用耕地，井场永久占地依法办理用地审批手续；综上所述，井场布置合理。

#### (2) 管线选线合理性分析

①博孜 9-1 井采气管线

本工程拟建采气管道 0.8km，起点为新建博孜 9-1 井场，终点为已建博孜 9 井，线路走向如下图所示。

图 3.6-1 管线走向图

拟建工程管道临时用地类型为戈壁，工程区地势平坦，没有不良工程地质区，周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感点，同时管道敷设区域不涉及地质灾害易发区和潜发区，施工结束后，对管道沿线上方植被进行自然恢复，管线等临时占地依法办理用地审批手续。综上所述，从环境保护角度看，管道选线可行。

③电力线路选线合理性分析

本项目电力线路选线均就近接入 35kV 博宛线 BZ9 井支线，电力线路长度 0.66km，前段与管线路由尽量保持一致，后段沿西南 T 接 BZ9 井支线，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感点，本项目电力线路选线基本合理。线路走向如下图所示。

## 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

本项目位于克拉苏气田博孜 9 区块，中心地理坐标为：东经\*\*\*；北纬\*\*\*。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 46km。地理位置见图 3.3-1。

#### 4.1.2 地形地貌

克拉苏气田博孜 9 区块位于塔里木盆地库车坳陷，属于南天山造山带的前陆盆地，北临南天山构造带，南为塔北隆起。塔里木盆地库车坳陷东西长约 550 公里，南北宽 30-80 公里，面积 28515 平方公里。它可以进一步划分为四个构造带和三个凹陷，四个构造带由北至南分别为北部单斜带、丘里塔格构造带和前缘隆起带；三个凹陷从西到东分别为乌什凹陷、拜城凹陷和扬霞凹陷。项目位于克拉-依奇克里克构造带西部，即克拉苏构造带。克拉苏构造带位于库车坳陷北部，南靠拜城凹陷，北接北部单斜带。该构造带的形成与演化主要受控于大宛齐北-克拉苏断裂带。构造带内发育各种类型与断层相关的褶皱。

地势呈西北高，东南低，海拔在 1580~1680m 之间，自然坡度 0.5%~2%，地形坡降较大。项目区以戈壁、山前坡地、丘陵为主，小型沟渠分布较密，村庄较少。

#### 4.1.3 工程地质

拟建场地地貌单元属于天山山前地区之丘陵地貌，井场地形较平坦，地面标高 1450.8-1451.1m，地形高差约 0.3m。场地周边植被发育少。据钻探揭露，拟建场地地层主要由第四系全新统的卵石组成，在勘探深度内从上到下可划分为 1 层，具体分述如下：

①素填土，杂色，干燥-湿，松散，以圆砾为主，含少量粗砂、粉土、植物根系等。该层在场地内连续分布，层顶标高 1450.8-1451.1m，厚度 1.30~3.00m。

②卵石 (Q4a1+p1)：青灰色，稍湿~饱和，中密-密实，亚圆状，一般粒径 30~100mm，含漂石，漂石含量约 30%；母岩以花岗岩、凝灰岩为主，中粗砂、砾砂、粉土充填孔隙，未发现砂夹层，本层未揭穿。土石工程分级为 IV 级，四类土。

该层在场地内连续分布，层顶标高 1450.8-1451.1m，最大揭露厚度 15.0m。

拟建井场及附近不存在岩溶、滑坡、危岩和崩塌等不良地质作用；经过场地调查，未发现泥石流、采空区、地面沉降等不良地质作用。

#### 4.1.4 水文及水文地质

##### (1) 地表水

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

拟建工程评价范围内不涉及地表水体，本项目南距木扎尔特河 0.5km。

##### (2) 地下水

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

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

由卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜

平原具有干旱-半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律,褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了该区地下水的形成、埋藏与分布。

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

#### 4.1.5 气候气象

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

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

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

## 4.2 生态现状调查与评价

### (1) 调查范围

本项目地处天山南坡中段前山盆地,行政区划隶属于拜城县管辖,工程区中心西南距拜城县城中心约 13.5km。项目主要建设内容为:新建采气井场 1 座(博孜 9-1 井);新建采气管线 0.8km;更换博孜 9 井站连头部分及计量分离器附属管线;配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。根据工程分析,本项目总占地约 1.4721hm<sup>2</sup>,其中永久占地 0.3041hm<sup>2</sup>、临时占地 1.168hm<sup>2</sup>。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),本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为生态评价范围,面积约 0.7257km<sup>2</sup>。

### (2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型;动物区系、物种组成及分布特征;

生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

### (3) 调查方法

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

#### A.基础资料收集

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

#### B.现场勘查

##### 1) 陆生植被调查

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

##### 2) 陆生动物调查

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

#### C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，轨道号为 213-008，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2024 年 6 月。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史资料基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋

予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

#### D.生物量的测定与估算

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

#### 4.2.2 生态功能区划调查

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区拜城县，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目涉及天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，拜城盆地绿洲农业生态功能区（44）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功 能分 区 单 元	生态区	天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	44.拜城盆地绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游
主要生态环境问题		水土流失、局部土壤盐渍化
生态敏感因子敏感程度		土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化轻度敏感
主要保护目标		保护基本农田、保护文物古迹（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑
适宜发展方向		发展特色农业，建立粮油基地，适当发展旅游业

由表 4.2-1 可知，本项目井所在区域属于“天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，拜城盆地绿洲农业生态功能区”，主要生态服务功能为“农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游”，主要发展方向为“发展特色农业，建立粮油基地，适当发展旅游业”。

拟建工程类型属于天然气开采项目，项目区不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本

项目建设过程中减少水土流失、保护永久基本农田、控制土地沙化；施工结束后，井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化、土壤盐渍化造成影响。

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

图 4.2-1 生态功能区划图

### 4.2.3 生态系统调查与评价

#### (1) 生态系统类型

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

#### (2) 生态系统特征

本项目所在区域土壤类型主要为棕钙土，植被类型以人工栽培植被为主，主要是小麦、玉米等。自然植被主要是荒漠灌木和荒漠草本植物，分布在评价区域的北部。评价区内总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。各生态系统特征类型如下：

##### ①农田生态系统

农田生态系统分布于评价区中南部，仅评价范围涉及，项目不占用。农田生态系统结构简单，受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。评价区农田主要是水浇地和园地，水浇地种植作物为小麦和玉米等，农作物种类简单。总体看，区内农田生态环境处于中高水平。

##### ②荒漠生态系统

本项目新建工程均位于荒漠生态系统中，新建 1 座井场及管线均位于荒漠生态系统。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，生态环境较为脆弱。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

### ③草地生态系统

本项目电力线路临时占地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。

#### 4.2.4 土地利用现状调查与评价

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

表 4.2-2 生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地利用类型		面积 (km <sup>2</sup> )	百分比 (%)
	一级类	二级类		
1	未利用土地	裸岩石砾地	0.6427	89
2	耕地	水浇地	0.0442	6
3	草地	其他草地	0.0388	5
合计			0.7257	100

本项目生态现状调查范围面积 0.7257km<sup>2</sup>，占比最大的土地利用类型主要是裸岩石砾地，占比达到评价范围面积的 85%以上，主要分布在评价范围内北侧和南侧东部和南部地区；评价范围南侧中部地区有少量水浇地和其他草地分布，水浇地 0.0442km<sup>2</sup>，均为永久基本农田，种植小麦和玉米。土地利用现状见图 4.2-2。

本项目新增征地占地类型见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目占地土地利用类型一览表

工程内容		占地性质	占地类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	百分比 (%)
井场工程	博孜 9-1 井场	永久	裸岩石砾地	0.2241	15.22
集输工程	采气管线	临时	裸岩石砾地	0.64	43.48
电力工程	10kV 电力线路	永久	裸岩石砾地	0.08	5.43
			裸岩石砾地	0.4499	30.56
		临时	其他草地	0.0781	5.31

合计	1.4721	100.00
----	--------	--------

由上表可知，项目占地类型以裸岩石砾地为主，面积为 1.394hm<sup>2</sup>，占本项目总占地面积的 94.69%。本项目永久占地面积 0.3041hm<sup>2</sup>，主要是新建井场和站场永久征地，占地类型主要为裸岩石砾地。本项目临时占地面积 1.168hm<sup>2</sup>，主要为管线和电力工程临时占地，占地类型主要为裸岩石砾地和其他草地。

图 4.2-2 评价区土地利用现状图

#### 4.2.5 植被现状调查与评价

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

评价区高等植被有 8 种，分属 6 科，详见表 4.2-4。根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8 号），评价区域无保护植物。

表 4.2-4 区域野生植物情况一览表

序号	科	种名	拉丁名
1	麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
2	苋科 <i>Amaranthaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
3		合头草	<i>Sympegma regelii</i>
4	柽柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
5	豆科 <i>Leguminosae</i>	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri</i> Kom
6	菊科 <i>Compositae</i>	新疆绢蒿	<i>Seriphidiumkaschgaricum</i>
7	禾本科 <i>Gramineae</i>	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall
8		戈壁针茅	<i>Stipa tianschanica</i> Roshev

拟建工程评价范围内北部荒漠戈壁区域植被类型主要是半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群，其中半灌木主要为合头草，小半灌木为猪毛菜和新疆绢蒿等。地面植被稀少，植被覆盖度约为 5%。

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

图 4.2-3 评价区植被类型图

#### 4.2.6 野生动物现状调查与评价

##### (1) 野生动物区划

拟建工程位于塔里木盆地北部，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。

##### (2) 野生动物栖息生境类型

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

##### (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 24 种，其中爬行类 2 种，鸟类 17 种，哺乳类 5 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-5。

表 4.2-5 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
<b>两栖、爬行类 2 种</b>						
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	-	++			
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	-	++			
<b>鸟类 17 种</b>						
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+	
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+	+	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±			
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	

角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±	++	+	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+	+	+	
绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i>	S		+		+
白尾地鸦	<i>Podoces hiddulphi</i>	R	+	+	+	
<b>哺乳类 5 种</b>						
草兔	<i>Lepus capensis</i>	-			++	
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>	-	±		±	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	-	±	++	+	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	-	±	+	+	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	-	+			

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟（2）±：偶见种类； +：常见种； ++：多见种。

#### 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），本项目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，项目评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种；同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域永久基本农田和水土流失重点治理区等环境敏感区一并进行调查及评价。

##### 4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》新政发〔2022〕75号，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域共有国家级重点保护动物 2 种，详见表 4.2-6。

表 4.2-6 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	项目占用情况（是/否）

1	苍鹰 (Accipiter gentilis)	国家二级	近危 NT	否	栖息于不同海拔的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。	否
2	鹅喉羚 (Gazella subgsoni)	国家二级	濒危 EN	否	鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布 (海拔 1300m~3000m)，由于水源、食源丰富且分布广，工程区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地。	否

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

表 4.2-7 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家二级	
<p>生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。</p>				
<p>生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。</p>				

2	鹅喉羚	Gazella subgsoni	国家二级	 <p>生态学特征：成体体长约 110cm，体型矫健，四肢细，蹄狭尖。背部、四肢外侧、头颈部被毛黄棕色。腹部，四肢内侧、喉部、耳内侧及臀部被毛白色。从上唇至眼角为白色被毛。从眶下腺到口角为黑褐色被毛。尾亦为黑褐色被毛。雄性具角，角微向后弯，角尖略向上方弯曲，角上有环棱，棱数随着年龄的增长而增加。雌性无角，但额部有明显隆起。</p> <p>生存现状：局限于中国北部和西北部海拔较低的荒漠地区，延伸到蒙古、巴基斯坦和阿拉伯，中国有 4 个亚种。栖息于中、低海拔的干草原，山地草原和半荒漠地带。食多种杂草和禾本科草类，包括盐生植物。集 1~12 头小群生活，在很大的区域内季节性游荡。在冬季可能组成多达 30 头的大群。</p>
---	-----	------------------	------	--

#### 4.2.7.2 永久基本农田

本项目新增用地不占用永久基本农田，项目工程区南侧邻近拜城县永久农田，博孜 9-1 井场南侧距离永久基本农田 120m。保护内容主要为水土流失防治、土壤肥力、农田面积等，虽不属于生态敏感区，但其属于环境敏感区之列，在此做简要调查评价。项目与永久基本农田位置关系见图 4.2-4。

本项目区域永久基本农田为拜城县永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植小麦、玉米。受地下油藏分布及现有站场位置影响，项目集输管线已最大限度避让基本农田，管线路由不占用永久基本农田，仅在评价范围内涉及。

图 4.2-4 本项目与基本农田分布示意图

#### 4.2.7.3 水土流失重点治理区

根据新水水保〔2019〕4号文件，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km<sup>2</sup>，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km<sup>2</sup>，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域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，本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《2020年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，拜城县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占68.89%，中度侵蚀占17.60%，强烈侵蚀占7.45%，极强烈侵蚀占5.65%，剧烈侵蚀占0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

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

#### 4.2.7.4 土地沙化现状调查

本工程位于阿克苏地区拜城县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，属于南疆戈壁自然地理单元。拜城县沙化土地总面积217355.44hm<sup>2</sup>，其中风蚀残丘（劣

地) 面积 12820.33hm<sup>2</sup>, 戈壁面积 204535.11hm<sup>2</sup>, 具有明显沙化趋势的土地面积 7.06hm<sup>2</sup>。

本项目位于阿克苏地区拜城县, 根据《新疆第六次沙化土地监测报告》, 本项目所在区域属于非沙化区和戈壁区, 戈壁区属于沙化土地, 因此本项目部分工程位于沙化土地范围内。本项目沙化土地类型分布情况见图 4.2-5。

#### 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

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

##### (2) 土地荒漠化问题

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

图 4.2-5 本项目沙化土地类型分布情况图

#### 4.2.9 小结

本项目位于拜城县山前倾斜戈壁洪积平原区，工程所在区域地势较为平坦，属于天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本项目距离最近的生态保护红线是北侧 30km 处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田和水土流失重点治理区等，本项目临时和永久占用永久基本农田，临时占用面积 1.168hm<sup>2</sup>，永久占用面积 0.3041hm<sup>2</sup>。

本项目所在区域植被以人工栽培的作物为主，自然植被主要以假木贼、猪毛菜和新疆绢蒿等为主；评价范围内涉及的土地利用类型主要为裸岩石砾地、其他草地和水浇地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域沙化土地类型属于非沙化区和戈壁区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是农田生态系统和荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

### 4.3 地下水环境现状调查与评价

#### 4.3.1 地下水环境现状监测

##### (1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。本次评价引用《博孜 19 井集输工程环境影响报告书》（监测时间为 2024 年 6 月 28 日）中 5 个地下水监测点数据。本次评价引用《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，其监测数据在一定程度上能够反映拟建工程所在区域地下水环境质量现状，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

序号	监测点名称	与本项目位置关系	坐标	监测对象	监测与调查项目		备注	
					检测分析因子	监测因子		
1	1#井	博孜 9-1 井东北 7km(下游)		潜水	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ，共计 8 项	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、硫酸盐、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、石油类	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	
2	2#井	博孜 9-1 井西北 6.7km(下游)						
3	3#井	博孜 9-1 井西北 11km(上游)						
4	4#井	博孜 9-1 管线西侧 9km(侧游)						
5	5#井	博孜 9-1 管线西侧侧 6.8km(侧游)						
6	6#井	博孜 9-1 井西北 20km(上游)		承压水				博孜 19 井集输工程环境影响报告书
7	7#井	博孜 9-1 井西北 12km 处(上游)						

## (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》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJT164-2020）、《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》（GB3838-2002）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

序号	监测项目	单位	标准 限值	1#		2#		3#		4#	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH	无量纲	6.5~8.5	7.7	0.467	7.6	0.4	7.7	0.466	7.6	0.4
2	溶解性总固体	mg/L	1000	332	0.332	335	0.335	335	0.335	368	0.368
3	总硬度	mg/L	450	142	0.316	143	0.318	206	0.458	203	0.451
4	氨氮	mg/L	0.5	未检出	-	未检出	-	未检出	-	0.229	0.458
5	六价铬	mg/L	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-
6	亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.013	0.013	未检出	-	未检出	-	未检出	-
7	耗氧量	mg/L	3	0.77	0.257	0.80	0.267	0.48	0.160	0.42	0.140
8	挥发酚	mg/L	0.002	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-
9	硝酸盐氮	mg/L	20	未检出	-	未检出	-	0.92	0.046	0.44	0.022
10	总氰化物	mg/L	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-
11	硫酸盐	mg/L	250	96.0	0.384	95.1	0.380	63.0	0.252	98.9	0.396
12	总大肠菌群	MPN/100mL	3	2	0.667	2	0.667	未检出	-	未检出	-
13	菌落总数	CFU/mL	100	51	0.51	40	0.4	40	0.4	34	0.34
14	铁	mg/L	0.3	0.0092	0.031	0.0064	0.021	未检出	-	未检出	-
15	锰	mg/L	0.1	0.0302	0.302	0.0327	0.327	0.01	0.100	0.02	0.200
16	钠	mg/L	200	59.9	0.299	59.6	0.298				
17	氟化物	mg/L	1	未检出	-	未检出	-	0.29	0.29	0.66	0.66
18	氯化物	mg/L	250	76.0	0.304	73.8	0.295	26.6	0.106	15.9	0.064
19	硫化物	mg/L	0.2	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-
20	铅	mg/L	0.01	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-
21	汞	mg/L	0.001	0.08	0.08	未检出	-	未检出	-	未检出	-

序号	监测项目	单位	标准 限值	1#		2#		3#		4#	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
22	砷	mg/L	0.01	1.1	0.11	1.1	0.11	未检出	-	0.0014	0.14
23	镉	mg/L	0.005	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-
24	苯	mg/L	0.01	-	-	-	-	未检出	-	未检出	-
25	甲苯	mg/L	0.7	-	-	-	-	未检出	-	未检出	-
26	石油类	mg/L	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-

续表 4.3-2 地下水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准 限值	5#		6# (承压水)		7# (承压水)	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH	无量纲	6.5~8.5	7.7	0.466	7.8	0.533	7.8	0.533
2	溶解性总固体	mg/L	1000	319	0.319	262	0.262	233	0.233
3	总硬度	mg/L	450	220	0.489	188	0.418	189	0.420
4	氨氮	mg/L	0.5	未检出	-	0.043	0.086	未检出	--
5	六价铬	mg/L	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-
6	亚硝酸盐氮	mg/L	1	未检出	-	未检出	-	未检出	-
7	耗氧量	mg/L	3	0.43	0.143	0.40	0.133	0.40	0.133
8	挥发酚	mg/L	0.002	未检出	-	未检出	-	未检出	-
9	硝酸盐氮	mg/L	20	3.28	0.164	0.66	0.033	0.81	0.041
10	总氰化物	mg/L	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-
11	硫酸盐	mg/L	250	65.5	0.262	63.2	0.253	65.9	0.264
12	总大肠菌群	MPN/100mL	3	未检出	-	未检出	-	未检出	-
13	菌落总数	CFU/mL	100	40	0.4	39	0.39	41	0.41
14	铁	mg/L	0.3	未检出	-	未检出	-	未检出	-

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

序号	监测项目	单位	标准 限值	5#		6# (承压水)		7# (承压水)	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
15	锰	mg/L	0.1	0.01	0.100	未检出	-	未检出	-
16	钠	mg/L	200						
17	氟化物	mg/L	1	0.59	0.59	0.58	0.58	0.32	0.32
18	氯化物	mg/L	250	6.8	0.027	6.53	0.026	5.21	0.021
19	硫化物	mg/L	0.2	未检出	-	未检出	-	未检出	-
20	铅	mg/L	0.01	未检出	-	未检出	-	未检出	-
21	汞	mg/L	0.001	未检出	-	未检出	-	未检出	-
22	砷	mg/L	0.01	0.0008	0.08	0.0004	0.04	0.0008	0.08
23	镉	mg/L	0.005	未检出	-	未检出	-	未检出	-
24	苯	mg/L	0.01	未检出	-	未检出	-	未检出	-
25	甲苯	mg/L	0.7	未检出	-	未检出	-	未检出	-
26	石油类	mg/L	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-

表 4.3-3 地下水水化学类型判定表

项目		潜水含水层					承压水	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
监测值(mg/L)	K <sup>+</sup>	4.08	3.84	4.94	3.23	3.64	2.31	2.32
	Na <sup>+</sup>	59.9	59.6	34.8	36.8	36.5	13.1	13.2
	Ca <sup>2+</sup>	31.1	31.6	39.6	42.2	42.8	29.4	29.3
	Mg <sup>2+</sup>	16.4	16.3	25.2	25.0	26.5	26.5	26.4
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	13	18	1L	1L	1L	1L	1L
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	102	105	265	271	255	210	208

	Cl <sup>-</sup>	76	73.8	26.6	15.9	6.80	6.53	5.21
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	96	95.1	63.0	98.9	65.5	63.2	65.9
毫克当量百分比 (%)	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	48.28	47.97	29.75	29.33	28.64	15.41	15.55
	Ca <sup>2+</sup>	27.66	28.12	34.09	35.56	35.12	33.81	33.76
	Mg <sup>2+</sup>	24.05	23.91	36.16	35.11	36.24	50.79	50.69
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	3.59	4.93	-	-	-	-	-
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	27.72	28.29	67.81	63.91	72.87	69.64	69.17
	Cl <sup>-</sup>	35.55	34.23	11.70	6.44	3.34	3.72	2.98
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	33.14	32.55	20.49	29.64	23.79	26.64	27.85

## 4.4 地表水环境现状调查与评价

### 4.4.1 地表水环境现状监测

#### (1) 调查方法

地表水环境现状调查采用搜集资料法。

#### (2) 监测点位

本项目 BZ9-1 井南侧 0.5km，有木扎尔特河，本次环评引用《塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 18JS 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》环境阶段对木扎尔特河现状数据。监测取样时间在三年有效期内，监测点位基本满足《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）的要求，故引用的数据具有一定代表性。监测点位置见表 4.4-1。

表 4.4-1 地表水环境监测点位表

序号	监测点	监测点坐标		监测日期
		经度	纬度	
1	木扎尔特河			2024.04.26

#### (3) 监测项目

水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD<sub>Cr</sub>、BOD<sub>5</sub>、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群。共 24 项。

#### (4) 监测时间及频率

采样时间为 2024 年 4 月 26 日，监测 1 天，每个点采样 1 次。

#### (5) 监测分析方法

按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法执行，无规定方法的项目参照《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）执行。

### 4.4.2 地表水环境现状评价

#### (1) 评价标准

根据《中国新疆水环境功能区划》，木扎尔特河规划主导功能为饮用水源，功能区类型为饮用水源保护区，水质目标为 II 类；其现状使用功能为饮用、农业灌溉，现状水质类别为 II 类。地表水环境质量现状评价按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准进行评价。

## (2) 评价方法

采用水质指数法，计算公式为：

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

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

$C_{i,j}$ —评价因子  $i$  在  $j$  点的实测统计代表值，mg/L；

$C_{is}$ —评价因子  $i$  的水质评价标准限值，mg/L。

pH 值评价采用如下模式：

当实测 pH 值  $\leq 7.0$  时， $S_{PHi} = (7.0 - pH_i) / (7.0 - pH_{smin})$

当实测 pH 值  $> 7.0$  时， $S_{PHi} = (pH_i - 7.0) / (pH_{smax} - 7.0)$

式中： $S_{PHi}$ —监测点 pH 值的污染指数；

$pH_i$ —监测点 pH 值的实测值；

$pH_{smin}$ —pH 值的环境质量标准值下限；

$pH_{smax}$ —pH 值的环境质量标准值上限。

溶解氧 (DO) 的标准指数评价采用如下模式：

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

$$S_{DO,j} = |DO_f - DO_j| / (DO_j - DO_s) \quad DO_j > DO_f$$

式中： $S_{DO,j}$ —溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

$DO_j$ —溶解氧在  $j$  点的实测统计代表值，mg/L；

$DO_s$ —溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

$DO_f$ —饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流， $DO_f = 468 / (31.6 + T)$ ，对于盐度比较高的水库及入海河口、近岸海域， $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ ；

$S$ —实用盐度符号，量纲一；

$T$ —水温， $^{\circ}C$ 。

## (7) 监测结果及评价结果

木扎尔特河水质监测结果及评价结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 木扎尔特河水质监测结果及评价结果

序号	监测项目	单位	木扎尔特河 1#		标准值 (mg/L)
			监测值	水质指数	
1	pH	无量纲			6-9 (无量纲)
2	氨氮	mg/L			0.5

3	阴离子表面活性剂	mg/L			0.2
4	总磷	mg/L			0.1
5	总氮	mg/L			0.5
6	高锰酸盐指数	mg/L			4
7	氟化物	mg/L			≤1.0
8	(总)氰化物	mg/L			≤0.05
9	硫化物	mg/L			≤0.1
10	挥发酚	mg/L			≤0.02
11	化学需氧量	mg/L			15
12	五日生化需氧	mg/L			3
13	粪大肠菌群	MPN/L			2000 (个/L)
14	镉	μg/L			≤0.005
15	铜	mg/L			≤1.0
16	铅	μg/L			≤0.01
17	锌	mg/L			≤1.0
18	汞	μg/L			≤0.00005
19	水温	°C			-
20	溶解氧	mg/L			≥6
21	砷	μg/L			≤0.05
22	硒	μg/L			≤0.01
23	六价铬	mg/L			≤0.05
24	石油类	mg/L			≤0.05

根据监测结果可知，木扎尔特河监测项目满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。

## 4.5 土壤环境现状调查与评价

### 4.5.1 土壤类型及分布调查

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

### 4.5.2 土壤理化性质调查

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

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点号	博孜 9 井场
----	---------

## 博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

点号		博孜 9 井场
坐标		
层次		
现场记录	颜色	
	其他异物	
实验室测定	阳离子交换量 $\text{cmol}^+/\text{kg}$	
	pH 值 (无量纲)	
	氧化还原电 (mv)	
	饱和导水率 $\text{cm/s}$	
	土壤容重 $\text{g/cm}^3$	
	孔隙度%	
	水溶性盐总量 $\text{g/kg}$	

图 4.5-1 土壤类型分布图

#### 4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 3 表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型主要为棕钙土、棕漠土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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

根据项目区域土壤类型的特点以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆昇腾环保科技有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，取样时间为 2026 年 3 月 5 日。土壤监测点位及监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2 土壤监测点位及监测因子

监测项目	监测点位	监测点位坐标	监测点情况	监测时间	监测频率/要求	监测因子	备注
土壤	占地范围内		表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量	克拉苏气田博孜 9 区块开发方案 2023.11.01
						石油烃+土壤盐分含量	
						石油烃+土壤盐分含量	实测
			柱状样	监测 1 次	柱状样： 0-0.2m、 0.5-1.5m、 1.5-3m 分别取样	pH+石油烃+土壤盐分含量	实测
							实测
							克拉苏气田博孜 9 区块开发方案 2023.11.01
	占地范围外	TN7（博孜 9-1 井场内）		表层样	监测	表层样	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量

监测项目	监测点位	监测点位坐标	监测点情况	监测时间	监测频率/要求	监测因子	备注
地 范 围 外	9-1 井场南侧农田)			1 次	0-0.2m 取样	壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目： pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃	
	TN8（博孜 9-1 管线南侧）					pH+石油烃+土壤盐分含量	实测
	TN9（博孜 9 井场外）					pH+石油烃+土壤盐分含量	克拉苏气田博孜 9 区块开发方案 2023.11.01
	TN10（博孜 9 清管站场场外）					pH+石油烃+土壤盐分含量	《塔里木油田公司所属单位环境影响后评价报告书（阿克苏地区中西部区域）-博大采油气管理区》 2026.1.14

#### 4.5.4 土壤环境现状评价

##### （1）评价标准

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

占地范围外农用地、未利用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤 pH>7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

## (2) 评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

## (3) 评价结果

土壤评价结果见表 4.5-3~表 4.5-6。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				TN1		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况
1	pH	/	/			/
2	总砷	mg/kg	60			达标
3	镉	mg/kg	65			达标
4	六价铬	mg/kg	5.7			达标
5	铜	mg/kg	18000			达标
6	铅	mg/kg	800			达标
7	总汞	mg/kg	38			达标
8	镍	mg/kg	900			达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标
10	氯仿	mg/kg	0.9			达标
11	氯甲烷	mg/kg	37			达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616			达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标

20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53			达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标
27	苯	mg/kg	4			达标
28	氯苯	mg/kg	270			达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标
31	乙苯	mg/kg	28			达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290			达标
33	甲苯	mg/kg	1200			达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570			达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640			达标
36	硝基苯	mg/kg	76			达标
37	苯胺	mg/kg	260			达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256			达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15			达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5			达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15			达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151			达标
43	蒽	mg/kg	1293			达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5			达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15			达标
46	萘	mg/kg	70			达标

47	石油烃	mg/kg	4500	28		达标
----	-----	-------	------	----	--	----

表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位		石油烃			水溶性盐总量
占地范围内	采样深度	标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	Pi	监测值 (mg/kg)
TN2	20cm	4500			1.7
TN3	20cm	4500			32.8

表 4.5-5 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位		石油烃			PH 值	水溶性盐总量
占地范围内	采样深度	标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	Pi	监测值	监测值 (mg/kg)
TN4	20cm	4500				
	100cm	4500				
	200cm	4500				
TN5	20cm	4500				
	100cm	4500				
	200cm	4500				
TN6	20cm	4500				
	100cm	4500				
	200cm	4500				

表 4.5-6 占地范围外土壤环境质量评价 (筛选值 pH&gt;7.5)

监测点位				TN7		TN8		TN9		TN10	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH 值	无量纲	/								
2	镉	mg/kg	0.6								
3	(总) 汞	mg/kg	3.4								
4	(总) 砷	mg/kg	25								
5	铅	mg/kg	170								
6	铬	mg/kg	250								
7	铜	mg/kg	100								

8	镍	mg/kg	190							
9	锌	mg/kg	300							
10	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	mg/kg	4500							
11	水溶性盐总量	g/kg	/							

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

项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”相应标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

#### （4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-7，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-8。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.5-9。

表 4.5-7 土壤盐化分级标准

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

表 4.5-8 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化

5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

表 4.5-9 土壤盐化、酸化现状

检测项目		pH	碱化程度	含盐量(SSC)/(g/kg)	盐化程度
TN1 (博孜 9 井场内)	表层 0-0.2m	7.4	无酸化或碱化		-
TN2 (博孜 9 井场内北侧)	表层 0-0.2m	-	-		轻度盐化
TN3 (博孜 9-1 井场)	表层 0-0.2m	-	-		轻度盐化
TN7 (博孜 9-1 井场南侧 农田)	表层 0-0.2m	-	-		中度盐化
TN8 (博孜 9-1 管线南侧)	表层 0-0.2m	7.3	无酸化或碱化		未盐化
TN9 (博孜 9 井场外)	表层 0-0.2m	7.5	无酸化或碱化		重度盐化
TN10 (博孜 9 清管站站场 外)	表层 0-0.2m	7.5	无酸化或碱化		中度盐化

综上所述，区内土壤无酸化或碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、重度盐化的情况，未出现极重度盐化的情况。

## 4.6 大气环境现状调查与评价

### 4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区拜城县，根据 2023 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 μg/m<sup>3</sup>），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

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2023年					
SO <sub>2</sub>	年平均	7μg/m <sup>3</sup>	60μg/m <sup>3</sup>	11.6%	达标
NO <sub>2</sub>	年平均	32μg/m <sup>3</sup>	40μg/m <sup>3</sup>	80.0%	达标
PM <sub>10</sub>	年平均	95μg/m <sup>3</sup>	70μg/m <sup>3</sup>	135.7%	超标
PM <sub>2.5</sub>	年平均	37μg/m <sup>3</sup>	35μg/m <sup>3</sup>	105.7%	超标
CO	24小时平均第95百分位数	2200μg/m <sup>3</sup>	4000μg/m <sup>3</sup>	55.0%	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时平均第90百分位数日平均	130μg/m <sup>3</sup>	160μg/m <sup>3</sup>	81.2%	达标
2022年					
SO <sub>2</sub>	年平均	6μg/m <sup>3</sup>	60μg/m <sup>3</sup>	10	达标

## 博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

NO <sub>2</sub>	年平均	24μg/m <sup>3</sup>	40μg/m <sup>3</sup>	60	达标
PM <sub>10</sub>	年平均	<b>94μg/m<sup>3</sup></b>	<b>70μg/m<sup>3</sup></b>	<b>134.29</b>	<b>超标</b>
PM <sub>2.5</sub>	年平均	<b>41μg/m<sup>3</sup></b>	<b>35μg/m<sup>3</sup></b>	<b>117.14</b>	<b>超标</b>
CO	24小时平均第95百分位数	2000μg/m <sup>3</sup>	4000μg/m <sup>3</sup>	50	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时平均第90百分位数日平均	133μg/m <sup>3</sup>	160μg/m <sup>3</sup>	83.125	达标
2021年					
SO <sub>2</sub>	年平均	6μg/m <sup>3</sup>	60μg/m <sup>3</sup>	10	达标
NO <sub>2</sub>	年平均	29μg/m <sup>3</sup>	40μg/m <sup>3</sup>	72.5	达标
PM <sub>10</sub>	年平均	<b>87μg/m<sup>3</sup></b>	<b>70μg/m<sup>3</sup></b>	<b>124.3</b>	<b>超标</b>
PM <sub>2.5</sub>	年平均	35μg/m <sup>3</sup>	35μg/m <sup>3</sup>	100	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1700μg/m <sup>3</sup>	4000μg/m <sup>3</sup>	42.5	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时平均第90百分位数日平均	124μg/m <sup>3</sup>	160μg/m <sup>3</sup>	77.5	达标
2020年					
SO <sub>2</sub>	年平均	7μg/m <sup>3</sup>	60μg/m <sup>3</sup>	11.7	达标
NO <sub>2</sub>	年平均	28μg/m <sup>3</sup>	40μg/m <sup>3</sup>	70.0	达标
PM <sub>10</sub>	年平均	<b>95μg/m<sup>3</sup></b>	<b>70μg/m<sup>3</sup></b>	<b>135.7</b>	<b>超标</b>
PM <sub>2.5</sub>	年平均	<b>39μg/m<sup>3</sup></b>	<b>35μg/m<sup>3</sup></b>	<b>111.4</b>	<b>超标</b>
CO	24小时平均第95百分位数	1500μg/m <sup>3</sup>	4000μg/m <sup>3</sup>	37.5	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时平均第90百分位数日平均	122μg/m <sup>3</sup>	160μg/m <sup>3</sup>	76.3	达标
2019年					
SO <sub>2</sub>	年平均	7μg/m <sup>3</sup>	60μg/m <sup>3</sup>	12	达标
NO <sub>2</sub>	年平均	31μg/m <sup>3</sup>	40μg/m <sup>3</sup>	78	达标
PM <sub>10</sub>	年平均	<b>101μg/m<sup>3</sup></b>	<b>70μg/m<sup>3</sup></b>	<b>144</b>	<b>超标</b>
PM <sub>2.5</sub>	年平均	<b>39μg/m<sup>3</sup></b>	<b>35μg/m<sup>3</sup></b>	<b>111</b>	<b>超标</b>
CO	24小时平均第95百分位数	1900μg/m <sup>3</sup>	4000μg/m <sup>3</sup>	47.5	达标
O <sub>3</sub>	最大8小时平均第90百分位数日平均	130μg/m <sup>3</sup>	160μg/m <sup>3</sup>	81.3	达标

根据上表结果，近5年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>，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。

#### 4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

##### （1）监测点基本信息

本次评价引用《克拉苏气田博孜9区块开发方案环境影响报告书》（监测时间为2023年11月3日）中BZ9井场下风向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

序号	监测点	监测点坐标	本项目位置关系	监测因子
1	BZ9 井场下风向		BZ9 井场西南 0.5km 处	非甲烷总烃

### (2) 数据可引用性

在空间上，所引用的监测点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》（GB3095-2026）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。

### (4) 监测时间及频率

监测时间分别为 2023 年 10 月 28 日~2023 年 11 月 3 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/m<sup>3</sup> 作为环境质量标准限值。

### (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<sub>i</sub>——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C<sub>i</sub>——第 i 个污染物监测浓度，μg/m<sup>3</sup>；

C<sub>oi</sub>——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m<sup>3</sup>。

### (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

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	监测浓度范围 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
BZ9 井场下风向	非甲烷总烃	1h 平均	2000			0	达标

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  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  要求。

## 4.7 声环境现状调查与评价

### 4.7.1 声环境现状监测

本工程周边没有声环境敏感目标。

#### (1) 监测布点

为了说明场地声环境质量现状，本次引用《克拉苏气田博孜区初步开发项目(第四阶段)竣工环境保护验收调查报告》(监测时间为 2024 年 9 月 6 日-9 月 7 日)中博孜 9 井场监测点的厂界监测数据。监测点位信息见表表 4.7-1。

表 4.7-1 噪声监测布置情况一览表

编号	监测点名称	坐标	监测因子	监测频率
1#	博孜 9 井		等效连续 A 声级 ( $\text{Leq}$ )	连续监测 2 天，每天昼、夜间各监测一次。

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

#### (3) 监测时间

监测时间 2024 年 9 月 6 日-9 月 7 日。

#### (4) 监测方法

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

### 4.7.2 声环境现状评价

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

监测点位置		监测时间	昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
博孜 9	东	2024 年 9 月 6 日			达标			达标

井	南	2024 年 9 月 7 日			达标			达标
	西				达标			达标
	北				达标			达标
	东				达标			达标
	南				达标			达标
	西				达标			达标
	北				达标			达标

由表 4.7-2 可知,工程各监测点监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 生态影响评价

#### 5.1.1 施工期生态环境影响分析

##### 5.1.1.1 占地影响分析

###### (1) 永久占地影响分析

本项目新增永久占地 0.3041hm<sup>2</sup>, 主要是新建 1 座井场。施工结束后, 永久占地被井场构筑物代替, 这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底地改变, 永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

###### (2) 临时占地影响分析

本项目新增临时占地 1.168hm<sup>2</sup>, 主要是新建各类管线和 10kV 电力线路占地, 生态影响主要集中在施工期。本项目临时性占地主要是裸岩石砾地、其他草地和水浇地。建设单位在非作物生长季施工, 施工道路以依托现有县、乡道路和机耕道路为主, 施工结束后及时对农用地进行复垦, 因此从宏观整体区域看, 不会影响到该区域的土地利用结构。

施工期建设对周边区域的生态环境影响主要有:

- a. 临时占地将破坏地表原有自然植被, 造成生物量损失。
- b. 施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加, 对土地复耕后植被根系发育和生长不利。
- c. 在干燥天气下, 车辆行驶扬尘, 使便道两侧作物叶面覆盖降尘, 光合作用减

弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

d.场地施工前必须进行场地表土层的剥离，剥离的厚度应以 30cm~50cm 为宜。在占地范围内选择合适的地点整理出一块场地存放剥离的表土，对形成的表土堆，应采取措施进行防护，例如，采用干砌石或编织袋装土护脚进行临时性防护，顶面和坡面进行拍实，降雨时采取塑料薄膜等满铺防护。

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

#### 5.1.1.2 对植被的影响分析

本项目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。

本项目共占地 1.4721hm<sup>2</sup>，本项目占地范围内的现状用地主要为裸岩石砾地、其他草地和水浇地，其他和裸岩石砾地自然植被覆盖率较低，水浇地主要种植小麦和玉米等农作物。在投入运营后，其中有 0.3041hm<sup>2</sup>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 1.168hm<sup>2</sup>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

本项目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。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。本项目占地范围内植被主要为农作物，自然植被很少，本项

目开工建设尽量选择休耕期，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

### (3) 人类活动对植被的影响

本项目开发建设过程中人类活动对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。此外，人类和机械对项目区周边农田的践踏和碾压等，会破坏农作物、压实农田土壤和降低土壤肥力等，影响农作物生长。

### (4) 大气污染物的影响

井场建设施工期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、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

本项目总占地约 1.4721hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.3041hm<sup>2</sup>、临时占地 1.168hm<sup>2</sup>。本项目井场、管沟等施工区域全部为裸岩石砾地。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 Si 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<sub>i</sub>——占地面积，hm<sup>2</sup>；

W<sub>i</sub>——单位面积生物量，t/hm<sup>2</sup>。

表 5.1-1 自然植被生物损失量估算一览表

植被类型	工程内容	占地性质	平均生物量 (t/hm <sup>2</sup> )	占地面积 S <sub>i</sub> (hm <sup>2</sup> )	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
荒漠 植被	博孜 9-1 井场	永久				
	采气管线	临时				
	10kV 电力线 路	永久				
		临时				
合计				1.4721	1.104	/

根据计算，本项目将造成 1.104t 自然植被生物量损失。新增生物量损失主要是由项目临时或永久占用区域内其他草地、裸岩石砾地等造成。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。

#### (6) 管线修建对植被的影响

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

#### 5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域重点保护野生动物有苍鹰、鹅喉羚等，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，随着本项目井场建设的各个过程，博孜 9 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。

博孜 9 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，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本项目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。

本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域内地表植被分布较少，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**

本项目井场和站场工程主要包括拟新建 1 座井场，扩建 1 座井场。井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。

#### **5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响**

本项目开挖管沟 0.8km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为裸岩石砾地和其他草地，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

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

#### **5.1.1.7 道路建设对生态环境的影响分析**

本项目新修施工便道合计 0.66km，道路宽度 4m。临时扰动范围按路基两侧外扩各 2m。施工便道主要新增临时占地，新修和整修道路的过程中对生态环境的影

响主要为：

在建设新的 0.66km 施工便道时，路面平整需彻底清除原有地表植被（包括草本、灌木等），会造成该区域植物群落的完全丧失和生物量的直接损失。平整作业（尤其是使用重型机械刮平、碾压）会严重压实土壤，破坏原有的土壤团粒结构、孔隙度和渗透性。土壤压实会加剧水土流失风险。

#### 5.1.1.8 对永久基本农田的生态影响分析

本工程不占用永久基本农田，但新建管线评价范围内分布有永久基本农田，保护内容主要为水土流失防治、土壤肥力、农田面积等，本工程所在区域分布基本农田主要种植作物为小麦和玉米等。工程不占用基本农田，建设单位在做好各项保护措施的前提下，项目建设不会对项目周边永久基本农田产生影响。本项目与基本农田位置关系见图 4.2-4。

#### 5.1.1.9 对土地沙化的影响分析

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化土地和戈壁。本项目井场、站场和管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等，对不同沙化土地类型的影响如下：

##### （1）非沙化土地

非沙化土地生态相对较好、植被覆盖度相对较高、土壤表层有一定结皮或有机质。井场、站场建设时清除地表植被、破坏土壤结构、移除表土，将原本稳定的土地转变为易侵蚀的裸地。场地硬化和井场设施建设形成永久性不透水面，使井场和站场所在区域彻底丧失生态功能，同时施工期车辆碾压破坏井场、站场周边植被。管线建设时开挖管沟会破坏地表植被和土壤结构，形成一条易蚀带，表土回填后若压实不足或植被恢复不良，该线状区域极易成为风蚀突破口或积沙带。同时，管线施工便道也会造成平行于管线的扰动带。

##### （2）戈壁

戈壁区域地表覆盖砾石层，下方是沙物质。砾石层能有效保护下伏沙粒不被风吹走，是典型的“覆盖型”稳定地表，戈壁区植被极其稀疏。

井场、站场建设需要清除地表砾石层进行平整和基础施工，移除砾石保护层会使暴露的下伏沙物质直接成为风蚀源。井场和站场建设的构筑物会改变局地风场，

可能在设施下风向形成新的积沙区或加剧上风向的吹蚀作用等。开挖管沟会剥离地表砾石层，暴露沙质沟底，形成线状风蚀带。开挖土回填后，表层往往缺乏足够的砾石覆盖，形成一条易蚀的带状区域。此外，重型设备碾压会破坏井场、站场选址区域和管线施工便道处的砾石层结构，降低其保护效能。

### 5.1.2 运营期生态环境影响分析

本项目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，本项目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。

本项目总占地约 1.4721hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.3041hm<sup>2</sup>、临时占地 1.168hm<sup>2</sup>。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，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

#### 5.1.3 退役期生态环境影响分析

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

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

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

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

#### 5.1.4 生态影响评价自查表

本项目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建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 0.3041hm<sup>2</sup>，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 1.168hm<sup>2</sup>，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。

本项目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。本项目不占用永久基本农田，仅评价范围涉及。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <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: (0.01472) km <sup>2</sup> ; 水域面积: ( ) km <sup>2</sup>	
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input 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 水文地质条件

#### (1) 地下水赋存条件

本项目评价区所在区域的地貌类型为山前平原区。

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, 盆地内充填了巨厚的第四系沉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, 发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后, 河水渗漏补给地下水, 使盆地储藏有丰富的地下水, 因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔, 使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制, 盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区, 古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成, 构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏

障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80m 左右。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散类岩层沉积厚度自北部山前的 200m，向南部平原区逐渐变厚，最厚达 500m 左右。山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

### (2) 地下水埋藏及分布规律

评价区位于拜城盆地西部木扎尔特河冲积洪积平原区。根据收集水文地质资料及调查，该区域地下水的埋深普遍较大，均大于 50m。区内含水层主要由上更新统及中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成，厚度 150~400m。含水层岩性主要为砂卵砾石，单位涌水量大于 1.5L/s·m，含水层岩性分选差，磨圆度中等。

### (3) 地下水类型与含水岩组富水性

#### a. 水量丰富区（单井涌水量 1000~5000m<sup>3</sup>/d）

分布在冲积扇的中上部、木扎尔特河以南的平原区，调查评价区东部区域的地下水富水程度属于该区。含水层是巨厚（100~300m），粗大的砾卵石层，含水丰富，根据前人的抽水试验资料，单井推算涌水量为 1035.85~4033.57m<sup>3</sup>/d。渗透系数 6.96~8.5m/d。

#### b. 水量中等区（单井涌水量 500~1000m<sup>3</sup>/d）

分布于木扎尔特河西部的冲积平原区，调查评价区中部及西部区域的地下水富水程度属于该区。根据前人资料，区内含水层为上更新统砾卵、漂砾层，水量丰富，含水层厚度为 70m，渗透系数 1.37m/d。

### (4) 地下水补给、径流及排泄条件

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

地下水的径流方向为从西北向东南。因含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在北部约 1.42%，中部、南部为 1.43% 左右。地下水一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则向南排泄至木扎提河中。

#### (5) 地下水水化学特征

区域分布有单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类裂隙孔隙水。

##### ① 单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

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

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

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

$\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3$  型水：呈条带状南北向分布于区域北部的山区沟谷内，水化学类型为  $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3$  型水，潜水矿化度为 0.42~0.64g/L，水质为淡水。

##### ② 碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水呈窄条状分布在区域东北部的克孜尔低山丘陵区，地下水的矿化度多为 3.0~10.0g/L，水质为半咸水，水化学类型为  $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$  型水。

#### (6) 地下水流场特征

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。

位于河流冲洪积的河间地块，潜水的动态特征曲线与两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 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。

#### (7) 水位统测

项目区域属于山前冲击区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中表 4 地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次地下水环境水位统测开展一期。2024 年 6 月对项目周边区域进行水位统测，具体统测结果见表 5.2-16。

表 5.2-16 项目周边区域地下水水位统测点统计表

序号	坐标	井深(m)	丰水期(2024 年 6 月)
			水位埋深(m)
1		80	60
2		70	65
3		80	60
4		70	55
5		90	63
6		100	65
7		100	68
8		81	65
9		72	60
10		90	65
11		90	70
12		85	70
13		90	56
14		85	60

#### (8) 地下水开发利用现状

调查区内生活用水全部来源于地下水，周围居民生活用水多来自察尔齐镇地下水水源地和大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地，部分村庄为民用压井取水。

调查区内农田灌溉用水主要通过人工渠道从木扎提河引水。

#### (9) 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”。

图 5.2-1 区域水文地质图

图 5.2-2 区域等水位线图

## 5.2.2 施工期地下水环境影响分析

### (1) 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

### (2) 管道施工对地下水影响分析

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

## 5.2.3 运营期地下水环境影响分析

### 5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

#### (1) 废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，采出水依托大北天然气处理厂处理达标后回注；井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，达标后回注，不外排。

#### (2) 油泥（砂）

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

#### (3) 输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

#### (4) 采气井场

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

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

### 5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

#### (1) 情景 1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。

本次工程不包含钻井工程，其中 BZ9-1（勘探井）钻井工程已取得环评批复（见附件），根据钻井环评及博孜区块的相关井身结构图及相关措施表明：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 200m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，而整个博孜区块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，因此目前表层套管的深度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。

因此油气窜层污染在前期不会发生，待油井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才有可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环，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，原油不大可能进入含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

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

#### ①预测情景

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

#### ②预测方法

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

#### ③预测因子

井场套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

#### ④预测模型

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

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

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

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

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；

C<sub>0</sub>——注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D<sub>L</sub>—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

erfc()—余误差函数。

#### ⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水

文地质参数主要通过根据《克深气田滚动勘探开发工程地下水环境调查服务项目》及油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-2。

表 5.2-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.02 m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~15m/d，本次评价取 15m/d，根据区域历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 1.42‰~1.43‰，本次预测取水力坡度最大值为 1.43‰。
2	$D_L$	纵向弥散系数	0.24 m <sup>2</sup> /d	$DL=aLu$ ， $aL$ 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	16%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.2，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.2 \times 0.8=0.16$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	$C_0$	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

### ⑥ 预测结果与分析

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

表 5.2-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c(mg/l)	距离 (m)	浓度 c(mg/l)	距离 (m)	浓度 c(mg/l)
石油类	0					
	5					
	10					
	15					
	23					
	26					

	30					
	35					
	40					
	45					
	50					

表 5.2-4 预测结果统计表（情景 1）

污染物	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境 敏感点
石油类	100d	22	26	无
	1000d	85	98	无
	3650d	205	226	无

图 5.2-3 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 22m、85m、205m，影响距离分别为 26m、98m、226m。影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

#### （2）情景 2：渗透污染（泄漏）

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

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

种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

#### ①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

#### ②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

#### ③预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

$C(x, t)$ — $t$ 时刻  $x$  处的示踪剂浓度, g/l;

$C_0$ ——注入的示踪剂浓度, g/l;

$u$ —水流速度, m/d;

$n$ —有效孔隙度, 无量纲;

$D_L$ —纵向弥散系数,  $m^2/d$ ;

$erfc()$ —余误差函数。

#### ④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染监测项目的特征污染物, 标准污染指数也最高。因此, 本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.2-2。

#### ⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型, 便可以求出不同时段, 石油类在预测情景下, 不同天数(100天、1000天、3650天)时, 污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-5、表 5.2-6, 图 5.2-4。

表 5.2-5 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果(情景 2)

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0					
5					
10					
15					
18					
25					
30					
35					
40					
45					
50					

表 5.2-6 预测结果统计表(情景 2)

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

图 5.2-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 15m、28m、0m，故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。

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

综上，本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

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

#### 5.2.5 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、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，本项目对地下水环境的影响较小。

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

### 5.3 地表水环境影响评价

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

#### 5.3.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期, 对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

##### (1) 生活污水

根据工程分析, 本项目施工期生活污水产生总量约为 288m<sup>3</sup>。施工期生活污水由防渗生活污水池收集, 定期拉运至博大采油气管理区现有生活污水处理设施处理, 不外排。

##### (2) 管道试压废水

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

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

#### 5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析, 本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。本项目本工程采出水依托大北天然气处理厂处理达标后回注; 井下作业废水依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理, 达标后回注, 不外排。设备擦洗废水主要污染物为 SS, 可用作场地降尘用水, 不会对周边水环境产生影响。

##### (1) 采出水依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本项目运营期新增采出水最大量为  $20.3\text{m}^3/\text{d}$  ( $0.74$  万  $\text{t}/\text{a}$ )，采出水依托大北天然气处理站污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)等相关标准后回注地层，不外排。

按照《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》HJ349-2023 中 9.2.3 条的要求，气田注水水质满足《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求，要求总回注量影响范围内无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。大北天然气处理站污水处理装置主要处理大北区块及博孜区块的采出水。经多年运营未发现出现回注量影响范围内无断层、产生地表露头或出露点的问题。根据前述依托可行性分析，大北天然气处理站污水处理装置采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

#### (2) 井下作业废水依托处理环境可行性评价

本项目井下作业废水产生量  $12.56\text{m}^3/\text{a}$ ，采用专用回收罐收集后依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)等相关标准后回注地层。根据前述依托可行性分析，克拉苏钻试修废弃物环保处理站污水处理装置采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目井下作业废水处理需求，依托处理设施可行。

#### (3) 设备擦洗废水

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

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

### 5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

### 5.3.4 地表水环境评价结论

采取上述水污染控制措施后，本项目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，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

### 5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input 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 checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input 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"/>	

## 5.4 土壤环境影响评价

### 5.4.1 施工期土壤环境影响分析

#### 5.4.1.1 地面工程施工对土壤环境的影响

拟建工程占地类型主要为裸岩石砾地和其他草地，土壤类型涉及棕漠土、棕钙土等。项目施工期主要为土方开挖、场地平整以及管线敷设，施工期对土壤的主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

#### (1) 土方开挖、场地平整等对土壤的环境影响

土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短

时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

#### (2) 管线敷设对土壤的环境影响

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。管沟开挖过程中以机械开挖为主，穿越特殊区域采取人工开挖。本项目采气管线主要位于裸岩石砾地，由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

#### (3) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

### 5.4.1.2 废弃污染物污染影响分析

本项目施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本项目施工期产生的废水主要为生活污水和管线试压废水；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾。根据前述分析，本项目施工期产生的废水和固废均能妥善处理，因此在落实以上环保措施的情况下，本项目施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

### 5.4.2 运营期土壤环境影响分析

#### 5.4.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

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

#### 5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

##### (1) 生态影响型

考虑事故状态下，管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管道两端设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管道中泄漏的量为  $0.85\text{m}^3$ 。博孜 9 区块地层水水型为  $\text{CaCl}_2$  型，氯根平均  $133000\text{mg/L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为： $0.85 \times 133000 \times 75.5 \div 35.5 = 240430.3\text{g}$ 。

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

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： $\Delta S$ -单位质量表层土壤中某种物质的增量， $\text{g/kg}$ ；

$I_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， $\text{g}$ ；

$L_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， $\text{g}$ ；

$R_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， $\text{g}$ ；

$\rho_b$ -表层土壤容重， $\text{kg/m}^3$ ；

$A$ -预测评价范围， $\text{m}^2$ ；

$D$ -表层土壤深度，一般取  $0.2\text{m}$ ，可根据实际情况适当调整；

$n$ -持续年份， $\text{a}$ 。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

$S$ -单位质量土壤中某种物质的预测值， $\text{g/kg}$ ；

$S_b$ -单位质量土壤中某种物质的现状值， $\text{g/kg}$ 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， $L_s$  和  $R_s$  取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心  $20\text{m} \times 20\text{m}$  范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为  $0.94 \times 10^3\text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为  $4.0\text{g/kg}$ 。预测年份为  $0.027\text{a}$ (10 天)。

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

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨

水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

## (2) 污染影响型

本项目实施后，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土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是排水干线出现破损泄漏，建设单位将及时采取措施，不可能任由采出水漫流渗漏，任其渗入土壤。

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

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

表 5.4-1 油类物质在土层中的纵向分布情况

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

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

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

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

### 5.4.3 退役期土壤环境影响分析

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

### 5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

### 5.4.5 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影 影 响 识 别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类型图
	占地规模	(0.00304)km <sup>2</sup>	永久占地/小型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化 污染影响型：基本农田	
	影响途径	大气沉降 <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（生态影响）	
	全部污染物	盐分、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	
	特征因子	盐分、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	
	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"/>	井场
		I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input checked="" type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>	采气管线
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>	污染影响型	
	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>	生态影响型	
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	污染影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	生态影响型	
现状	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>	
	理化特性	见表 4.5-1	

工作内容		完成情况			备注	
调查内容	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见监测点位布置图
		表层样点数	1	4	0~0.2m	
	柱状样点数	3	/	0~0.2m, 0.5~1.5m, 1.5~3m		
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量				
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃（C10-C40）、盐分含量				
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（井场周围）；影响程度（较小）			污染影响型	
		影响范围（排水管线泄漏点） 影响程度（盐化加剧程度）			生态影响型	
预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) ☑ 不达标结论：a) □；b) □					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	代表性井场	
		代表性井场采气树 管道接口处、井场周边基本农田	石油类、石油烃（C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、砷、六价铬 盐分含量、pH	1 次/5 年		
信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH					
评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行					

## 5.5 大气环境环境影响评价

### 5.5.1 施工期大气环境影响分析

#### 5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

##### (1) 运输车辆扬尘的影响分析

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

周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

#### (2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

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

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路洒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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

#### 5.5.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、 $\text{CmHn}$  等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

## 5.5.2 运营期大气环境影响评价

### 5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

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

表 5.5-1 观测气象数据信息

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

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

#### (1) 温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年平均温度月变化统计表

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

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

#### (2) 风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

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

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

#### (3) 风向、风频

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

5.5-1。

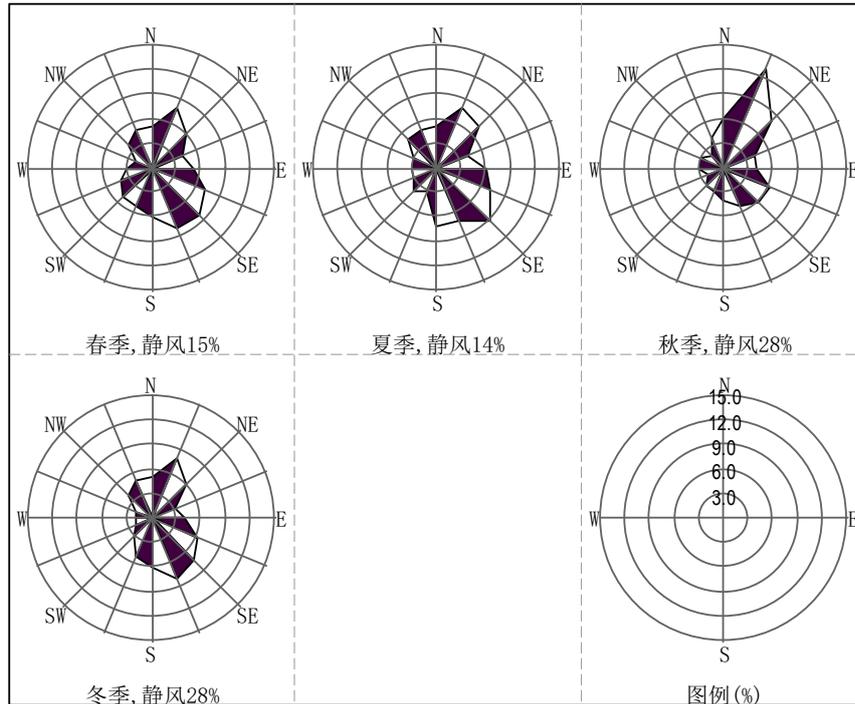


图 5.5-1 拜城县各季风向玫瑰图

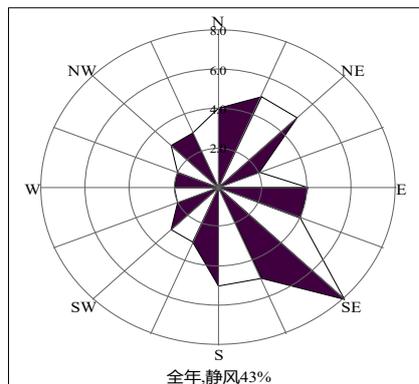


图 5.5-2 拜城县全年风向玫瑰图

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

### 5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

#### (1) 预测模式

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

表 5.5-4 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		39
最低环境温度/°C		-28.7
土地利用类型		耕地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<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）

名称	面源起点坐标（°）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（°）	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
BZ9-1 井			1287	42	28	6	5	0.0034
BZ9 井			13316	50	40	6	5	0.0071

表 5.5-6 P<sub>max</sub> 及 D<sub>10%</sub>预测及计算结果一览表

名称	评价因子	C <sub>i</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	评价标准（μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> (%)	D <sub>10%</sub> (m)	最大浓度出现距离（m）
BZ9-1 井	非甲烷总烃	5.3678	2000	0.27	/	28
BZ9 井	非甲烷总烃	8.2124	2000	0.41	/	34

经估算，无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在 BZ9 井 34m 处，最大浓度为 8.2124μg/m<sup>3</sup>，最大浓度占标率为 0.41%，非甲烷总烃厂界贡献浓度满足《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。

综上，本项目大气环境影响可接受。

### 5.5.2.3 大气污染物排放量核算

本项目大气污染物排放量核算情况见表 5.5-7。

表 5.5-7 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
1	无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	4.0	0.0971

#### 5.5.2.4 非正常工况影响分析

##### (1) 污染源强

本项目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。本项目油气集输过程中，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。本次评价将博孜 9-1 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.5-8。

表 5.5-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	面源起点坐标		海拔 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	非正常排放速率 /(kg/h)	单次持续时间 /h	排放工况	评价因子	排放速率 /(kg/h)
			X	Y								
1	放喷口	井口压力过高			1449	8	3	1.399	0.5	非正常	非甲烷总烃	0.25
											NO <sub>x</sub>	0.0675

##### (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<sub>max</sub> 及 D<sub>10%</sub> 预测及计算结果一览表 单位：μg/m<sup>3</sup>

序号	污染源名称	评价因子	C <sub>i</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>i</sub> (%)	P <sub>max</sub> (%)	最大浓度出现距离 (m)	D <sub>10%</sub> (m)
1	放喷口	非甲烷总烃				10	50
		NO <sub>2</sub>					400

由表 5.5-9 计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最

大落地浓度为  $524.3\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 26.2%， $D_{10\%}$ 对应距离为 50m； $\text{NO}_2$  最大落地浓度为  $141.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 70.8%， $D_{10\%}$ 对应距离为 400m。

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

### 5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

### 5.5.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

### 5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-10。

表 5.5-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	$\text{SO}_2+\text{NO}_x$ 排放量	$\geq 2000\text{t/a}$ <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	$< 500\text{t/a}$ <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物（ $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{O}_3$ ） 其他污染物（NMHC）		包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ <input type="checkbox"/> 不含二次 $\text{PM}_{2.5}$ <input checked="" type="checkbox"/>
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"/>

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

	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 $\geq$ 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 <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 $\leq$ 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 $\leq$ 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 $\leq$ 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 $\leq$ 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 $\leq$ -20% <input type="checkbox"/>			k $>$ -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC)			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 <sub>2</sub> : ( ) t/a	NO <sub>x</sub> : ( ) t/a	颗粒物: ( ) t/a	无组织 NMHC: (0.0971) t/a		

## 5.6 声环境影响评价

### 5.6.1 施工期声环境影响分析

本项目在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.6-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.6-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

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

通过类比分析可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 150m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）；设备安装施工期间昼间距施工机械 20m、夜间 80m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）场界噪声限值要求。

工程区 200m 内无居民，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

### 5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目拟建井场产噪设备主要为井场采气树，井场布置基本一致，本次选择 BZ9-1 井井场进行预测。

#### 5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），在环境影响评价中，

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

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_w$ ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

$D_c$ ——指向性校正，dB；

$A_{div}$ ——几何发散引起的衰减，dB；

$A_{gr}$ ——地面效应引起的衰减，dB；

$A_{atm}$ ——大气吸收引起的衰减，dB；

$A_{bar}$ ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

$A_{misc}$ ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

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

式中： $L_A(r)$ ——距声源  $r$  处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ ——参考位置  $r_0$  处的 A 声级，dB(A)；

$A_{div}$ ——几何发散引起的衰减，dB。

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

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

式中： $L_{eq}$ ——预测点的噪声预测值，dB；

$L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

$L_{eqb}$ ——预测点的背景噪声值，dB。

### 5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强（声功率级）[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	博孜 9-1 井场	采气树	29	9	3	85	基础减振	昼夜

### 5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
井场噪声	东场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.6-3 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 41.6~49.5dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区昼间、夜间标准要求。

### 5.6.3 退役期声环境影响分析

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

### 5.6.4 声环境影响评价结论

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

### 5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <input type="checkbox"/>

评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input checked="" 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	200 m <input type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input checked="" 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 type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可 <input checked="" type="checkbox"/> ；“( )”为内容填写项。							

## 5.7 固体废物影响分析

### 5.7.1 施工期固体废物影响

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

站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

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

## 5.7.2 运营期固体废物影响

### 5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

本项目运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、清管废渣、废铅酸蓄电池，均属于危险废物，根据《国家危险废物名录(2025年版)》（生态环境部令第36号）、《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)，拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、清管废渣、废铅酸蓄电池，收集后直接由有危废处置资质单位接收处置，井场内不暂存。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油 废物			井下作业	液态	石油类	间歇	T.I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料				井下作业	固态	石油类	间歇	T.I	
3	清管废渣				清管	固态	石油类	间歇	T.I	
4	废铅酸蓄电池	HW31 含铅废物			UPS老化	固态	铅	间歇	T.C	

### 5.7.2.2 危险废物环境影响分析

#### (1) 危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求收集、运输，并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。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

#### (2) 危废运输过程影响分析

##### ①内部运输

本项目运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至塔里木油田公司已建贮存设施。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，

转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

## ②外部运输

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

## (3) 危险废物的处置

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

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

### 5.7.3 退役期固体废物影响分析

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

### 5.7.4 固废环境影响评价小结

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

## 5.8 环境风险评价

### 5.8.1 风险调查

#### 5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天

然气、凝析油。天然气主要存在于新建的采气管线中。

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

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p: 气体压强，标况压强 0.101325Mpa;

V: 气体体积，管道体积;

n: 气体的物质的量，单位 mol;

T: 绝对温度，293.15K;

R: 气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目危险物质分布情况一览表

序号	危险单元	危险物质名称	存储装置参数	最大存在量 (t)
1	博孜 9-1 采气管线	天然气	0.8km, DN80, 20Mpa	0.524

注：天然气相对密度为 0.66kg/Nm<sup>3</sup>。

### 5.8.1.2 环境敏感目标调查

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

### 5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 Q<1，判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

### 5.8.3 环境风险识别

#### 5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质为天然气（甲烷）、凝析油。各风险物质危险特性见表 5.8-2。

表 5.8-2 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	<p>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。</p>	
成分/组成信息	<p>该化学品为混合物，其主要有害成分为甲烷。            甲烷 CAS 号：74-82-8。</p>	
急救措施	<p>皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。            吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行心肺复苏术，就医。</p>	
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯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。</p>	
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>	
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。            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。</p>	

	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。			
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 <sub>4</sub>	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管</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第 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》。

表 5.8-3 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	<p>凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C<sub>5</sub> 至 C<sub>11+</sub> 烃类的混合物，并含有少量的大于 C<sub>8</sub> 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°C-200°C 之间，挥发性好。</p> <p>【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。</p>
危害信息	<p>【燃烧和爆炸危险性】</p> <p>其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p>【健康危害】</p> <p>蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>
安全措施	<p>【操作安全】</p> <p>密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】</p> <p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。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】</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、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><b>【急救措施】</b></p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医</p> <p><b>【灭火方法】</b></p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p><b>【泄漏应急处置】</b></p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，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 生产系统危险性识别

#### (1) 井场

##### ①井喷

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

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。博孜区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

##### ②井漏

在井下作业过程，工作液在压差的作用下，流入地层，可能引起污染地下水事故。

#### (2) 采气管线

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

#### 5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏以及天然气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放会对大气产生的直接影响，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土壤、地表水和地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-4。

表 5.8-4 危险物质向环境转移的途径识别

风险单元	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
井场	井喷	采气过程	天然气	①井喷时，天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。 ②天然气泄漏后遇明火易引发爆炸；	大气
	井漏	井下作业	工作液	工作液在压差的作用下，流入地层，造成地下水水质污染	地下水
	火灾爆炸	采气过程	伴生气及次生污染物 CO 等	天然气泄漏遇明火均能发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
采气管线	泄漏	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	管线天然气发生泄漏，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

#### 5.8.5 环境风险分析

##### 5.8.5.1 大气环境风险事故分析

###### (1) 井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量天然气，可使短时间内使局部大气环境中的甲烷等轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可

达到  $1300\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气发生泄漏遇明火或空气中积聚到一定浓度后发生着火会放出一定的热量，根据《危险评价方法及其应用》点源模型分析可知，火焰辐射出的能量为燃烧热的一部分，热辐射强度与燃烧速率成正比，与接收距离的平方成反比，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可使周围的物体燃烧或变形，更强烈的热辐射可能烧毁设备甚至造成人员伤亡等。

本项目在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄漏以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。本项目井场周边为耕地，若发生井喷事故，会有一定的油类和水溅到农作物上或散落到土壤中，就会影响农作物的生长，严重时会导致农作物死亡，若泄漏物将被点燃，热辐射造成一定范围内生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。因此发生井喷事故后，应积极采取措施控制井喷，清理受污染的土壤，对农田造成质量降低的，应进行治理；对农户造成财产损失的，应按规定进行赔偿。若发生火灾事故，应立即阻断引火源，并组织灭火。因此，在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

## (2) 采气管线泄漏对大气环境影响分析

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

本项目采气管线长度较短，且井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超  $0.15\text{MPa}/\text{min}$  时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于采气管线周边为基本农田，如果仅仅是天然气泄漏对大气环境影响较小，但本

工程采气管线内会有一定采出水，发生泄漏后，会有一定高含盐和油泄露到土壤中，就会影响农作物的生长，严重时会导致农作物死亡，若泄漏物将被点燃，热辐射造成一定范围内生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。因此发生采气管线泄漏事故后，应积极采取截断措施，清理受污染的土壤，对农田造成质量降低的，应进行治理；对农户造成财产损失的，应按规定进行赔偿。若发生火灾事故或者爆炸事故，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境，且当火灾产生的热辐射强度足够大时，会造成管线周边一定范围内的农作物严重破坏，甚至是毁灭。因此事故发生后应立即阻断引火源，并组织灭火，对耕地土壤进行治理，治理达标后可采用重新种植的方式进行重建，由于农作物为玉米，基本 1 年即可恢复。

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

#### 5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

##### (1) 采气管道泄漏对地表水影响分析

本工程在发生安全生产事故造成凝析油泄漏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，且项目与地表水无直接水力联系，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。

##### (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，本项目博孜 9-1 井场南距木扎尔特河 500m，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。

#### 5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

##### (1) 采气管道泄漏对地下水影响分析

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，采气管线发生管道泄漏事故时，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

#### (2) 井喷对地下水影响分析

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，同时及时将凝析油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控

#### 5.8.5.4 洪水及管线刺漏等环境影响分析

本项目所在区域地貌属砾质戈壁荒漠，气候类型属于暖温带大陆性干旱气候，光照充足，热量丰富，气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且本项目不穿越地表水体，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率较小；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 井喷防范措施

井场应采取多种防井喷措施，防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，具体防范措施如下：

- (1) 井控装置组合按设计执行。
- (2) 井控装置安装和维护按《塔里木油田钻井井控实施细则》（2021 版）执行。
- (3) 地层破裂压力测定按《塔里木油田钻井井控实施细则》（2021 版）执行。
- (4) 井控技术管理措施按《塔里木油田钻井井控实施细则》（2021 版）执行。

(5) 施工单位应编制井控专项应急预案，定期组织防喷演习。发生井喷，应按井控专项应急预案执行应急处置。

(6) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(7) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

#### 5.8.6.2 井漏防范措施

(1) 井身结构设计时，应设计保持地下水源的技术措施。

(2) 井下作业过程中，制订并严格执行保护地下水源的技术措施。

#### 5.8.6.3 井场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：撬装装置平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑设计防火规范》（GB50039-2010）中的有关规定，平面布置力求紧凑，建（构）筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点数控制到最小，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

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

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

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

(5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

(6) 井场应采取多种防井喷措施、防漏措施和固井措施，按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，严禁破坏基本农田，并加强防火措施，防止火灾发生。

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

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

#### 5.8.6.4 管线事故风险预防措施

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善井场、站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在管线运营期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

#### 5.8.6.5 洪水风险预防措施

加强巡检与监测：在雨季及暴雨预警期间，加密管线巡线频次，重点检查管线穿越低洼地带、冲沟等易受洪水冲刷区域的敷设情况。依托管线设置的流量控制仪

与压力变送器，实时监控运行参数，一旦发现压力异常或流量突变，系统可及时报警，便于迅速定位并处置可能发生的刺漏事故。

**完善防洪应急保障：**博大采油气管理区已配备完善的防洪防汛物资，包括应急抢险设备、沙袋、围堰材料、排水设施等，并定期开展防洪应急演练，确保在突发洪水情况下能够迅速响应、有效处置，防止洪水对管线及周边环境造成影响。

**强化管线防护与预警联动：**建议加强管线防洪防护能力，对易受洪水冲刷的管段采取工程防护措施；同时依托地方气象、水利部门预警信息，建立汛期联动响应机制，提升管线防洪预警与应急处置的协同性。

**落实应急响应机制：**建议依托博大采油气管理区现有应急管理体系，进一步完善防洪防汛专项应急预案，明确应急响应流程、资源调配及后期处置要求，确保在突发洪水情况下能够高效有序应对，最大限度降低对管线设施及周边环境的影响。

#### **5.8.6.5 危险废物运输事故风险防范措施**

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

#### 5.8.6.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

#### 5.8.6.7 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司博大采油气管理区制定有《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》(备案编号 652926-2023-045-L)。本评价建议将本次建设内容的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现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

#### 5.8.6.8 环境风险应急处置措施

##### (1) 井场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点

与生产系统的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

## （2）管道泄漏处置

拟建项目根据以往经验，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：

①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；

②应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

③组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

④监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

⑤条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑥放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

⑦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。

## （3）火灾应急处置措施

1) 立即阻断火源，并组织灭火；

2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

3) 火灾扑救过程中, 专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估, 及时提出灭火指导意见;

4) 灭火完毕后, 立即清理火灾现场。

(4) 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为油泥砂等, 委托有危废处置资质单位进行及时清运, 泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查, 每班 1~2 次, 当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人, 按以下方法进行处置:

1) 消除火源;

2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区, 无关人员从侧风、上风向撤离至安全区;

3) 应急处理人员戴好防护口罩;

4) 作业时使用的所有设备应接地, 禁止接触或跨越泄漏物, 尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间;

小量泄漏: 用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏: 构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖, 减少蒸发, 用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

(5) 基本农田应急保护措施

1) 事故现场的保护措施

①根据《基本农田保护条例》第二十六条, 立即采取措施处理, 向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告, 接受调查处理。

②在突发环境事故现场设置警戒线, 保护现场和维护现场秩序;

③保护现场被破坏的设备部件, 碎片、残留物等及其位置;

④在现场收集到的所有物件应贴上标签, 注明地点、事件及管理者;

⑤对收集到的物件应保持原样, 不准冲洗擦拭, 方便后期事故调查。

2) 现场净化的方式、方法

①对泄漏现场的污液用罐车抽吸, 对火灾爆炸现场产生的废液、废渣做危废处置;

②对应急行动工作人员使用过的衣服、工具、设备进行处理; 对污染的衣物或

其它物品及使用后的沙袋等集中收集，作为危废处理；

③利用喷洒环保型洗消液、喷洒粉状消毒剂等方式消除污染；

④受污染的土壤属于危险废物，统一交由有含油污泥处置资质的单位进行处理。

### 3) 事故洗消工作队伍

事故现场污染环境洗消工作，应以当地政府生态环境主管部门技术力量为主，在当地政府生态环境部门技术人员的指导下，公司应急救援人员协助处理。如果事故严重，还要上报上级生态环境局，请上级生态环境主管部门安排现场洗消。在事故现场洗消工作中，要及时联络咨询技术专家。

### 4) 环境恢复

由应急咨询专家组根据事故发生地点、污染物的性质和当时气象条件，明确事故泄漏物污染的环境区域，确定一个安全、有效、对环境影响最小的恢复方案。

根据实际情况，对污染的区域进行隔离，组织专业人员，穿戴好防护服，配备空气呼吸器，可用吸油毡、活性炭、木屑等具有吸附能力的物质，吸附回收后转移处理。并及时对污染环境进行跟踪监测。

### 5) 损失赔偿

对农田造成质量降低的，应进行治理；对农户造成财产损失的，应按规定进行赔偿。

## 5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天然气、凝析油。天然气、凝析油主要存在于新建的采气管线中。

可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏以及天然气泄漏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，井漏会对地下水造成影响。本项目应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目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，在严格落实本项目

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，负责实施的克拉采油气管理区应结合本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。本项目环境风险简单分析内容见表 5.8-5。

表 5.8-5 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	博孜 9-1 井集输工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区拜城县		
地理坐标	经度		纬度
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、凝析油。天然气、凝析油主要存在于新建的采气管线中。		
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏以及天然气泄漏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，井漏会对地下水造成影响。		
风险防范措施要求	①制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； ②落实井场、站场、管线、危险废物运输风险防范措施、 ③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； ④完善环境风险应急预案，定期演练。 详见 5.8.6 节		
<p>结论：根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天然气、凝析油。天然气、凝析油主要存在于新建的采气管线中。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏以及天然气泄漏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。本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目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，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。</p>			

## 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

(1) 井场区域主要占地类型为裸岩石砾地，施工过程中须严格控制井场占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

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

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

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

(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。

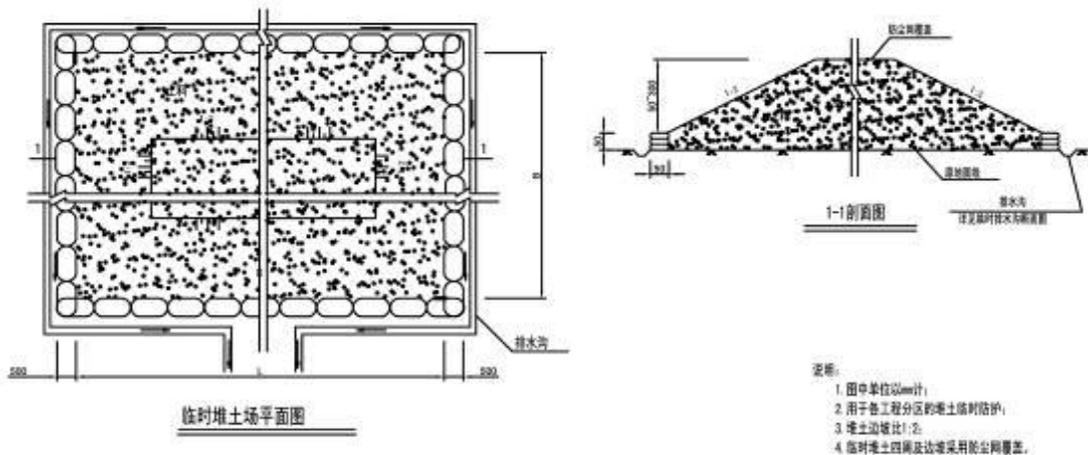


图 6.1-1 (1) 施工期生态保护措施示意图

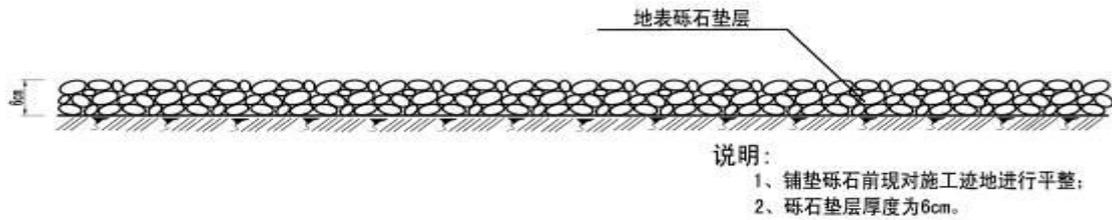


图 6.1-1 (2) 井场砾石压盖措施典型设计图

### 6.1.1.2 管线

(1) 项目设计时优先采取避让措施，尽量减少对永久基本农田和天然荒漠植被的占用和扰动。

(2) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(3) 工程施工临时占用永久基本农田，应向相关部门办理占地相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

(4) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(5) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(6) 管线单元主要占地类型主要为天然牧草地、裸岩石砾地和水浇地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(7) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。

(8) 一般地段项目管道工程施工作业带宽度控制在 8m 范围内，基本农田管道工程施工作业带宽度控制在 6m 范围内。

(9) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。

(10) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线

所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(11) 在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让永久基本农田及荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施，占用永久基本农田前建设单位须取得占地手续后方可开工。

#### **6.1.1.3 道路**

(1) 严格限制扰动范围：使用物理标志（如彩旗、围栏）清晰标记路基边界及两侧外扩 2m 的临时扰动边界，严禁机械和施工人员越界作业。

(2) 确保平整、碾压等作业严格限定在设计宽度内，避免对施工边界外原生植被和土壤的碾压破坏。

(3) 在整修路段，对路肩及扰动边界内有价值的灌木或小乔木进行移栽，提高成活率。清除植被时优先采用人工或小型机械，避免大面积粗暴推平。

(4) 工程结束后，对不再需要的临时便道区域（特别是新修部分），利用保存的表土进行土地整治，并播种当地适生植物种子，加速生态恢复。对仍需保留的便道路肩，进行植被恢复。

(5) 筑路材料（如碎石、填料）集中、规范堆放在指定场地，防止散落污染周边土壤植被。

#### **6.1.1.4 永久基本农田的生态保护措施**

(1) 管线临时工程选线已对永久基本农田实施避让，不占用基本农田区域。

(2) 施工期间不得在占地范围外的永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

(3) 明确禁止施工设备、施工车辆及材料堆放进入永久基本农田，设置警示标志。

(4) 因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主管部门报告。

(5) 施工前详细勘查，优化管线走向，主动避让排灌渠道、农用道路等农业

基础设施。若无法避让，需设计并实施临时或永久的替代方案，确保农田水利和机械化耕作不受影响。

(6) 加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田

#### 6.1.1.5 水土流失防治措施

##### (1) 工程措施

###### ① 管线防治区

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，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。

###### ② 井场、站场防治区

井场、站场工程区场地平整：针对井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 道路防治区

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，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

##### (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) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办

可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

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

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

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

⑥施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

⑦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。

#### 6.1.1.6 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 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

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

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

#### 6.1.1.7 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025年1月1日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

(1) 防沙治沙采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）；

② 《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）；

③ 《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

④ 《国家林业局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）；

⑤ 《沙化土地监测技术规程》（GB/T24255-2009）。

(2) 制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则：

① 预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。

②因地制宜，分区施策：根据博孜气田不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。

③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。

④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

制定方案的目标：

①非沙化土地：防止生态逆转，恢复地表覆盖。

②戈壁：维持砾幕完整性，防止下伏沙活化。

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

1) 邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

2) 项目区域自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目环保投资中考虑。

④生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计植被覆盖度能维持现状。

（4）开展环境监理

委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，保护植物的移栽，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线工程项目承包招标书中。

本项目防沙治沙措施实施后，区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

(5) 对废弃土、石、渣及其他地面覆盖提出以下处理措施

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内固沙植被。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

(6) 其他生态保护措施要求

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

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

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

综上，本项目施工期采取的防沙治沙措施可行。

### 6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，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，落实本项目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针对本项目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，并纳入本项目环保投资。

### （2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

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

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

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

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

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

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

### （3）生态修复方案

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

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

(4) 对永久基本农田的生态保护措施

①将永久基本农田防护措施加入项目区应急预案，并报送当地生态环境部门备案；

②在农田侧设置截流沟等，定期开展应急演练，重点模拟油品泄漏的快速拦截和土壤污染处置。

③在项目与农田间种植耐旱灌木、小半灌木等，形成缓冲带，吸附粉尘并阻隔污染物迁移。

④运营期定期对农田边界土壤进行检测，重点关注重金属和总石油烃等指标。

⑤建立补偿机制，若监测发现农田质量下降，立即启动生态修复并对农户补偿。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

### 6.1.3 退役期生态环境保护措施

随着气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

对完成采气的废弃井封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，采气井场设备设施全部进行拆除，清理场地，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,做到“工完、料尽、场地清”，废弃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；井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化

发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

## 6.2 地下水环境保护措施可行性论证

### 6.2.1 施工期地下水环境保护措施

本项目施工期污染源主要为生活污水、管道试压废水。拟建工程不设施工营地，现场施工期间施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至拜城县生活污水处理厂处理，不外排。本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压废水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，施工期不会对地下水产生影响，措施可行。

### 6.2.2 运营期地下水环境保护措施

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

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

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

#### 6.2.5.1 源头控制措施

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

①采出水管输至大北处理站处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层，不外排。

②定期对井场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

#### 6.2.5.2 分区防治措施

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

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目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》（HJ610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

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

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	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	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、盐分等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、井场工艺装置区、焚烧池	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

### 6.2.5.3 管道刺漏防范措施

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

井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

#### 6.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中要求，三级评价的建设项目监测点数量一般不少于 1 个，应至少在建设项目下游设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时,可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水下游				
备注: 可利用区块下游及附近已有的监测井					

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环孔压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向博大采油气管理区进行汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

#### ①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

#### ②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 2 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

### 6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

#### (1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入博大采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

#### (2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

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

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目运营期采取的地下水污染防治措施可行。

### 6.2.3 退役期地下水环境保护措施

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

## 6.3 地表水环境保护措施可行性论证

### 6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

#### （1）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 288m<sup>3</sup>。施工期生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至博大采油气管理区现有生活污水处理设施处理，不外排。

本项目产生的生活污水依托博大采油气管理区生活污水处理设施处理。博大采油气管理区公寓生活污水处理装置采用“生物接触氧化”工艺对生活污水进行处理，出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二 C 级标准后冬储夏灌，设计处理规模为 120m<sup>3</sup>/d，其富余处理能力可满足拟建项目需求，依托处理设施可行。

#### （2）管道试压废水

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

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，措施可行。

### 6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。

#### （1）采出水处理

本项目运营期新增采出水最大量为 20.3m<sup>3</sup>/d（0.74 万 t/a），采出水依托大北天然气处理站污水处理系统处理，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。不外排。根据前述依托可行性分析，大北天然气处理站污水处理装置采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，

依托处理设施可行。

### (2) 井下作业废水处理

本项目井下作业废水产生量  $12.65\text{m}^3/\text{a}$ ，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，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。根据前述依托可行性分析，克拉苏钻试修废弃物环保处理站污水处理装置采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水、井下作业废水处理需求，依托处理设施可行。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

### (3) 设备擦洗废水

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

在采取以上措施，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

## 6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

## 6.4 土壤环境保护措施可行性论证

### 6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。管沟施工过程中采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”，不破坏原有土壤层。

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

(3) 施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，如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，井场等永久占地采用砾石压盖，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

#### 6.4.2 运营期土壤环境保护措施

##### (1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄露；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

##### (2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

##### (3) 跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

#### 6.4.3 退役期土壤环境保护措施

(1) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，

管道两端使用盲板封堵。

## 6.5 大气环境保护措施可行性论证

### 6.5.1 施工期大气环境保护措施

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

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

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

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

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

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（8）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

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

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

### 6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 站场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

(2) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

②管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限

度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

(5) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(6) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

### 6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

## 6.6 声环境保护措施可行性论证

### 6.6.1 施工期声环境保护措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距村庄等敏感点较远处。

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目

在施工期造成的噪声污染降到最低。

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

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

(5) 运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标。

本项目施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

#### 6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采气树等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 对井下作业设备做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。

(3) 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。

(4) 设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

#### 6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

### 6.7 固体废物处理措施可行性论证

#### 6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

(1) 井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；

(2) 施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；

(3) 生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

经类比博孜区块同类项目，采取以上固体废物处理措施后，不会对周围环境产生明显影响，措施可行。

#### 6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的落地油、清管废渣、废防渗材料收集后暂存博大采油气管理区危废暂存间，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》中的相关要求收集、贮存、运输。

##### (1) 危险废物收集

博大采油气管理区严格按照《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》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

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：

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

b.危险废物类别：按危险废物种类选择。

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d.装载液体、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 危险废物类别标识示意图

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:	
废物形态:	
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) 危险废物贮存

本项目运营期新建井场内不设置危险废物临时贮存设施，依托联合站内已建危废贮存设施，危废暂存设施建设满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)，并定期委托有资质单位进行处置。

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022) 中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和

环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

### （3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令 344 号《危险化学品安全管理条例》《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》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

### （4）危废运输要求

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的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》，实施危险废物转移联单管理制度。

#### (5) 危废委托处置

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

博大采油气管理区要结合自身实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本项目运营期环境管理要求见表 6.7-1。

表 6.7-1 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废贮存设施，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中 4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；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备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基

	本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期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。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

### 6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送大北固废填埋场处理或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

## 7 温室气体排放影响评价

### 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 CO<sub>2</sub> 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH<sub>4</sub> 逃逸排放、CH<sub>4</sub> 回收利用量、CO<sub>2</sub> 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。

##### （1）燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 排放外，还可能产生少量的 CH<sub>4</sub> 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放。

拟建项目井场装置紧急情况下，天然气排入火炬中进行燃烧，需核算该部分产生的 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 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 CH<sub>4</sub> 或 CO<sub>2</sub> 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地面建设内容，不涉及工艺装置泄放口，不再核算该部分 CH<sub>4</sub> 或 CO<sub>2</sub> 气体排放量。

#### (4) CH<sub>4</sub> 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH<sub>4</sub> 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) CH<sub>4</sub> 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH<sub>4</sub> 从而免于排放到大气中的那部分 CH<sub>4</sub>。CH<sub>4</sub> 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

#### (6) CO<sub>2</sub> 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO<sub>2</sub> 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO<sub>2</sub>。CO<sub>2</sub> 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>，因此该部分回收利用量均为 0。

#### (7) 净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 和 CH <sub>4</sub>	有组织
2	CH <sub>4</sub> 逃逸排放	站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH <sub>4</sub>	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO <sub>2</sub> 排放量	电力隐含排放	CO <sub>2</sub>	-

### 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	博孜 9-1 井集输工程	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 <sub>4</sub> 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO <sub>2</sub> 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、CH<sub>4</sub> 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 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 CH<sub>4</sub> 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 CO<sub>2</sub> 及 CH<sub>4</sub> 排放。

##### ① 计算公式

##### a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG\_火炬} = E_{CO_2\_正常火炬} + E_{CO_2\_事故火炬} + (E_{CH_4\_正常火炬} + E_{CH_4\_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG\_火炬}$ ——火炬燃烧产生的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$E_{CO_2\_正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CO<sub>2</sub> 排放，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$E_{CO_2\_事故火炬}$ ——由于事故火炬产生的 CO<sub>2</sub> 排放，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$E_{CH_4-正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的  $CH_4$  排放，单位为吨  $CH_4$ ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ ——事故火炬产生的  $CH_4$  排放，单位为吨  $CH_4$ ；

$GWP_{CH_4}$ —— $CH_4$  相比  $CO_2$  的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨  $CH_4$  相当于 21 吨  $CO_2$  的增温能力，因此  $GWP_{CH_4}$  等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[ Q_{正常火炬} \times \left( CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[ Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

$i$ ——火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ ——正常生产状态下第  $i$  号火炬系统的火炬气流量，单位为万  $Nm^3$ ；

$CC_{非CO_2}$ ——火炬气中除  $CO_2$  外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万  $Nm^3$ ；

$OF$ ——第  $i$  号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{CO_2}$ ——火炬气中  $CO_2$  的体积浓度，取值范围为 0~1；

$V_{CH_4}$ ——为火炬气中  $CH_4$  的体积浓度。

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left( CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[ GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

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<sub>2</sub> 的体积浓度；

$V_{CH_4}$ ——事故火炬气中 CH<sub>4</sub> 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 <sup>3</sup> /h)	持续 时间 (d)	火炬气中除 CO <sub>2</sub> 外 其他含碳化合物 的总含碳量(吨碳 /万 Nm <sup>3</sup> )	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气中 CO <sub>2</sub> 的 体积浓度	火炬气中 CH <sub>4</sub> 的 体积浓度
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 37.84 吨 CO<sub>2</sub>，本工程 1 座站场火炬燃烧排放温室气体量为 37.84 吨 CO<sub>2</sub>。

## (2) CH<sub>4</sub> 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 CH<sub>4</sub>。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH<sub>4</sub> 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\_开采逃逸}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

$j$ ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单位

为吨 CH<sub>4</sub>/（年·个）；

$Num_{gas, j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas, j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单位为吨 CH<sub>4</sub>/（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	1 个

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 2.5 吨，折算成 CO<sub>2</sub> 排放量为 52.5 吨 CO<sub>2</sub> 当量。

## （3）净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放

### ①计算公式

#### a.净购入电力的 CO<sub>2</sub> 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$AD_{电力}$ ——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO<sub>2</sub> 排放因子，单位为吨 CO<sub>2</sub>/MWh。

#### b.净购入热力的 CO<sub>2</sub> 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$AD_{热力}$ ——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ ——热力供应的 CO<sub>2</sub> 排放因子，单位为吨 CO<sub>2</sub>/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 14.3MWh，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 CO<sub>2</sub>/MWh。根据前述公式计算可知,核算净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量为 9.41t。

#### (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:

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中:

$E_{GHG}$ ——温室气体排放总量,单位为吨 CO<sub>2</sub> 当量;

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO<sub>2</sub> 排放量,单位为吨 CO<sub>2</sub>;

$E_{GHG\text{-火炬}}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放,单位为吨 CO<sub>2</sub> 当量;

$E_{GHG\text{-工艺}}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放,单位为吨 CO<sub>2</sub> 当量;

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放,单位为吨 CO<sub>2</sub> 当量;

$s$ ——企业涉及的业务类型,包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务;

$R_{CH_4\text{-回收}}$ ——企业的 CH<sub>4</sub> 回收利用量,单位为吨 CH<sub>4</sub>;

$GWP_{CH_4}$ ——CH<sub>4</sub> 相比 CO<sub>2</sub> 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<sub>4</sub> 相当于 21 吨 CO<sub>2</sub> 的增温能力,因此  $GWP_{CH_4}$  等于 21;

$R_{CO_2\text{-回收}}$ ——企业的 CO<sub>2</sub> 回收利用量,单位为吨 CO<sub>2</sub>;

$E_{CO_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量,单位为吨 CO<sub>2</sub>;

$E_{CO_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量,单位为吨 CO<sub>2</sub>。

按照上述 CO<sub>2</sub> 排放总量计算公式,则本工程实施后 CO<sub>2</sub> 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 CO<sub>2</sub> 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO <sub>2</sub> )	占比(%)
本工程	燃料燃烧 CO <sub>2</sub> 排放		
	火炬燃烧排放		

	工艺放空排放		
	CH <sub>4</sub> 逃逸排放		
	CH <sub>4</sub> 回收利用量		
	CO <sub>2</sub> 回收利用量		
	净购入电力和热力隐含的 CO <sub>2</sub> 排放		
	合计		

由上表 7.1-5 分析可知，本工程 CO<sub>2</sub> 总排放量为 99.75 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，CO<sub>2</sub> 总排放量为 99.75 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 CO<sub>2</sub> 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。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。



## 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

##### 9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构,形成了管理网络,油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构,各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构,基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。气田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位,必须建立健全环境保护管理职能机构,设置专(兼)职环保工作人员,有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人,负责建立其QHSE管理委员会及办公室,领导环境保护工作。

##### 9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求,建立了博大采油气管理区QHSE制度管理体系,并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容,制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度,基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

##### 9.1.1.3 环境管理职责

博大采油气管理区QHSE管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门,主要职责是:

(1)贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划,制修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

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) 运营期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1250-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

#### 9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

(1) 加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

(2) 加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(4) 组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

#### 9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安措施显得尤为重要。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项目的环境管理计划。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



通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、站场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

### 9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时博大采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

## 9.2 企业环境信息披露

### 9.2.1 披露内容

#### （1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①新建采气井场 1 座(博孜 9-1 井)；②新建采气管线 0.8km；③更换博孜 9 井站连头部分及计量分离器附属管线；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后，产气量 20 万 m<sup>3</sup>/d，产液 37.35t/d。

#### （2）排污信息

本项目污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本项目污染物排放量情况见表 3.4-9。

本项目污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

### (3) 环境风险防范措施

本项目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

本项目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，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

### 9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

### 9.4.3 监测计划

根据《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）、《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）等标准导则，及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。监测结果应及时向社会公开，后期发布新的国家或地方相关的石油天然气自行监测相关导则、标准等，应按照新标准导则实施。本项目监测计划纳入企业年度自行监测计划。

### (1) 污染源监测计划

本项目污染源主要有废水、废气、噪声。

#### ① 废气

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HT 2.2-2018)，污染源监测计划按照 HJ819、HJ942、各行业排污单位自行监测技术指南及排污许可证申请与核发技术规范执行。

有组织废气：本项目不涉及有组织排放废气，则无需开展。

无组织废气：根据《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)及《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)中相关要求，本项目不涉及油气集中处理站、天然气处理厂、储油库、海上油气田陆岸终端，设备与管线组件的密封点小于 2000 个，无须开展无组织废气监测及泄漏检测。因此本项目无需开展无组织废气污染源监测。

#### ② 废水

根据《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)中表 1，油气田采出水回注油藏不属于废水排放，本项目油田采出水依托于现有场站处理后回注，已纳入企业监测计划，无须开展废水监测。

生活污水依托于现有生活基地处理，已纳入企业监测计划，无需开展生活污水监测。

#### ③ 噪声

根据《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)，5.3.3 采油气井场、配气站、集气站(输气站)、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站(回注站)、脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测；周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站，可不开展厂界环境噪声监测。监测计划见 9.4-1。

### (2) 环境质量监测计划

根据《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)，法律法规等有明确要求的，按要求开展周边环境质量影响监测。无明确要求的，若排污单位认为有必要的，可根据实际情况对各类场站周边环境空气、地表水、地下

水和土壤开展监测。

#### ①环境空气质量

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HT 2.2-2018)9.1 节要求，一级评价项目按 HJ819 的要求，提出项目在生产运行阶段的污染源监测计划和环境质量监测。其余未提出环境质量监测的要求。本项目评价等级为三级，可不开展环境空气质量监测。

#### ②土壤和地下水

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 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)的要求，须提出地下水、土壤环境的环境质量跟踪监测计划。地下水、土壤环境监测因子依据《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)确定，地下水监测频次在《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610 - 2016)中未明确规定，依据 HJ1248 中要求，监测频次取半年一次；土壤监测频次《工业企业周边土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)和《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)确定，具体见表 9.4-1。

#### ③声环境质量

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)10.1 节规定：一级、二级项目评价应根据项目噪声影响特点和声环境保护目标特点，提出项目在生产运行阶段的厂界(场界、边界)噪声监测计划和代表性声环境保护目标监测计划。本项目新建 BZ9-1 井周边 2km 范围内存在人群聚集区，需开展厂界环境噪声监测。

#### ④地表水质量监测

《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)12.3.5 节：无废水直接排入地表水体的建设项目，可不进行地表水环境质量监测。

本项目废水均不外排，可不开展地表水环境质量监测。

#### ⑤生态环境监测

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)12.3.3 节规定：位于一般区域的，重点监测临时性占地区植被恢复情况，包括植被覆盖率及植物多样性组成。位于生态敏感区的，应根据生态敏感区功能、

主要保护目标的保护要求等，明确监测点位、时间或频次、内容等，可采用 HJ19 附录 B 规定的监测方法。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），9.3.3 施工期重点监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况，如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等，运行期重点监测对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果等。有条件或有必要的，可开展生物多样性监测。参考《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1—2014），“胸径大于或等于 1cm 的乔木、灌木每 5 年观测一次”，因此，本项目运营期生态监测频次建议采用 1 次/5 年。具体见表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注	执行标准
噪声	BZ9-1 井	1 次/季度	竣工环保验收后开始	连续等效 A 声级 (dB)	污染源监测	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准
土壤	博孜 9-1 井井场外农田内土壤	1 次/年		石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬	环境质量监测	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018)
地下水	项目区下游, 可利用现有监测水井	每半年一次, 发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、砷、六价铬等。	环境质量监测	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准; 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准
生态	永久基本农田周边	每五年一次		植被恢复情况	环境质量监测	-

注: 当地下水监测指标出现异常时, 可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测; 当土壤监测指标出现异常时, 可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 和参照执行的《地表水环境质量标准》

(GB3838-2002) 中均未对石油烃 (C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) 和石油烃 (C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>) 两个监测因子的标准限值作出规定, 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中未对石油烃 (C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) 的标准限值做出规定, 在新的质量标准发布前, 运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃 (C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) 和石油烃 (C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>) 这两个监测因子的环境质量现状监测工作, 土壤环境监测可先不开展石油烃 (C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) 的环境质量现状监测工作, 待石油烃 (C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) 和石油烃 (C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>) 相应的新环境质量标准发布后, 应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。建设单位应根据《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020) 和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》(HJ 1209-2021), 建设符合要求的地下水监测井。

## 9.5 环保设施“三同时”验收

### 9.5.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

### 9.5.2 环境设施验收建议

#### (1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

#### (2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日起施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

#### (3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	-	-
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	不外排	-
	2	生活污水	生活污水依托拜城县生活污水处理厂处理。	不外排	-
噪声	1	装载机、运输车辆等施工设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间，运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。	-	-
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场、站场回填。	-	-
	2	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。	-	-
	3	生活垃圾	收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。	-	-
生态	1	生态恢复	控制占地，做好临时占地生态恢复	-	-
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废水	1	采出水	采出水管输至大北处理站处理后达标后回注地层；井下作业废水由专用回收罐收集后运输至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后达标后回注地层。	-	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）
	2	井下作业废水		-	
	3	设备擦洗废水	主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。	-	-
废气	1	井场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m <sup>3</sup>	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
噪声	1	井场	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	昼间 ≤60dB(A) 夜间 ≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008） 2 类区排放限值
固废	1	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	2	废防渗材料		-	
	3	清管废渣		-	
	4	废铅酸蓄电池		-	

博孜 9-1 井集输工程环境影响报告书

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
防渗	1	分区防渗	具体见表 6.2-4	满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐	防腐性能良好	-
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	保证实施
	2	井场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
噪声	1	运输车辆	减速慢行，合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	优先回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

## 10 结论

### 10.1 建设项目情况

博孜 9-1 井集输工程位于克拉苏气田博孜 9 区块，中心地理坐标为：东经\*\*\*；北纬\*\*\*。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 46km。

本项目主要建设内容为：①新建采气井场 1 座(博孜 9-1 井)；②新建采气管线 0.8km；③更换博孜 9 井站连头部分及计量分离器附属管线；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后，产气量 20 万 m<sup>3</sup>/d，产液 37.35t/d。

### 10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目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。本项目位于克拉苏气田博孜 9 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

本项目位于拜城县山前倾斜戈壁洪积平原区，工程所在区域地势较为平坦，属于天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本项目距离最近的生态保护红线是北侧 30km 处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田和水土流失重点治理区等。

本项目所在区域植被以人工栽培的作物为主，自然植被主要以合头草、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裸岩石砾地、其他草地和水浇地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于非沙化区和戈壁区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物鹅喉羚和苍鹰，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是农田生态系统和荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

#### (2) 地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，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。

#### (3) 地表水环境质量现状

在监测期间，本次评价地表水调查设置的监测断面除总氮外，其他各项指标均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的II类标准。

#### (4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目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（基本项目）”所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

#### (5) 环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

#### (6) 声环境质量现状

评价期内，新建井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

本项目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

本项目不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要为基本农田、区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地约 1.4721hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.3041hm<sup>2</sup>、临时占地 1.168hm<sup>2</sup>，占地类型主要为裸岩石砾地、水浇地、其他草地等，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照相关部门的要求对占用基本农田采取相应补偿措施后，本项目不占用基本农田，项目的建设对区域基本农田的生态影响在可接受范围内。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

##### （2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本项目在设计、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，本项目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，本项目对水环境的影响属可接受范围。

#### （5）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水依托大北天然气处理站污水处理系统处理达标后回注，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，达标后回注地层，不外排。

#### （4）土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本项目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，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

#### （5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

#### （6）声环境影响分析

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

### (7) 固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

运营期产生的固体废物主要有落地油、清管废渣、废防渗材料、废铅酸蓄电池，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

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

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

### (8) 环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为天然气、凝析油。天然气、凝析油主要存在于新建的采气管线中。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏以及天然气泄漏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，井漏会对地下水造成影响。本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目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，在严格落实本项目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，编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。

## 10.6 环境保护措施

本项目的**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；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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

**地表水防治措施：**本项目采出水依托大北天然气处理站污水处理系统处理达标后回注，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，达标后回注地层，不外排。

**大气污染防治措施：**本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

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

**固体废物防治措施：**施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋，危险废物委托有资质的单位处理。

**土壤污染防治措施：**加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线

阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、凝析油泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

### 10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

### 10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为 897.72 万元，其中环保投资 79 万元，占总投资 8.8%。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。本项目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

博孜 9-1 井集输工程属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。