

克拉苏气田阿瓦区块试采方案

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025年7月

目 录

1 概述	4
1.1 建设项目特点	4
1.2 环境影响评价的工作过程	4
1.3 分析判定相关情况	6
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	7
2 总则	10
2.1 编制依据	10
2.3 环境影响因素和评价因子	16
2.4 环境功能区划及评价标准	19
2.5 评价工作等级和评价范围	24
2.6 环境保护目标	32
2.7 评价内容和评价重点	35
2.8 评价时段和评价方法	36
3 建设项目工程概况和工程分析	37
3.1 现有工程及环境影响回顾	37
3.2 拟建工程	39
3.3 工程分析	48
3.4 相关政策法规、规划符合性分析	71
3.5 选址选线合理性分析	99
4 环境现状调查与评价	100
4.1 自然环境概况	100
4.2 生态现状调查与评价	105
4.3 地下水环境现状调查与评价	158
4.4 地表水环境现状调查与评价	165
4.5 土壤环境现状调查与评价	165
4.6 环境空气质量现状调查与评价	175
4.7 声环境现状调查与评价	178
5 环境影响预测与评价	180
5.1 生态影响评价	180
5.2 地下水环境影响评价	190
5.3 地表水环境影响评价	204
5.4 土壤环境影响评价	205
5.5 大气环境影响评价	212
5.6 声环境影响评价	221

5.7 固体废物影响分析	226
5.8 环境风险评价	228
6 环境保护措施可行性论证	250
6.1 生态保护措施可行性论证	250
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	254
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	262
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	263
6.5 大气环境保护措施可行性论证	264
6.6 声环境保护措施可行性论证	267
6.7 固体废物处理措施可行性论证	268
7 温室气体排放影响评价	273
7.1 温室气体排放分析	273
7.2 减污降碳措施	280
7.3 温室气体排放评价结论	281
8 环境影响经济损益分析	282
8.1 环境效益分析	282
8.2 社会效益分析	284
8.3 综合效益分析	284
8.4 环境经济损益分析结论	284
9 环境管理与监测计划	286
9.1 环境管理	286
9.2 企业环境信息披露	291
9.3 污染物排放清单	291
9.4 生态环境监测	292
9.5 环保设施“三同时”验收	293
10 结论	297
10.1 建设项目情况	297
10.2 产业政策、选址符合性	297
10.3 环境质量现状	297
10.4 污染物排放情况	298
10.5 主要环境影响	299
10.6 环境保护措施	301
10.7 公众意见采纳情况	303
10.8 环境影响经济损益分析	303
10.9 环境管理与监测计划	303
10.10 项目可行性结论	303

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。克拉苏气田天然气资源量为 $20856.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，到 2020 年其天然气产量达到 $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 $100 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田成为西气东输主力气源。

阿瓦 3-阿瓦 5 区块为克拉苏气田最西侧的边缘区块，均属新疆阿克苏地区温宿县境内，阿瓦 3-阿瓦 5 区块位于博孜 3 区块以西约 20km 处。目前阿瓦 3-阿瓦 5 区块共有完钻井 2 口，分别为阿瓦 3 井和阿瓦 5 井。其中阿瓦 3 井是塔里木盆地库车坳陷克拉苏冲断带克深-大北区带阿瓦特段阿瓦 3 号梅造高点上的一口风险预探井，位于新疆温宿县东北 58.6km，阿瓦 5 井位于新疆温宿县东北约 60.5km，阿瓦 3 井东北约 4.4km 处，是塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带阿瓦特段阿瓦 5 号构造高点附近的一口预探井。塔里木油田公司为进一步探明克拉苏气田最西侧的边缘区块油藏地质规模以及产能，实现该区块开发，拟投资 1621.69 万元，对油田内阿瓦 3-阿瓦 5 区块两口井及时实施试采工程，实施“克拉苏气田阿瓦区块试采方案”。

克拉苏气田阿瓦 3-阿瓦 5 区块位于温宿县境内，属于博大采油气管理区管理，本次建设内容包括：新建采油井场 2 座，分别为阿瓦 3 井、阿瓦 5 井，井场各新建油气分离流程 1 套，同时建设电力、自控、结构、通信、道路、消防等公辅工程。本工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为石油和天然气开采项目，阿瓦 3-阿瓦 5 区块属于新区块，位于阿克苏地区温宿县，根据新水水保〔2019〕4 号文，本工程位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，同时项目所在区域温宿县属塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本工程属于分类管理名录中“五、石油和天然气开采业”077 陆地石油开采 0711 中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线

建设)”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中的有关规定，2025年5月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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《克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书》。

天合公司项目组在认真研究项目可研及相关资料后，于2025年5月进行了现场踏勘和资料收集。在现场调查的基础上，结合有关资料和当地环境特征，按照国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）等环评技术导则、规范的要求，委托新疆昇腾环保科技有限公司于2025年5月，对本工程区域大气、声、地下水、土壤环境等质量现状进行了监测；根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，重点对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。经过对各环境要素的预测成果进行整理，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《克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书》编制工作。

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

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，环境影响评价工作程序见图1.2-1。

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) 产业政策符合分析

本工程属于石油、天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”中“石油天然气开采”“油气管网建设”“油气勘探开发技术与应用”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性分析

本工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本项目位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，建设单位委托有资质的单位编制了《中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井措施作业石油勘探开发建设项目选址对新疆天山世界自然遗产地托木尔片区生态影响评价报告》，并于 2025 年 5 月 16 日取得了温宿县林业和草原局出具的《关于中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井措施作业石油勘探开发建设项目选址涉及新疆天山世界遗产地托木尔片区的审查意见》（见附件 2），根据审查结论：“中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井均位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区，不属于《新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例》等法律法规规定的禁止性建设项目，符合《新疆天山世界自然遗产地托木尔片区保护管理规划》相关要求，原则同意中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井措施作业石油勘探开发建

设项目（属于探矿措施）占用新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区域的项目选址”。

本项目涉及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。根据《自然资源部生态环境部国家林业和草原局 关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）及《关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）》（新自然资发〔2024〕56号），生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许十项对生态功能不造成破坏的有限人为活动（见附件3），根据第7条：已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表范围依照国家相关规定按程序调出生态保护红线……”**本次为试采工程，不符合十项对生态功能不造成破坏的有限人为活动，需按照要求，先将井场及其他设施拟占用的地表范围调出生态保护红线后项目的选址才符合红线保护的相关要求，同时项目后期实施过程应对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰。**

（5）生态环境分区管控要求相符性判定

本工程不敷设管线，仅为井场工程，所在区域均属于大气环境质量不达标区域，大气污染物不会造成区域环境空气质量改变。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；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；但由于本项目位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，作为试采工程，根据红线管理要求当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表范围依照国家相关规定调出生态保护红线。因此本次评价认为目前项目建设不属于允许的有限人为活动，需在调整出红线范围外后才复核符合自治区及七大片区、阿克苏地区生态环境分区管控相关要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

根据资料收集和现场调查，本区块位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，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。距离新疆托木尔峰国家

级自然保护区最近距离 5.9km，距离新疆温宿托木尔大峡谷风景名胜区最近距离 2km，距离最近阿克布拉克村村庄 1.4km，距离新疆温宿托木尔峰雪豹重要栖息地 1.6km，距离博孜墩乡提干库如克水厂水源地最近距离 1.1km。

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于井场等地面工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。重点保护目标是：新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、塔里木河流域水土流失重点治理区、基本农田。

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）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《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》等要求；本区块位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区不属于《新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例》等法律法规规定的禁止性建设项目，目前已取得温宿县林业和草原局出具的《关于中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井措施作业石油勘探开发建设项目选址涉及新疆天山世界自然遗产地托木尔片区的审查意见》。

本项目涉及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，不属于十项对生态功能不造成破坏的有限人为活动，需按照要求，先将井场及其他设施拟占用的地表范围调出生态保护红线后项目的选址才符合红线保护的相关要求

评价认为：项目在工程占地调整出红线范围的前提下，同时在建设和运营过程中严格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的前

提下工程选址合理，建设才可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

国家和地方法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 国家和地方法律一览表

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 年修正）	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	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）	14 届人大 12 次会议	2025-07-01
21	中华人民共和国森林法	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
22	中华人民共和国能源法	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01

2.1.2 环境保护法规、规章

国家和地方性法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 国家和地方法律一览表

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	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 666 号	2016-0206
4	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发（2011）35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发（2015）17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发（2016）31 号	2016-05-28
9	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	中发（2018）17 号	2018-06-16
10	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
11	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-10-21
12	基本农田保护条例（2011年修正）	国务院令 588 号	2011-01-08
13	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
14	土地复垦条例	国务院令 592 号	2011-03-05
15	国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知	国发（2021）33 号	2021-12-28
16	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 698 号	2018-03-19
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	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发（2001）199 号	2001-12-17
7	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
8	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
9	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

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

10	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
11	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	2013-11-14
12	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
13	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
14	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
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评（2020）1号	2020-03-19
16	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
17	《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
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	2021-12-22
19	关于印发《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知	原环境保护部办公厅环办（2015）104号	2015年11月17日
20	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
21	国家重点保护野生动物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
22	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部令 第 23 号	2022-01-01
23	危险废物产生单位管理计划制定指南	原环境保护部公告（2016）7号	2016-01-26
24	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告（2021）66号	2021-12-03
25	一般固体废物分类与代码（GB/T39198—2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
26	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 82 号	2021-12-30
27	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2号	2021-11-04
28	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 24 号	2021-06-11
29	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令 第 24 号	2022-02-08
30	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
31	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2号	2021-11-04
32	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
33	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
34	国家级公益林管理办法	林资发（2017）34号	2017-04-28
35	建设项目使用林地审核审批管理办法	国家林业局令第 35 号发布、国家林业局令第 42 号修改	2015-05-01

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

三	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保（2019）4号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	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
5	新疆国家重点保护野生动物名录	-	2021-07-28
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函（2002）194号	2002-11-16
7	新疆生态功能区划	新政函（2005）96号	2005-07-14
8	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01
9	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发（2011）330号	2011-07-01
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发（2011）389号	2011-07-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发（2014）35号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发（2016）21号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发（2017）25号	2017-03-01
14	《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	2024-06-09
15	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
17	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
18	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
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发（2018）20号	2018-12-20
20	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》	新党发（2018）23号	2018-09-04
21	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	2020-09-01
22	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
23	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	2020-07-30
24	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
25	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
26	阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	-	-
27	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发（2021）95号	2021.10.29
28	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

29	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	13届人大第4次会议	2021-02-05
30	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	-	2013-07-31
31	关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知	新环固体函(2022)675号	2022-09-26
32	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
33	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法(2010年修正)	第11届人大第17次会议	2010-12-13
33	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发(2024)157号	2024-11-15
34	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案(2023版)》的通知	阿地环字(2024)32号	2024-10-28
35	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法(2024年修订)	自治区第14届人大16次会议	2025-01-01
36	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区第14届人大5次会议	2024-03-01
37	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区第13届人大34次会议	2022-11-01
38	新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法	新林规(2021)3号	2021-12-01
39	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国森林法》办法	自治区第13届人大16次会议	2018-09-21
40	新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例	13届人大18次会议	2020-09-19

2.2.3 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.1-3。

表 2.1-3 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响(试行)	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标(试行)	2009年第3号	2009-02-19
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

序号	依据名称	标准号	实施时间
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年 第18号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7—2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	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 技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
24	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248—2022	2022-07-01
28	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2023-05-04
29	石油天然气工程设计防火规范	GB50193-2004	2005-03-01
30	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
31	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01

2.2.4 其他相关文件和技术资料

- (1) 《克拉苏气田阿瓦区块试采方案环评委托书》（塔里木油田分公司博大采油气管理区）。
- (2) 设计文件等其他资料。

2.2 评价目的和评价原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解工程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，明确拟建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，预测和评价拟建项目施工期、运营期对环境的影响程度，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、切实可行环保措施和建议。

(4) 评价该项目对国家产业政策、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，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为拟建项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，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、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，采用矩阵法对项目建设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	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

本工程运营期环境影响主要为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站场、井场发生原油及伴生气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等泄漏对地下水环境的影响。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
	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	泵撬等设备运转噪声	凝析油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等事故引发的伴生/次生污染物
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 评价因子筛选

根据环境影响因素识别，结合油田开发阶段特征和所排放污染物对环境影响的性质以及对生态环境的影响，本次评价报告主要评价因子筛选结果表见表 2.3-4 及 2.3-5。

表 2.3-4 环境影响评价因子一览表

单项工程 环境要素	油气开采		
	现状调查	施工期	运营期
大气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、 非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、 CmHn	非甲烷总烃
地表水	废水综合利用不外排的可行性和可靠性		
地下水	水位、pH 值、总硬度、溶解性总固 体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥 发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、 总大肠菌群、细菌总数、氰化物、 亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、 氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、 钾、钙、镁、钡、碳酸盐、碳酸氢 盐、石油类等项。	耗氧量、氨氮、石油 类	石油类
土壤	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总 铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 建设用地：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、镉、 铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、	—	石油烃、盐分含量

	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；其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。		
噪声	昼间等效连续 A 声级、夜间等效连续 A 声级	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
固体废物	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等	生活垃圾、施工土方、焊接及吹扫废渣	落地油、废防渗材料
环境风险	风险物质：天然气、原油，火灾、爆炸伴生/次生污染物：CO； 风险识别：火灾、爆炸等。	原油、天然气	
温室气体	--	--	CO ₂ 、CH ₄

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），结合现场调查，本工程生态影响评价因子表详见 2.3-5。

表 2.3-5 施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表

受影响阶段	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	临时占地直接影响	短期可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	临时占地直接影响	短期可逆	弱
生态系统	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生产力、生物量损失、生态系统功能、完整性等	临时占地直接影响	短期可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	临时占地直接影响	短期可逆	弱

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

本工程所在区域的环境功能区划如下。

2.4.1.1 环境空气

本工程远离城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.1.2 水环境

工程区域地下水环境未划分功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准评价。

2.4.1.3 声环境

本工程区远离城镇规划区，没有划分声环境功能区划。按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，油田开发区执行2类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

参照《新疆生态功能区划》，本工程属于天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区，托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。

根据新水水保〔2019〕4号，工程所在温宿县为塔里木河中上游重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。指标标准取值见表2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值（μg/m ³ ）				标准来源
		年平均	24小时平均	日最大8小时平均	1小时平均	
1	SO ₂	60	150		500	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012） 及修改单中二级标准
2	NO ₂	40	80		200	
3	PM _{2.5}	35	75		/	
4	PM ₁₀	70	150		/	
5	CO	/	4000		10000	

6	O ₃	/	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/		2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	/	/		10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

项目区地下水评价执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准,石油类标准参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准,标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 (单位:除 pH 值外, mg/L)

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	16	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.0
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 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 ₂ 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	钡	≤0.7
13	总大肠菌群 (CFU/100mL)	≤3.0	28	碳酸盐	/
14	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	29	碳酸氢盐	/
15	氰化物	≤0.05	30	石油类	≤0.05

(3) 声环境

工程区声环境执行《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

运营期项目区占地范围内属于建设用地,土壤质量执行标准为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 1 中第二类用地筛选

值，见表 2.4-3；

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），见表 2.4-4，监测因子为 8 项基本项目和 1 项特征因子。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)
1	pH 值	无量纲	/
2	镉	mg/kg	0.6
3	汞	mg/kg	3.4

4	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

2.4.3 污染物排放标准

(1) 废气

厂界无组织排放非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，具体见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求
	厂区内监控点处 1h 平均浓度值	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822—2019）
	厂区内监控点处任意一次浓度值	30	

(2) 废水

本项目运营期产生的采出水随油气混合物一同拉运至博孜天然气处理厂采出水处理单元处理，不向外环境排放，回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中的有关标准。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。

(3) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）的 2 类标准，噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

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

(4) 固体废物

根据本工程产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据资料收集和现场调查，本区块位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，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。距离新疆托木尔峰国家级自然保护区最近距离 5.9km，距离新疆温宿托木尔大峡谷风景名胜区最近距离 2km，距离最近阿克布拉克村村庄 1.4km，距离新疆温宿托木尔峰雪豹重要栖息地 1.6km。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	本工程位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区	一级
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；	本工程位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区	二级
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范	评价范围内涉及公益林	不低于二

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
	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；		二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积不足 20km ²	/
g	除本条 a~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。	/	一级

本次工程位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，根据判定结果，本工程生态环境影响评价工作等级按最高等级判定，确定为一级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），由于项目位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区，评价范围临近新疆温宿托木尔峰雪豹重要栖息地，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）占用生态敏感区的工程，应根据生态敏感区的主要生态功能、保护对象等合理确定评价范围，本工程无管线工程，本次以永久占地场界周围 1km 范围为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，本工程属于“F 石油、天然气”的“38、天然气、页岩气开采（含净化）项目”，为类项目。本工程所在区域评价范围内涉及博孜墩乡提干库如克水厂水源地，距离其二级水源保护区边界最近距离 1.1km。

本工程依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表，确定本工程地下水评价等级为二级。

表 2.5-2 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别	行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
				报告书	报告表

F 石油、天然气			
38、天然气、页岩气开采(含净化)	全部	-	II类

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

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，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。

表 2.5-4 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定地下水评价范围。

表 2.5-5 地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积/km ²	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围。
二级	6~20	
三级	≤6	

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本工程地下水评价范围为 20km²，结合区域水文地质条件及本工程分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：本工程井场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程属于水污染影响型建设项目。工程区阿瓦 3 井距离依干其艾肯河最近约 2.3km，阿瓦 5 井距离喀拉玉儿滚河最近约 2.99km。在油田正常开采及拉运过程中，本工程产生的生产废水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，本工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

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

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

(1) 项目类别

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），“土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。”根据区域历史监测数据，本工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，即本工程所在区域属于土壤盐化地区，本工程项目类别应按照土壤污染影响型和生态影响型考虑，并根据不同项目类别分别判定评价等级。本工程属于天然气开采项目，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 评价等级

①生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目所在地土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感；同一建设项目涉及两个或两个以上场地或地区，应分别判定其敏感程度；产生两种或两种以上生态影响后果的，敏感程度按相对最高级别判定”，生态影响型判别依据见表 2.5-6。土壤环境生态影响型评价工作等级划分见表 2.5-7。

表 2.5-6 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 ^a >2.5且常年地下水位平均埋深<1.5m的地势平坦区域；或土壤含盐量>4 g/kg的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5且常年地下水位平均埋深≥1.5 m的，或 1.8<干燥度≤2.5且常年地下水位平均埋深<1.8 m的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5或常年地下水位平均埋深<1.5 m的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	

^a是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

表 2.5-7 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	项目类别		
	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据本次现状监测，本工程所在区域土壤含盐量大于 4g/kg，判定生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。本工程为天然气开采项目，属于 II 类建设项目，土壤生态影响型评价等级划分为二级评价。

②污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“将建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5~50hm²）、小型（≤5hm²），建设项目占地主要为永久占地”本工程永久占地面积为 0.012hm²（≤5hm²），占地规模为小型。建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.5-8。土壤环境污染影响型评价工作等级划分见表 2.5-9。

表 2.5-8 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据工程分析，本工程属于小型项目（永久占地 3.43hm²），占地类型为果园、水浇地、农村道路和采矿用地，土壤敏感程度为“敏感”，本工程为天然气开采项目，属于 II 类建设项目，土壤污染影响型评价等级划分为二级评价。

综合土壤生态影响类以及污染影响类，本次工程土壤评价等级为二级评价。

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为：（1）土壤生态影响型现状调查范围为井场外扩 2km 范围。（2）土壤污染影响型现状调查范围为井场外扩 0.2km 范围。评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-10 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型评价等级	调查范围	污染影响型评价等级	调查评价范围
1	井场	二级	占地范围外 2km 范围内	二级	占地范围外 0.2km 范围内

表 2.5-11 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		二级	以井场为中心，边长 5km 的矩形区域
2	地下水		三级	本工程井场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域作为评价范围，评价区面积约 6km ²
3	地表水环境		三级 B	-
4	生态环境		三级	井场场界周围 50 米范围
5	声环境		二级	井场边界向外 200m 评价范围
6	土壤环境	生态影响型	二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围内
		污染影响型	二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围内
7	环境风险		简单分析	-

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本工程废气排放源主要为井场无组织排放的非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

注： C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-12。

表 2.5-12 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 2.5-13。

表 2.5-13 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		25.2
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-7.4
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

本工程井场加热炉共 2 台，均为 200kW 加热炉，燃料均为天然气处理装置处理后的返输干气。

本工程有组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-14、无组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-15。

表 2.5-14 有组织估算模式预测污染物扩散结果

序号	名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{\max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	阿瓦 3 井场加热炉烟气	PM ₁₀	1.3402	450	0.30	0.54	99
		SO ₂	1.1794	500	0.24		
		NO _x	1.3402	250	0.54		
2	阿瓦 5 井场加热炉烟气	PM ₁₀	1.3402	450	0.30	0.54	99
		SO ₂	1.1794	500	0.24		
		NO _x	1.3402	250	0.54		

本工程无组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-15。

表 2.5-15 无组织估算模式预测污染物扩散结果

序号	污染源名称		评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	阿瓦 3	井场无组织废气	非甲烷总烃	102.3700	5.12	5.12	199	-
			硫化氢	0.0062	0.06			
		多功能储集器小呼吸废气	非甲烷总烃	101.9800	5.10		199	-
		多功能储集器大呼吸废气	非甲烷总烃	48.7200	2.44		83	-
		混烃储罐小呼吸废气	非甲烷总烃	30.9130	1.55		83	-
		混烃储罐大呼吸废气	非甲烷总烃	36.9810	1.85		83	-
2	阿瓦 5	井场无组织废气	非甲烷总烃	101.9800	5.10		199	-
			硫化氢	0.0052	0.05			
		多功能储集器小呼吸废气	非甲烷总烃	101.9800	5.10		199	-
		多功能储集器大呼吸废气	非甲烷总烃	48.7200	2.44		83	-
		混烃储罐小呼吸废气	非甲烷总烃	30.9130	1.55		83	-
		混烃储罐大呼吸废气	非甲烷总烃	36.9810	1.85		83	-

经计算可知，本工程最大占标率为：5.12%（来自井场无组织排放的非甲烷总烃），最大占标率在 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环

境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作等级判据判别，确定本次环评大气环境影响评价的工作等级为二级评价。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定大气环境影响评价范围为以井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），本工程所在区域为 2 类声环境功能区，依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）规定，本工程声环境影响评价工作等级为二级评价。

（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，“a）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；b）二级、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类别及声环境保护目标等实际情况适当缩小；c）如依据建设项目声源计算得到的贡献值到 200m 处，仍不能满足相应功能区标准值时，应将评价范围扩大到满足标准值的距离。”根据本工程特点，本次声环境评价范围为井场边界向外 200m 评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本工程突发环境事件风险物质主要为天然气、凝析油，凝析油主要存在于井场储油罐内，天然气主要存在于天然气处理装置内。

根据“章节 5.8.2”判断本工程风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价环境风险评价为简单分析，不设置环境风险评价范围。

2.6 环境保护目标

根据工程现场踏勘，拟建项目将大气评价范围内的居民区作为环境空气保护

目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，距离最近阿克布拉克村村庄 1.4km，因此不再设置声环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、土壤环境评价范围内土壤环境作为地下水、土壤保护目标；

区块位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，不涉及其他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。距离新疆托木尔峰国家级自然保护区最近距离 5.9km，距离新疆温宿托木尔大峡谷风景名胜区最近距离 2km，距离新疆温宿托木尔峰雪豹重要栖息地 1.6km，本工程将生态影响评价范围内新疆天山世界自然遗产地托木尔片区、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内野生植被、动物、公益林、塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态保护目标。

拟建项目主要环境保护目标见表 2.6-1-2.6-6、图 2.6-1 评价范围图。

根据资料收集和现场调查，本

表 2.6-1 生态环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	主要保护对象	相对本工程位置	主要影响及时段
生态环境	井场场界周围 1km 范围	新疆天山世界自然遗产地托木尔片区	新疆天山世界自然遗产地托木尔片区主要保护对象有：重要的现代冰川及古冰川地质地貌遗迹，温带干旱区山地综合自然景观，森林草地、草原和草甸等代表性生态系统，濒危野生动植物及其栖息地等。	工程位于遗产地缓冲区内	施工期：对世界遗产地内重点保护对象、自然环境及野生动植物有一定影响；营运期对景观及野生动物的影响
		天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区	天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，主要为生态敏感区和脆弱区	工程位于红线内，不涉及重要生态功能区，禁止开发区	施工期对生态保护红线的占用影响，影响生态保护红线水源涵养功能
		永久基本农田	种植作物为小麦	本工程不占用，评价范围涉及，最近距离 2m	施工期临时占地对本农田占用，影响时段为施工期
		塔里木河流域水土流失重点治理区	水土流失	评价范围内	在施工期间，对地表的扰动，导致表土层扰动松散，抗蚀能力减弱，从而加剧水土流失，影响时段为施工期

		植物	占地范围内野生植物	评价范围内	施工对植物造成破坏，影响时段为施工期
		动物	评价范围涉及野生保护动物7种，其中，均为国家II级重点保护野生动物	评价范围内	对保护动物栖息和觅食场所影响较小；对于兽类，可能会对迁徙产生阻隔影响。影响时段为施工期和运营期

表 2.6-2 地下水环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
地下水环境	井场上游 1km，下游 2km，两侧 1km 的矩形区域	评价范围内潜水含水层	井场及周边	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	不低于现状，不对评价区域地下水产生污染影响

表 2.6-3 土壤环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
土壤环境	井场外扩 2km 范围	评价范围内土壤	井场及周边	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；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中表1农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）风险筛选值	-
		评价范围内耕地			

表 2.6-4 环境空气保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	东经	北纬				方位	距离		
阿克布拉克村	***	***	村庄	环境空气	二类区	阿瓦3井北侧	1.4km	120	30
博孜墩柯尔克孜族乡政府	***	***	村庄	环境空气	二类区	阿瓦5井东南侧	2.6km	105	26

表 2.6-5 声环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
声环境	井场边界向外 200m 内	工程区声环境	井场边界向外 200m 评价范围内	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准	不低于现状，不对评价区域声环境产生影响。

表 2.6-6 环境风险保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
环境风险	参照大气环境评价范围	环境风险	井场及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控	-

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

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

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定拟建项目评价重点为工程分析、地下水影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中施工期和运营期为主。

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3 建设项目工程概况和工程分析

阿瓦 3-阿瓦 5 区块为克拉苏气田最西侧的边缘区块,均属新疆阿克苏地区温宿县境内,阿瓦 3-阿瓦 5 区块位于博孜 3 区块以西约 20km 处。目前阿瓦 3-阿瓦 5 区块共有完钻井 2 口,分别为阿瓦 3 井和阿瓦 5 井。其中阿瓦 3 井是塔里木盆地库车坳陷克拉苏冲断带克深-大北区带阿瓦特段阿瓦 3 号梅造高点上的一口风险预探井,位于新疆温宿县东北 58.6km,阿瓦 5 井位于新疆温宿县东北约 60.5km,阿瓦 3 井东北约 4.4km 处,是塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带阿瓦特段阿瓦 5 号构造高点附近的一口预探井。项目区属于新区块。

3.1 现有工程及环境影响回顾

3.1.1 现有工程概况

(1) 基本情况

阿瓦 3 井是塔里木盆地库车坳陷克拉苏冲断带克深-大北区带阿瓦特段阿瓦 3 号构造高点上的一口风险预探井,位于新疆温宿县东北 58.6km,乌参 1 井东偏北 42km、依拉 101 井东偏北 36.7km,博孜 1 井西 40km。设计井深 4500m,目的层:白垩系巴什基奇克组、舒善河组、古近系塔拉克组。本井于 2012 年 8 月 10 日开钻,2013 年 4 月 9 日钻至井深 4450.00m 完钻,完钻层位:白垩系巴西改造。

阿瓦 5 井位于新疆温宿县东北约 60.5km,阿瓦 3 井东北约 4.4km 处,是塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带阿瓦特段阿瓦 5 号构造高点附近的一口预探井。设计井深 5140.00,目的层:古近系塔拉克组,侏罗系克孜勒努尔组,阳霞组,阿合组,兼探白垩系舒善河组。该井于 2018 年 2 月 10 日开钻。2018 年 7 月 13 日完钻,完钻井深 3235.00。

3.1.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程为已钻的阿瓦 3 井及阿瓦 5 井,其中阿瓦 3 井为 2012 年的钻井工程,作为遗留问题纳入《塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》中进行评价,同时将涉及到阿瓦 3 井的 17 口单井工程进行了自主验收,具体环评及验收文件见附件,两口井的环评及验收情况一

览表见表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评文件	验收文件
1	阿瓦 3 井	作为遗留问题纳入博大后评价中	《塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》新环环评函(2021)304号; 2021年4月6日	2022年3月自主验收:《博大油气开发部气田17口单井工程竣工环境保护验收意见》
2	阿瓦 5 井	阿瓦 5 井钻井工程	《阿瓦 5 井钻井工程建设项目环境影响报告表》阿地环函字(2017)437号; 2017年9月22日	2019年7月20日自主验收《阿瓦 5 井等 5 口单井钻井工程竣工环境保护验收意见》

3.1.3 现有工程污染物达标情况

根据现场踏勘及资料收集,施工期运输车辆沿临时道路行驶,井场周边均为草地,无随意破坏耕地的现象,无车辆乱碾乱压的情况发生。施工期间洒水降尘,施工结束后及时进行了施工迹地的清理工作。场地整理、平整和压实,以减少水土流失。临时占地期满前按照国土部门的相关要求完成土地复垦。在施工过程中严格落实了防沙治沙要求。施工期使用符合国家标准的燃油,柴油机烟气、汽车尾气排放集中在钻井期和试油期,其影响随工程的结束而消失。钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理,处理后的废水全部回用,不外排。生活污水用罐收集后,定期拉运至拜城县污水处理厂处理,未外排。试油期井下作业废水在储液罐内收集,罐车拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。钻井过程中采用套管封堵防止钻井过程中地下水受到污染。采用低噪声设备,加强设备维护,通过对柴油机、发电机、泥浆泵等设施安装隔震垫、弹性垫料等措施降低噪声的影响,同时工作人员配备耳塞,发放个人防护器材。施工噪声待施工期结束后影响随即消失。钻井期间产生的固体废物主要是钻井泥浆岩屑、生活垃圾等。钻井过程中产生的岩屑、水基泥浆经“钻井废弃物不落地达标处理技术”进行固液分离后,液相循环利用不外排,固相处理达标后用于铺垫井场及道路,磺化水基泥浆废弃物收集后由第三方运输至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理。生活垃圾集中收集后,拉运至拜城县垃圾填埋场处理。

3.1.4 现有工程污染物年排放量

现阶段阿瓦3井及阿瓦5井关井，无污染物排放。

3.1.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

(1) 现有工程环境问题

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，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。目前处于停井状态，具体存在的问题如下：

井场设施，历经多年存在环境风险隐患。

阿瓦3井场

阿瓦3井周边（无人机视角）

阿瓦5井场

阿瓦5井周边（无人机视角）

图 3.1-1 已有两口钻井现状环境

(2) 改进意见

加强对站内管线及设施的隐患排查工作，消除安全环保风险隐患。

本工程实施完成后，对井场护栏进行修复，对井场永久占地外等区域土壤进行耙松，种植区域适宜植被进行恢复，注意施工过程中避开大风天气。尽快开展竣工验收工作。

3.2 拟建工程

3.2.1 项目概况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：克拉苏气田阿瓦区块试采方案

建设性质：改扩建

建设周期：270天

3.2.1.2 建设地点

克拉苏气田阿瓦区块试采方案位于阿克苏地区温宿县境内，西南部距温宿县约58km，西部距拜城县约104km，由博大采油气管理区管辖。本工程不涉及中

央及自治区生态环境保护督察整改问题。本工程区块中心地理北纬***, 东经***。地理位置见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设规模

本工程主要建设内容包括：①部署采气井场 2 口（包括阿瓦 3 井、阿瓦 5 井）2 座井场内均建设油气分离流程 1 套，新建水套加热炉 1 座、高压分离器 1 座、闪蒸分离器 1 座、多功能储集器 2 座、站内管网。②建设电力、自控、结构、通信、消防等公辅工程。本工程产能规模为阿瓦 3 井：产气 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油：2t/d；阿瓦 5 井：产气： $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油：2t/d；

本次工程油气分离后凝析油装车外运至博孜天然气处理站处理，天然气处理及外输均委托第三方单位不在本次评价范围。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等。工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

序号	项目名称	类型	工程内容及规模	备注	
1	产能	天然气	$12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	-	
		凝析油	4t/d	-	
2	主体工程	地面工程	井场工程	新建 2 座井场（阿瓦 3 井、阿瓦 5 井）新建 1 座加药橇、1 座 RTU 柜、1 座消防柜、1 座发电机、1 处井口区	新建
			油气分离流程	2 座井场内均新建油气分离流程 1 套，新建水套加热炉 1 座、高压分离器 1 座、闪蒸分离器 1 座、多功能储集器 2 座、站内管网 1 项等	新建
			站内管网	单井井口至油气分离流程、拉油储罐出油管线，2 口井合计 0.1km，明线铺设	新建
3	公辅工程	供水工程	生产用水、生活用水采用水罐车就近拉运至井场。	新建	
		供电工程	依托区块已有的电力线路，新建采气井场 RTU 控制系统由电气专业负责供 220VAC，50Hz 市电电源，远传仪表采用直流 24VDC 供电，由控制系统供给	依托	
		自控工程	2 座井场内均新建落地式 RTU 控制系统	新建	
		通信工程	新建阿瓦 3 井、阿瓦 5 井的仪表数据及视频数据接至无线信号收发装置 DTU（含运营商流量卡），通过 DTU 设备传输至外网	新建	
		消防工程	新建单井井口配置 2 具 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	新建	
		道路工程	依托本工程附近已建道路。	利旧	
4	环保工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。	-	

				运营期：加热炉使用电磁加热，井场分离后的天然气由第三方处理，凝析油采用装车拉运，凝析油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理。可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。	
		废水		施工期：施工人员租用附近村民房屋，施工废水通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水，沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运 运营期：废水包括生产废水、井下作业废水。采出水随油气混合物一起拉运至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，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。运营期无新增生活污水。 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。	-
		固废		施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于井场平整或回填至周边低洼场地。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由第三方来运至大北固废填埋场填埋处置，合规处置。 运营期：废防渗材料、清罐底泥等属于危险废物，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。落地油要求 100%回收，不在施工站场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一依托区域具有危废处置资质的公司接收处置。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。	-
		生态		施工期：严格控制施工作业带宽度、临时堆土防尘网苫盖设置限行彩条旗。 运营期：定时巡查井场。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。	-
		环境风险		井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪，事故状态下及时放空。	-
		4	依托工程	试油期采出水、生产废水	博孜天然气处理厂
井下作业废水	克拉苏钻试修废弃物环保处理站			克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部。站内主要建有 1 套撬装化磺化泥浆废弃物处理装置，包括配浆、反应系统、固液分离系统、水处理系统和配药系统，配套建有废弃物暂存池、配浆池、除油池、合格泥土堆场等内容。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。废水实现闭路循环、综合利用。	
--	--	--	--	------------------------------------------------------------------	--

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资约 1621.69 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托现有博大采油气管理区工作人员。

3.2.2 开发方案和总体布局

阿瓦 3-阿瓦 5 区块为克拉苏气田最西侧的边缘区块，均属新疆阿克苏地区温宿县境内，其中阿瓦 3 井（加砂压裂）：2013 年 5 月 4~31 日，6mm 油嘴，油压 26.23MPa，折日产气 $15.69 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 $2.66 \text{m}^3/\text{d}$ ，计算无阻流量 $32.15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。天然气甲烷含量 92.4%，相对密度 0.6027，不含硫化氢。凝析油平均密度 $0.8 \text{g}/\text{cm}^3$ ，凝点 8°C ，含蜡量 11%。阿瓦 5 井（加砂压裂）：2018 年 8 月 31 日~9 月 12 日，8mm 油嘴，油压 7.19-5.92MPa，日产气 $1.45-4.08 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累产气 $20.66 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，计算无阻流量约 $4.29 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。天然气甲烷含量 78.68%，相对密度 0.6593，不含硫化氢。

阿瓦 3-阿瓦 5 区块属于博大采油气管理区管理，本工程建设井场 2 座（阿瓦 3、阿瓦 5）、由于项目位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，因此不设计站外管线工程，采取井场内进行油气分离，分离后凝析油装车外运至博孜天然气处理站处理，天然气处理及外输均委托第三方单位处理，天然气处理及外输管线内容不包含在本次评价范围内。本工程总体布局图见 3.2-2，

3.2.3 油气资源概况

3.2.3.1 油藏特征

阿瓦 3 区、阿瓦 5 区块气藏为断背斜型凝析气藏，以砂岩储集层为主，流体性质为凝析气，故采用气藏容积法计算凝析气藏凝析气总地质储量，然后再按干气和凝析油所占摩尔数分别计算干气和凝析油储量。储量计算见表 3.2-3。

表 3.2-3 阿瓦 3、阿瓦 5 区块储量

区块	类型	含气面积 (km^2)	有效厚度 (m)	有效孔隙度 (%)	含气饱和度 (%)	体积系数	凝析气地质储量 (10^8m^3)	干气地质储量 (10^8m^3)	凝析油地质储量 (10^4t)
阿瓦 3	外	50.0	20.8	5.9	65	0.0034	117.31	116.96	25
	内	9.4	20.8	5.9	65	0.0034	22.05	21.99	4.6

阿瓦5	外	73.6	18.1	5.5	65	0.00373	/	127.68	/
	内	21.2	18.1	5.5	65	0.00373	/	36.78	/

3.2.3.2 原油物性

本次阿瓦3井，20℃时地面原油平均密度 0.8036g/cm³，50℃时地面原油平均密度 0.7811g/cm³，50℃时动力粘度 1.153mPa·s~1.476mPa·s。凝固点 8.0℃，含硫平均 0.0917%，含蜡平均 11.3%，胶质平均 0.18%，沥青质平均 0.03%。原油性质具有轻质、低粘度、高含蜡的特点。

3.2.3.3 天然气物性

本工程气藏天然气甲烷平均含量 92.4%，乙烷平均含量 4.44%，丙烷及以上平均含量 0.874%，氮气平均含量 1.56%，二氧化碳平均含量 0.141%，不含硫化氢。

3.2.3.4 地层水物性

地层水密度平均值 1.0686g/cm³；氯离子平均 47000mg/L；属于CaCl₂水型。

3.2.4 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.2-4。

表 3.3-4 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	开发指标	井场	采油井场	座	2
2			日产凝析油	t/d	4
3			日产天然气	万 m ³ /d	12
4	综合指标	总投资		万元	1624.69
5		环保投资		万元	60
6		永久占地面积		hm ²	0.012
7		临时占地面积		hm ²	1.4
8		劳动定员		人	不新增
9		工作制度		h	8760

3.2.5 工程组成

3.2.5.1 主体工程

本项目的建设内容不涉及钻前工程、钻井工程，不涉及射孔、酸化、压裂等储层改造工程。主体工程主要为新建阿瓦3、阿瓦5井场2座主要包括以下内容：

①采油井场

采油井口采用标准化、撬装化设计，井场围栏内面积 120m²（30m×40m），包括井场内设置井口区、工艺设备区、设备间、焚烧池。设备间布置在井场入口左侧，便于巡检并且离井口较远；焚烧池宜布置在井场最小风频的上风侧。井场

设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场平面布置图见下附图 3.2-3。

②油气分离流程及拉油设备

阿瓦 3、阿瓦 5 井井口产液经井场油气分离后天然气处理及外输均委托第三方单位，凝析油装车外运至博孜天然气处理厂处理，凝析油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理。井场加热炉用气来源于油气分离流程处理后的反输天然气。

表 3.2-9 本工程主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	单井（以下为每口单井用料）	座	2	
1	20G 无缝钢管			GB/T 5310-2023
	D89×7	m	50	地上保温管道
2	阀门、配对法兰、紧固件 HG/T20592~20614-2009			
	碳钢闸阀 DN80 PN100	个	1	
3	加药橇	座	1	
二	井场内油气分离设备			
1	20G 无缝钢管			GB/T5310-2023
	D89×7	m	100	地上保温管道
	D114×7	m	100	地上保温管道
2	阀门 配对法兰、紧固件 HG/T20592~20614-2009			
	阀门 PN100	套	16	
3	电热带 60W/m	m	500	
4	生产分离器	座	1	利旧
5	闪蒸分离器	座	1	利旧
6	油水罐	座	1	利旧
7	装车系统	座	1	
8	放散管	座	1	
9	200kW 水套加热炉 16MPa	座	1	新建
三	配套工程			
1	自动控制			
1.1	采气井 RTU 新建	套	2	

1.2	采气井地面配套仪表、电缆	套	2	
1.3	试采站 RTU 新建	套	1	
2	通信			
2.1	DTU 数据传输设备 (含运营商流量卡)	台	2	每座单井 1 套
2.2	工业级交换机 4 电+2 光	台	2	试采站信号传输
2.3	室外高清智能枪型摄像机 (含运营商流量卡)	台	3	每座单井、试采站各 1 套
2.4	通信光缆 GYTA53 4B1	km	0.2	
2.5	租用公网宽带 3M	项	1	仪控数据
2.6	租用公网宽带 10M	项	1	视频数据
3	供配电			
四	单井 (以下为每口单井用料)	座	2	
1	柴油发电机	座	1	
2	户外低压配电柜	面	1	
3	电力电缆	m	50	
4	热镀锌型钢	吨	0.35	
5	人体静电消除器	套	1	
6	接地装置	项	1	

3.2.5.2 公辅工程

(1) 给排水、消防工程

本工程不涉及给、排水部分新建及改造内容。新建单井井口配置 2 具 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器 (每具净重 8kg)。

(2) 供电工程

依托区块已有的电力线路, 新建采气井场 RTU 控制系统由电气专业负责供 220VAC, 50Hz 市电电源, 远传仪表采用直流 24VDC 供电, 由控制系统供给。

(3) 防腐工程

井场内露空设备防腐涂层结构使用环氧酚醛涂料 (干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$), 站内埋地不保温管道使用无溶剂环氧防腐层 (厚度 $\geq 400\mu\text{m}$) + 聚烯烃胶粘带防腐层 (厚度 $\geq 1000\mu\text{m}$) 的防腐结构。

(4) 自控工程

本次 2 口单井新建落地式 RTU 控制系统, 放置在井场非防爆区域, 采集井场的二级节流后安全阀前/后压力、温度、安全阀控制、井口控制盘的远程控制、

状态等信号。井场 RTU 数据通过无线通信装置 DTU（含运营商流量卡）上传至公网，本工程新建单井均采用无人值守，各单井均可通过 RTU 控制系统实现本地控制，巡检人员可对单井进行常规巡检。

（5）通信工程

本工程新建阿瓦 3 井、阿瓦 5 井的仪表数据及视频数据接至无线信号收发装置 DTU（含运营商流量卡），通过 DTU 设备传输至外网，并传至博孜处理站数据传输链路，进一步上传至博孜处理厂。

（6）道路工程

本工程道路依托附近已建道路。

3.2.5.3 依托工程

（1）大北天然气处理厂

①基本情况

大北天然气处理厂包含于克拉苏气田大北区块地面建设工程内。《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部以环审〔2014〕199 号文予以批复。2016 年，新疆维吾尔自治区环保厅以新环函〔2016〕2030 号文进行了竣工环保验收。

大北区块天然气经集气干线气液（35℃，11.6MPa）混输至大北天然气处理厂集气装置入口，经集气装置计量分离橇分离后，分离天然气经空冷器降温后进入脱水脱烃装置进行处理，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置吸附去除固体杂质后作为产品气外输。从集气装置计量分离橇分离出来的烃液，经流量计计量后进入凝析油处理装置，经凝析油处理装置稳定的凝析油送至罐区储存，定期装车外运。从脱水脱烃装置低温分离器底部出来的醇烃混合液经换热进入乙二醇再生及注醇装置三相分离器（根据气液密度以及未稳定凝析油与乙二醇的密度差异原理分离）进行分离，分离出的闪蒸气作为燃料气，分离出未稳定凝析油进入凝析油稳定装置处理，分离出的乙二醇富液则进入乙二醇再生及注醇装置处理。

大北天然气处理厂污水处理设施升级改造已在 2021 年 7 月 29 日取得阿克苏地区生态环境局下发《关于对大北气田大北 12 区块开发方案地面工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2021〕313）。内容有对已建水处理装置进行升级改造已实施完成，处理后的生产废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标

及分析方法》(SY/T5329—2022)表1和表2控制指标。后期将继续对设备加强管理、维护以保证出水稳定达标排放。采出水处理分两期建设，一期建设规模1500m³/d，一期建设时预留二期建设位置，最终建设规模达到3200m³/d。一期采出水处理设计采用“重力沉降+过滤”处理工艺，预留除油器建设位置，二期根据出水水质情况，对设备进行扩建，在重力沉降后端增加除油器，提高悬浮物和含油的去除效果，降低后端过滤器的运行负荷。

②依托可行性

拟建项目天然气依托第三方处理，产生的凝析油及采出液拉运至大北天然气处理厂处理，大北天然气处理厂运行负荷见表3.2-10。

表 3.2-10 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	本次处理量	依托可行性
凝析油 t/d	22.6×10 ⁴	16.23×10 ⁴	6.37×10 ⁴	4	可依托
采出水 m ³ /d	1902	1300	602	2	可依托

(2) 大北地区固废填埋场

①基本情况

大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，距离大北处理厂约7km，原大北固废填埋场及污水蒸发池西北侧。项目区周围4km范围内无居民区。

大北地区固废填埋场环评由原阿克苏地区环保局以阿地环函字〔2012〕362号文予以批复（见附件17），并于2013年1月4日通过原阿克苏地区环境保护局验收（阿地环函字〔2013〕4号）。

大北地区固废填埋场建设规模为280000m³，整个池体大致为400×400m，内部分为10个单元，工业固体含油污染物、生活污染物分别设置各自的填埋单元，尺寸规格为30×24×2.5（4.0）m。其中2个生活垃圾池，设计规模5000m³；污油污泥池8个，设计规模20000m³。

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

根据《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）要求：固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。本项目固体废物依托大北地区固废填埋场进行填埋，符合《石油天然气开采业污

染防治技术政策》。

②依托可行性

本项目施工期产生的一般工业固废集中收集运至大北地区固废填埋场处理。大北地区固废填埋场设计填埋容积为 10000m³，目前仅占用了一半容积，尚有余量 5000m³，满足处理要求。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

(1) 井场建设

本工程新建阿瓦 3、阿瓦 5 两座井场，井场内新建油气分离流程 1 套。施工期设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行站内场地平整、基础施工、主体施工、设备安装，调试等，环境影响较小。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

图 3.3-1 井场工程建设过程及产污环节示意图

(2) 管线

本项目管线主要为站内管线，施工过程主要包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

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进行作业，沿设计的管线走向设置作业带并取管沟一侧作为挖方存放点。

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合适的净距，以保证生产和施工安全。

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。施工作业带断面布置图见图 3.3-2。

图 3.3-2 施工作业带断面布置图

3.3.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采及井下作业。

(1) 油气开采

根据博大区块开目前生产情况、油气藏性质和配产情况，本工程开发方式采用衰竭式开发。

(2) 井下作业

井下作业是进行采油采气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。本工程井下作业主要为洗井、修井等，一般不进行酸化、压裂。洗井采用活动洗井车密闭洗井。

(3) 井场油气分离

本工程工艺流程为单井油气经油嘴后，加热至 20℃进分离器分离，井口产液经分离后进储集器缓冲装车外运至博孜天然气处理站处理，天然气处理及运输均依托第三方单位进行。凝析油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理。井场加热炉用气来源于油气分离流程处理后的反输天然气。

油气开采中废气污染源主要为井场及凝析油装车时的无组织废气(G1、G2)，采取拉油工艺；废水污染源主要为采出水(W1)和井下作业废水(W2)，其中采出水随采出液一起拉运至博孜天然气处理站达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采油树(N₁)、油气分离设备(N₂)运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油(S₁)、井下作业产生的废防渗材料(S₂)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

图 3.3-3 本工程油气开采及集输工艺流程图

3.3.1.3 退役期

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。

(1) 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)等相关规定进行退役封井处置。

①封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

②封井用水泥的选用和配制，应按《常规修井作业规程第 14 部分注塞、钻塞》（SY/T 5587.14-2013）的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

③低压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内，注 50m 长的水泥塞；然后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井；高压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内先打高压桥塞，再在桥塞上注 50m 长的水泥塞，最后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井。

④周边存在注采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产或注水等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

⑤封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

⑥已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识，并记录存档。

⑦建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

(2) 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃管线等设施按照资产报废程序由油田公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中的危险废物，直接由有具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

封井结束后需将井场设备进行搬迁，并将占地恢复原貌。设备搬迁前，井场内污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清。

表 3.3-2 退役期主要产污环节一览表

工程内容	污染物		
	废气	固体废物	噪声
设备拆除	机械废气 施工扬尘	废弃井口设备、建筑垃圾及落地油等	设备拆除施工噪声
主要措施	洒水抑尘	妥善处理。落地油交由有危险废物处置资质的单位处置	合理安排作业时间，控制车辆速度

3.3.2 施工期环境影响因素分析

3.3.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。本工程均包括永久占地及临时占地，工程占地类型为草地。地面工程施工作业包括井场场地平整、管线组装等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地约 1.412hm²，详见表 3.3-1。

表 3.3-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.012	1.4	1.412	2 座（阿瓦 3、阿瓦 5），单个井场永久占地 0.012hm ² （30m×40m），井场临时施工占地面积为 1.4hm ² （100m×140m）占地类型为草地。临时占地已扣除永久占地范围。
合计		0.012	1.4	1.412	/

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

①施工扬尘

工程施工过程中弃土临时堆存、外运过程中，在一定的风力作用下，将产生一定量的扬尘。另外，在施工车辆来回运输及进出施工工地时，亦将产生一定量的运输扬尘，影响周围的大气环境。本工程采用将施工工地四周围挡作业，工地内主要道路实施硬化，道路定时洒水，建筑材料遮盖存放等抑尘措施控制施工扬尘对周边环境的不利影响。

②焊接、打磨废气

在设备、管道对接工序过程中产生少量焊接废气、打磨废气，间歇产生，焊接及打磨均处于空旷地带，自然扩散，对周围环境影响可接受。

项目施工期焊接、打磨废气对周围环境空气造成的影响可接受，且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

③施工机械及运输车辆排放的废气

施工过程中由于施工机械包括发电机等、车辆的使用将不可避免地有机械、车辆尾气产生，尾气中的主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随

时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

(2) 废水污染源

①生活污水

本工程施工期施工人员租用当地农户，不设置施工营地。

②施工废水

一般施工活动产生的废水，来源于施工拌料、清洗机械和车辆产生的废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油，因此施工场地产生的施工废水通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水，沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运。

(3) 固体废物污染源

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程站内管线 0.1km，施工废料产生量约为 0.02t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由第三方来运至大北固废填埋场填埋处置，合规处置。

②土石方平衡

本工程挖方量 1.02 万 m³，填方量 1.02 万 m³，无借方、弃方。本工程场平高度约为 0.5m，开挖量为 10200m³，全部用于回填，场地平整。本工程土石方平衡表见下表 3.3-2。

表 3.3-2 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	1.02	1.02	0	-	0	-
合计	1.02	1.02	0	-	0	-

(4) 噪声污染源

本工程施工期噪声主要包括钻井工程、土方施工、各类施工机械和运输车辆产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场和管线铺设实际情况，本工程施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-3。

表 3.3-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB (A) /m

序号	设备名称	噪声值/距离
1	装载机	90/5

2	挖掘机	80/5
3	运输车辆	82/5
4	压路机	80/5
5	推土机	83/5

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.3-4。

表 3.3-4 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
站场工程	废气	设备运输和装卸扬尘、施工扬尘、车辆行驶扬尘、土方开挖和倾斜扬尘、施工扬尘	颗粒物	间断	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	
		施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	
	废水	生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	间断	生活污水依托当地乡镇	不外排
		施工废水	SS、矿物油	间断	综合利用	不外排
	固体废物	井场及内部管线建设	剩余土方	间断	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运	妥善处置
			施工废料	间断	首先考虑回收利用，不可回收利用部分由第三方来运至大北固废填埋场。	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境
	生态	占用土地	对生态保护红线水源涵养功能影响，对区域植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	见“6.1.1 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.3.3 运营期工程污染源源强核算

3.3.3.1 废气

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉产生的有组织废气和温室气体排放，井场、拉运过程中产生的无组织废气排放。无组织排放的污染物主要为井口、阀门以及油罐等处产生的无组织挥发烃类。

(1) 加热炉

本工程在井场设置 200kW 水套加热炉 2 台，其燃料气采用经天然气处理后的返输天然气，烟囱高度为 8m。水套加热炉耗气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中：A——燃气量，m³；

P——真空加热炉功率，0.2MW；

ε——真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L——燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，取 33.812MJ/m³；

t——真空加热炉运行时间；

h——满负荷运行 330d（7920h）。

本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。则本工程加热炉燃气量情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时 (h)	锅炉燃气量 (万 Nm ³)
1	200kW 加热炉	2	7920	37.48
合计				37.48

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）附录 F 中锅炉产排污系数表（燃气工业锅炉）计算污染物产生量。燃料为处理后的返输干气，含硫量根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 天然气质量要求，S 取二类气最大值 100。氮氧化物根据《燃气锅炉烟气再循环降氮技术规范》（DB65/T 4243-2019）仅适用额定功率大于 0.7MW 的燃气锅炉，未对燃气锅炉额定功率小于 0.7MW 提出要求，因此本工程燃气锅炉氮氧化物按无低氮措施核算，要求加热炉排放烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值即可，后续企业在运行过程中可根据最新环保要求和最新降氮措施采取低氮控制技术。天然气锅炉实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放以《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 新建燃气锅炉标准中颗粒物的标准浓度限值进行核算。

表 3.3-6 燃气工业锅炉的废气产排污系数

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
------	------	------	------	-------	----	------	----------	------

蒸汽/热水/其他	天然气	室燃炉	所有规模	二氧化硫	千克/万立方米-燃料	0.02S ^①	直排	0.02S
				颗粒物	千克/万立方米-燃料	2.86	直排	2.86
				氮氧化物	千克/万立方米-燃料	18.71 (无低氮燃烧)	直排	18.71
						9.36 (低氮燃烧)	直排	9.36

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气硫分含量，单位为毫克/立方米。S取100。

本工程 200kW 加热炉污染物产生排放情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 本工程井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量 10 ⁴ m ⁴ / a	烟气量 10 ⁴ m ³ /a	污染物排放情况								
			SO ₂			NO _x			颗粒物		
			t/a	kg/h	mg/m ³	t/a	kg/h	mg/m ³	t/a	kg/h	mg/m ³
单台 200 kW 井场加热炉	18.74	201.93	0.037	0.005	18.561	0.351	0.044	86.865	0.04	0.005	20.0
本工程	37.48	403.86	0.074	0.010	-	0.702	0.088	-	0.08	0.010	-

根据本工程所在地阿克苏地区生态环境局要求，燃气加热炉须根据《工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中“附表 1 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表”核算挥发性有机物，该手册中天然气加热炉挥发性有机物产污系数为 1.68 千克/万立方米-燃料，本工程运营期耗气量约 37.48×10⁴Nm³/a，燃气加热炉产生的挥发性有机物约 0.063t/a，据此根据烟气量 403.86×10⁴m³/a 核算后的燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 15.59mg/m³。

(2) 无组织废气

本工程运营期无组织排放的废气污染物主要为非甲烷总烃。非甲烷总烃排放源包括两个，一个为储罐大小呼吸过程以及装卸过程的无组织排放，一个为阀门、法兰、泵、压缩机等位置的无组织排放。

① 储罐无组织挥发非甲烷总烃

本工程单座井场内设置 2 座 80m³ 多功能储集器，1 座 4m³ 混烃储罐。储集器均采用固定顶罐，罐体因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃。小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内

压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本工程多功能储集器均采用固定顶罐，固定顶罐的呼吸损耗采用公式法进行核算。

总损耗计算公式为：

$$L_T = L_S + L_W$$

式中： L_T ——总损耗，lb/a；

L_S ——静置储藏损耗，lb/a；

L_W ——工作损耗，lb/a。

小呼吸蒸发损耗量 (L_S)，是指由于罐体气相空间呼吸导致的储存气相损耗。计算公式为：

$$L_S = 365 K_E V_V K_S W_V$$

式中： W_V ——储藏气相密度，lb/ft³；

K_E ——日均液体表面温度下的气相密度，kg/m³；

K_S ——排放蒸汽饱和因子，无量纲量；

V_V ——油罐气相空间体积，m³。

大呼吸蒸发损耗量 (L_W) 计算公式为：

$$L_W = N V_L K_N K_P K_B W_V$$

式中： N ——年油品周转次数，次/a；

V_L ——罐内液体最大体积量，m³；

K_N ——周转系数；

K_P ——油品损耗系数， $K_P=1$ ；

K_B ——排放压力设定值校正系数，本次取 $K_B=1$ 。

本工程产能规模为凝析油 4t/d，单座多功能储集器年周转量为 3300t。根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中“石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格”，有机液体储存和 VOCs 排放量参考计算表计算后，可知本工程单个多功能储集器静置损失 0.11t/a，工作损失 0.16t/a，单个储罐总损失 0.28t/a。本工程 2 座井场 4 座多功能储集器大小呼吸非甲烷总烃排放量为 1.12t/a。

根据可研提供，本工程天然气处理量为 12×10⁴Nm³/d，脱烃后，产生混烃的量约 1.5t/d，年周转量为 495t/a，单座混烃罐年周转量为 247.5t。根据《石化行业

VOCs 污染源排查工作指南》中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表中有机液体储存和 VOCs 排放量参考计算表计算后,可知井场单座混烃罐静置损失 0.513t/a, 工作损失 0.093t/a, 单座混烃罐损失 0.606t/a, 本工程混烃罐大小呼吸总损失 1.212t/a。

②油气处理过程中非甲烷总烃 (NMHC)

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

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

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

式中: $E_{\text{设备}}$ ——设备与管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 3.3-8 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

	其他	0.073
--	----	-------

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs，本工程采出液以及天然气中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，本工程井场无组织废气核算见表 3.3-9。

表 3.3-9 本工程单座井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量	排放速率 $e_{TOC, i}$ (kg/h)	年排放量 (t)
1	阀门	26	0.064	0.040
2	法兰	52	0.085	0.105
3	分离器、回收泵撬、计量撬等	5	0.073	0.009
合计				0.153

经核算，本工程单座井场油气处理过程中烃类挥发量为 0.153t/a，则本工程油气处理过程无组织烃类挥发总量为 0.306t/a。

综上，本工程井场多功能储集器大小呼吸非甲烷总烃排放量为 1.12t/a，井场混烃罐大小呼吸总损失 1.212t/a，油气处理过程中烃类挥发量为 0.306t/a。本工程 2 座井场非甲烷总烃排放量共计 2.638t/a。

3.3.3.2 废水

(1) 采出水

主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目设计方案，项目采出水约 2m³/a，主要污染物为悬浮物、石油类、无机盐类等。采出水随油气混合物拉运送至博孜处理厂污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层。

(2) 生产废水

本工程气相经分离器分离后进入油气分离流程进行处理，会脱离出少量的含油废水。根据可研资料和类比分析，本工程天然气处理过程约产生 0.5t/a 的废水，产生的废水由罐车拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 井下作业废水

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

本工程不涉及压裂作业，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的废水。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-10），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-10 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

本工程井下作业废水产生量为 25.29t/井·次，井下作业每 2 年 1 次计算，则单井井下作业废水为 12.645t/a，两口井共计 25.29t/a。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.3.3 固体废物

（1）危险废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本工程建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

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

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收。按照单井落地凝析油产生量约 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。严格按照《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。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），按《塔里木油田分公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置。

②废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1~2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程产生废弃防渗布最大量约 1t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，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，不在井场贮存，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清罐底泥

清罐底泥主要来自井场储罐和油气分离流程排污罐。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。根据油田资料类比分析，预计回收油泥 0.1t/a。清罐底泥直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废润滑油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约 0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(2) 生活垃圾

本工程运营期无新增定员，无新增生活垃圾。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.3-11。

表 3.3-11 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	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险性	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	0.2t/a	油井作业	液态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理
2	含油废弃防渗布		900-249-08	1t/a	油井作业	固态	石油类	间歇	T、I	

3.3.3.4 噪声

本工程井场产噪设备主要为泵撬等设备运转噪声，噪声值为 60~90dB(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)。在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强约 100~110dB(A)。各噪声污染源噪声强度及治理措施情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 噪声源设备（单座井场） 单位：dB(A)

序号	装置区名称	噪声源	数量(台/套)	噪声强度	声源控制措施	降噪效果	运行时段
1	井场工艺装置区	加热炉	1	70~80	减振、隔声、消声	10	昼夜
2		泵撬	1	60~90	减振、隔声、消声	10	昼夜
3		各类分离器	5	60~70	减振、隔声、消声	10	昼夜
4		火炬	1	100~110	/	10	事故状态

3.3.4 退役期工程污染源源强核算

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建筑垃圾等，建筑垃圾委托有资质的填埋场合规处置。

3.3.5 非正常排放

本工程在井场设置放空火炬区，用于事故及非正常工况下的放空燃烧。泄放点在事故状态下泄放的气体经过放空管线进入放空火炬分液罐，在放空火炬分液罐中分离出携带的液滴后进入放空火炬焚烧，考虑装置全放空状态下，井场火炬最大泄放量 $10 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ($4165 \text{ Nm}^3/\text{h}$)，一次火炬燃烧放空时间按 2h 计，本次评价按最大燃烧时间 2h/次计算。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中的排污系数，具体核算方法详见表 3.3-10，计算得出事故状态下火炬燃烧烟气排放情况见 3.3-13 所示。

表 3.3-13 各污染物排放量核算方法一览表

污染物	核算方法	各参数代表的含义
氮氧化物	$E \text{ 氮氧化物} = Q \times \alpha \times t$	E 氮氧化物：氮氧化物的排放量 (kg/a)； Q：火炬气流量 (m ³ /h)； α ：排污系数，取 0.054kg/m ³ ； t：火炬年运行时间，(h/a)，取 2h/次。
总烃	$E \text{ 总烃} = Q \times \alpha \times t$	E 总烃：总烃的排放量 (kg/a)； Q：火炬气流量 (m ³ /h)； α ：排污系数，取 0.002kg/m ³ ； t：火炬年运行时间，(h/a)，取 2h/次。
二氧化硫	$E \text{ 二氧化硫} = 2 \times (S \times Q \times t)$	E 二氧化硫：二氧化硫的排放量 (kg/a)；

		Q: 火炬气流量 (m ³ /h) ; S: 火炬气中的硫含量 (kg/m ³), 取 0.002kg/m ³ ; t: 火炬年运行时间, (h/a), 取 2h/次。
--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

表 3.3-14 本工程火炬全放空一次燃烧烟气排放情况一览表

污染源	气流量	单次持续时间/h	污染物排放情况		
			总烃	NOx	SO ₂
			kg /次	kg/次	kg /次
井场火炬全放空	4165Nm ³ /h	2h	16.66	449.82	33.32
合计			16.66	449.82	33.32

3.3.6 清洁生产水平分析

3.3.6.1 油气处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要采气和拉运工艺参数进行控制, 能够提高管理水平, 尽量简化工艺过程, 减少操作人员, 同时使拉运系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用气液混输工艺, 简化流程, 方便操作。

(3) 本工程单井油气经加热炉后, 进分离器分离, 液经分离后进储集器缓冲装车外运至博孜天然气处理站处理, 天然气处理交由第三方处理后销售给地方企业。凝析油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理, 可有效减少 VOCs 的产生。

3.3.6.2 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强井口的密闭, 减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 生产过程中起下油管时, 安装自封式封井器, 避免凝析油、污水喷出; 另外, 对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中, 作业单位自带回收罐回收井下作业废水, 运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.6.3 节能及其他清洁生产措施分析

(1) 优化凝析油运输路线, 降低生产运行及车辆运输时间。

(2) 选用节能型电气设备。站场的动力、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。

(3) 采油区采用自动化管理, 提高管理水平。

3.3.6.4 建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入塔里木油田分公司负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 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。

3.3.6.5 清洁生产技术指标对比分析

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展和改革委员会公告 2009 年第 3 号），对本工程清洁生产指标进行定量和定性的评价。

（1）评价指标体系

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

①定量评价

定量评价指标选取有代表性的、能反映“节能”“降耗”“减污”和“增效”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式。通过对各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值进行计算和评分，综合考评企业实施清洁生产的状况和企业清洁生产程度。

②定性评价

定性评价指标根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核企业对有关政策法规的符合性及其清洁生产工作实施情况。

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。

（2）评价基准值及权重值

①评价基准值

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”或“否”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) 本评价基准值及权重值

采气和拉运作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.3-18~19。

(4) 评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。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、回收率、固体废物综合利用率等指标）。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。

A. 定量评价二级指标的单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；如手工计算，其值取小数点后两位；

S_{xi} ——第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} ——第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

B. 定量评价考核总分值的计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

C. 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-15。

表 3.3-15 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
----------	------------

清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由上表计算得出：本工程井下作业定量指标 100 分，定性指标 80 分，综合评价 92 分；采气和拉运定量指标 80 分，定性指标 80 分，综合评价 80 分。本工程清洁生产企业综合评价指数介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

表 3.3-16 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	mg/L	5	≤10	0	5
					≤50	0	
		COD	mg/L	5	≤100	0	5
					≤150	0	
		含油污泥	kg/井次	5	≤50	5	5
≤70	5						
一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	0	5		
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值			
(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	0
		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 3.3-17 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	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	34.32	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	无	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	0	0
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/l	5	≤10	0	5
		COD	mg/l	5	≤150	0	5
		落地原油回收率	%	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	
		采出废水 达标排放率		%	7.5	≥80	100	7.5	
定性指标									
一级指标	权重值	二级指标					指标分值	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好			5	5	
		采气	采气过程回收设施	10	采油	套管气回收装置		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施		10	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定			10	10	
		拉油流程		具有油气回收装置			10	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	0	
		制定节能减排工作计划					5	5	
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	5	

3.3.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后项目区“三本账”的情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 拟建工程实施后“三本账”的情况一览表 单位：t/a

类别	单位	现有工程排放量	本工程排放量	“以新带老”消减量	本工程实施后排放量	增减量
一、废气						
SO ₂	t/a	0	0	0	0	0
NO _x	t/a	0	0	0	0	0
颗粒物	t/a	0	0	0	0	0
非甲烷总烃	t/a	0	2.638	0	2.638	+2.638
二、废水						
生产废水	t/a	0	0.5	0	0.5	+0.5
井下作业废水	t/a	0	25.29	0	25.29	+25.29
三、固废						
落地油	t/a	0	0.2	0	0.2	+0.2
废防渗材料	t/a	0	0.5	0	0.5	+0.5
清罐底泥	t/a	0	0.1	0	0.1	+0.1
废润滑油	t/a	0	0.5	0	0.5	+0.5

3.3.8 污染物排放总量控制分析

3.3.8.1 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。

3.3.8.2 总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

本工程运营期无组织 VOCs 排放量为 2.638t/a，经核算，本工程 2 台 200kW 燃气加热炉产生有组织排放的二氧化硫为 0.074t/a，有组织排放的氮氧化物为 0.702t/a，有组织排放的 VOCS 为 0.063t/a。

运营期不涉及 COD、NH₃-N 的排放。

3.4 相关政策法规、规划符合性分析

3.4.1 产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.4.2 相关法规、政策符合性分析

3.4.2.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

拟建项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表 3.4-1。

表 3.4-1 拟建项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	污染防治技术政策	符合性分析	评价结果
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	拟建项目建成后，污染物排放量通过趋于完善的控制和处置措施，污染物排放均能达到相应排放标准要求，固体废物全部得到合理利用或处置。	符合
2	新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶形式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本工程不涉及	符合
3	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。	本工程采取分区防渗	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	塔里木油田博大采油气管理区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在当地生态环境主管部门备案。	符合

因此，拟建项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.4.2.2 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工期产生的建筑垃圾由施工队集中收集后及时清运至当地填埋场处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，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。

3.4.2.3 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

项目区位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。环境管控单位为温宿县水源涵养生态保护红线区，属于优先管控单元，根据管控单元的要求：生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，本工程不属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动，目前不满足《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中应落实环境敏感区管控要求的相关要求，详见表 3.4-2。

表 3.4-2 项目与《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

序号	条件规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《塔里木油田“十四五”发展规划》和《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。环境管控单位为温宿县水源涵养生态保护红线区，属于优先管控单元，根据管控单元的要求：生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，本工程不属于对生态功能造成破坏的有限人为活动。	不符合
3		陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输	井口采出物通过拉运至博孜天然气处理厂处理。选用质量可靠的设	

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	<p>和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>	<p>备、仪表、阀门等；定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修；本工程不属于高含硫天然气开采项目；采取措施后井场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改扩建浓度中的相关要求。</p>	符合性分析
4	<p>油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80% 以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。</p>	<p>本次开发产生的天然气及伴生气交由第三方单位进行回收处理，伴生气可实现 100%回收。本工程不涉及碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术。</p>	符合
5	<p>陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90% 以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95% 以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100% 返排入罐。</p>	<p>本工程采出水拉运至博孜天然气处理站处理，井下作业废水通过专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻井试修废弃物环保处理站处理；钻井已完成，本工程不涉及钻井液的使用及储层改造工程。</p>	符合
6	<p>涉及废水回注的，应采取切实可行的</p>	<p>本工程不涉及废水回注。</p>	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。		
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本次不涉及钻井工程。危险废物均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理；博大采油气管理区已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	符合
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；合理布局使螺杆泵尽可能位于井场中心；采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井	报告对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，提出了生态修复方案。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。		

3.4.2.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142号）转发了（环办环评函〔2019〕910号）的内容。本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表 3.4-3。

表 3.4-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见（具体见附件）。本工程所在区块的开发已纳入塔里木油田“十四五”规划中。	符合

2	<p>油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。</p>	<p>生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人于2020年1月，就《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》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评范围和建设内容。本工程由塔里木油田分公司博大采油气管理区进行立项及方案设计，工程内容不属于单井形式，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程的可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。</p>	符合
3	<p>陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。</p>	<p>采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对LDAR情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。</p>	符合
4	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。</p>	<p>拟建项目产生的各项危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由相应资质单位处置。</p>	符合
5	<p>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。</p>	<p>拟建项目施工期采取了各项生态环境保护措施，降低生态环境影响</p>	符合
6	<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>塔里木油田博大采油气管理区已编制《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20日在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案（备案编号652926-2023-045-L）。</p>	符合

3.4.2.5 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》《关于加快解决当前挥发性有机物突出治理问题的通知》（环大气〔2021〕65号）符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》中提到：“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产 and 生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备。对于含高浓度 VOCs 的废气，宜优先采用冷凝回收、吸附回收技术进行回收利用，并辅助其他治理技术实现达标排放。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”

《关于加快解决当前挥发性有机物突出治理问题的通知》中提到：中国铁路、中国船舶、中国石油、中国石化、中国海油、国家能源集团、中国中化、中煤集团、国药集团等中央企业要切实发挥模范带头作用，组织专业队伍，对下属企业开展系统排查高标准完成各项治理任务。

本工程阀门、法兰、连接件等设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小，同时采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，根据 GB37822-2019 的要求，建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对 LDAR 情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。

因此拟建项目符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》《关于加快解决当前挥发性有机物突出治理问题的通知》相关要求。

3.4.2.6 与《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）《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）文件的符合性分析

根据林沙发〔2013〕136号，沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价。沙区开发建设项目应尽量减少占用沙区植被地。确需占用沙区植被地的

建设项目，要严格按程序报批，并做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价报告的编制工作。

根据（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《新疆第六次沙化监测报告》，本工程不属于沙化土地，不在沙化区内。

3.4.2.7 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.4-4。

表 3.4-4 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》 (自然资规〔2021〕2号)相关要求		本工程情况	符合性
临时用地选址要求和 使用期限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程临时占地类型主要为天然牧草地。工程施工前应办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本项目临时占地不涉及占用永久基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据塔里木油田分公司之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	塔里木油田分公司不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。本工程施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；并按照相关部门的要求进行恢复等。本工程不占用耕地。	符合

3.4.2.8 与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年修正）符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年修正）符合性分析见表 3.4-5。

表 3.4-5 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年修正）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者应当依法取得排污许可证。	博大采油气管理区 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	符合
2	矿产资源勘探、开发单位，应当对矿产资源勘探、开发产生的尾矿、煤矸石、粉煤灰、冶炼渣以及脱硫、脱硝、除尘等产生的固体废物的堆存场所进行整治，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施。	拟建项目产生的危险废物在博大采油气管理区已建危废暂存设施暂存后，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由相应资质单位处置。	符合
3	企业事业单位应当依法制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和其他相关部门备案，并定期进行演练。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向所在地县级人民政府及其环境保护、安全生产监督等有关部门报告。	塔里木油田博大采油气管理区已编制《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 20 日在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案（备案编号 652926-2023-045-L）。	符合

3.4.2.9 与《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》《关于印发〈阿克苏地区大气污染防治攻坚行动方案（2023—2025 年）〉的通知》《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》符合性分析

《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》提出：推进原辅材料和产品源头替代工程，实施全过程污染物治理。

《关于印发〈阿克苏地区大气污染防治攻坚行动方案（2023—2025 年）〉的通知》提出：开展 VOCs 无组织排放整治。全面排查含 VOCs 物料储存、转移和输送、设备与管线组件、敞开液面以及工艺过程等环节无组织排放情况，对达不到相关标准要求的开展整治。

根据《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》，提出重点对含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减

VOCs 无组织排放。

本工程采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放，各装置的管路及设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小。符合《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》《关于印发〈阿克苏地区大气污染防治攻坚行动方案（2023—2025年）〉的通知》《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》文件的相关要求。

3.4.2.10 与《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》符合性分析

《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》中实施节能减排重点工程包括挥发性有机物综合整治工程，主要内容是推进原辅材料和产品源头替代工程，实施全过程污染物治理。以工业涂装、包装印刷等行业为重点，推动使用低挥发性有机物含量的涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。深化石化化工等行业挥发性有机物污染治理，全面提升废气收集率、治理设施同步运行率和去除率。对易挥发有机液体储罐实施改造，对浮顶罐推广采用全接液浮盘和高效双重密封技术，对废水系统高浓度废气实施单独收集处理。

本工程采用拉油的工艺流程，本工程采用凝析油稳定工艺，储罐临时存储等措施控制无组织排放，工程运营期对站内管线、各连接件、阀门等进行定期检测、及时修复，防止或减少挥发性有机物的跑、冒、滴、漏现象。符合相关要求。

3.4.2.12 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本工程采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中的相关要求，相符性分析详见表 3.4-6。

表 3.4-6 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	文件要求	符合性分析	评价结果
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜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；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术	本项目建设针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，项目区需先调出红线后才开始建设，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	不符合生态管控要求

序号	文件要求	符合性分析	评价结果
	工艺及装备；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		
2	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。	博大区块建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设备，实现全过程自动化管理	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	井下作业带罐作业；运营期定期巡检，加强井筒维护、采取分区防渗措施、并落实跟踪监测、应急响应等措施。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	建成后归属博大油气管理区管辖，博大油气管理区具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本工程实施范围纳入应急预案	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气共藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	不设计站外管线工程，采取井场内进行油气分离，分离后凝析油装车外运至博孜天然气处理站处理，天然气处理及外输均委托第三方单位处理，天然气处理及外输管线内容不包含在本次评价范围内；井下作业带罐作业，防止落地油产生，井下作业过程中产生的井下作业废液进入联合站采出水处理系统，不外排；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位接收、转运和处置。	符合

3.4.3 相关规划符合性分析

3.4.3.1 与《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》符合性分析

《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》提出要加快建设国家“三基地一通道”，建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。本工程属于塔里木油田项目，项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.4.3.2 与新疆维吾尔自治区主体功能区规划符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县。

本工程属于石油天然气开采行业，属于塔里木油田分公司管辖，项目区位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。环境管控单位为温宿县水源涵养生态保护红线区，属于优先管控单元，根据管控单元的要求：生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，本工程不属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动，因此，本工程在未调整出红线前不符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对项目区块的开发管制原则，符合自治区对该区域的功能定位要求。

3.4.3.3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区环境保护“十四五”规划》中提到：“落实碳达峰、碳中和的要求，培育绿色新动能，以布局优化、结构调整和效率提升为着力点，加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系，促进经济社会发展全面绿色转型。”坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合，坚持淘汰落后与鼓励先进相结合，支持产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进，坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展，引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变，加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。”

本工程属于石油天然气开采项目，符合环境保护产业发展要求。本工程不属于落后产能，能够满足节能降耗及提质增效等原则，符合新疆环境保护“十四五”规划相应的环保要求。

3.4.3.4 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》相符性分析详见表 3.4-7。

3.4.3.5 与《塔里木油田分公司“十四五”规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司开展塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作，并于2022年10月17日取得审查意见（新环审〔2022〕214号）。本工程与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》相符性分析详见表3.4-8。

3.4.4 生态环境分区管控符合性分析

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》，本工程执行自治区七大片区天山南坡管控要求和阿克苏地区管控单元的管控要求。具体位置关系见图3.4-1、图3.4-2。

拟建项目与生态环境分区管控方案相符性分析见下表3.5-9~3.5-11。

本项目位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内，作为试采工程，根据红线管理要求当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表范围依照国家相关规定调出生态保护红线。因此本次评价认为目前项目建设不属于允许的有限人为活动，需在调整出红线范围外后才复核符合自治区及七大片区、阿克苏地区生态环境分区管控相关要求。

表 3.4-7 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

文件名称	规划要求	本工程	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式。	拟建工程装置等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
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。	塔里木油田对油田内土壤环境定期监测，危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位处置；生活垃圾、一般工业固废运至油田垃圾填埋场填埋处理。	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区域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。	拟建工程废水经联合站污水处理站回注地层，本工程不涉及生活污水，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障土壤、地下水生态环境安全。	符合

表 3.4-8 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

文件名称	规划要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北一塔中原油”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。到 2025 年实现年产 3750 万吨油当量油气田。	本工程位于规划中的塔北一塔中原油根据地，拟建项目的建设符合《塔里木油田分公司“十四五”规划》的油气开发的目标。	符合
《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（环审	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主	项目区位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区及天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。环境管控单位为温宿县	不符合

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

文件名称	规划要求	本工程	符合性
(2022) 214号)	体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求,协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调,切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作,开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区的影响作为重点评价内容,并采取合理、有效的保护措施,确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	水源涵养生态保护红线区,属于优先管控单元,不符合管控单元的要求。报告中对区内的自然遗产地及生态保护红线等影响作为重点评价内容,并提出了合理、有效的保护措施,确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	
《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》(环审(2022) 214号)	(二)合理确定开发方案,优化开发布局。根据区域主体功能定位,结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求,依据生态环境影响评价结果,从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求,进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序,优先避让环境敏感区,远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整。	本工程位于环境敏感区,为减缓了对生态环境的影响,不涉及站外集输管线等工程。但根据管控单元的要求:生态保护红线内自然保护地核心保护区外,禁止开发性、生产性建设活动,在符合法律法规的前提下,仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动,本工程不属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动,因此项目建设对生态影响较明显,应按照红线管控要求将项目调整出红线范围外后方可实施	不符合
	(三)严格生态环境保护,强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题,采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施,确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求,有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平,对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。	本工程建设占用土地资源相对区域资源利用较少,土地资源消耗符合要求。项目用水量较少,施工废水进行综合利用,节约了水资源;输送采用密闭集输,可减少废气污染物的排放,实现污染物达标排放;能源利用均在区域负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限。项目运营期废水处理回用,提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施;项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用,不能利用的均进行合规处置。	符合
《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》(环审(2022) 214号)	(四)加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同	本工程严格控制占地面积,项目建设过程中开展防沙治沙工作,并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理,保障区域生态功能不退化。	符合

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

文件名称	规划要求	本工程	符合性
	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。		
	（五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求，加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代，加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。	后续按照规划相关要求，对含油污泥等固废进行妥善处置，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区绿色发展等相关要求，推动区域生态环境健康发展。	符合
	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	本次区块为新区块，需进一步建立环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。	符合
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

表 3.4-9 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委2023年第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2022年版）》（发改体改规〔2022〕397号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合

		<p>【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p>	<p>—</p>
		<p>【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。</p>	<p>拟建项目位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、塔里木河流域水土流失重点治理区</p>	<p>不符合</p>
		<p>【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。</p>	<p>拟建工程不涉及自然湿地</p>	<p>—</p>
		<p>【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。</p>	<p>拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目</p>	<p>符合</p>
		<p>【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。</p>	<p>拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业</p>	<p>符合</p>
		<p>【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。</p>	<p>拟建工程不属于新建危险化学品生产项目</p>	<p>符合</p>
		<p>【A1.1-9】严禁新建《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止</p>	<p>拟建工程不属于危险化学品化工项目；拟建工程所在区域不在塔里木河、伊犁河、额尔齐</p>	<p>符合</p>

		新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	斯河干流及主要支流岸线1公里范围内	
		【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不属于用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，不属于重有色金属冶炼、电镀、制革企业	符合
		【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
		【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中的相关要求，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。	项目属于国家能源重点建设项目，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资源部〔2021〕2号）中相关要求，本次工程不占用永久基本农田，确保区域内基本农田“数量不减、质量不降、布局稳定”。	符合
		【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
		【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本工程地为生态活动	符合

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合	
		【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合	
		【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结一鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及	符合	
		【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	—	
	A1.4 其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合	
		【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合	
		【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	符合	
	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后无废气产生	—
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不涉及相关内容	—

		<p>【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现VOCs集中高效处理。</p>	<p>拟建工程实施后无废气产生</p>	<p>—</p>
	A2.2 污染控制措施要求	<p>【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。</p>	<p>拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域</p>	<p>符合</p>
		<p>【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p>	<p>—</p>
		<p>【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p>	<p>—</p>
		<p>【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。</p>	<p>拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标</p>	<p>符合</p>
		<p>【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p>	<p>—</p>

		格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治疗和清洁化改造。		
		【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治疗和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水量控制指标	符合
		【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、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。	拟建工程营运期间无废水产生，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本区块为新区块，不涉及历史遗留问题。	符合
		【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	—
A3 环境 风险防 控	A3.1 人居环 境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.1-2】对跨境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府	拟建工程不涉及相关内容	—

		引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。		
		【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源地保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源地保护区划定，到2025年完成乡镇级集中式饮用水水源地保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源地保护区环境风险排查整治，加强农村水源地水质监测，依法清理饮用水水源地保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源地保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
		【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内	符合

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

			容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	
		【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	—
A4	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，施工废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	拟建工程充分利用现有道路，新增占地较小，土地资源消耗符合要求	符合
	A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	拟建工程运营期间不涉及排放温室气体	—
		【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	项目不涉及	—
【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重		拟建工程运营期间不涉及排放温室气体	—	

		点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。		
		【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程运营期间不涉及排放温室气体	—
A4.4 禁燃区要求		【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定的期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	—
A4.5 资源综合利用		【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	运营期固体废物送有危废处置资质的单位接收处置	—
		【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价值组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价值组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容。	—

		<p>【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容。</p>	<p>—</p>
--	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	----------

表 3.5-10 本工程与“七大片区”总体管控要求符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建工程位于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区，工程仅设置井场内工程，不建设管线，采用委托第三方拉运处理等方式，施工期及运营期采取严格措施保护，加强区域管理，维护自然景观和生物多样性。	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建工程仅为井场建设。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建工程正常情况下不会对河流水质产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合

	<p>加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置</p>	<p>东河采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防哈拉哈塘油田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置</p>	<p>符合</p>
--	----------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------	-----------

表 3.5-11 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292210002	温宿县水源涵养生态保护红线区	优先保护单元	生态空间内	生态保护红线
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	<p>1、生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。生态保护红线划定后，只能增加、不能减少，因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的，由省级政府组织论证，提出调整方案，经环境保护部、国家发展改革委同有关部门提出审核意见后，报国务院批准。</p> <p>2、生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。允许的有限人为活动包括：（1）管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。（2）原住居民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖等活动，修筑生产生活设施。（3）经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动。（4）按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的竹林采伐经营。（5）</p>		<p>1、本项目位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。</p> <p>2、本工程为试采工程，根据红线管理要求当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表范围依照国家相关规定调出生态保护红线。因此不属于允许的有限人为活动。</p>	<p>不符合</p>

	<p>不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。(6) 必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。(7) 地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。(8) 依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。(9) 根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。(10) 法律法规规定允许的其他人为活动。</p> <p>3、上述允许的有限人为活动之外，确需占用生态保护红线的国家重大项目，按照以下规定办理用地用审批。报批农用地转用、土地征收使用权时，附省级人民政府基于国土空间规划“一张图”和用途管制要求出具的不可避让论证意见，说明占用生态保护红线的必要性、节约集约和减缓生态环境影响措施。占用生态保护红线的国家重大项目，应严格落实生态环境分区管控要求，</p>		
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

	<p>依法开展环境影响评价。生态保护红线内允许的有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，按照自然资源部关于规范临时用地管理的有关要求，参照临时占用永久基本农田规定办理，严格落实恢复责任。</p> <p>国家重大项目范围：党中央、国务院发布文件或批准规划中明确具体名称的项目和国务院批准的项目；中央军委及其有关部门批准的军事国防项目；国家级规划（指国务院及其有关部门正式颁布）明确的交通、水利项目；国家级规划明确的电网项目，国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源矿产勘查开采、油气管线、水电、核电项目；为贯彻落实党中央、国务院重大决策部署，国务院投资主管部门或国务院投资主管部门会同有关部门确认的交通、能源、水利等基础设施项目；按照国家重大项目用地保障工作机制要求，国家发展改革委会同有关部门确认的需中央加大建设用地保障力度，确实难以避让的国家重大项目。</p> <p>4、生态保护红线经国务院批准后，对需逐步有序退出的矿业权等，由省级人民政府按照尊重历史、实事求是的原则，结合实际制定退出计划，明确时序安排、补偿安置、生态修复等要求，确保生态安全和社会稳定。鼓励有条件的地方通过租赁、置换、赎买等方式，对人工商品林实行统一管护，并将重要生态区位的人工商品林按规定逐步转为公益林。零星分布的已有水电、风电、光伏、海洋能设施，按照相关法律法规规定进行管理，严禁扩大现有规模与范围，项目到期后由建设单位负责做好生态修复。</p>		
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

3.5 选址选线合理性分析

本工程组成包括集井场建设以及配套的供配电、防腐、结构、仪表等工程。

拟建工程开发区域位于博大采油气管理范围内，本区块位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区及塔里木河流域水土流失重点治理区内，评价范围内涉及永久基本农田。项目区距离新疆托木尔峰国家级自然保护区最近距离 5.9km，距离新疆温宿托木尔大峡谷风景名胜区最近距离 2km，距离最近阿克布拉克村村庄 1.4km，距离新疆温宿托木尔峰雪豹重要栖息地 1.6km，距离博孜墩乡提干库如克水厂水源地最近距离 1.1km

本项目所在的新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区不属于《新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例》等法律法规规定的禁止性建设项目，目前已取得温宿县林业和草原局出具的《关于中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井措施作业石油勘探开发建设项目选址涉及新疆天山世界遗产地托木尔片区的审查意见》。

但本项目位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。环境管控单位为温宿县水源涵养生态保护红线区，属于优先管控单元，根据管控单元的要求：生态保护红线内自然保护区核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，本工程不属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动，需按照要求，因此本次评价认为需先将井场及其他设施拟占用的地表范围调出生态保护红线后项目的选址才符合红线保护的相关要求。

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

克拉苏气田阿瓦区块位于新疆阿克苏地区温宿县，西距温宿县县城 78km，区块四周群山环绕，地面海拔在 1900~2000m 之间，地形西北高东南低，由西北向东南倾斜，自然坡坡降较大，地形复杂。北部为天山主干，区块内有县乡道路互通，公共通讯信号覆盖本区，项目区地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

温宿县北有雄伟的天山山脉，南隔阿克苏市和沙雅县与浩瀚的塔克拉玛干沙漠连成一片，地势北高南低，由西北向东南倾斜，北部山高坡陡，南部地势平坦。北部山区面积 7442.08km²，占全县的 52.4%。山区又分为两个部分，峰峦叠嶂的高山区称为后山区；以南的亚高山和中低山区称为前山区。后山区约为 3000km²，以天山山脉最高峰—托木尔峰（海拔 7435m）和天山第二高峰—汗腾格里峰（海拔 6995m）为主体。天山山脉呈东西走向，山势高峻，大面积山区突出在雪线以上，是座巨大的天然固体水库。南部平原面积 6760.37km²，占全县面积的 47.6%。前山区以南是天山隆升时的断裂沉陷区，在流水的冲刷、搬运作用下形成规模巨大的洪积、冲积平原，呈扇形向东南倾斜。县境内最高海拔为托木尔峰（海拔 7435m），中心城区海拔 1132m。由于洪水长期冲刷、切割、冲积作用，在县境西南部形成了自西北向东南约 50km 的土陡崖（当地称为卡坡）为界的不同气候、土壤、生物资源特征的两片平原，即县境东部坎坡上面的洪积冲积平原区和坎坡下面西部冲积平原区。

阿瓦区块位于天山南麓，属低山丘陵地貌。地势呈西北高，东南低，海拔在 1900~2000m 之间，地形坡降较大。

4.1.3 气象、气候

阿瓦区块地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长，与工程相关的灾害性气象因素

有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨主要气象要素如表 4.1-1。

区域全年多西北风和北风，历年平均风速 1.7m/s，最大风力可达 11 级，年均大风日数 17.5 天，最大冻土深度 0.93m。

表 4.1-1 温宿主要气象要素表

序号	气象要素		单位	数量
1	一般海拔高程		m	1726
2	相对湿度	最冷月月平均	%	78
		最热月月平均	%	46
3	风速	年平均	m/s	1.0
		冬季平均	m/s	0.6
		夏季平均	m/s	1.4
		最大风速	m/s	39
4	风向	冬季最多风向		东南风
		夏季最多风向		北风、西风
		全年最多风向		西北风、北风
5	气温	月平均最高	℃	21.3
		月平均最低	℃	-12.4
		极度最高	℃	69.8
6	降温	日最大降雨	mm	54.5
		年平均降雨量	mm	95.6
7	年平均蒸发量		mm	1538.5
8	最大冻土深度		cm	100~110
9	年均大风日数		d	30
10	年均沙暴日数		d	20
11	年平均地温		℃	10.3

4.1.4 地质

阿瓦区块在大地构造上位于天山褶皱系天山南脉地槽褶皱带与塔里木地台北西缘交汇处（IX51-1）。主要构造为：

（1）褶皱构造：拱拜孜背斜：走向东西，中间向北突出，由 N2 构成，北翼倾角 20° -30°，以穹木兹杜克基底断裂为界，南翼 50° ~60°，有时达 90°，以拱拜孜断裂为界。

（2）断裂构造：

①穹木兹杜克基底断裂：大型隐伏断裂在测区内为其东段，长 60km，西段大致沿托什干河延伸，东段经拱拜孜背斜向东南方向偏转，断裂北盘下降南盘上升。错断晚更新世 Q3 地层，为活动断层。

②拱拜孜断裂：该断裂西起吐木休克，东至喀拉玉尔滚河，断裂北部为拱拜

孜背斜。拱拜孜断裂为逆断层，走向近东西向，断层北倾，倾角 $70^{\circ} \sim 80^{\circ}$ ，断裂东端有酸性岩侵入，在其北部又有张性分支断裂，被断裂切割的灰岩有泉出露。

③阿瓦特断裂：产状 $290^{\circ} \sim 330^{\circ} \text{NE} \angle 57^{\circ} \sim 80^{\circ}$ ，向西北交与帕克勒克断裂，断裂长 $70 \sim 80 \text{km}$ ，压扭性，断裂破碎带宽 $60 \sim 80 \text{m}$ 。断裂通过河流时，II级阶地无变形痕迹。

4.1.5 区域水文地质

4.1.5.1 地表水

本项目区域内的地表河流主要为自北向南的喀拉玉尔滚河，源于南天山的托木尔峰东侧的琼库孜巴依峰南麓，由大小库孜巴依河及克日古依勒克沟等三条支流在柯尔克孜民族集居的博孜墩乡附近汇流而成，山区积水面积 740km^2 ，主要补给形式为高山冰雪融水，山区降水及泉水。丰水期和枯水期随山区气候温度变化而异，具有流程短，流量小，径流年际变化小的特点，属山溪型河流。河道全长 95.5km ，山口以上 50.5km 范围，四周高山环绕，山高谷深，河谷大部分为V型-U型，谷底纵坡陡，落差大，水流急，每年7—8月为丰水期，平均流量 $2.3 \text{m}^3/\text{s}$ ，年平均径流量 2.4亿 m^3 左右。但由于地表水季节性供需不平衡，严重阻碍农业发展。

4.1.5.2 地下水

区域的南天山山脉自海拔 5000m 以上终年积雪，现代冰川发育。据相关资料，高山区冰雪覆盖面积 1250km^2 ，现代冰川面积 806.2km^2 ，而在中高山区，气候则相对湿润，年降水量达 $500 \sim 600 \text{mm}$ 。

丰富的冰雪融水和大气降水为山丘区河流及地下水提供了充沛的补给源，从而构成了山丘区十分发育的水文网。由于在山丘区基岩山体与山前平原区之间，普遍分布有背斜构造带，使得山丘区地下水在向平原区运动时受阻并以河床潜流形式侧向补给山前平原区地下水。

山前冲洪积倾斜砾质平原主要由巨厚的冲洪积砂卵砾石层组成，具有很好的渗透性与较大的储水空间，为各河流出山口后在此入渗创造了优越的地质条件，从而为山丘区基岩裂隙水侧向径流流入平原区提供了稳定的补给源，也使得河道

渗漏成为山前洼地及平原区地下水的主要补给源。山前平原地下水主要接受河道渗入、河谷潜流补给，通过松散的砂砾石层向南径流排泄。

平原区农业灌溉引水渠系配套较为完善，各干渠由北向南呈放射状散布，支渠、斗渠等逐渐加密成网。而渠系综合有效利用系数仅为 0.38~0.41，使得渠系水入渗成为平原区地下水的主要补给源。另外，田间灌溉水的入渗也是地下水的主要补给源之一。

区内气候干燥，蒸发作用十分强烈，多年平均年蒸发量高达 1839.6mm，而南部细土平原区潜水水位埋深小于 5m 的面积较大，而且多为农作区，蒸腾排泄作用较强，包气带岩性以低液限黏土为主，无疑为毛细现象的发生提供了良好的介质。因此，潜水在垂直向上的蒸发蒸腾作用是区内地下水最主要的排泄方式。

(1) 地下水补给源

本区由北至南由中低山到山前冲洪积扇到平原组成，属干旱山前型水文地质类型中低山区河段，地势陡峻，岩性由第三系砂泥岩组成，基岩裂隙发育，赋存基岩裂隙潜水，基岩裂隙水主要由大气降水和融冰雪水补给，沿基岩裂隙运移，在地势较低的沟谷中形成下降泉补给河水。地下水水源主要是高山区积雪消融水和大气降水，有较完整的补给区，径流区、排泄区。山区为全区的水源地，接受降水，蓄存降水，主要通过地表径流方式输送到平原，渗入补给平原地下水。

(2) 地下水径流

山区融雪水沿山谷沟道汇成径流，一部分沿基岩裂隙渗入岩石中，形成基岩裂隙水，一部分通过沟谷沉积物孔隙以潜流形式与河同时流至山外。这一段具有两重性，它既是渗入补给区，也是地下水短程径流区。山前平原地下水主要部分是出山河道渗入补给，在乌喀公路以北砂砾卵石带，河水丰水季渗漏系数 0.0196 方/秒·公里，在山前洪积扇的中上部由于含水层岩性粗，纵坡大，地下水径流量大，补给较充沛。

乌喀公路以南即进入多层结构含水层，地表出现粘性土隔水顶板，地下也出现不连续的隔水层，地下水自此获得承压性，潜水一部分过渡为承压水，含水层颗粒也由砂砾卵石渐变为含细粒土砾、细粒土质砂，径流速度逐渐减缓，由于受扎木台隐伏背斜的影响，在五团南 18~40 公里一带造成局部地形低洼，地表有沟槽，局部片区形成自流水。

地下水径流方向基本为自西北向东南。

(3) 地下水排泄

中低山区的山谷沟道汇成径流，地表径流是该区水源的主要排泄方式，在沟谷沉积物孔隙和基岩裂隙中，潜流与河水同时流出山外。在山前冲洪积倾斜平原，受基岩下切侵入地表深处的影响，含水层岩性由沟谷沉积物转变为卵石、砾石、砂，使得地表径流迅速入渗，洪水期，地表水与地下径流共同向下游排泄，在枯水期，河道会出现断流，在山前洪积扇的中上部由于含水层岩性粒径大，纵坡大，地下水径流量大，排泄迅速。再向南至塔北，地表坡降变缓，地形平坦，含水层岩性为粉土质砂，部分片区出现厚薄不均的台兰河和喀拉玉尔滚河洪水期携带的粘性颗粒沉积物，使得地下水径流速度变缓，地下水位上升，地下水的排泄方式以蒸发蒸腾作用排泄为主，在乌鲁格亚沟一带，局部以地表径流向下游排泄；地下水类型也由潜水转变为潜水—弱承压水，局部沟槽地下水出露，形成泉水。平原区地下水除以潜水蒸发形式排泄外，泉水也为区内地下水主要排泄方式。

(4) 地下水化学类型

区域地下水化学类型受地形地貌、地层岩性、水文、气象等诸因素的影响，由山区到山前洪积扇至冲积平原，地下水的化学类型呈现有规律的变化。

山区：由于地下水多由融雪水和降水补给，且气候寒冷，地下水水温低，不利于溶滤作用的进行，因此水中离子含量低，矿化度多小于 0.5g/l，为低矿化水。pH 值一般 7~8，为弱碱性水，水化学成分主要与径流区的岩性有关，本区出露地层为易于溶解的碳酸盐类的灰岩，白云岩、大理岩、泥灰岩、碎屑岩类的钙质砂岩，砾岩、煤层、石膏及硫化矿床等。因此地下水中所含阴离子以重碳酸根离子为主，硫酸根离子次之，阳离子则以钙离子为主，镁离子次之。地下水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Mg}$ 型或 $\text{HCO}_3\text{-Ca} \cdot \text{Mg}$ 型。

山前一洪积平原上部区：充满第四系堆积之松散砂砾卵石层，气候干燥，降雨量少，地下水由河水渗补和河谷潜水补给，水位埋藏深，不易蒸发浓缩，因此地下水化学特征与上游山区地下水十分相似。在台兰河至喀拉玉尔滚河区域因受第三系地层影响，地下水中所含阴离子以氯离子为主，硫酸根离子次之，阳离子以钠离子占绝对优势，水化学类型为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca}$ 型。矿化度 1~3g/l。

洪积平原向南广大地区：由于地形平缓，地层岩性由多结构的细粒土构成，地下水流动更加缓慢水位埋藏浅，蒸发量大，降雨少，加速了地下水的浓缩作用，地下水转变为高矿化的单一成分的 Cl-Na 型水，矿化度大于 10g/l，部分达 30~50g/l。在高矿化与低矿化水之间为一条带状的中等矿化的过渡型 Cl·SO₄-Na 型水，矿化度一般 3~10g/l。

4.1.6 地震

本区地处新疆中部地震区一南天山地震区，区内地震活动强度大、频率高。公元 838 年~2000 年共发生 4.7 级以上地震 391 次，其中 5 级-5.9 级地震 217 次；6.0 级-6.9 级地震 52 次；7.0 级-7.9 级地震 3 次；8 级以上地震 1 次。据《中国地震动参数区划图》（1：400 万，GB 18306-2001），线路所经区域的地震动反应谱特征周期 0.40s，动峰值加速度 0.15g，地震设防烈度 VII。

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，阿瓦区块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，托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。项目区生态功能区划见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
天山山地温性草原、森林生态区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	水源补给、生物多样性维护、土壤保持	水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏	生物多样性及其生境极度敏感，土壤侵蚀轻度敏感	保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原

图 4.2-1 项目区生态功能区划图

4.2.2 生态系统调查

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以草地生态系统为主，占总面积的 84.57%，其次为农田生态系统，占总面积 13.08%，之后依次为湿地生态系统、草地生态系统、城镇生态系统及荒漠生态系统。

具体生态系统类型分布情况见图 4.2-2。各类生态系统统计见表 4.2-2。

表 4.2-2 本次工程评价区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	面积 (hm ²)	比例	涉及主要工程
1	草地生态系统	531.33	84.57%	阿瓦 3 井、阿瓦 5 井
2	城镇生态系统	0.57	0.09%	阿瓦 3 井
3	荒漠生态系统	1.64	0.26%	阿瓦 5 井
4	农田生态系统	82.19	13.08%	阿瓦 3 井
5	湿地生态系统	12.32	1.96%	阿瓦 3 井
6	森林生态系统	0.21	0.03%	阿瓦 3 井
合计		628.25	100.00%	

(1) 农田生态系统

评价区涉及的农田生态系统主要分布在阿瓦 3 井周围，本工程涉及的农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其他生物群落相互作用，共同生存，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。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中低产土壤；受干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植小麦、玉米等作物，亩产量约 400kg。总体看，区内农田生态质量环境处于中低水平。

(2) 森林生态系统

评价区的森林生态系统主要分布在阿瓦 3 井评价范围，主要为人工乔木林，主要为榆树、杨树和柳树。

(3) 湿地生态系统

评价区的湿地生态系统主要分布在阿瓦 3 井评价范围内，该湿地生态系统主要为阿瓦 3 井东侧呈南北走向分布的一条冲沟，主要功能为泄洪。

(4) 草地生态系统

评价区的草原生态系统分布面积最大，以旱生丛生禾草占优势，建群种主要

有沙生针茅。

(5) 荒漠生态系统

评价区的草原生态系统分布在阿瓦 5 井评价范围内，主要为裸岩山体。

(6) 城镇生态系统

评价区的城镇生态系统分布在阿瓦 3 评价范围内，主要由村庄组成。

4.2.3 土地利用现状调查

根据温宿县国土三调数据，温宿县耕地面积耕地：82716.45 公顷，园地面积：30512.03 公顷，林地面积：26429.21 公顷，草地面积：709287.57 公顷，城镇村及工矿用地面积：9672.97 公顷，交通运输用地面积：6888.51 公顷，水域及水利设施用地面积：223559.96 公顷，其他地类面积：256700.78 公顷。

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。根据项目区土地利用现状图（见图 4.2-3），核查出项目评价范围各类型土地面积列于表 4.2-3。从土地利用现状表可以看出评价范围内耕地占比最大，其次为林地、草地及其他用地等。本次工程占地范围内涉及类型为天然牧草地、水浇地、村庄、内陆滩涂及人工牧草地。

表 4.2-3 本工程评价范围各类型土地面积表

地类	面积	百分比
村庄	0.57	0.09%
裸地	1.64	0.26%
内陆滩涂	12.32	1.96%
人工牧草地	6.51	1.04%
水浇地	75.68	12.05%
天然牧草地	531.33	84.57%
有林地	0.21	0.03%
合计	628.25	100%

图 4.2-2 评价范围生态系统分布图

图 4.2-3 评价范围土地利用现状图

4.2.4 区域植被现状调查

4.2.4.1 植被地理区划

根据《中国植被》，项目所在区域植被区划属于：XIII 暖温带荒漠区域-XIII_B 暖温带西部极端干旱灌木、半灌木荒漠地带-XIII_{B3} 天山南麓-西昆仑山地半荒漠、草原区，见图 4.2-4 植被区划图。

图 4.2-4 植被区划图

4.2.4.2 区域植被类型及特征

评价区高等植被有 27 种，分属 9 科，（详见表 4.2-4）。

表 4.2-4 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>K.Schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	短叶假木贼	<i>Anabassis spp.</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>C.camillischneideriKom</i>
蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 <i>Elacagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E.Moorcroftii</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthelcum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>S.Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>
	猪毛菜	<i>Salsola spp.</i>

组成项目地区植被的植物生活型主要是盐柴类灌木、半灌木、多年生草本及

一二年生草本等基本类群,其中灌木和半灌木植物占优势。灌木主要为膜果麻黄,半灌木主要为琵琶柴、合头草、盐爪爪,小半灌木假木贼、猪毛菜等,本区灌丛植被的建群种或优势种,具有明显的防治水土流失的作用。阿瓦区块植被类型见图 4.2-5。

图 4.2-5 项目区植被类型分布图

(1) 麻黄群系 (Form. *Ephedra* spp.)

麻黄群系主要分布在评价区天山南坡河谷荒地和干河床, 群落结构较为简单, 中麻黄和膜果麻黄为主要优势成分, 群落盖度 10%~30%, 高度为 0.2~0.7m。伴生植物种类成分较少, 常见有琵琶柴、驼绒藜、短叶假木贼 (*Anabasis brevifolia*)、泡泡刺 (*Nitraria sphaerocarpa*)、合头草、盐生草 (*Halogeton glomeratus*)、灌木旋花、西伯利亚小檗、鬼箭锦鸡儿、冷蒿、新疆绢蒿 (*Seriphidium kaschgaricum*) 等。

(2) 刺旋花群系 (Form. *Convolvulus tragacanthoides*)

此类群落主要分布在评价区天山南坡的低山石质山坡, 分布较少, 盖度 20%~30%, 伴生的灌木常见有吐鲁番锦鸡儿、绢蒿、驼绒藜、琵琶柴、天山猪毛菜、戈壁藜 (*Ilijinia regelii*)、合头草、圆叶盐爪爪 (*Kalidium schrenkianum*) 等。草本层植物有石生韭 (*Allium caricoides*)、袋萼黄耆 (*Astragalus saccocalyx*)、中亚细柄茅 (*Ptilagrostis pelliotii*)、嵩草、喀什补血草 (*Limonium kaschgaricum*) 等。

(3) 琵琶柴群系 (Form. *Reaumuria soongarica*)

琵琶柴群系是荒漠带最基本也是最主要的群系, 广泛分布于山前沙质或轻质的棕漠土及石砾带。评价区天山南坡山间谷地和低山带山坡均有分布, 群落结构单调, 种类贫乏, 覆盖稀疏, 一般不超过 20%, 植株高约 0.2~0.4m, 群落中随着为典型和地质的差异, 不同地段上伴生有驼绒藜、无叶假木贼 (*Anabasis aphylla*)、木麻黄、展枝假木贼 (*Anabasis truncata*)、盐生草、天山猪毛菜、合头草、圆叶盐爪爪等戈壁植物类群。评价区内分布的大部分琵琶柴群系伴生有较耐寒的针茅属、冰草属等荒漠草原类型的草本植物。

(4) 绢蒿群系 (Form. *Seriphidium* spp.)

绢蒿群系在评价区有少量分布, 群落植物种类少, 结构较简单, 一般株高 10~25cm, 绢蒿主要有伊犁绢蒿 (*Seriphidium transiliense*)、博洛塔绢蒿和新疆绢蒿等。主要的伴生物种有驼绒藜、针茅、冰草、刺旋花、合头草、木地肤 (*Kochia prostrata*)、芨芨草、琵琶柴、无叶假木贼、刺沙蓬 (*Salsola tragus*)、刺毛碱蓬 (*Suaeda acuminata*)、小蓬 (*Nanophyton erinaceum*) 等。

(5) 天山猪毛菜群系 (Form. *Salsola junatovii*)

天山猪毛菜群系在评价区内见于天山南坡中山带的山坡上，多与禾草形成群落，群落盖度约 15%，高度为 25~35cm，群落内多见有沙生针茅、西北针茅、中亚细柄茅、木麻黄、琵琶柴、吐鲁番锦鸡儿、合头草、膜果麻黄、喀什补血草、圆叶盐爪爪等。

(6) 沙生针茅群系 (Form. *Stipa caucasica* subsp. *glareosa*)

沙生针茅群系也是荒漠草原带较干旱的类群之一，生荒漠草原带下部，前山带的低山石质坡上和山麓洪积扇的顶部。具有较强的荒漠化特点。群落高约 15~20cm，群落总盖度 20%~30%。优势种为沙生针茅，居于下层，亚优势种为天山猪毛菜、琵琶柴、绢蒿、驼绒藜、刺旋花 (*Convolvulus tragacanthoides*) 等荒漠灌丛。其他伴生种有戈壁针茅 (*Stipa tianschanica* var. *gobica*)、光穗冰草 (*Agropyron cristatum* var. *pectinatum*)、二裂棘豆 (*Oxytropis biloba*)、粉苞菊 (*Chondrilla piptocoma*)、四齿芥 (*Tetracme quadricornis*) 等。

(7) 鬼箭锦鸡儿群系 (Form. *Caragana jubata*)

鬼见愁锦鸡儿生态幅度较宽，既喜高山冷凉阴湿，又较耐干旱的群落类型，具有护坡和水土保持的作用，多自生自灭。此类群落在评价区内南坡荒漠地分布较多，群落高 0.8m，盖度约 40%，较稀疏，群落内多见有沙棘，灌木伴生种常见有毛叶水栒子 (*Cotoneaster submultiflorus*)、忍冬、火棘、琵琶柴 (*Reaumuria soongarica*)、中麻黄 (*Ephedra intermedia*)、西伯利亚小檗 (*Berberis sibirica*)。草本层盖度 30%~50%，常见有芒颖披碱草 (*Elymus aristiglumis*)、冰草 (*Agropyron cristatum*)、羊茅、细柄茅 (*Ptilagrostis mongholica*)、缬草 (*Valeriana officinalis*)、西伯利亚早熟禾、达乌里秦艽 (*Gentiana dahurica*)、西北沼委陵菜 (*Comarum salesovianum*)、火绒草 (*Leontopodium leontopodioides*)、老鹳草 (*Geranium* spp.) 等。

(8) 沙棘群系 (Form. *Hippophae rhamnoides*)

沙棘群落主要分布于山地河谷的河漫滩和低阶地，群落盖度 40%~70%，在天山南坡常混生有琵琶柴、鬼箭锦鸡儿 (*Caragana jubata*)、中麻黄、喀什小檗 (*Berberis kaschgarica*)、吐鲁番锦鸡儿、疏花蔷薇、合头草 (*Sympegma regelii*)、绢蒿等，而在北坡河谷地区多混生有线叶柳 (*Salix wilhelmsiana*)、伊犁柳、密穗柳 (*Salix pycnostachya*) 等。伴生草本主要有芨芨草、沙生针茅、西北沼委陵

菜、羊茅、拂子茅(*Calamagrostis epigeios*)、西北针茅(*Stipa sareptana* var. *krylovii*)、冰草、博洛塔绢蒿(*Seriphidium borotalense*)、二裂委陵菜、林地早熟禾、藁草、嵩草等。

(9) 柽柳群系 (Form. *Salix* spp.)

此类群落主要零星分布于评价区天山北坡山地河谷两边流水河溪的近岸处和河心洲上，在评价区内分布面积较小，群落盖度 50%~80%，除优势种类柳以外，群落内偶见有密叶杨、雪岭云杉等乔木树种以及蔷薇、忍冬等灌木种类。群落内草本植物主要为中生禾草和杂草类，常见的有林地早熟禾、雀麦(*Bromus japonicus*)、扁蕾(*Gentianopsis barbata*)、直立老鹳草(*Geranium rectum*)、山地糙苏、勿忘草、鹤虱(*Lappula myosotis*)、羊眼花(*Inula rhizocephala*)、毛茛(*Ranunculus* spp.)等。

4.2.4.3 样方调查概况

①样方布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息(覆盖度、生物量、分布特征等)，评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

评价人员于 2025 年 5 月 28—30 日对评价区进行了现场踏勘，根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2022)要求，项目区的典型植被进行了现场调查。

②样方调查内容

样方调查选择由南至北涵盖整个项目区典型植被设置样线，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所示：

设置 5m×5m 的灌木植被样方 10 个，设置 1m×1m 的草本植被样方 5 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

③样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 15 个，主要样方情况见表 4.2-5 表 4.2-19。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及

植物资源状况获得初步认识。

表 4.2-5 植被样方 1

群落名称				样方号	01
样方照片			建群种照片		
位置		样方面积		时间	
经度		纬度		海拔 (m)	
坡向		坡位		坡度	-
土壤类型		地貌		珍稀植物	-
建群植物		样方总盖度		样方外植物	-
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)
建群种					
伴生种					

表 4.2-6 植被样方 2

群落名称				样方号	02
样方照片			建群种照片		
位置		样方面积		时间	
经度		纬度		海拔 (m)	
坡向		坡位		坡度	
土壤类型		地貌		珍稀植物	
建群植物		样方总盖度		样方外植物	
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)

表 4.2-7 植被样方 3

群落名称					样方号	
样方照片			建群种照片			
位置		样方面积		时间		
经度		纬度		海拔 (m)		
坡向		坡位		坡度		
土壤类型		地貌		珍稀植物		
建群植物		样方总盖度		样方外植物		
草本层	名称	学名	多优度·群聚度	平均高度(cm)	盖度 (%)	

表 4.2-8 植被样方 4

群落名称					样方号	
样方照片			建群种照片			
位置		样方面积		时间		
经度		纬度		海拔 (m)		
坡向		坡位		坡度		
土壤类型		地貌		珍稀植物		
建群植物		样方总盖度		样方外植物		
灌木层	名称	学名	株 (丛) 数	平均高度 (m)	平均胸径/冠幅 (cm)	盖度 (%)
草本层	名称	学名	多优度·群聚度	平均高度(cm)	盖度 (%)	

表 4.2-9 植被样方 5

表 4.2-11 植被样方 7

群落名称					样方号	
样方照片				建群种照片		
位置		样方面积		时间		
经度		纬度		海拔 (m)		
坡向		坡位		坡度		
土壤类型		地貌		珍稀植物		
建群植物		样方总盖度		样方外植物		
灌木层	名称	学名	株 (丛) 数	平均高度 (m)	平均胸径/冠幅 (cm)	盖度 (%)
草本层	名称	学名	多优度·群聚度	平均高度 (cm)	盖度 (%)	

表 4.2-12 植被样方 8

群落名称					样方号	
样方照片				建群种照片		
位置		样方面积		时间		
经度		纬度		海拔 (m)		
坡向		坡位		坡度		
土壤类型		地貌		珍稀植物		
建群植物		样方总盖度		样方外植物		
草本层	名称	学名	多优度·群聚度	平均高度 (cm)	盖度 (%)	

表 4.2-13 植被样方 9

群落名称					样方号		
样方照片				建群种照片			
位置			样方面积			时间	
经度			纬度			海拔 (m)	
坡向			坡位			坡度	
土壤类型			地貌			珍稀植物	
建群植物			样方总盖度			样方外植物	
灌木层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	平均冠幅 (cm)	盖度 (%)	
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)		

表 4.2-14 植被样方 10

群落名称					样方号		
样方照片				建群种照片			
位置			样方面积			时间	
经度			纬度			海拔 (m)	
坡向			坡位			坡度	
土壤类型			地貌			珍稀植物	
建群植物			样方总盖度			样方外植物	
灌木层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	平均冠幅 (cm)	盖度 (%)	
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)		

表 4.2-15 植被样方 11

群落名称					样方号		
样方照片				建群种照片			

位置		样方面积		时间	
经度		纬度		海拔 (m)	
坡向		坡位		坡度	
土壤类型		地貌		珍稀植物	
建群植物		样方总盖度		样方外植物	
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)

表 4.2-16 植被样方 12

群落名称				样方号		
样方照片			建群种照片			
位置		样方面积		时间		
经度		纬度		海拔 (m)		
坡向		坡位		坡度		
土壤类型		地貌		珍稀植物		
建群植物		样方总盖度		样方外植物		
灌木层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	平均冠幅 (cm)	盖度 (%)
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)	

表 4.2-17 植被样方 13

群落名称				样方号		
样方照片			建群种照片			

位置		样方面积		时间		
经度		纬度		海拔 (m)		
坡向		坡位		坡度		
土壤类型		地貌		珍稀植物		
建群植物		样方总盖度		样方外植物		
灌木层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	平均冠幅 (cm)	盖度 (%)
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)	

表 4.2-18 植被样方 14

群落名称				样方号		
样方照片			建群种照片			
位置		样方面积		时间		
经度		纬度		海拔 (m)		
坡向		坡位		坡度		
土壤类型		地貌		珍稀植物		
建群植物		样方总盖度		样方外植物		
灌木层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	平均冠幅 (cm)	盖度 (%)
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)	

表 4.2-19 植被样方 15

群落名称				样方号	
样方照片			建群种照片		

位置		样方面积	时间			
经度		纬度	海拔 (m)			
坡向		坡位	坡度			
土壤类型		地貌	珍稀植物			
建群植物		样方总盖度	样方外植物			
灌木层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	平均冠幅 (cm)	盖度 (%)
草本层	名称	学名	多优 度·群聚 度	平均高 度(cm)	盖度 (%)	

由植物样方调查以及现场踏勘，评价区共出现各类植物物种 13 种。其中广泛分布的种类是锦鸡儿、沙生针茅、芨芨草等，其他植物物种属多度小频率也小的类型。

4.2.4.4 重点保护野生植物和古树名木

经实地调查和访问，并结合项目所在区域的相关文献资料，参照《国家重点保护野生植物名录》（2021.09）、《新疆国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》中所列物种，工程评价范围内未发现国家和自治区保护植物分布。

4.2.4.5 植被覆盖度

植被覆盖度可用于定量分析评价范围内的植被现状，植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数（NDVI）估算植被覆盖度的方法如下：

$$FVC=(NDVI-NDVI_s)/(NDVI_v-NDVI_s)$$

式中：FVC——所计算像元的植被覆盖度；NDVI——所计算像元的NDVI值；NDVI_v——纯植物像元的NDVI值；NDVI_s——完全无植被覆盖像元的NDVI

值。根据遥感解译工程评价范围内不同盖度植被统计见表4.2-20，评价范围植被盖度分布见图4.2-6。

表 4.2-20 评价范围植被覆盖度统计表

植被覆盖度	面积 (hm ²)	百分比
<5%	13.00	2.07%
5%~10%	22.24	3.54%
10%~20%	28.15	4.48%
20%~30%	91.22	14.52%
30%~40%	182.63	29.07%
40%~50%	217.81	34.67%
>50%	73.19	11.65%
合计	628.25	100.00%

根据遥感解译和实地考察，项目评价范围植被盖度30%~40%的区域占到了评价范围的63.74%，植被盖度高的区域主要分布在阿瓦3井周围，特别是农田区。

图4.2-6 项目区植被盖度分布图

4.2.4.6 植被利用情况

项目区的植被均为草场。草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，即以草地草群的品质之优劣确定草地的质况--“等”，以草群地上部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况--“级”，用此来反映草地资源的经济价值。

按统一规定从目前实际出发，在确定草群品质的优劣时主要以组成草群植物的适应性特点为依据，通过野外的实地观察，向实际从事多年牧业生产的牧民群众访问了解和多年研究工作经验的积累，进行综合评价。按其适口性优劣划分为优、良、中、低、劣五类不同适口性级别的牧草。再以优、良、中、低、劣这五类不同品质牧草在各草群中所占的重量百分比划分出不同“等”草地。各“等”草地划分的具体标准如下：

- 一等草地：优等牧草占 60%以上；
- 二等草地：良等牧草占 60%以上，优等及中等占 40%；
- 三等草地：良等牧草占 60%以上，良等及低等占 40%；
- 四等草地：低等牧草占 60%以上，中等及劣等占 40%；
- 五等草地：劣等牧草占 60%以上。

以草地草群生产量多少衡量草地状况是草地经济价值的另一重要体现。草群生产量的高低，不仅体现了草地生产力的载畜潜力的大小，而且也反映出了组成草地草群中各优、良、中、低、劣牧草的参与量及产量的比例构成。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》规定，以年内草地产量最高月份的测定值代表草地草群的自然生产力水平，并规定按单位面积产量高低确定和划分出不同的草地级，划分各级的标准如下：

- 第 1 级草地 每公顷产鲜草 12000kg 以上；
- 第 2 级草地 每公顷产鲜草 12000~9000kg；
- 第 3 级草地 每公顷产鲜草 9000~6000kg；
- 第 4 级草地 每公顷产鲜草 6000~4500kg；
- 第 5 级草地 每公顷产鲜草 4500~3000kg；
- 第 6 级草地 每公顷产鲜草 3000~1500kg；
- 第 7 级草地 每公顷产鲜草 1500~750kg；

第 8 级草地 每公顷产鲜草 750kg 以下。

项目区草场为夏季草场，从草场质量看，以针茅、绢蒿为建群种的草场属于三等草场，说明草场质量较高，从草场产量看，属于 5 级草场。

4.2.5 野生动物现状及评价

按中国动物地理区划的分级标准，后评价区域属“古北界”“III 蒙新区”“III C 天山山地亚区”，见图 4.2-7。该区域是牧民的夏季牧场，故受到较大的人为干扰和放牧干扰，大型野生兽类动物种类较少。依据实际调查、文献资料和问询结果统计，评价区内共有常见野生动物 77 种，其中爬行动物 2 种，哺乳类动物 27 种，鸟类 48 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-21。

图 4.2-7 评价区所属野生动物区划

表 4.2-21 评价区主要脊椎动物种类和分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++	++		
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++			
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++			
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++			
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>				+	
鸟类	32 种					
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+	
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>	W	+	+	+	
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+	+	
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++	
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R			+	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±			
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B		+		
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R		++		
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S		+		
楼燕	<i>Apus apus</i>	B		+	+	

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		+		
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B		±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+	+	+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R		+	+	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++			
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±	++	+	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R		+	+	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+	+	+	
哺乳类	12种					
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—			++	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±	+	+	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+			
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—		++		
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—		+		
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—		++		
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+			
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±		±	
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>	—	±		±	

(1) 野生动物调查方法

现状调查应遵循整体与重点相结合的原则，整体上兼顾项目所涉及的各个陆生动物生境，突出重点区域和关键时段的调查，并通过实地踏勘，核实收集资料的准确性，以获取实际资料和数据。本次陆生脊椎动物调查采用样线调查法、历史现场调查、资料收集法和历史现场调查法开展。

①样线调查法

为固定宽样线法，即沿预先布设的样线开展调查，记录沿线观察到或听到的动物种类及其个体数量，同时填写起止时间、起止点经纬度等信息。在项目穿越生态红线区域设置若干条样线，样线应覆盖样地内所有生境类型，每条样线长度在1~2km左右。样线法调查使用单双筒望远镜观察，调查分组进行，每组2~3

人。在晴朗、风力不大的天气条件下，沿样线步行匀速前进。步行速度一般为 2~3 km/h。记录观测者的前方及两侧所见动物数量（应包括样线预定宽度以外的实体或活动痕迹），记录动物与观测者的垂直距离，或测量动物活动痕迹与样线的垂直距离。避免重复记录或漏记。对观测过程中遇到的哺乳动物拍照记录，以便于物种鉴定。调查记录动物实体、尸体（包括死亡后留下的遗体和骸骨）、取食痕迹、粪便、足迹、毛发、卧迹等。记录发现点的位置、坡度、坡向、生境类型、数量等。灌丛和农田样线单侧宽度约为 50~100 m；草地和河流样线单侧宽度约为 100~500 m。

②资料收集法

收集现有的可以反映陆生脊椎动物现状及其栖息地背景的资料，分为现状资料和历史资料，包括相关文字、图件和影像等。如收集到该影响评价区以往的基础资料、当地林业和草原局提供的资料等。同时，使用非诱导性语言对样线护林员、当地居民等人员进行访问调查，访问时先请受访者简要介绍相应动物的形态特征、叫声特点和分布区域生境特征等，初步判断其所说信息正确与否，然后采取图片展示，图片指认的方式进一步确定其介绍的动物种类、分布及多度状况等。访问调查数据仅用于补充物种名录，不进行定量统计分析。

③实地走访调查

对当地林草管理部门、乡镇政府及评价区周围居民和工作人员进行了走访调查，对评价区内的野生动物资源动态、保护管理政策方法、动物识别和保护意识有了初步了解，尤其是对可能的重点保护动物情况进行了排查。

（2）生境类型

根据《生物多样性观测技术导则》（原环境保护部公告 2014 年第 74 号）发布的一系列野生动物相关技术导则，参考道路沿线土地利用和植被类型，随着垂直气候带水热条件的变化以及植被、土壤、地形地貌等的变化，从高海拔到低海拔，呈现不同的自然景观带，野生动物的种类与数量也发生着相应的变化。根据垂直自然带的变化，野生动物的栖息环境可以划分为灌丛、草地 2 种类型。

灌丛：分布着主要由锦鸡儿、蔷薇等组成的灌丛。由于气候适宜、食物丰富，这里也是动物分布十分丰富的地区。很多雀形目鸟类喜欢以这些灌木的果实为食，鹎科（Turdidae）、燕雀科（Fringillidae）和鹀科（Emberizidae）的鸟类十分丰

富。兽类中蒙古兔（*Lepus tolai*）、鼠类也较常见。

草地：广泛分布于评价区的平坦地带及缓坡地区，植被以禾本科和杂草植物为主。该生境资源丰富，具有广阔的视野，是草食性动物的主要觅食区域，同时也是猛禽的重要猎场，常见天山黄鼠、黑鸢、红嘴山鸦、黄嘴山鸦等。

(3) 调查时间和范围

于 2025 年 5 月 28 日至 30 日进行了现场调查记录，沿线布设了 6 条样线，样线布置图见图 4.2-8，样线记录表见表 4.2-22。

表 4.2-22 野生动物样线调查表

调查地点：				调查样线编号：		日期：	
调查人：				调查样线长（km）：		干扰类型和强度：放牧，弱	
起点时间	经纬度：			海拔（m）：		生境类型：	
终点时间	经纬度：			海拔（m）：		生境类型：	
物种名	数量	截距（m）	备注	物种名	数量	截距（m）	备注
调查地点：				调查样线编号：		日期：	
调查人：				调查样线长（km）：		干扰类型和强度：	
起点坐标	经纬度：			海拔（m）：		生境类型：	
终点坐标	经纬度：			海拔（m）：		生境类型：	
物种名	数量	截距（m）	备注	物种名	数量	截距（m）	备注
调查地点：				调查样线编号：		日期：	
调查人：				调查样线长（km）：		干扰类型和强度：	
起点坐标	经纬度：			海拔（m）：		生境类型：	
终点坐标	经纬度：			海拔（m）：		生境类型：	
物种名	数量	截距（m）	备注	物种名	数量	截距（m）	备注
调查地点：				调查样线编号：		日期：	
调查人：				调查样线长（km）：		干扰类型和强度：	

起点坐标	经纬度：			海拔（m）：	生境类型：		
终点坐标	经纬度：			海拔（m）：	生境类型：		
物种名	数量	截距（m）	备注	物种名	数量	截距（m）	备注
调查地点：			调查样线编号：		日期：		
调查人：			调查样线长（km）：		干扰类型和强度：		
起点坐标	经纬度：			海拔（m）：	生境类型：		
终点坐标	经纬度：			海拔（m）：	生境类型：		
物种名	数量	截距（m）	备注	物种名	数量	截距（m）	备注
调查地点：			调查样线编号：		日期：		
调查人：			调查样线长（km）：		干扰类型和强度：		
起点坐标	经纬度：			海拔（m）：	生境类型：		
终点坐标	经纬度：			海拔（m）：	生境类型：		
物种名	数量	截距（m）	备注	物种名	数量	截距（m）	备注

图 4.2-8 动物样线调查分布图

根据野生动物现状调查，区域野生动物以鸟类为主，占有所有动物的 40.8%。根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日发布）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号），该区域共有国家级重点保护动物 5 种，其中地区特有种中塔里木兔被列入保护名录，具体统计情况见下表。

表 4.2-23 评价区域内保护野生动物统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危	特有种	分布区域	资料来源	工程占用

			等级	(是/否)			情况(是/否)
1	鹅喉羚 (<i>Gazella subgutturosa</i>)	国家II级	LC	否	草原段和森林边缘或丘陵地带分布，善于在地面活动觅食。	历史调查资料	否
2	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家II级	LC	否	草原段和森林边缘或丘陵地带分布，善于在地面活动觅食。	历史调查资料	否
3	黑鸢 (<i>Milvus migrans</i>)	国家II级	LC	否	森林和草原均有分布，常盘旋于高空觅食。	历史调查资料	否
4	灰背隼 (<i>Falco columbarius</i>)	国家II级	NT	否	森林和草原均有分布，常盘旋于高空觅食。	历史调查资料	否
5	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家II级	LC	否	森林和草原均有分布，常盘旋于高空觅食。	历史调查资料	否
6	燕隼 (<i>Falco subbuteo</i>)	国家II级	LC	否	森林和草原均有分布，常盘旋于高空觅食。	历史调查资料	否
7	狼 (<i>Canis lupus</i>)	国家II级	NT	否	全线森林、草原、荒漠区均有分布	历史调查资料	否

(1) 鹅喉羚

中等体型，四肢细长，善于在荒漠地带奔跑。体重约 26kg，长 1m 多，尾长约 14cm。雄性双角向上方伸出，微内弯，长 32-37cm。体毛棕褐，腹白，尾黑棕，冬毛沙棕色，臀部有明显大白斑。为典型的荒漠，半荒漠栖居种类。栖息地跨海拔 500-2500m，地形从沙质和砾石荒漠平原、山麓荒漠平原，丘陵，戈壁滩到山地荒漠草原。有季节性迁移，喜欢空旷地方活动。以猪毛菜属、葱属、戈壁藜属、艾蒿及其他禾本科草类为食。年产 1 胎，每胎 1-2 仔。

(2) 黑鸢

该物种是一种体型略大的猛禽，体长约 65cm，体羽深褐色，尾略显分叉，腿爪灰白色有黑爪尖，眼睛棕红色。其被列入 IUCN 红色物种名录以及 CITES 附录二级，是国家二级重点保护物种。分布广泛，涉及到西伯利亚东部、亚洲北部、日本、印度和中国等国。此鸟为中国最常见的猛禽，全疆各地均有记录。一般栖息于开阔的平原、草地、荒原和低山丘陵地带，也常在城郊、村庄、田野上空活动。主要以家禽、野鸟、鼠、蛇、鱼和蜥蜴等为食。

(3) 红隼

体型较小约 33cm 的赤褐色隼，雄鸟头顶及颈背灰色，尾蓝灰无横斑，上体赤褐略具黑色横斑，下体皮黄而具黑色纵纹。雌鸟体型略大：上体全褐，比雄鸟少赤褐色而多粗横斑。亚成鸟：似雌鸟，但纵纹较重。与黄爪隼区别在尾呈圆形，体型较大，具髭纹，雄鸟背上具点斑，下体纵纹较多，脸颊色浅。嘴灰而端黑，脚黄色。在空中特别优雅，捕食时懒懒地盘旋或悬浮在空中。猛扑猎物，常从地面捕捉猎物。喜开阔原野。在保护区内观察到的红隼数量比隼科的其他物种都要多。

(4) 燕隼

隶属于隼科、隼属的鸟类。体长约 36cm，体重 140~340g。体形比猎隼、游隼等都小，为小型猛禽，上体深蓝褐色，下体白色，具暗色条纹。腿羽淡红色。大多数个体都是迁徙性。主要以麻雀、山雀等雀形目小鸟为食，也吃昆虫。繁殖于欧洲、非洲西北部、俄罗斯等，越冬于日本、印度、老挝、缅甸等地。

(5) 狼

体型与狼狗极为相似，是犬科体型最大的种，体重 20~40kg，体毛棕灰，耳尖牙利，以野生有蹄类、兔形目、旱獭和家畜为食。年产 1 胎，每胎 5~10 仔。森林、草原、荒漠草原、高寒草原、高寒荒漠等均有它的足迹。其生存与牧业和野生有蹄类动物分布、资源数量密度密切相关。

(6) 灰背隼

是隼科隼属小型猛禽，体长约 27~33 厘米，成鸟背部及头部蓝灰色、具黑色细横纹，下体白色或淡棕色、胸腹部具细密黑色纵纹，幼鸟体色较暗淡。其繁殖地主要在北半球高纬度地区（含中国西北和东北地区），冬季南迁越冬，繁殖期栖息于开阔针叶林、苔原或林缘空地，越冬期适应低山丘陵、农田等环境。食性以小型鸟类为主，也捕食昆虫及啮齿类，繁殖期 5~7 月，利用旧巢或在悬崖、树杈筑巢，每窝产卵 3~5 枚。

(7) 塔里木兔

为国家二级保护动物，耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，

耳长达 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。

4.2.6 水土流失现状

(1) 温宿县水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县水土保持规划(2020—2030 年)》，温宿县土壤侵蚀主要为风力侵蚀。根据第一次全国水利普查水土保持公报数据成果，温宿县土壤侵蚀面积为 15899km²，占全疆土壤侵蚀面积 88.54 万 km² 的 1.80%，占全国土壤侵蚀面积的 0.54%，其主要为风力侵蚀。按照水土流失强度等级划分，轻度、中度侵蚀面积分别为 10226km²、5673km²，分别占水土流失总面积的 64.32%、35.68%。水土流失强度等级划分见下表。根据 2019 年自治区土壤侵蚀现状图(《新疆维吾尔自治区 2019 年水土侵蚀公报》)，确定项目区土壤侵蚀类型为轻度和中度风蚀，轻度侵蚀模数取 2500[t/(km²·a)]，中度侵蚀模数取 5000[t/(km²·a)]，管道施工会加剧水土流失。

本工程在温宿县的土壤侵蚀以风蚀为主。

表 4.2-24 水力侵蚀强度分级

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

注：本表流失厚度系按土的干密度 1.35g/cm³ 折算。

表 4.2-25 风力侵蚀强度分级

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

剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000
----	--------	-----	------	--------

通过实地调查，主要考虑地面坡度和地表植被覆盖度两个因素，进行区域土壤侵蚀分类分级。依据侵蚀模数的大小对土壤侵蚀强度进行分级，分别为微度侵蚀、轻度侵蚀、中度侵蚀、强烈侵蚀四个等级。评价区及占地范围内的土壤侵蚀强度均以轻度和中度侵蚀为主。

(2) 水土流失重点防治分区

根据《新水水保〔2019〕4号》，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。本工程位于温宿县境内，温宿县属于自治区级塔里木河流域重点治理区。

(3) 水土保持基础功能类型

所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(4) 水土流失治理范围与对象

所在区域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。

(5) 水土流失治理措施

所在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 土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，沙化监测区内沙化土地面积 7468.21 万公顷，占新疆国土面积的 44.85%，占监测区总面积 47.60%；具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万公顷，占新疆国土面积的 2.63%，占监测区总面积 2.79%；其他土地面积 7782.95 万公顷，占新疆国土面积的 46.75%，占监测区总面积 49.61%。

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

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

本次沙化监测与第五次沙化监测结果相比，全区沙化土地面积净减少 2.43 万公顷，年均减少 0.49 万公顷。区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万 hm^2 ，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm^2 ；荒漠林封育保护 5.92 万 hm^2 ；草地改良保护 0.33 万 hm^2 。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程位于塔里木盆地北缘，不属于沙化土地，属于有明显沙化趋势的土地。本工程沙化土地类型见图 4.2-9。

图 4.2-9 本工程沙化土地类型示意图

4.2.8 生态敏感区调查

4.2.8.1 新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）

2013 年第 37 届世界遗产大会公布新疆天山列入世界自然遗产。“新疆天山”自然遗产分四个片区，包括托木尔、喀拉峻—库尔德宁、巴音布鲁克和博格达。地理坐标：***，***，总面积 575922 公顷。四个组成片区是新疆天山最具

代表性的区域，展现了新疆天山独特的地质地貌、植被类型、生态系统、生物多样性和自然景观。

托木尔提名遗产地是天山主峰所在区，是托木尔峰、汗腾格里峰、台兰峰、雪莲峰等交汇成的巨大山结，雄踞于整个天山之上，是整个天山的代表和象征。托木尔提名遗产地是天山最大现代冰川发育中心，是世界著名的山岳冰川分布区之一，也是全球超大型山岳冰川的集中分布区之一。托木尔提名遗产地是天山南坡垂直自然带的最典型代表。托木尔提名遗产地是 Global 200 Ecoregions 111 “中亚山地草原与林地生态区”中的天山山麓干旱草原生态区的最典型代表。托木尔提名遗产地是天山壮美的冰川雪峰、红层峡谷和荒漠景观的完美组合，具有无与伦比的美学价值。托木尔提名遗产地是世界上雪豹重要的天然栖息地之一和中亚分布中心。托木尔提名遗产地范围包括了托木尔地区的主要冰川和天山南坡垂直自然带谱分布最典型的区域。东侧边界主要以冰川外缘作为划定依据，沿温宿与拜城县界向南经过乌库尔冰川冰舌下缘、木扎尔特河河谷西侧山脊线、土格别里奇冰川冰舌下缘、穹科孜巴依冰川冰舌外缘等冰川雪线外缘，绕过布日格乐克村、巴依勒克阿塔行政村和博孜墩柯尔克孜族自治乡后，沿喀拉尤勒滚河河谷至河流峡谷出口处；南侧边界由喀拉尤勒滚河峡谷出口处沿托木尔山体山脚线向西，跨过台兰河后沿科契卡尔巴西冰川、托木尔苏冰川等冰川南侧山体雪线、冰舌外缘和山脊线至中、吉两国边境线；西侧边界为中哈、中吉国界线；北侧边界为温宿县与昭苏县县界（哈尔克他乌山山脊线）。

本工程阿瓦3井和阿瓦5井位于新疆天山世界自然遗产托木尔片区的缓冲区，2025年6月10日，温宿县林业和草原局出具了项目选址对新疆天山世界自然遗产托木尔片区生态影响评价专题报告的审查意见，意见认为“该工程项目不涉及托木尔峰国家级自然保护区，不属于《新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例》等法律法规规定的禁止性建设项目，符合《新疆天山世界自然遗产地托木尔片区保护管理规划》规划要求。”

（1）基本情况

新疆天山位于新疆中部，西起中国与吉尔吉斯斯坦边界，东至新疆哈密星星峡戈壁，从***延伸至***，全长1760km。最南端为巴什索贡山，最北边为阿拉套山，纬向上从***扩展至***，平均宽度达300km。新疆天山横亘新疆全境，是

准噶尔盆地和塔里木盆地的天然地理分界，南北被塔克拉玛干沙漠和古尔班通古特两大沙漠夹持，跨越了喀什地区、阿克苏地区、伊犁哈萨克自治州、博尔塔拉蒙古自治州、巴音郭楞蒙古自治州、昌吉回族自治州、乌鲁木齐市、吐鲁番地区和哈密地区等 9 地（州）、市。

2013 年 6 月 21 日，新疆天山的托木尔峰（阿克苏地区）、喀拉峻-库尔德宁（伊犁哈萨克自治州）、巴音布鲁克（巴音郭楞蒙古自治州）、博格达（昌吉回族自治州）4 个片区以“新疆天山”名称成功申请成为世界自然遗产，成为中国第 44 处世界遗产。

新疆天山世界自然遗产地托木尔片区包括托木尔峰国家级自然保护区、托木尔大峡谷风景名胜区及温宿盐丘国家地质公园的全部或局部区域。地理位置介于东经***，北纬***之间，总面积 3448.28km²，缓冲区总面积 2801.20km²。

托木尔片区的边界与托木尔峰国家级自然保护区的边界一致；喀拉峻—库尔德宁片区边界分别与西天山国家级自然保护区和喀拉峻自治区级风景名胜区的边界一致；巴音布鲁克片区边界与巴音布鲁克国家级自然保护区大尤尔都斯盆地部分边界一致；博格达片区是天山天池国家级风景名胜区的一部分，南侧包括了部分自治区级自然保护区。

缓冲区位于遗产地外围，为遗产地提供缓冲和额外保护。缓冲区边界的确定考虑了自然成分连续性，地形地势、人类活动影响等因素。各个组成地都确定了足够的缓冲区范围，其中托木尔片区的西侧，由于是中国与吉尔吉斯斯坦国界，且为海拔 6000m 的雪山和冰川区，因此没有设缓冲区。

（2）保护对象

新疆天山世界自然遗产地托木尔片区主要保护对象有重要的现代冰川及古冰川地质地貌遗迹，温带干旱区山地综合自然景观，森林草地、草原和草甸等代表性生态系统，濒危野生动植物及其栖息地等。

（3）遗产地保护管理

根据《新疆天山遗产地保护管理规划》，依据保护对象的濒危度、敏感度、分布特征和遗产展示的必要性，以及协调处理不同地段保护培育、发展利用、经营管理的关系的需要，将新疆天山遗产地划分为禁建区、限建区和展示区三个等级执行保护管理措施，同时在遗产地外围设立缓冲区。

①禁建区

是反映自然遗产地突出普遍价值的核心区域，具有极高的生态价值、美学价值和科研、教学价值。严格保护遗产地重要的现代冰川及古冰川遗迹、代表性生态系统及其自然演替的生态过程、濒危特有物种及其栖息地。禁建区内的生态系统与自然景观必须维持原始自然状态，仅允许配置必要的科研监测和安全防护设施，禁止除保护管理和科研监测外的非相关人员进入，严禁任何生产建设活动。

保护要点：禁建区内严格禁止建设与资源环境保护无关的各种项目，严格限制建设各类建筑物、构筑物 and 车行道路。区内仅布置科学考察线、监测点和保护管理站（点）。

②限建区

是具有较高自然美学价值的区域，可开展观光游览活动、科普教育、科教旅游展示活动。

保护要点：限建区内禁止建设任何与当地环境不协调的建筑与构筑物。游览设施建设限于步行道、标识牌、环卫设施、科教点、休憩设施、结合保护点设立的简易服务点等，严禁在限建区设立度假村、宾馆、招待所、培训中心、疗养院等大型服务设施，除总体规划确定的车行道、马道之外，严禁随意建设景区道路。区内不符合规划、未经批准以及与资源保护无关的各项建筑物、构筑物和车行道，都应当限期进行整改，分别做出搬迁、拆除或改作他用的处理。加强限建区的旅游与环境监测，以确保资源的永续利用。限制环保旅游区间车以外的机动车进入本区。

③展示区

展示区可安置必需的游客服务设施与基础设施，是展示区内旅游活动就近补给服务的主要区域，限制与风景游赏无关的建设项目。

保护要点：本区内可根据旅游活动的需要开筑必要的景区车行道和马路，但必须以景观冲击评价为依据，避免在可能带来较大景观冲击的高敏感部位切坡和建设。游览设施可开辟步行道、公厕、科教设施、小型服务点等。各种建设项目要与遗产地生态环境和景观相协调，禁建任何大型服务设施。

④缓冲区

作用：缓冲区是为保护遗产地突出普遍价值而确定的外围保护地带，是隔离

外来干扰的防护区域，目的在于使遗产地内生态环境免受人为不当活动干扰或恶意入侵，为遗产地内动植物生长繁殖提供足够栖息空间的外围生态环境，同时也是遗产地自然生态保护区与外围区域的一个过渡或隔离地带。缓冲区作为一种将保护与适度发展相结合的区域，使得遗产地的资源环境保护呈现多层渐变，使不同层次的资源受到不同程度的保护。

管理目标：一般情况下，缓冲区按照展示区的要求管理。加强缓冲区自然资源的管理，满足地方居民对自然资源的需求，减少对遗产地的压力。控制优化缓冲区的生态条件，为野生动物提供更大的栖息空间。

(4) 世界自然遗产生态环境现状调查

①植物资源现状调查与评价

通过野外现场调查，并对现场采集的照片及实物标本通过查阅《中国高等植物图鉴》《新疆植物志》以及《中国植物志》等相关专著进行鉴定，结合历史资料统计出评价区共有维管植物 368 种，隶属于 50 科 205 属（表 5.3-1）。包括蕨类植物 3 科 3 属 3 种；种子植物 47 科 202 属 365 种，其中裸子植物 3 科 3 属 5 种，被子植物 44 科 199 属 360 种。

表 4.2-26 评价区维管束植物物种组成

门类	科数	所占比例%	属数	所占比例%	种数	所占比例%
蕨类植物	3	6.00	3	1.46	3	0.82
种子植物	裸子植物	3	6.00	3	5	1.36
	被子植物	44	88.00	199	360	97.83
合计	50	100.00	205	100.00	368	100.00

从上表可以看出，评价区海拔跨度相对较大，南、北坡气候差异显著，区内维管束植物较为丰富。同时，评价区内植物中以灌木及草本植物占优势，这主要是因为评价区位于新疆天山西部，跨越天山南北坡，此区域属于温带大陆性气候，南坡和山前地带分属于暖温带半干旱和干旱地区，北坡属于温带半湿润地区，评价区内乔木物种种类较少，以雪岭云杉为主要代表。

根据维管植物各科所含种数的多少，将评价区的植物 50 科划为 4 个等级：单种科（含 1 种）、少种科（含 2-9 种）、中等科（含 10-19 种）、较大科（含 20-49 种）、大科（ ≥ 50 种）。统计结果表明：本区维管植物中，所含种数在 10 种以下的科有 38 科，占总科数（50 科）的 76.00%，其中单种科有 12 科，这 38

科含物种 124 种，占评价区维管植物物种总数（368 种）的 33.70%；在评价区分布物种数在 10 种及以上的多科有 12 科，只占总科数的 24.00%，但这 12 科所含种数有 244 种，占本评价区维管植物物种总数的 66.30%，其中 1 个大科分别是：禾本科（Poaceae, 50 种），占本评价区总科数的 2.00%，所含物种数占到总种数的 13.59%；3 个较大科分别是：菊科（Asteraceae, 49 种）、蔷薇科（Rosaceae, 22 种）、蝶形花科（Fabaceae, 20 种）；占本评价区总科数的 6.00%，所含物种数占到总种数的 24.73%；8 个中等科分别是藜科（Chenopodiaceae, 18 种）、石竹科（Caryophyllaceae, 15 种）、毛茛科（Ranunculaceae, 15 种）、莎草科（Cyperaceae, 12 种）、唇形科（Labiatae, 12 种）、玄参科（Scrophulariaceae, 11 种）、杨柳科（Salicaceae, 10 种）、伞形科（Umbelliferae, 10 种）；以上可以看出评价区少种科和单种科在科的数量上占据优势，在植物物种的数量上，多种科（分布种数在 10 种及以上的科）总物种数量较单种科及少种科总物种数量多，以灌木和草本植物为主，这与评价区地处跨越天山南北坡，属于温带大陆性气候的环境相关。

按照评价区内属内所含种的数量将 205 个维管植物属分为 4 个等级：大属（10 种以上）、中等属（6-10 种）、少种属（2-5 种）、单种属（1 种）。

其中评价区有中等属 8 属，即委陵菜属（Potentilla, 9 种）、针茅属（Stipa, 8 种）、早熟禾属（Poa, 8 种）、薹草属（Carex, 8 种）、柳属（Salix, 7 种）、黄耆属（Astragalus, 6 种）、蒿属（Artemisia, 6 种）、葱属（Allium, 6 种），占评价区维管植物总属数（205）和物种总数（368）的比例分别为 3.90%和 15.76%；少等属有 64 属，共包含 177 种植物，占评价区维管植物总属数和物种总数的比例分别为 31.22%和 48.10%；单种属有 133 属，其属数最多，占评价区维管植物总属数和物种总数的比例分别为 64.88%和 36.14%。由此可见本植物区系中单种属和少种属优势地位特别明显。

评价区内植物地理成分较为单一，仅具有 9 个分布区类型，可分为 3 大分布类型。

世界广布（第 1 类型），共计 26 属，这些属普遍分布于各种生境，多为一些常见种，以草本植物为主，如千里光属 Senecio、老鹳草属 Geranium、薹草属 Carex、早熟禾属 Poa、鼠尾草属 Salvia、龙胆属 Gentiana、毛茛属 Ranunculus、

羊茅属 *Festuca*、蒿属 *Artemisia* 等，世界广布型在一个地区的植物区系分析上意义不大，但极大地丰富了该区植物种类。

热带分布（第 2-7 类型），共计 5 属，占除去世界广布属数的 2.84%，且这 5 属均为泛热带分布，是指分布遍及东西两半球热带地区的属（有的可能到温带，但其主体是分布于热带地区），为孔颖草属 *Bothriochloa*、稗属 *Echinochloa*、狗尾草属 *Setaria*、凤仙花属 *Impatiens*、蒺藜属 *Tribulus*。

温带分布（第 8-14 类型），共计 171 属，占除去世界广布属数的 97.16%，其中北温带分布具有绝对优势，有 96 属，占除去世界广布属数的 54.55%。云杉属 *Picea*、桦木属 *Betula*、杨属 *Populus* 为评价区范围内乔木树种的主要组成成分，刺柏属 *Juniperus*、驼绒藜属 *Krascheninnikovia*、绣线菊属 *Spiraea*、蔷薇属 *Rosa*、小檗属 *Berberis*、柳属 *Salix*、麻黄属 *Ephedra*、沙棘属 *Hippophae*、怪柳属 *Tamarix*、柽柳属 *Cotoneaster*、锦鸡儿属 *Caragana*、小蓬属 *Nanophyton*、白刺属 *Nitraria*、红砂属 *Reaumuria*、假木贼属 *Anabasis*、盐爪爪属 *Kalidium* 等为评价区内灌丛的主要组成成分，且以干旱荒漠植物成分居多。

统计表明，从属的分布区类型来看，评价区种子植物在属级水平上温带分布属显著多于其他区系成分，其中北温带成分过半数，因此评价区种子植物带有极其明显的温带成分性质。这一特点与评价区位于新疆天山西部，跨越天山南北坡，区内海拔跨度较大，属于温带大陆性气候，且南坡和山前地带分属于暖温带半干旱和干旱地区，北坡属于温带半湿润地区的环境相关。

②动物资源现状调查与评价

根据现场调查，参考《新疆鱼类志》《中国淡水鱼类的分布区划》《新疆两栖爬行动物》《中国兽类野外手册》《中国鸟类观察手册》《新疆鸟类分布名录》、新疆托木尔峰国家级自然保护区《科学考察报告》《天山托木尔峰地区的生物》等著作以及区域内相关的期刊文献结合工程沿线自然环境条件分析得到的综合结论。

经实地调查、访问并结合相关历史资料，拟建公路评价区内有脊椎动物 137 种，隶属 5 纲 26 目 61 科。其中，鱼类 1 目 2 科 4 种；两栖类 1 目 1 科 1 种；爬行类 1 目 4 科 5 种；鸟类 17 目 37 科 92 种；兽类 6 目 17 科 35 种。

根据新疆托木尔峰国家级自然保护区《科学考察报告》及周边区域其他资料

显示,保护区整个区域的鱼类物种都十分稀少,本评价区涉及到的水域仅有南木扎尔特河上游和东都果尔沟上游,河水主要为高山融雪,水温较低。鱼类资源数据主要根据调查与访问和查阅相关文献获得。评价区内有鱼类 1 目 2 科 5 种,包括鲤形目鲤科的厚唇裂腹鱼(*Schizothorax labrosus*)、塔里木裂腹鱼(*Schizothorax bicloululphi*)、斑重唇鱼(*Diptychus maculatus*)和条鳅科的斯氏高原鳅(*Triplophysa stoliczkae*)与黑背高原鳅(*Triplophysa dorsalis*)。其中斯氏高原鳅数量相对较多,厚唇裂腹鱼为资料记载。

从生态类型分析:评价区内的 5 种鱼均属中亚高原山地系复合体,属冷水性鱼类。厚唇裂腹鱼和塔里木裂腹鱼属肉食性鱼类,喜栖息于河道上游缓水区,也可栖息于砂砾底质的河流回水湾、河汊等缓水区;斑重唇鱼、斯氏高原鳅和黑背高原鳅属杂食性鱼类,它们都属生活于山区水流湍急,水质清澈,河道中多石砾、岩缝和洞穴栖息地的鱼类。

依据《中国动物志两栖纲》和《新疆两栖爬行动物》并结合野外实地调查确认,评价区有两栖动物为塔里木蟾蜍(*Bufo pewzowi*),为古北界南中亚型生物。塔里木蟾蜍未列入《国家重点保护野生动物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》。

依据现场调查与参考《新疆两栖爬行动物》,统计到评价区内的爬行类动物共 1 目 4 科 5 种。其中鬣蜥科 2 种:宽鼻沙蜥(*Phrynocephalus nasatus*)和南疆沙蜥(*Phrynocephalus forsythii*);蜥蜴科 1 种:密点麻蜥(*Eremias multiocellat*);游蛇科 1 种:花条蛇(*Psammophis lineolatus*);蝾螈科 1 种:中介蝾螈(*Gloydius intermedius*)。

通过野外考察并依据《中国鸟类野外手册》与《中国鸟类观察手册》,采用最新的《世界鸟类名录》分类系统,统计到评价区鸟类 17 目 37 科 92 种。其中以雀形目为主,有 18 科 43 种,占整个评价区内鸟种类的 46.74%。从区系分析上看,古北界物种 57 种,东洋界物种 5 种,广布种 30 种。评价区内鸟类主要以古北界为优势,占鸟类总数的 61.96%;广布种也有相当数量的分布,占鸟类总数的 32.61%;东洋界只有 5 种,种类很少。从分布型上看,评价区内有分布型 9 种,广布型种类最多,30 种,占鸟类总数的 32.61%;古北型次之,28 种,占鸟类总数的 30.43%。从居留类型上看,评价区内的留鸟 40 种,夏候鸟 48 种,旅

鸟 4 种，所以评价区内以夏候鸟和留鸟为主，旅鸟极少，无冬候鸟。

依据《中国兽类野外手册》、新疆托木尔峰国家级自然保护区《科学考察报告》及《天山托木尔峰地区的生物》，经实地样线调查并结合已有研究资料，统计评价区内有兽类 6 目 17 科 35 种，评价区内兽类物种以啮齿目和食肉目为主，其中啮齿目 5 科 15 种，食肉目 4 科 10 种。

根据《中国动物地理》，从评价区内的兽类区系来看，古北界物种占绝对优势，有 31 种，占评价区兽类总数的 88.57%；东洋界只有 1 种，占评价区兽类总数的 2.86%；广布种 3 种，占评价区兽类总数的 8.57%。从分布型来看，评价区内有分布型 6 种，主要以古北型（10 种）和南中亚型（9 种）为主，分别占评价区兽类总数的 28.57%和 25.71%，其次是全北型（6 种）、高地型（6 种）、广布型（3 种）和喜马拉雅-横断山型（1 种），分别占总数的 17.14%、17.14%、8.57%和 2.86%。

在动物地理区划上，托木尔峰地区属古北界、中亚亚界，蒙新区、天山山地亚区。在地理位置上，它正处于中亚和亚洲中部的衔接地区，是北部西伯利亚、阿尔泰山地与南部帕米尔、昆仑山地与羌塘高原间的过渡地带，在气候上是温带与暖温带的交接处。因此，托木尔峰地区在动物的地理区系分布上，它是某些种类分布的阻隔，也是某些物种交流的桥梁。另一方面，托木尔峰南北两坡环境差异极其显著，南坡自然垂直景观由低至高依次为山地荒漠草原带、亚高山草原带和高山草甸及垫状植被带，而北坡自然垂直景观由低至高依次为山地草甸带、山地森林带亚高山草甸带和高山草甸及垫状植被带。由于北坡的现代冰川规模远小于南坡，剥蚀、侵蚀和冰蚀作用远不如南坡强烈，特别是在亚高山带以下山势较平缓，土壤的发育良好，在气候上由于它受到来自西面和西北冷湿气流的影响以及距干旱荒漠较远，故降水量较大，气候湿润，草原、森林、草甸等各植被带均能得以充分发育。因此，本次评价区动物的种类和密度都是北坡更高，保护动物也更多于北坡出没。

4.2.8.2 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水

源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

新疆生态保护红线根据生态服务功能和生态环境敏感脆弱性划分为水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、土地沙化防控、水土流失防控 6 个生态保护红线类型，包括 27 个不同类型和地域的生态保护红线区，具体情况如下。

图 4.2-11 新疆生态保护红线类型分布图

（1）水源涵养生态保护红线

生态保护红线内水源涵养区 18.58 万平方公里，占生态保护红线面积 44.11%，分布于阿尔泰山、天山、准噶尔西部山地和帕米尔-喀喇昆仑山-昆仑山高山地带，主要包括多年冰川、永久冰雪、高山亚高山草甸、高寒荒漠、山地针叶林、山地阔叶林、针叶灌丛、山地阔叶灌丛等生态系统。全疆共有 6 个水源涵养生态保护红线区，分别为阿尔泰山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、准噶尔盆地西部山地水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、东天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、帕米尔-昆仑山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区、天山南脉水源涵养生态保护红线区，其中 5 个为水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。

（2）生物多样性维护生态保护红线

生态保护红线内生物多样性维护区 16.10 万平方公里，占生态保护红线面积 38.24%，分布于喀喇昆仑山-昆仑山-阿尔金山、准噶尔盆地东部、艾比湖区域、库木塔格、博斯腾湖等地，主要包括森林、灌丛、草地、荒漠、湿地等多种生态系统类型。全疆共划分生物多样性维护生态保护红线区 6 个，分别为阿尔金山生物多样性维护生态保护红线区、艾比湖流域生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区、博斯腾湖生物多样性维护生态保护红线区、库木塔格生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区、昆仑山生物多样性维护生态保护红线区和准噶尔盆地东部生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区，其中 3 个为生物多样性维护与防风固沙生态保护红线区。

（3）水土保持生态保护红线

生态保护红线内水土保持区域面积为 0.63 万平方公里，占生态保护红线面积 1.49%，分布于额尔齐斯河、乌伦古河、额敏河、伊犁河等流域河岸带，主要包括河谷林、荒漠河岸林、河漫滩草甸与沼泽草甸、湿地等多种生态系统类型。全疆共划分水土保持生态保护红线区 4 个，分别为额尔齐斯河流域河岸带水土保持生态保护红线、乌伦古河流域河岸带水土保持生态保护红线、额敏河河岸带水土保持生态保护红线区和伊犁河谷地河岸带水土保持生态保护红线区。

(4) 防风固沙生态保护红线

生态保护红线内防风固沙区 1.30 万平方公里，占生态保护红线面积 3.08%，分布在和布克河、和田河、喀什噶尔河-叶尔羌河流域、托什干河流域以及吉木乃北部、吐哈盆地北缘，主要包括荒漠灌丛和稀疏林地等多种荒漠生态系统类型。全疆共划分防风固沙生态保护红线区 5 个，分别为和布克河防风固沙生态保护红线区、吐哈盆地防风固沙生态保护红线区、托什干河防风固沙生态保护红线区、喀什噶尔河-叶尔羌河流域防风固沙生态保护红线区、和田河防风固沙生态保护红线区。

(5) 水土流失防控生态保护红线

生态保护红线内水土流失区 2.27 万平方公里，占生态保护红线面积 5.38%，分布于天山南脉、帕米尔-昆仑山，主要包括荒漠化草原、高寒荒漠、稀疏林地等多种生态系统类型。主要包括荒漠灌丛、稀疏林地等多种荒漠生态系统类型。全疆共划分水土流失防控生态保护红线区 2 个，分别为天山南脉水土流失防控生态保护红线区、帕米尔-昆仑山防控水土流失生态保护红线区。

(6) 土地沙化防控生态保护红线

生态保护红线内土地沙化防控区 3.24 万平方公里，占生态保护红线面积 7.70%，分布于塔里木盆地南缘、准噶尔盆地南缘绿洲外围区域、艾比湖流域、塔里木河流域，主要包括荒漠灌丛、稀疏林地等多种荒漠生态系统类型。全疆共有 4 个土地沙化防控生态保护红线区，分别为准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区、艾比湖流域土地沙化防控生态保护红线区、塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区、塔里木盆地南缘土地沙化防控生态保护红线区。

本工程阿瓦 5 井位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，本工

程与生态保护红线位置关系见图 4.2-12。

图 4.2-12 本工程与生态红线位置关系示意图

4.2.8.3 新疆托木尔峰国家级自然保护区

新疆托木尔峰国家级自然保护区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，地理坐标为***，北纬***，属森林生态系统类型自然保护区。保护区东西长 105km，南北宽 28km，新疆托木尔峰自然保护区始建于 1980 年 6 月，2003 年晋升为国家级自然保护区。新疆托木尔峰国家级自然保护区总面积 380480 公顷，其中核心区面积 216646.37 公顷，缓冲区面积 86642.55 公顷，实验区面积 77191.08 公顷。

托木尔峰国家级自然保护区内受保护的高等植物 382 种，代表性有雪莲花、高山黄芪等，野生动物主要包括陆栖脊椎动物 77 种，隶属 13 目 28 科 73 属；昆虫 1000 余种。项目博孜 3 井距离保护区边界约 7.6km。

(1) 自然保护区基本情况

托木尔峰自然保护区是 1980 年经新疆维吾尔自治区人民政府新政发〔1980〕167 号文批准建立的自治区级自然保护区。2003 年经国务院批准（国办发〔2003〕5 号文件），晋升为国家级自然保护区。新疆托木尔峰国家级自然保护区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，东起木扎尔特河西侧第一重山脊，西至阿依那苏冰川东侧，南临库尔干（破城子）西侧、塔格拉克北侧、科契卡拉巴西冰川、铁米尔苏冰川西侧、喀拉阿尔恰以北，北抵托木尔峰、汗腾格里峰、哈尔克他乌山，并分别与吉尔吉斯斯坦、哈萨克斯坦、昭苏县相接，其地理坐标为介于***，北纬***之间，自然保护区总面积 380480.00hm²，其中核心区面积 216646.37hm²，缓冲区面积 86642.55hm²，实验区面积 77191.08hm²。

(2) 自然保护区性质和保护对象

①自然保护区性质

托木尔峰国家级自然保护区是我国分布最高的自然保护区之一，是以保护高山冰川和其下部的森林和野生动植物及其生境为主，兼具科学研究、自然保护教育、生态旅游和持续利用等多项公益事业于一体的超大型、综合性的国家级自然保护区

②保护对象

该自然保护区的保护对象主要有：

森林、草原等生态系统和生物多样性。

雪豹、北山羊、金雕、胡兀鹫、紫点叶红门兰等珍稀野生动植物。

冰川及其生态系统。

自然生态环境和自然资源。

③功能区

根据自然保护区建设的指导思想、原则、主要保护对象的分布，运用生态学的原理，结合并有利于保护森林生态系统的典型性、完整性和自然性，有利于保护雪豹、北山羊、金雕、胡兀鹫、紫点叶红门兰等国家重点保护的野生动植物和冰川资源，有利于开展科学研究、普及自然科学知识，适当开展可持续经营利用以及保护管理措施等因素，将自然保护区 380480.00hm² 区划为核心区、缓冲区、实验区三大功能区。

核心区：核心区总面积 216646.37hm²，占自然保护区总面积的 56.94%，为冰川和其下部森林及野生动植物集中分布区，实行全方位保护。

缓冲区：缓冲区总面积 86642.55hm²，占自然保护区总面积的 22.77%。缓冲区的设置是为了更好地保护核心区，该区只准进入从事科学研究观测活动。

实验区：实验区总面积 77191.08hm²，占自然保护区总面积的 20.29%。实验区应根据资源特点，科学价值和地区条件，有目的地划科学试验、教学实习、参观考察、驯养繁殖、多种经营、生态旅游等活动分区。

④冰川

托木尔峰自然保护区范围涵盖了托木尔峰地区高山山汇区东部、南部的大部分区域以及西部的我国境内区域。根据流域初步统计有冰川 312 条，占托木尔峰地区冰川 49.60%。冰川面积 2273.38km²，占该地区总面积 3849.47km² 的 59.06%。根据研究资料测算，保护区内冰川总储水量 3109.58 亿 m³，占全区冰川总储水量 4959.29 亿 m³ 的 62.70%。

(3) 自然保护区环境现状调查

①植物资源

自然保护区地质、地形条件复杂，南、北坡气候差异显著，水热条件的垂直变化明显，给多种多样植被类型的形成创造了极有利的条件，温带荒漠、山地草原和森林的广泛分布是本地区自然景观的主要特征。自然保护区植物种类丰富，有维管束植物有 83 科 397 属 1218 种，其中，蕨类植物 5 科，6 属，9 种；裸子

植物 3 科, 3 属, 7 种; 被子植物 75 科, 388 属, 1202 种。分别占新疆天山提名遗产地共有野生维管束植物 106 科 635 属 2622 种的 78.3%、62.5%、46.5%; 占新疆维吾尔自治区 121 科 746 属 3637 种的 68.6%、53.2%、33.5%; 占中国维管束植物总科数 295 科 3897 属 40616 种的 28.1%、10.2%、3.0%。另外, 自然保护区内大型真菌 24 科 69 属 180 种, 地衣 23 科 49 属 120 种。

保护区内起源古老的科数较多, 有老第三纪就已存在的藜科和麻黄科, 还包括渐新世就有分布的蒺藜科、白花菜科、柽柳科、蓝雪科、唇形科、菊科、蝶形花科等。还有一些种属如藜科中的假木贼、节节木、梭梭、猪毛菜等属的一些种, 均发生于第三纪。

根据吴征镒(2003)《世界种子植物科的分布区类型系统》及《世界种子植物科的分布区类型系统的修订》科分布型划分原则, 自然保护区种子植物科的分布型可划分为 5 个分布型, 5 个亚型。按照吴征镒划分的中国种子植物属的 15 大分布类型中, 有 12 种分布型、19 个亚型在自然保护区中有分布, 而在属的各大分布类型中还包括大量的变型和间断分布类型; 地衣植物 49 属也可分为 11 个分布型。这充分说明了该植物区系成分的复杂性。

保护区植物区系在科级别上以温带植物成分占主导, 热带分布科仍占一定比例。属级别以北温带和旧世界温带占优势, 在属的分布型中, 温带性质的属占总属数的 95.7%。热带成分与温带成分的比值, 即 R/T 值为 0.05, 由此可见, 自然保护区植物区系中, 温带成分占优势, 植物区系具有温带性质。另外以菊科、禾本科、蝶形花科、蔷薇科等典型北温带科为优势科, 从侧面也说明本区系具有典型的温带性质。

托木尔峰自然保护区植物区系是典型的中亚西部山地成分, 南坡区系种类相对贫乏, 北坡较丰富。属的区系成分以北温带为主, 占全部属数的 47.16%。其次为旧世界温带分布, 地中海、西亚至中亚分布, 中亚分布三个类型。还有少量的亚洲温带分布成分、东亚成分、泛热带成分、旧世界热带成分及热带亚洲至热带大洋洲分布类型。说明区内植物以中亚西部山地的温带成分及中亚成分占显著地位, 与所处地理区域相符; 但与相近的阿尔泰区系、蒙古区系、喜马拉雅山区, 及相对远离华中植物区系仍有一定的联系。

南坡中下部为典型的中亚植物区系成分, 如: 蒺藜科、柽柳科、胡颓子科、

藜科等科植物，随海拔的升高中亚成分减少，温带成分的科属相对增多，科属的组成也相对复杂。到达中上部南北坡植物区系成分较接近，是随海拔攀升自然条件差异缩小，区系成分趋同的结果。

托木尔峰自然保护区西北有托木尔峰、汗腾格里峰、台兰峰的高峰群和托木耳冰川、台兰冰川等聚集，不仅挡住的西风带输送的大量水汽，造成托木尔峰西北和东南两侧生境极大的差异，同时大面积的冰川群也形成了天然屏障，造成物种隔离；东南侧则因干旱环境的胁迫使得本区植物物种的隔离进一步加剧，在区内形成了大量新疆特有植物，本区内的特有植物多达 26 种，还有欧洲山杨（*Populus tremula*）和石刁柏（*Asparagus officinalis*）等残遗种。

②动物资源

托木尔峰自然保护区有丰富的食物和水源，是野生动物活动的主要地区，动物资源十分丰富，共记录到野生脊椎动物 24 目 57 科 152 种，物种数量约占新疆总数（628 种）的 24.2%。其中，鱼类 1 目 2 科 7 种，约占新疆土著鱼类的 14%；两栖类有 1 目 1 科 1 种，约占新疆已发现种类的 14.3%；爬行类分别有 1 目 1 科 2 种，占新疆已发现种类的 4.0%；鸟类 16 目 37 科 114 种，占新疆鸟类总数的 25.2%；兽类 5 目 16 科 28 种，占新疆兽类总数的 18.8%。

在动物地理区划上，新疆托木尔峰国家级自然保护区的动物类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、天山山地亚区。

③其他自然资源

雪峰冰川

托木尔峰自然保护区山势高峻，是天山最高峰集中区，形成了群峰簇拥、雄伟壮丽的雪峰冰川奇观，6000m 以上的山峰有 15 座，6800m 以上的山峰 5 座。托木尔发育了气势磅礴、极具震撼力的巨大现代冰川，以托木尔—汗腾格里山结为中心呈放射状分布。

红层峡谷

自然保护区周边托木尔大峡谷是典型的地缝式隘谷，总长度 20km，宽约 25km，发育在低山丘陵深厚的红层沉积地带，托木尔峰区域的红层峡谷由三条呈“川”字型的主谷、12 条支谷、若干条小支谷组成。地貌形态主要有峡谷、宽谷、峭壁、褶皱、断崖、柱状峰丛、土林、孤峰等类型，形状有城堡状、群鸟

状、宫殿罗马柱状、帆船状以及各种动物和人物造型，惟妙惟肖，精美绝伦，是天山南北两侧褶皱及断裂构造带中规模最大、美学价值最高的红层峡谷地貌，是天山峡谷风光的典型代表。

森林资源

根据 2012 年托木尔峰自然保护区林地落界现状数据统计结果，自然保护区范围内林业用地总面积为 122149.26 hm²，其中有林地面积 9893.58 hm²，疏林地面积 3325.69 hm²，灌木林地面积 4908.96 hm²，未成林造林地面积 106.18hm²，宜林地面积 103914.85 hm²。森林蓄积约有 150 万 m³。

④生物多样性

自然保护区内山峦起伏，垂直带分布明显，随海拔的不同，植被垂直分布明显，其中包括荒漠带、荒漠草原带、山地真草原、山地森林带、亚高山草甸带、高山草甸带、高山石堆稀疏植物等，各种植被类型呈现出明显的垂直带谱。根据垂直自然带的变化，野生动物的生活环境可以划分为高山裸岩、高山垫状植被-高山草甸、山地针叶林-针阔混交林、河谷阔叶林、山地灌丛、山前荒漠 7 种类型。据调查有维管束植物 1218 种，大型真菌 180 种，地衣 120 种。植物种类属于典型的中亚区系成分多。有野生脊椎动物 152 种，其中：鱼类 7 种，两栖类 1 种，爬行类 2 种，鸟类 114 种，兽类 28 种；昆虫 349 种。自然保护区具有较为独特的气候特征，决定了它的生态系统的多样性和生物物种的多样性。

4.2.8.4 新疆托木尔大峡谷风景名胜区

(1) 风景名胜区基本情况

新疆托木尔大峡谷风景名胜区位于新疆维吾尔自治区温宿县内，行政区属温宿县博孜墩柯尔克孜民族乡管辖。2017 年 3 月 29 日，被列入第九批国家级风景名胜区。地理坐标为最北处点：***，***。最南处点：东经***，北纬***。最西处点：东经***，北纬***。最东处点：东经***，北纬***。距离温宿县城东北约 50 公里，总面积约为 243.42 平方公里。核心景区总面积 73.35 平方公里，占风景名胜区总面积的 30.1%。

(2) 保护对象

托木尔大峡谷风景名胜区保护对象主要为自然景观资源，具体如下：

天文景观：日月星光、虹霞蜃楼、云雾景观、冰雪霜露。

地文景观：峡谷、石林石景、蚀余景观、地质遗迹。

水文景观：阿吉克急勒尕河（奥奇克河）、吐孜阿瓦提河。

生物景观：荒漠、荒漠草原、山地草原、高山草甸等生态景观，以及梭梭、塔里木沙拐枣、盘羊、北山羊、暗腹雪鸡等保护动植物。

托木尔大峡谷风景名胜区拥有罕见的岩盐喀斯特地貌、丹霞地貌、构造地貌、峡谷地貌、盐丘底劈构造地貌，具有极高的科学和审美价值。

（3）资源分级保护

新疆托木尔大峡谷风景名胜区划分为一级、二级、三级保护区，实施分级控制保护。

① 一级保护区（核心景区——严格禁止建设范围）

一级保护区为核心景区，保护范围为雪山奇霞区，面积 73.34km²，占风景名胜区的 30.13%，是反映托木尔大峡谷突出普遍价值的核心区域，具有极高的生态价值、美学价值和科研、教学价值。一级保护区内的生态系统与自然景观必须维持原始自然状态仅允许配置必要的科学考察线、科研监测点、保护管理站点和安全防护设施，严禁任何生产建设活动。保护区总面积 73.34km²，占总面积 30.13%。

② 二级保护区（严格限制建设范围）

二级保护区主要为托木尔核心景区周边各景区的风景游赏地带，二级保护区属于严格限制建设范围，是有效维护一级保护区的缓冲地带，保护范围为盐溪丘谷区。风景名胜区资源较少、景观价值一般、自然生态价值较高的区域应划为二级保护区。该区应包括主要的风景恢复区，可包括部分风景游发区，面积 119.15km²，占总面积的 48.95%。

③ 三级保护区（限制建设范围）

三级保护区属于控制建设范围，风景名胜资源少、景观价值一般、生态价值一般的区域应划为三级保护区，保护范围为入口区、荒漠丘陵区。该区应包含发展控制区和旅游服务区，可包括部分风景恢复区，是风景名胜区重要的设施建设区或环境背景区，保护范围面积 50.93km²，占总面积的 20.92%。

4.2.8.5 公益林

按照森林主导功能的差异，可将森林分为生态公益林和商品林资源。生态公

益林是指以发挥生态效益为主要经营目的的防护林、特种用途林。

根据《新疆维吾尔自治区林草生态综合监测数据》，温宿县生态公益林地面积294539.77hm²，占林地面积的94.80%。就地类分析，生态公益林地中，乔木林145633.27hm²，占49.44%；疏林地79182.37hm²，占26.88%；灌木林地66045.27hm²，占22.42%；未成林造林地546.29hm²，占0.19%；苗圃地103.58hm²，占0.04%；无立木林地6.38hm²，占0.01%；宜林地3022.61hm²，占1.03%。从重点公益林林种结构分析，江河两岸54642.61hm²，占公益林面积的18.55%；荒漠化和水土流失严重地区239897.16hm²，占81.45%。生态公益林按林种划分，全部为防护林。

生态公益林（地）中，重点公益林（地）面积291444.06hm²，占生态公益林（地）面积的98.95%。其中国家级公益林地面积200197.83hm²，占生态公益林地面积的67.97%；地方公益林地94341.94hm²，占32.03%。

温宿县国家级公益林（地）按保护等级划分，一级保护等级面积126667.44hm²，占63.27%；二级保护等级面积66103.58hm²，占33.02%；三级保护等级面积7426.81hm²，占3.71%。

项目区重点公益林主要是塔里木河流域天然林及灌木林，属于温宿县林场管理，林地类型为天然林和荒漠灌木林，主要作用为水源涵养和防风固沙。

图 4.2-15 本工程与温宿县公益林的位置关系

4.2.8.6 永久基本农田

永久基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本工程区域永久基本农田为温宿县永久基本农田，形状和内部结构比较规则，基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布，主要种植小麦。本工程与基本农田位置关系见图 4.2-16。

4.2.9 生态环境现状小结

根据《新疆生态功能区划》，阿瓦区块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，托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。本工程阿瓦 3 井和阿瓦 5 井位于新疆天山世界自然遗产托木尔片区的缓冲区，阿瓦 5 井位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，项目区所属的温宿县属于自治区级塔里木河流域重点治理区。项目区土地利用类型主要以天然牧草地占比最大，生态系统以长度生态系统为主，自然植被主要为锦鸡儿、芨芨草、沙生针茅等群系，植被盖度 20%~30%，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，工程不属于沙化土地，属于有明显沙化趋势的土地。

图 4.2-16 本工程与温宿县基本农田的位置关系

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状调查

4.3.1.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法。

4.3.1.2 监测点位布设

根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），结合项目区内井场分布情况、地下水评价范围，本次评价实测 3 个点。能够说明项目所在区域地下水环境的现状，能反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价等基本原则；监测井的位置、井深、出水层等，总体可满足导则中关于二级评价监测要求，监测结果对了解区内潜水含水层的现状，具有一定的代表性。地下水监测点情况表 4.3-1。

表 4.3-1 本工程地下水监测点情况统计表

点位	区域位置关系	坐标	监测层位	监测时间	监测单位
1#	项目区上游	***	潜水	2025年5月	新疆昇腾环保科技有限公司
2#	项目区附近	***	潜水		
3#	项目区下游	***	潜水		

4.3.1.3 监测频率

均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.3.1.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、钡、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、耗氧量、硫化物，以及石油类等项目。

(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》（HJ/T164-2020）、《地下水水质

量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》 (HJ 1147-2020)	——
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状 和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		——
4	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB 11911-89)	0.03 mg/L
5	锰		0.01 mg/L
6	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类 金属指标》（GB/T 5750.6-2023） 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
7	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度 法》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L
8	高锰酸盐指数（以 O ₂ 计）	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综 合指标》（GB/T 5750.7-2023） 4.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
9	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
10	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.003 mg/L
11	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指 标》（GB/T 5750.12-2023） 5.2 滤膜法	——
12	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指 标》（GB/T 5750.12-2023） 4.1 平均计数法	——
13	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
14	硝酸盐（氮）	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行） （HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
15	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金 属指标》（GB/T 5750.5-2023） 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
16	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
17	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
18	砷		3×10^{-4} mg/L

19	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023） 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10 ⁻⁴ mg/L
20	铬（六价）	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-87）	0.004 mg/L
21	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L
22	硫酸根（硫酸盐）	《水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018 mg/L
23	氯离子（氯化物）		0.007 mg/L
24	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ ）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
25	钠离子（钠）		0.02 mg/L
26	钙离子		0.03 mg/L
27	镁离子		0.02 mg/L
28	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
29	碳酸氢根		1 mg/L
30	钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（HJ 602-2011）	2.5×10 ⁻³ mg/L

4.3.2 地下水环境质量现状评价

4.3.2.1 评价标准与评价方法

（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，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

4.3.2.2 监测及评价结果

本次环评地下水监测及结果见表 4.3-3、4.3-4。

由表 4.3-3 分析可知，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除溶解性总固体外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，并非受人类活动影响。

表 4.3-3 地下水监测与评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值 (Ⅲ类)	项目区上游		项目区附近		项目区下游	
				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						
2	溶解性总固体	mg/L	1000						
3	总硬度	mg/L	450						
4	氟化物	mg/L	1						
5	硝酸盐(以氮计)	mg/L	20						
6	亚硝酸盐氮	mg/L	1						
7	硫酸盐	mg/L	250						
8	氯化物	mg/L	250						
9	碳酸根	mg/L	/						
10	碳酸氢根	mg/L	/						
11	钙	mg/L	/						
12	钾	mg/L	/						
13	镁	mg/L	/						
14	钠	mg/L	200						
15	耗氧量	mg/L	3						
16	总大肠菌群	MPN/100mL	3						
17	细菌总数	CFU/mL	100						
18	镉	mg/L	0.005						

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

序号	检测项目	单位	标准限值 (Ⅲ类)	项目区上游		项目区附近		项目区下游	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
19	铁	mg/L	0.3						
20	锰	mg/L	0.1						
21	铅	mg/L	0.01						
22	汞	mg/L	0.001						
23	砷	mg/L	0.01						
24	钡	mg/L	0.7						
25	氨氮	mg/L	0.5						
26	六价铬	mg/L	0.05						
27	石油类	mg/L	0.05						
28	硫化物	mg/L	0.02						
29	氰化物	mg/L	0.05						
30	挥发酚	mg/L	0.002						

表 4.3-4 地下水八大离子平衡计算结果一览表

监测点		项目区上游			项目区附近			项目区下游		
监测因子		$\rho(B)mg/L$	$c(1/zBz\pm)mmol/L$	$x(1/zBz\pm)\%$	$\rho(B)mg/L$	$c(1/zBz\pm)mmol/L$	$x(1/zBz\pm)\%$	$\rho(B)mg/L$	$c(1/zBz\pm)mmol/L$	$x(1/zBz\pm)\%$
阳离子	钾									
	钠									
	钙									
	镁									
	合计									
阴离子	硫酸盐									
	氯化物									
	碳酸氢根									
	碳酸根									
	合计									
相对偏差										

4.3.3.3 包气带污染现状调查

(1) 监测布点

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

根据现场调查，本工程可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场，因此本次调查选取阿瓦3井场内及井场外200m处采用浸溶试验进行包气带取样调查，监测布点见表4.3-4。

表 4.3-4 包气带现状监测点位置

调查点位	坐标	采样深度	备注
阿瓦3井占地范围内	***	0~20cm	污染控制点
阿瓦3井占地范围外	***	0~20cm	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类

监测时间：2025年5月，监测一天，采样一次。

(3) 监测结果

包气带监测结果见表4.3-5。

表 4.3-5 包气带现状监测结果一览表 单位：mg/L

监测点位		监测项目	监测值 (mg/kg)	对比结果
阿瓦3井	占地范围内	石油类	*	
	占地范围外		*	

从表4.3-5调查结果可知，评价区域内已建井场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.4 地表水环境现状调查与评价

本工程无涉水工程，且工程周边无水环境保护目标，故本次不对地表水现状开展评价。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤理化性质调查

本工程项目类别兼顾土壤污染影响型和生态影响型，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目本工程阿瓦3井场内和阿瓦5井场内土壤表层和深层样。分析结果如表4.5-1所示。土壤剖面调查见表4.5-2所示。

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点号		1#阿瓦3井场内北侧		2#阿瓦5井场内南侧	
坐标		***		***	
层次					
现场记录	颜色				
	结构				
	质地				
	砂砾含量				
	其他异物				
实验室测定	pH(无量纲)				
	土壤容重(g/cm ³)				
	阳离子交换量(cmol ⁺ /kg)				
	氧化还原电位(mV)				
	饱和导水率(渗透率K10)(cm/s)				
	总孔隙度(%)				

表 4.5-2 土壤剖面图

点位	土壤剖面照片	点位	土壤剖面照片
1#阿瓦3井场内北侧		2#阿瓦5井场内南侧	

4.5.2 土壤环境质量现状调查及评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本工程土壤评价工作等级划为：井场生态影响型二级，井场污染影响型二级。

根据评价区土壤类型图图 4.5-1，结合工程所在区域土壤类型，以及土地利用方式，分为占地范围内和占地范围外进行评价。

(1) 监测布点及监测项目

① 占地范围内

布设 3 个柱状样：1#阿瓦 3 井场内北侧、2#阿瓦 5 井场内南侧、3#阿瓦 5 井场内北侧。

3 个表层样：1#阿瓦 3 井场内北侧、2#阿瓦 5 井场内南侧、3#阿瓦 5 井场内北侧。

② 占地范围外

布设表层样 4 个：4#阿瓦 3 井场北侧外 50m 农田、5#阿瓦 3 井场南侧外 50m、6#阿瓦 5 井场北侧外 50m、7#阿瓦 5 井场南侧外 50m。

本次监测布点中，各监测点包含工程所在区域的所有土壤类型。

具体监测点位及监测因子见表 4.5-3。

表 4.5-3 土壤监测点位及监测项目表

监测点位	序号	位置	坐标	监测频率	采样层位	监测因子
占地范围内	1#	阿瓦 3 井场内北侧	***	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒹, 苯并[k]荧蒹, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃、土壤盐分含量共计 47 项因子
	2#	阿瓦 5 井场内南侧	***			石油烃+土壤盐分含量+pH
	3#	阿瓦 5 井场内北侧	***			石油烃+土壤盐分含量+pH

	1#	阿瓦3井场内北侧	***	监测1次	柱状样 0-0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m 分别取样	石油烃+土壤盐分含量+pH
	2#	阿瓦5井场内南侧	***			
	3#	阿瓦5井场内北侧	***			
占地范围外	4#	阿瓦3井场北侧外50m农田	***	监测1次	表层样 0-0.2m 取样	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分含量、石油烃
	5#	阿瓦3井场南侧外50m	***			pH+石油烃+土壤盐分含量
	6#	阿瓦5井场北侧外50m	***			pH+石油烃+土壤盐分含量
	7#	阿瓦5井场南侧外50m	***			pH+石油烃+土壤盐分含量

(3) 监测单位

本次评价土壤检测委托新疆昇腾环保科技有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为2025年6月。

(4) 评价标准

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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）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pH>7.5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。

(5) 评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

(6) 监测及评价结果

具体监测及评价结果见表4.5-4~4.5-5。

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，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价（48 项）

序号	监测点位			阿瓦 3 井场内北侧	
	采样深度			0-50cm	
	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi
1	pH	无量纲	/		
2	总砷	mg/kg	60		
3	镉	mg/kg	65		
4	六价铬	mg/kg	5.7		
5	铜	mg/kg	18000		
6	铅	mg/kg	800		
7	总汞	mg/kg	38		
8	镍	mg/kg	900		
9	四氯化碳	µg/kg	2800		
10	氯仿	µg/kg	900		
11	氯甲烷	µg/kg	37000		
12	1,1-二氯乙烷	µg/kg	9000		
13	1,2-二氯乙烷	µg/kg	5000		
14	1,1-二氯乙烯	µg/kg	66000		
15	顺式-1,2-二氯乙烯	µg/kg	596000		
16	反式-1,2-二氯乙烯	µg/kg	54000		
17	二氯甲烷	µg/kg	616000		
18	1,2-二氯丙烷	µg/kg	5000		
19	1,1,1,2-四氯乙烷	µg/kg	10000		
20	1,1,1,2,2-四氯乙烷	µg/kg	6800		

21	四氯乙烯	µg/kg	53000		
22	1,1,1-三氯乙烷	µg/kg	840000		
23	1,1,2-三氯乙烷	µg/kg	2800		
24	三氯乙烯	µg/kg	2800		
25	1,2,3-三氯丙烷	µg/kg	500		
26	氯乙烯	µg/kg	430		
27	苯	µg/kg	4000		
28	氯苯	µg/kg	270000		
29	1,2-二氯苯	µg/kg	560000		
30	1,4-二氯苯	µg/kg	20000		
31	乙苯	µg/kg	28000		
32	苯乙烯	µg/kg	1290000		
33	甲苯	µg/kg	1200000		
34	间/对二甲苯	µg/kg	570000		
35	邻二甲苯	µg/kg	640000		
36	硝基苯	µg/kg	76000		
37	苯胺	mg/kg	260		
38	2-氯酚	mg/kg	2256		
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15		
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5		
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15		
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151		
43	蒎	mg/kg	1293		
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5		
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15		
46	萘	mg/kg	70		
47	石油烃	mg/kg	4500		
48	盐分含量	g/kg	16.2		

表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价 (2)

监测点位				阿瓦 3 井场内北侧		阿瓦 5 井场内南侧		阿瓦 5 井场内北侧	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值(第二类用地)	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi

1	pH	无量纲							
2	盐分含量	g/kg							
3	石油烃	mg/kg							

表 4.5-5 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位	监测层位	石油烃			土壤盐分含量	pH
		标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	Pi	监测值 (g/kg)	无量纲
阿瓦 3井 场内 北侧	0~0.5m	4500				
	0.5~1.5m	4500				
	1.5~3.0m	4500				
阿瓦 5井 场内 南侧	0~0.5m	4500				
	0.5~1.5m	4500				
	1.5~3.0m	4500				
阿瓦 5井 场内 北侧	0~0.5m	4500				
	0.5~1.5m	4500				
	1.5~3.0m	4500				

表 4.5-6 占地范围外土壤环境质量评价结果

监测点位				阿瓦 3 井场北侧外 50m 农田		阿瓦 3 井场南侧外 50m		阿瓦 5 井场北侧外 50m		阿瓦 5 井场南侧外 50m	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值（农用地标准）	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	砷	mg/kg	25								
3	镉	mg/kg	0.6								
4	铬	mg/kg	250								
5	铜	mg/kg	100								
6	铅	mg/kg	170								
7	汞	mg/kg	3.4								
8	镍	mg/kg	190								
9	锌	mg/kg	300								
10	全盐量	g/kg	-								
11	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500								

图 4.5-1 评价区土壤类型图

4.5.3 土壤酸化和盐化现状

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

表 4.5-7 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量 (SSC) /(g/kg)	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤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	含盐量 (SSC) /(g/kg)	盐化程度	碱化程度
1# 阿瓦 3 井场内北侧				
2# 阿瓦 5 井场内南侧				
3# 阿瓦 5 井场内北侧				
4# 阿瓦 3 井场北侧外 50m 农田				

检测项目	pH	含盐量 (SSC) /(g/kg)	盐化程度	碱化程度
5# 阿瓦3井场南侧 外50m				
6# 阿瓦5井场北侧 外50m				
7# 阿瓦5井场南侧 外50m				

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 区域大气环境质量达标判定

本工程位于阿克苏地区温宿县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ.2.2-2018)对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定数据中距离本工程最近的空气自动监测站点数据。数据时间为2023年，基本污染物为SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀和PM_{2.5}。空气质量达标区判定结果见表4.6-1所示。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度				
NO ₂	年平均质量浓度				
CO	24小时平均第95百分位数				
O ₃	日最大8小时滑动平均值的 第90百分位数				
PM ₁₀	年平均质量浓度				
PM _{2.5}	年平均质量浓度				

由表4.6-1可知，项目所在区域PM_{2.5}、PM₁₀年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函〔2019〕590号)要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.6.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2019 年至 2023 年的距离本工程区最近的国控点数据,作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源,详见下表 4.6-2。

表 4.6-2 近五年环境空气质量现状变化 单位: μg/m³ (标注除外)

污染物	年评价指标	二级标准 (μg/m ³)	现状浓度 (μg/m ³)				
			2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
PM ₁₀	年平均质量浓度	70					
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35					
SO ₂	年平均质量浓度	60					
NO ₂	年平均质量浓度	40					
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000					
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160					

引用 2019 年—2023 年阿克苏国控点数据分析,项目所在地 SO₂、NO₂、CO、O₃ 均值可以满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级浓度限值及其修改单中二级标准;PM₁₀、PM_{2.5} 均值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

4.6.3 其他污染物环境质量现状数据

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价在项目区布置 2 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测。监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位基本信息见表 4.6-3。

表 4.6-3 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	坐标	监测因子	环境功能区	备注
			1 小时平均		
1	阿瓦5井	***	非甲烷总烃、硫化氢	二类	实测
2	项目区下风向	***	非甲烷总烃、硫化氢	二类	实测

(2) 监测时间及频率

实测数据：2025年5月23日至5月29日，监测7天。非甲烷总烃、硫化氢1小时平均浓度，每天检测4次。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表4.6-4。

表 4.6-4 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

4.6.4 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为非甲烷总烃、硫化氢。

(2) 评价方法

采用最大浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (μg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (μg/m³)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准；H₂S参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表4.6-5。

表 4.6-5 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范围 (μg/m ³)	最大浓度占标率/%	达标情况
阿瓦5井	非甲烷总烃	1小时平均	2000			

	硫化氢	1 小时平均	10			
项目区下风向	非甲烷总烃	1 小时平均	2000			
	硫化氢	1 小时平均	10			

根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.7 声环境现状调查与评价

声环境现状委托新疆昇腾环保科技有限公司进行现场监测。

(1) 监测点位

阿瓦 3 井、阿瓦 5 井四周场界，共布设 8 个监测点。

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2025 年 5 月 23 日至 5 月 24 日。

(5) 评价标准

项目区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）。

(6) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-1。

表 4.7-1 声环境现状监测及评价结果表

监测点位		测量时间	等效声级 dB（A）		是否达标
			监测值	标准值	
阿瓦 3 井 四周场界	东场界	昼间			
		夜间			
	南场界	昼间			
		夜间			

	西场界	昼间			
		夜间			
	北场界	昼间			
		夜间			
阿瓦5井 四周场界	东场界	昼间			
		夜间			
	南场界	昼间			
		夜间			
	西场界	昼间			
		夜间			
	北场界	昼间			
		夜间			

从上表可以看出，昼间噪声值在***dB(A)-***dB(A)之间，夜间噪声值在41.3dB(A)-41.9dB(A)之间，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求。

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

5.1.1.1 占地影响分析

根据估算，本工程总占地约 1.412hm²，其中永久占地 0.012hm²，临时占地 1.4hm²，占地类型全部为天然牧草地。工程新增永久占地在评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小，施工结束后，永久占地被油田生产设施构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；工程临时占地以管沟开挖及电力线架设用地为主。从线性工程占用土地情况看，主要是施工期间的临时性占地。在施工过程中，施工便道等均为临时性占地，一般仅在施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变，大部分用地在施工结束后短期内（1~2 年内）能恢复原有利用功能。

表 5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		土地利用类型 (hm ²)	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场	0.012	1.4	天然牧草地	
合计		0.012	1.4	1.412	—

施工期施工作业区对生态环境的影响主要有：

- a. 临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失；
- b. 施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利；
- c. 在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染；

综上所述，本工程占地短期内将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，这一影响将逐渐减小。

5.1.1.2 对植被的影响分析

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

拟建工程临时占地区域植被群系主要为锦鸡儿群系、芨芨草群系。群落中优势种为锦鸡儿和芨芨草，在评价区范围内多数呈单优群落出现。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

(2) 扬尘对植被的影响

项目开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官（叶、茎、花和果实）沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合项目区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

(3) 施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

(4) 施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对自然植物的践踏、碾压等。从生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，评价区单

位面积上人口活动密度的增大，将导致项目开发范围（施工范围）内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化、盐渍化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(5) 生物损失量

本工程总占地约 1.412hm²，其中永久占地 0.012hm²，临时占地 1.4hm²。工程永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i——占地面积，hm²；

W_i——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-2 项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量	占地面积 (hm ²)	生物损失量 (t)
天然牧草地	3000kg/hm ²	1.412	4.236

工程占地主要为天然牧草地，根据当地平均生物量计算，本工程将造成 4.236t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，施工期间加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，占用公益林建议缩短施工作业带宽度（人工开挖或其他先进机械设备），减少占地和植被破坏，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变，间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而

引起野生动物食物来源减少。本工程所在区域重点保护野生动物有鹅喉羚、塔里木兔及猛禽类，现场调查期间未在工程占地区域发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故本工程对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程建设的各个过程，区域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。

5.1.1.4 水土流失影响分析

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

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，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) 对油气田区公路、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，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。

项目施工期对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因项目的建设而产生的水土流失。

5.1.1.5 新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）

阿瓦3井于2012年完成钻井建设（早于天山世界自然遗产地托木尔片区批准时间），阿瓦5井于2017年完成钻井建设，建设单位编制了《中国石油塔里木油田分公司阿瓦3井、阿瓦5井措施作业石油勘探开发建设项目选址对新疆天山世界自然遗产地托木尔片区生态影响评价报告》，温宿县林草局出具了《关于中国石油塔里木油田分公司阿瓦3井、阿瓦5井措施作业石油勘探开发建设项目选址涉及新疆天山世界遗产地托木尔片区的审查意见》，根据审查意见中国石油塔里木油田分公司阿瓦3井、阿瓦5井措施作业石油勘探开发建设项目建设内容为井场、生活区、通井道路、放喷池及放喷管线，临时占地总面积分别为1.4601公顷和3.2488公顷，上述项目均位于新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区，不属于《新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例》等法律法规规定的禁止性建设项目，符合《新疆天山世界自然遗产地托木尔片区保护管理规划》相关要求。项目在保护新疆天山世界自然遗产突出普遍价值的前提下，由疏通管道通入地下，工程实施过程中严格遵循“最小扰动”原则，项目区周边为居民区，项目建设避开基本农田，评价范围内均为常见植被。除必要设备基座施工外，地表植被及地质结构均保持原始状态。项目施工过程中，疏通管道直接将管道疏通杂质通向回收车，再用运输车及时运走，车走阀停，杂

质不会洒落地面。根据以上项目实际情况，按照自治区党委对自治区林草局关于阿克苏地区自然保护区内油气井开发有关事项的最新政策要求，我局原则上同意中国石油塔里木油田分公司阿瓦3井、阿瓦5井措施作业石油勘探开发建设项目（属于探矿措施）占用新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区域的项目选址。

5.1.1.6 对生态保护红线的影响分析

工程阿瓦5井位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，根据生态保护红线相关管理要求生态保护红线内自然保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，本工程不属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动，需按照要求，因此本次评价认为需先将井场及其他设施拟占用的地表范围调出生态保护红线后项目的选址才符合红线保护的相关要求。

5.1.1.7 对重点公益林的影响分析

工程所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地，优势树种为锦鸡儿，植被盖度为20%~35%，主要作用为防风固沙等，涉及公益林。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

本工程占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。

本工程占用地方公益林面积约0.45hm²，由于项目建设所占用公益林树种组成较为单一，林型、林龄均与周围邻近地段的植被生长状况一致，由项目建设导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时，本工程使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

建设单位需严格按照《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）要求，不得占用国家一级公益林；井场占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，井场施工对林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的，施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

5.1.2 运营期生态影响分析

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

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束,工程基本不会对植被产生影响,临时占地的植被开始自然恢复,一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。但事故状态如火灾等,将会致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,植被损失量很小。

5.1.2.3 生态保护目标影响分析

运营期影响主要集中在井场等永久占地范围内,运营期采出水、井下作业废水等均不外排,落地油妥善处置;同时加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此不会对生态保护目标产生明显不利影响。

5.1.2.4 生态系统完整性影响评价

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

本工程建设中,新增油田设施及永久性构筑物,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。因此，本工程的建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.5 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠-农田-绿洲复合生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低；而绿洲与农田虽依赖人工灌溉维持，但其斑块分布增加了区域景观异质性。整体上，复合生态系统的稳定性和抵御干扰的能力仍受限于荒漠基质的主导性及绿洲-农田生态单元的脆弱性。

本工程总占地约 1.412hm²，其中永久占地 0.012hm²、临时占地 1.4hm²。荒漠-绿洲过渡带内的部分区域被油田设施等永久构筑物占用，原有荒漠生态景观和部分人工绿洲/农田转化为人工硬化地表景观。由于工程占地规模较小，荒漠基质的主体性未发生根本改变，但局部景观破碎化程度有所增加，人工景观与自然景观的边界进一步交错。

综上所述，在荒漠-农田-绿洲复合生态系统的背景下，本工程对区域生态完整性的直接影响有限，但项目建设过程中需要注意以下问题：

(1) 人工干扰的累积影响：油田开发加剧了荒漠-绿洲边缘带由自然/半自然景观向人工景观的演替趋势，可能削弱绿洲生态屏障功能；

(2) 局部生态功能变化：永久占地区域的物质循环和能量流动路径被人工系统替代，可能影响周边荒漠-农田景观的风沙拦截、土壤水盐平衡等；

因此，在严格管控施工范围、落实生态修复措施的前提下，工程对评价区生态系统完整性和稳定性的影响可控，不会导致区域生态格局的质变性破坏。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油田开采的不断进行，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，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，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、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）、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

表 5.1-1 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 checked="" type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/> （新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）、天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区） 自然景观 <input type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失等）
评价等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（0.0014）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" 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 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 checked="" 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 checked="" 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：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.1.5 小结

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及地面工程建设等带来的生态环境影响。本工程永久占地约 0.012hm²，永久性工程占地对工程区的土地利用影响较小。临时占地 1.4hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对工程区及周边土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区温宿县境内，本工程评价范围和占地范围内涉及新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）和天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，评价范围内涉及永久基本农田。项目区距离新疆托木尔峰国家级自然保护区最近距离 5.9km，距离新疆温宿托木尔大峡谷风景名胜区最近距离 2km，距离最近阿克布拉克村村庄 1.4km，距离新疆温宿托木尔峰雪豹重要栖息地 1.6km，距离博孜墩乡提干库如克水厂水源地最近距离 1.1km。

本项目所在的新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区不属于《新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例》等法律法规规定的禁止性建设项目，目前已取得温宿县林业和草原局出具的《关于中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井措施作业石油勘探开发建设项目选址涉及新疆天山世界遗产地托木尔片区的审查意见》。

项目位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。根据生态保护红线的要求：生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，本工程不属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动，需按照要求，因此本次评价认为需先将井场及其他设施拟占用的地表范围调出生态保护红线后项目的选址才符合红线保护的相关要求。

综上所述，本工程建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 区域水文地质条件

(1) 地下水补给源

本区由北至南由中低山到山前冲洪积扇到平原组成，属干旱山前型水文地质类型中低山区河段，地势陡峻，岩性由第三系砂泥岩组成，基岩裂隙发育，赋存基岩裂隙潜水，基岩裂隙水主要由大气降水和融冰雪水补给，沿基岩裂隙运移，在地势较低的沟谷中形成下降泉补给河水。地下水水源主要是高山区积雪消融水和大气降水，有较完整的补给区，径流区、排泄区。山区为全区的水源地，接受降水，蓄存降水，主要通过地表径流方式输送到平原，渗入补给平原地下水。

(2) 地下水径流

山区融雪水沿山谷沟道汇成径流，一部分沿基岩裂隙渗入岩石中，形成基岩裂隙水，一部分通过沟谷沉积物孔隙以潜流形式与河同时流至山外。这一段具有两重性，它既是渗入补给区，也是地下水短程径流区。山前平原地下水主要部分是出山河道渗入补给，在乌喀公路以北砂砾卵石带，河水丰水季渗漏系数 0.0196 方/秒·公里，在山前洪积扇的中上部由于含水层岩性粗，纵坡大，地下水径流量大，补给较充沛。

乌喀公路以南即进入多层结构含水层，地表出现粘性土隔水顶板，地下也出现不连续的隔水层，地下水自此获得承压性，潜水一部分过渡为承压水，含水层颗粒也由砂砾卵石渐变为含细粒土砾、细粒土质砂，径流速度逐渐减缓，由于受扎木台隐伏背斜的影响，在五团南 18~40 公里一带造成局部地形低洼，地表有沟槽，局部片区形成自流水。

地下水径流方向基本为自西北向东南。

(3) 地下水排泄

中低山区的山谷沟道汇成径流，地表径流是该区水源的主要排泄方式，在沟谷沉积物孔隙和基岩裂隙中，潜流与河水同时流出山外。在山前冲洪积倾斜平原，

受基岩下切侵入地表深处的影响，含水层岩性由沟谷沉积物转变为卵石、砾石、砂，使得地表径流迅速入渗，洪水期，地表水与地下径流共同向下游排泄，在枯水期，河道会出现断流，在山前洪积扇的中上部由于含水层岩性粒径大，纵坡大，地下水径流量大，排泄迅速。再向南至塔北，地表坡降变缓，地形平坦，含水层岩性为粉土质砂，部分片区出现厚薄不均的台兰河和喀拉玉尔滚河洪水期携带的粘性颗粒沉积物，使得地下水径流速度变缓，地下水位上升，地下水的排泄方式以蒸发蒸腾作用排泄为主，在乌鲁格亚沟一带，局部以地表径流向下游排泄；地下水类型也由潜水转变为潜水—弱承压水，局部沟槽地下水出露，形成泉水。平原区地下水除以潜水蒸发形式排泄外，泉水也为区内地下水主要排泄方式。

(4) 地下水化学类型

区域地下水化学类型受地形地貌、地层岩性、水文、气象等诸因素的影响，由山区到山前洪积扇至冲积平原，地下水的化学类型呈现有规律的变化。

山区：由于地下水多由融雪水和降水补给，且气候寒冷，地下水水温低，不利于溶滤作用的进行，因此水中离子含量低，矿化度多小于 0.5g/l，为低矿化水。pH 值一般 7~8，为弱碱性水，水化学成分主要与径流区的岩性有关，本区出露地层为易于溶解的碳酸盐类的灰岩，白云岩、大理岩、泥灰岩、碎屑岩类的钙质砂岩，砾岩、煤层、石膏及硫化矿床等。因此地下水中所含阴离子以重碳酸根离子为主，硫酸根离子次之，阳离子则以钙离子为主，镁离子次之。地下水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Mg}$ 型或 $\text{HCO}_3\text{-Ca} \cdot \text{Mg}$ 型。

山前一洪积平原上部区：充满第四系堆积之松散砂砾卵石层，气候干燥，降雨量少，地下水由河水渗补和河谷潜水补给，水位埋藏深，不易蒸发浓缩，因此地下水化学特征与上游山区地下水十分相似。在台兰河至喀拉玉尔滚河区域因受第三系地层影响，地下水中所含阴离子以氯离子为主，硫酸根离子次之，阳离子以钠离子占绝对优势，水化学类型为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca}$ 型。矿化度 1~3g/l。

洪积平原向南广大地区：由于地形平缓，地层岩性由多结构的细粒土构成，地下水流动更加缓慢水位埋藏浅，蒸发量大，降雨少，加速了地下水的浓缩作用，地下水转变为高矿化的单一成分的 Cl-Na 型水，矿化度大于 10g/l，部分达 30~

50g/l。在高矿化与低矿化水之间为一条带状的中等矿化的过渡型 $Cl \cdot SO_4-Na$ 型水，矿化度一般 3~10g/l。

5.2.1.2 评价区水文地质条件

(1) 地下水赋存条件

本项目地貌属于低山丘陵区。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。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

博孜墩乡以西组成岩性为上更新统及中更新统卵砾石层，厚度150~400m。据钻孔资料，含水层岩性为卵石粒径在9~15cm，含水层岩性分选差，磨圆度中等，该区域地下水的埋深普遍较大，均在50~100m。单位涌水量为0.53L/s.m，并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。

(3) 地下水类型与含水岩组富水性

将评价区地下水含水岩组按含水介质的类型、结构分为古近系、新近系碎屑岩类孔隙裂隙含水岩组和第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组两种，按富水级别划分为水量极丰富的（ $>5000 m^3/d$ ）和水量丰富的（ $1000-5000m^3/d$ ）两类，为了方便对比，涌水量统一换算成井径 8 英寸降深 5 米时的推算涌水量，以下简称推算涌水量。

(4) 地下水补给、径流、排泄条件

评价区的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定着地下水的补给、径流、排泄条件。北部山区对评价区地下水的补给主要通过两条河道的河谷潜流进行补给。而具有开采价值的地下水主要是南部平原区第四系松散岩类孔隙水，由于评价区内有两条河流流经，地表水资源丰富，同时两河出低山丘陵后，河道宽阔，河道内为松散的卵砾石层，由于地下水位埋藏较深（大于80米），因此河水对地下水的补给是以悬河的形式补给，补给量较为稳定，地表水的直接入渗成

为评价区地下水的主要补给源。另外通过评价区的渠道多有浆砌石防渗渠道，渠道利用率也可达到 75%，沿途渗漏转化补给的地下水量远小于天然河道的入渗量，也是评价区地下水的另一个主要补给源。本区气候属干旱荒漠，地形突兀，气候干燥，降雨稀少，植被稀少，无农田分布。年降水量为 96.2~124.6mm，而蒸发量却在1537.7~3000mm，评价区内地下水普遍埋藏较深，降水对地下水的补给作用不大。因此，评价区的补给方式主要是河谷潜流、河水入渗及渠系的渗漏补给。

评价区南部含水层为中上更新统卵砾石、砂砾石，渗透性好，地下水在北部接受河道潜流补给后，自西北向东南径流，同时不断接受河道水的入渗补给，地下径流自两河冲洪积扇顶部向扇缘方向流动，地下水总体流向东南。

评价区西部地下水埋深普遍埋藏较深，地面蒸发对地下水没有影响，东部有开采井分布，因此评价区地下水主要以侧向迳流和人工开采方式排泄。

(5) 地下水动态

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，河流流量明显增大，6~8月河流迳流量最高，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滞后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及迳流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在6、7月，6~7月份以后地下水位急剧上升，9月份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值6.16m，主要是河水迳流量年内分布极不均衡。

(6) 水化学特征

第四系松散层孔隙水的化学类型与矿化度主要受补给、径流、排泄条件与埋藏条件的控制。项目区第四系松散层多是单一、巨厚的卵砾石层，孔隙率高，地下水主要靠来自低矿化的河水及引自河水的渠道水的大量渗漏补给。补给、径流条件都好，所以地下水的化学类型与矿化度和补给它的河水相近似。但在各冲积

扇缘溢出带，由于径流、排泄条件的差异，才使局部地段的地下水矿化度和矿化类型复杂化。

项目区内各河流出口后的水化学类型多为矿化度小于0.3g/L的HCO₃-Ca、HCO₃-SO₄-Ca型水，由于各冲积扇上、中部卵砾石层孔隙潜水主要是河水和引自河水的渠道水的渗漏补给，含水层的孔隙率高、渗透性强。在补给、径流条件好的状态下，地下水的矿化类型均与其河水的矿化类型相近，绝大多数地区矿化类型较低。

图 5.2-1 评价区域水文地质图

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期施工人员租用当地农户，不设置施工营地。

一般施工活动产生的废水，来源于施工拌料、清洗机械和车辆产生的废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油，因此施工场地产生的施工废水通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水，沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水

根据工程分析，本工程产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本工程采出水及井下作业废液经处理达标后综合利用，一般不会对区内地下水环境产生影响。

(2) 落地油

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

(3) 站内管网

本工程站内管网均是全封闭系统，管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严

格的防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与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。

综上，正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.2.3.2 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；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，对评价区地下水体均可能产生污染的风险。

本工程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。

穿透污染：本工程共部署 2 口井。在采气过程中，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（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

渗透污染：地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、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。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凝析油的物理性质、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。

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

(1) 情景 1：穿透污染（窜层污染）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，阿瓦区块油水窜层后对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，考虑采气时发生泄漏，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，若未及时发现，工程区内的污染物通过空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

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），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预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据本工程特点，预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d、1825d（5 年）。

④预测因子

套管发生泄漏，污染物主要有石油类、耗氧量、氨氮、盐分等污染物。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。

⑤预测模型

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

1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的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，特别是泄漏点的连续泄漏，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_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 ;

$erfc(\quad)$ ——余误差函数。

⑥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砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的水文地质勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表 (情景 1)

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.11m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$, 根据评价区水文地质条件, 含水层岩性主要以砂为主, 各含水层渗透系数最大者为阿瓦3井处潜水含水层, 渗透系数取25m/d, 水力坡度取1.4‰。
2	D_L	纵向弥散系数	1.1m ² /d	$D_L=\alpha Lu$, αL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果, 结合项目区水文地质条件, 弥散度应介于1~10之间, 按照最不利的评价原则, 本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	32%	依据《水文地质手册》(第二版), 砂的孔隙度为0.4~0.42, 而根据以往生产经验, 有效孔隙度一般比孔隙度小10%~20%, 因此本次取相对最小有效孔隙度 $n=0.4 \times 0.8=0.32$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 1d、100d、1000d、1825d (5a) 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	石油类如前文所述, 取其溶解度 18mg/L 作为污染物进入含水层中的浓度。	

⑦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, 泄漏了不同天数 (1 天、100 天、1000 天、1825 天) 时, 污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-2、表 5.2-3, 图 5.2-2。

表 5.2-2 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	1d		100d		1000d		1825d	
	距离 (m)	浓度 c (mg/l)						
石油	0	18.000	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	1	9.450	10	13.300	50	17.100	100	17.400
	2	3.530	20	7.330	100	12.000	200	10.200

类	3	0.900	30	2.830	150	4.420	300	1.330
	4	0.154	40	0.743	200	0.665	377	0.049
	4.5	0.05	50	0.129	246	0.049	400	0.015
	5	0.017	55	0.046	250	0.037	408	0.010
	5.3	0.01	60	0.015	268	0.010	500	0.000
	6	0.001	62	0.009	300	0.000	600	0.000
	7	0.000	70	0.001	350	0.000	700	0.000
	8	0.000	80	0.000	400	0.000	800	0.000

表 5.2-3 预测结果统计表 (情景 1)

预测因子	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	1d	4.5	5.3	无
	100d	55	62	无
	1000d	246	268	无
	1825d	377	408	无

图 5.2-2 情景 1: 发生持续泄漏后石油类污染物浓度迁移变化曲线图

根据以上预测结果,在本次设定的预测情形下:在各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中 1d、100d 的影响范围均在井场范围内,不会影响范围外环境,若发生事故后不采取措施,任由污染物在地下水中迁移,随着污染物运移时间的增长,污染范围也会呈增加趋势。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,确保固井质量符合要求,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,尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。气井生产期间,采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法,可将套损发现时间缩短至数小时内,确保技术在套损发生后,及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下,窜层对地下水的影响不会超出井场场界。综上,建设单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,采取地下水污染防治措施的情况,非正常状况下,对地下水的影响属可接受范围。

(2) 情景 2: 渗透污染 (凝析油储罐泄漏事故)

① 预测情景

非正常状况下,储罐(多功能储集器)、阀门、场内的管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生,泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种:误操作、机械故障、外力作用和腐蚀,这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高,发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

本工程在非正常状况下，发生泄漏事故后可快速发现并通过切断阀控制泄漏量，结合环境风险章节中核算的存在量，储罐发生泄漏事故后，泄漏的凝析油下渗可能导致地下水污染风险的发生，对环境产生的影响较大。故综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：单个 80m³ 的储罐泄漏，如不及时修复，储罐中的油类物质可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下储罐破裂情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

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预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d、1825d（5 年）。

④预测因子

结合前文分析，凝析油储罐（多功能储集器）泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强及参数

根据环境风险影响章节，单个 80m³的凝析油储罐一次事故最大泄漏量约 62.584t。而包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据凝析油特点，石油类污染物很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入凝析油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（6.26t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

表 5.2-4 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.11m/d	同情景1
2	D _L	纵向弥散系数	1.1m ² /d	同情景1
3	D _T	横向弥散系数	0.11m ² /d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（D _T /D _L ）一般为0.1，则横向弥散系数为

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
				0.11m ² /d。
4	M	含水层厚度	20m	根据评价区水文地质资料，评价区内含水层厚度大于20m，含水层越薄，模型预测的污染物运移的影响程度越严重，故按最不利原则考虑，本次含水层厚度按20m进行预测。
5	n	有效孔隙度	32%	同情景1
6	t	时间		计算发生渗漏后1d、100d、1000d、1825d后各预测点的浓度
7	m _M	瞬时注入污染物的质量		根据前文计算，泄漏量取6.26t。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程。②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4 \pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C(x, y, t) ——t时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M——含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M——长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg；

u——地下水流速度，m/d；

- n——有效孔隙度，无量纲；
- D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；
- D_T ——横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；
- π ——圆周率。

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（1 天、100 天、1000 天、1825 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，图 5.2-3~5.2-6。

表 5.2-5 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	超标面积 (m^2)	影响面积 (m^2)	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
1d	64.99	72.58	8.3	8.7	无
100d	4546.61	5311.24	80	86	无
1000d	35682.78	42270.37	295	320	无
1825d	60386.24	73561.42	435	460	无

图 5.2-3 情景 2：1 天石油类污染晕运移分布图

图 5.2-4 情景 2：100 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-5 情景 2：1000 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-6 情景 2：1825 天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，储罐发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、100d、1000d、1825d 的污染晕超标范围分别为 $64.99m^2$ 、 $4546.61m^2$ 、 $35682.78m^2$ 、 $60386.24m^2$ ，影响范围分别为 $72.58m^2$ 、 $5311.24m^2$ 、 $42270.37m^2$ 、 $73561.42m^2$ ，污染物的迁移对地下水有一定影响，但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中 1d 的影响范围在厂界内，不会影响范围到外环境。本工程井场储罐基座采取了必要的防渗措施，井场设有值班人员，故在储罐发生泄漏后，建设单位可在 1 天内立即发现并采取切断措施，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污染物，避免出现泄漏的

污染物运移至井场外。综上，建设单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准、《农田灌溉水质标准》（GB 5084-2021）表一早地作物标准后用于井场及道路降尘，不外排，对环境的影响较小。退役期井场拆除采气设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

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

5.2.5 地下水环境评价结论

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

（2）本次地下水评价，对本工程运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

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

5.3 地表水环境影响评价

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

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

本工程施工期施工人员租用当地农户,不设置施工营地。

一般施工活动产生的废水,来源于施工拌料、清洗机械和车辆产生的废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油,因此施工场地产生的施工废水通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水,沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

根据工程分析,本工程运营期产生的废水主要有生产废水、采出水、井下作业废水和生活污水。

根据项目设计方案,项目采出水约 $2\text{m}^3/\text{a}$,主要污染物为悬浮物、石油类、无机盐类等。采出水随油气混合物拉运送至博孜处理厂污水处理系统处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

本工程气相经分离器分离后进入油气分离流程进行处理,会脱离出少量的含油废水。根据可研资料和类比分析,本工程天然气处理过程约产生 $0.5\text{t}/\text{a}$ 的废水,产生的废水由罐车拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

本工程井下作业废水产生量为 $25.29\text{t}/\text{井}\cdot\text{次}$,井下作业每2年1次计算,则单井井下作业废水为 $12.645\text{t}/\text{a}$,两口井共计 $25.29\text{t}/\text{a}$ 。井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

采取上述水污染控制措施后,本工程废水不外排,本工程生产废水、采出水、井下作业废水不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效,对水环境的影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

本工程退役期拆除设备、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

本工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，且本工程场地及周边临近区域无地表水体分布，因此本工程的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

项目地表水环境影响评价自查表见表 5.3-1。

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 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 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

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

(1) 地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

施工过程中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都

会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场的施工场地等都存在这种影响。

（2）永久基本农田影响分析

本工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田。施工过程中，严禁对本工程周围分布的永久基本农田进行人为扰动。

（3）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。施工期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要为井场建设。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 土壤污染途径

本工程为油气开采项目，运营期主要以污染影响为主。运营期本工程天然气外输、凝析油罐车拉运，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下凝析油、含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合本工程特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

气田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的凝析油、含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，气田生产中一定要严防凝析油泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对凝析油、含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自

净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.4.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为凝析油拉运及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本工程生产废水和井下作业废水得到妥善处置，凝析油拉运严格遵守规章制度，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控。

5.4.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，凝析油多功能储集器中凝析油进入表层土壤中。初步估算，预计 1h 泄漏的量为 1.67m³。凝析油中的矿化度为 172000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=1.67m³×172000mg/L=287240g。

本次预测采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b——表层土壤容重，kg/m³；

A——预测评价范围，m²；

D——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n——持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S_b——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

本工程所处区域气候干燥，年降雨量较小，本工程考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心20m×20m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.5 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为8.1g/kg。预测年份为0.027a（10天）。

根据上述计算结果，在10天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.0025g/kg，叠加现状值后的预测值为15.7025g/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

考虑事故状态下，影响途径主要为运营期井场污染物以垂直入渗方式进入土壤环境。本次预测采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录E.2.2中预测方法，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数， m^2/d ；

q ——渗透速度， m/d ；

z ——沿 z 轴的距离， m ；

t ——时间变量， d ；

θ ——土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

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

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

④模型边界条件的概化

土壤类型概化, 结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果, 将预测储罐底部以下土壤概化为一层, 埋深 300cm 土层。

⑤边界条件

模型为一维垂向模型, 上边界概化为稳定的污染物定压力水头补给边界, 下边界为自由排水边界。

⑥预测分析结果

非正常状况下凝析油多功能储集器破损泄漏, 凝析油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移, 预测时段 T1~T5 分别为 1d、10d、30d、100d、365d, 观测点 N1~N5 距储罐底部深度分别为 10cm、20cm、50cm、100cm、200cm, 污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~2。

图 5.4-1 不同深度观测点石油类浓度穿透曲线图

图 5.4-2 石油类在不同水平年沿土壤迁移情况图

由上述土壤预测结果可知, 土壤深度在 10cm 的时候, 污染物浓度最快达到峰值, 在 365d 时污染物浓度出现最高值。而土层深度在 200cm 的土壤, 在 365 天时污染物浓度达到最高。说明最表层土壤最快被污染物污染, 浓度也最高。而深度达到 200cm 处的土壤 125 天内被污染的程度较低。污染物泄漏 1d 时, 在最表层 0cm 的土壤被污染的程度最大, 被污染的土壤深度达 16cm。随着污染时间的持续增加, 污染天数达到 365d 时, 表层土壤的污染物将全部被污染, 而被污染的土层深度也将随着时间的增加而增加, 污染物最深可达 200cm 处的土层。

由以上分析可以看出, 发生泄漏后, 最先污染表层土壤, 落地油积存于表层

会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，本工程经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程储罐区进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，本工程对土壤环境影响很小。

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

综上，本工程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。如果发生装置泄漏等事故，泄漏的凝析油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

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，生活污水、固体废物均妥善处理的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本工程为试采工程，天然气采用密闭流程，凝析油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，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。如果发生凝析油多功能储集器泄漏等事故，泄漏的凝析油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化

性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免本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

土壤环境影响自查表详见表 5.4-1。

表 5.4-1 土壤环境影响自查表

	工作内容	克拉苏气田阿瓦区块试采方案				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(1.412) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 (内)、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>					
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ;b) <input checked="" type="checkbox"/> ;c) <input checked="" type="checkbox"/> ;d) <input type="checkbox"/>				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	20cm	
	现状监测因子	柱状样点数	3	/	0~0.5m,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）基本工程 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本工程 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分					
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 <input type="checkbox"/> ；影响程度 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测结论	达标结论： a) <input type="checkbox"/> ； b) <input type="checkbox"/> ； c) <input checked="" type="checkbox"/>				

		不达标结论： a) <input type="checkbox"/> ； b) <input type="checkbox"/>			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		井场	石油烃	1次/3年	
	信息公开指标				
	评价结论	项目区占地范围主要土壤类型是潮土。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运营期一般影响较小。			
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。					

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘影响分析

施工扬尘污染主要来自场地平整和车辆运输过程。地基路基开挖及土地平整等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；水泥、砂石及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；灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；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。本工程的土方运输量较大，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。本工程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。

施工期由于地面建筑施工，区块内大量出入中型车辆，车辆行驶的扬尘污染较重，要求采用洒水降尘，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，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) 焊接废气影响分析

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接废气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3) 施工机械废气及运输车辆尾气影响分析

在油气田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO₂、NO_x、CmHn 等。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。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，对周围大气环境的影响是有限的，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

(1) 常规气象资料分析

温宿县地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，属暖温带大陆干旱性气候。夏季炎热，冬季干冷，昼夜温差大，降雪、降雨量少，气候干燥，日照时间长，光热气候资源丰富。多年平均风速为 1.5m/s，最大风速为 2.1m/s，全年盛行东北风。年平均气温为 11.4℃，夏季最高气温 25.2℃，冬季最低气温-7.4℃。

(2) 风向、风速

①全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。本次环评采用温宿县气象站的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析。温宿县气象站的年平均风速为 1.5m/s，其中以 5 月份风速最大（2.1m/s），以 11 月、12 月、1 月份风速最小（1.1m/s），区域各月平均风速统计见表 5.5-2。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.5-2。

②月平均温度及风速

1月平均温度统计

月平均温度统计见表 5.5-1 及图 5.5-1。

表 5.5-1 平均温度月变化统计表 单位：℃

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
温度	-7.4	-0.8	7.9	15.9	20.5	24.0	25.2	23.9	19.1	11.2	2.6	-5.0	11.4

图 5.5-1 平均温度月变化统计图

由表 5.5-1 和图 5.5-1 可见，温宿县气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月、2 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为-7.4℃；夏季 7 月温度最高，平均气温为 25.2℃。

II 月平均风速统计

月平均风速统计见表 5.5-2 及图 5.5-2。

表 5.5-2 平均风速的月变化统计表 单位：m/s

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
风速	1.1	1.4	1.6	1.9	2.1	2.0	1.8	1.7	1.5	1.2	1.1	1.1	1.5

图 5.5-2 平均风速的月变化统计图

由表 5.5-2 及图 5.5-2 可知，温宿县近 20 年平均风速为 1.5m/s，5 月风速最大，平均风速为 2.1m/s，11 月到次年 1 月份平均风速最低为 1.1m/s。

III 风频、风向

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.5-3，近 30 年风频玫瑰图见图 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
1月	3	2	9	6	6	1	2	1	1	1	7	5	6	2	2	1	47
2月	3	0	10	8	5	1	2	0	2	1	11	9	5	1	0	1	41
3月	3	1	15	10	11	1	1	0	2	2	7	4	6	1	1	1	32
4月	8	3	11	13	12	2	3	1	3	2	8	5	5	1	1	2	21
5月	11	4	12	8	11	3	4	2	3	2	7	2	4	1	2	2	22
6月	11	4	10	9	10	2	5	2	4	2	6	2	5	1	4	2	21
7月	10	3	10	8	8	3	5	2	4	1	4	3	5	2	3	3	24
8月	11	3	8	8	12	2	6	2	4	1	2	1	3	1	2	2	31
9月	6	2	10	10	10	1	4	2	2	2	4	2	2	1	1	1	41
10月	3	1	8	8	9	1	1	1	1	1	5	4	3	1	1	0	52
11月	1	1	7	6	5	1	1	0	1	1	10	7	5	0	1	0	53
12月	2	1	8	5	4	0	1	1	1	1	7	7	6	0	1	0	54
全年	6	2	10	8	9	2	3	1	3	1	7	4	5	1	2	1	37

图 5.5-3 温宿县全年风频玫瑰图

由表 5.5-3 分析可知，温宿县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 E 风向。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

5.5.2.2.1 有组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

本工程井场设置加热炉共计 2 台，功率为 200kW，燃料为天然气处理后的干气。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO₂ 利用导则推荐模式分别计算加热炉和燃气发电机最大地面浓度占标率。估算模型参数见表 5.5-4，污染物排放参数见表 5.5-5。

表 5.5-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	-
最高环境温度/°C		25.2
最低环境温度/°C		-7.4
土地利用类型		果园、水浇地、农村道路和采矿用地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 5.5-5 运营期有组织大气污染物排放参数一览表

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	阿瓦 3 井加热炉(200kW)	***	***	1013	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM ₁₀	0.0051
												SO ₂	0.0047
												NO _x	0.0443
2	阿瓦 5 井加热炉	***	***	1008	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM ₁₀	0.0051

(200kw)												SO ₂	0.0047
												NO _x	0.0443

(2) 预测结果

本工程估算结果见表 5.5-6。

表 5.5-6 有组织估算模式预测污染物扩散结果

序号	名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	阿瓦 3 井 井场加热 炉烟气	PM ₁₀	1.3402	450	0.30	0.54	99
		SO ₂	1.1794	500	0.24		
		NO _x	1.3402	250	0.54		
2	阿瓦 5 井 井场加热 炉烟气	PM ₁₀	1.3402	450	0.30	0.54	99
		SO ₂	1.1794	500	0.24		
		NO _x	1.3402	250	0.54		

由表 5.5-6 可知，井场加热炉有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 1.3402μg/m³，占标率 0.54%。二氧化硫最大落地浓度 1.1794μg/m³，占标率 0.24%。烟尘最大落地浓度 1.3402μg/m³，占标率 0.30%，D10%均未出现。

预测结果表明，本工程正常工况下排放的 SO₂、NO_x、颗粒物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值。

5.5.2.2.2 无组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

运营期本工程产生的无组织大气污染物主要为油气开采和处理过程中的烃类无组织挥发。

根据工程分析，本工程运营期井场产生的无组织排放污染物参数见表 5.5-7。

表 5.5-7 主要无组织废气污染源参数一览表（阿瓦 3 井为代表）

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	与正北向夹角 (°)	面源有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	评价因子	排放速率 (kg/h)
		经度 (°)	纬度 (°)									
1	井场无组织废气	***	***	1013	110	120	15	8	7920	正常	非甲烷总烃	0.3975
		***	***								硫化氢	0.00002
2	多功能储集器小呼	***	***	1013	110	120	15	8	7920	正常	非甲烷	0.2876

	吸废气										总烃	
3	多功能储集器大呼吸废气	***	***	1013	110	120	15	8	7920	正常	非甲烷总烃	0.4157
4	混烃储罐小呼吸废气	***	***	1013	110	120	15	8	7920	正常	非甲烷总烃	0.0648
5	混烃储罐大呼吸废气	***	***	1013	110	120	15	8	7920	正常	非甲烷总烃	0.0117

(2) 预测结果

本工程井场产生的无组织废气预测结果见表 5.5-8。

表 5.5-8 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 (无组织)

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	102.3700	5.12	6.42	199	-
		硫化氢	0.0062	0.06			
2	多功能储集器小呼吸废气	非甲烷总烃	88.8350	4.44		83	-
3	多功能储集器大呼吸废气	非甲烷总烃	128.4100	6.42		83	-
4	混烃储罐小呼吸废气	非甲烷总烃	20.0220	1.00		83	-
5	混烃储罐大呼吸废气	非甲烷总烃	3.6139	0.18	83	-	

根据表 5.5-8 预测结果可知：

①井场无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 10%，最大落地浓度井场无组织排放的非甲烷总烃，最大落地浓度 102.3700μg/m³，最大占标率 6.42%。

②预测结果表明，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³ 的要求。

③无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风 199m 范围内，无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.5.2.2.3 大气环境影响分析

(1) 有组织排放挥发性有机物环境影响分析

本工程加热炉采用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。加强例行监测，保证加热炉烟气的达标排放。

(2) 无组织排放挥发性有机物环境影响分析

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

本工程油气处理采用密闭装车鹤管, 井口密封并设紧急截断阀, 可有效减少烃类气体的挥发量。

凝析油在储运过程中, 废气主要来源于罐区储罐中自然挥发的油气, 属于连续性面源污染, 即装油、泄油及油品的储存过程中的呼吸及装运中无组织排放。根据可研, 凝析油储罐上部设有安全阀, 挥发的油气超过安全阀设定压力后, 经安全阀后的管线输至站内天然气脱水装置进口管线进行处理, 凝析油装车采用密闭装车工艺, 可有效减少 VOCs 的产生。另外还可采取储罐罐体保温, 减少罐内温差的变化, 从而大大地降低了气体的蒸发损耗, 罐体外表使用浅色涂层, 来控制 and 减少 VOCs 的挥发排放。科学规划运输路线, 尽量避开村庄等敏感区域, 减少运输过程中对村庄等敏感区域的影响。

综上, 本工程运营期对区域大气环境质量造成一定影响。类比其他油田, 运营期油田内的 VOCs 一般满足环境标准要求, 影响在可接受范围内。

5.5.2.3 非正常排放影响分析

(1) 非正常废气源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常、环保设施不能正常运行等非正常工况的污染物排放。

本工程油气开采过程中设置了放空系统, 当单井来液压力过高时, 单井来液可通过多功能集油器进行气液分离, 分离出的气相通过放空管由放空火炬向外排放。非正常工况下污染物源强情况见表 5.5-9。

表 5.5-9 非正常工况下污染物排放一览表

名称	排气筒底部中心坐标		底部海拔 (m)	火炬等效高度 (m)	等效出口内径 (m)	烟气温度 (°C)	等效烟气流速 (m/s)	年排放小时数 (h)	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率 (kg/h)		
	经度 (°)	纬度 (°)								燃烧物质	燃烧速率 (kg/h)	总热释放速率 (cal/s)	非甲烷总烃	NO _x	SO ₂
火炬	***	***	1013	19.9	0.98	1000	20	48	正常	天然气	990	2194296.5	1.98	53.46	36.63

(2) 非正常工况影响分析

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 5.5-10。

表 5.5-10 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	放空火炬	非甲烷总烃	4.47	0.22	60.43	279
		SO ₂	82.80	16.56		
		NO ₂	120.85	60.43		

由表 5.5-10 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 4.47μg/m³，占标率为 0.22%；SO₂ 最大落地浓度为 82.80μg/m³，占标率为 16.56%；NO₂ 最大落地浓度为 120.85μg/m³，占标率为 60.43%。

本工程阿瓦 3 井北侧距离阿克布拉克 1.4km，距离村庄相对较近。根据非正常工况预测结果，当井场出现超压放喷时，最近的村庄所在区域硫化氢、非甲烷总烃浓度均达标，但达标距离与村庄较近，将对生活的居民产生一定的影响。

由以上分析可知，本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，确保站场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.2.4 大气污染物核算

本工程运行期大气污染物排放量见表 5.5-11。

表 5.5-11 本工程大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
有组织排放						
1	加热炉	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)	50	0.074
		NO _x			200	0.702
		颗粒物			20	0.08
		NMHC			/	0.063
无组织排放						
2	井场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	厂界外 4.0mg/m ³	12.658
3		H ₂ S				

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

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

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-12。

表 5.5-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2025) 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	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <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	预测模型	AERM	ADMS	AUST	EDMS/	CALP	网格模	其他

气 环 境 影 响 预 测 与 评 价		OD□	□	AL200 0□	AEDT□	UFF□	型□	<input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥50km □	边长 5~50km□			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子 (SO ₂ 、NO ₂)				包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本工程} 最大占标率>100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10%□			C _{本工程} 最大占标率>10%□			
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30%□			C _{本工程} 最大占标率>30%□			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	c _{非正常} 占标率≤100%□			c _{非正常} 占标率>100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□				C _{叠加} 不达标□			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k>-20%□				
环 境 监 测 计 划	污染源监测	监测因子: (NMHC)		有组织废气监测□ 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测□				
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测□				
评 价 结 论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受□							
	大气环境防护距离	距厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.074) t/a	NO _x : (0.702) t/a		颗粒物: (0.08) t/a	有组织 VOCs: (0.063) t/a 无组织 VOCs: (12.658) t/a			

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、场地平整、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。

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见表 5.6-1。

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

机械	不同距离处的噪声贡献值 dB (A)									
	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
柴油发电机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45

钻机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45
泥浆泵	100	80	74	68	62	60	54	48	42	40
运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

根据表 5.6-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，昼间距施工设备 80m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间限值，夜间距施工场地 400m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）夜间限值。施工期的噪声源均为暂时性的，本工程施工区周围无村庄等声环境敏感目标，本工程施工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程度。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 运营期主要噪声源

本工程运营期噪声源主要为井场泵撬等设备运转噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.6.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

本工程产噪设备主要包括井场采气树、泵类等设备。

（一）预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减, dB。

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

式中: $L_p(r)$ ——预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级, dB;

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

A_{div} ——几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} ——地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_{pi}(r)$ ——预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i ——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

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

A_{div} ——几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T ——用于计算等效声级的时间，s；

N ——室外声源个数；

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M ——等效室外声源个数；

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} ——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

(二) 噪声源参数的确定

本工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，井场噪声源噪声参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强(dB(A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	井场	采气树				85	基础减振	昼夜
2		加热炉				90	基础减振	昼夜
3		分离器				85	基础减振	昼夜

(三) 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 井场噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	47.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

	南场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	39.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	37.1	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贡献值昼间、夜间为 37.1~47.7dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响，本工程周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

5.6.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB (A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，且本工程周边无声环境敏感目标，不会造成噪声污染。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括泵撬等设备运转噪声，以及井下作业噪声等。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.6.5 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

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

注：“”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

(1) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程站内管线 0.1km，施工废料产生量约为 0.02t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由第三方来运至大北固废填埋场填埋处置，合规处置。

(2) 土石方平衡

本工程挖方量 1.02 万 m³，填方量 1.02 万 m³，无借方、弃方。本工程场平

高度约为 0.5m，开挖量为 10200m³，全部用于回填，场地平整。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、清罐底泥、废润滑油和生活垃圾等。

(1) 危险废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本工程建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

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

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收。按照单井落地凝析油产生量约 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。严格按照《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。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），按《塔里木油田分公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置。

②废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1~2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程产生废弃防渗布最大量约 1t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，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，不在井场贮存，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清罐底泥

清罐底泥主要来自井场储罐和油气分离流程排污罐。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），落地油废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。根据油田资料类比分析，预计回收油泥0.1t/a。清罐底泥直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（2）生活垃圾

本工程运营期无新增定员，无新增生活垃圾。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期，井场拆除的井架、井构筑物等钢质材料，清洗油污后可回收利用。

5.7.4 固体废物影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，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

（1）建设项目风险源调查

本工程施工期和运营期涉及的主要危险物质为天然气、凝析油、混烃和柴油，涉及的风险为运营期井场设备、储罐破损造成的天然气、凝析油的泄漏。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

序号	风险单元	存储单元	危险物质名称	存储装置参数
1	井场工艺装置区	进站分离器	凝析油、天然气	DN1200mm×4800mm
2		高压分离器	凝析油	11MPa
3		闪蒸分离器	天然气	80m ³ 1.2MPa
4		过滤分离器橇	天然气	-
5		低温分离橇	天然气	DN1000×4800mm PN100
6	井场储罐区	多功能储集器	凝析油	80m ³
7		混烃储罐	混烃	4m ³
8		柴油储罐	柴油	20m ³

5.8.2 环境风险潜势初判

(1) P 的分级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 5.8-2。

表 5.8-2 本工程重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	/	2500
2	天然气（甲烷）	74-82-8	10
3	混烃（戊烷）	109-66-0	10

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁, q₂, …, q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, …, 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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程危险物质辨识结果详见表 5.8-3。

表 5.8-3 本工程风险单元 Q 值一览表

序号	风险单元	存储单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	该种危险物质 Q 值
----	------	------	--------	-------	--------------------------	-----------------------	------------

1	井场工艺装置区	进站分离器	凝析油	-	6.089	2500	0.002
			天然气	74-82-8	0.12	10	0.012
2		高压分离器	凝析油	-	6.089	2500	0.002
3		闪蒸分离器	天然气	74-82-8	0.009	10	0.001
4		过滤分离器橇	天然气	74-82-8	0.005	10	0.0005
5		低温分离橇	天然气	74-82-8	0.005	10	0.0005
7	井场储罐区	4座 80m ³ 多功能储集器	凝析油	-	250.336	2500	0.1
8		2座 4m ³ 混烃储罐	混烃	109-66-0	4.257	10	0.4257
9		2座柴油储罐	柴油	-	36	2500	0.0144
ΣQ							0.8121

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.8121$ ， $Q < 1$ ，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》（HJ169-2018）相关要求，本工程环境风险评价工作等级为简单分析，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

(2) 环境敏感目标

本工程环境风险评价工作等级为简单分析，环境风险评价范围参照大气环境影响评价范围，主要环境敏感目标为工程周边的村庄，本工程距离最近的阿克布拉克村 1.4km。

5.8.3 环境风险识别

本工程涉及的主要风险物质为天然气、凝析油、柴油、混烃，存在于井场设备、储罐内。风险物质危险特性见表 5.8-4

表 5.8-4 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	易燃气体	井场设备、储罐
2	凝析油	可燃液体	井场设备、储罐
3	柴油	可燃液体	储罐
4	混烃	易燃气体	储罐

①天然气

阿瓦区块油藏中的天然气平均相对密度为 0.663；甲烷平均含量为 79.81%，N₂ 平均含量为 2.37%，CO₂ 平均含量为 1.04%。天然气理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>危险性类别：第 2.1 类易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</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。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p>			

	<p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8°C
	沸点	-161.4°C	闪点	-218°C
	熔点	-182.6°C	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164°C）； 相对蒸气密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%（V%）	引燃温度	537°C
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
毒理学资料	<p>LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。</p>			
生态学资料	<p>其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</p>			
运输信息	<p>运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。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。</p>			

②凝析油

阿瓦区块油藏中的凝析油地面密度平均为 0.7724g/cm³；运动粘度平均为 1.74mm²/s；含硫量为 0.04%；含蜡量一般为 2.72%，凝固点为 6.5°C。根据凝析

油物性分类标准，预测凝析油属于低密度、低粘度、低含硫、高含蜡的凝析油。凝析油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-6。

表 5.8-6 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	凝析油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%~87%和 11%~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长间接接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皴裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。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、上风风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使	

	用洁净的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。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：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。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。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。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。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和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，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、通风设备。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>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</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>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学资料	<p>有毒。凝析油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD50：>4300mg/kg（大鼠经口）</p> <p>LC50：无资料</p>			
生态学资料	<p>生态毒理毒性：凝析油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将凝析油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：凝析油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/</p>			

	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃物处置	废弃物性质：危险废物。 废物处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
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（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

③柴油

本工程柴油发电机作为备用电源，柴油作为发电和提供动力的燃料。本工程单井井场内配备各 1 个立式柴油储罐（20m³），日常储量 18t。柴油为能源燃料，其毒性主要有麻醉和刺激作用，柴油的理化性质及危险特性见表 5.8-7。

表 5.8-7 柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名：柴油	英文名：dieseloil;dieselfuel
理化性质	外观与现状：稍有粘性的浅黄至棕色液体	
	主要成分：烷烃、芳烃、烯烃等	
	熔点（℃）：< -35~20	沸点（℃）：280~370
	相对密度（水=1）：0.8~0.9	禁忌物：强化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	电阻率（欧·米）：1012	
危险特性	危险性类别：丙 A 类易燃液体	燃烧性：易燃
	自然温度（℃）：257	闪电（℃）：易燃
	爆炸下限（%）：1.5	爆炸上限（%）：4.5
	燃烧热（KJ/kg）43732	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。	
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	

④混烃

表 5.8-8 混烃理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名：混烃（戊烷）	分子式：-	相对分子量：-
----	------------	-------	---------

	英文名： -	UN 编号： 1075	CAS 号： 109-66-0
	危险性类别： 第一类， 易燃气体		危险货物编号： 21053
理化性质	外观与性状： 无色无臭气体	饱和蒸汽压（KPa）： 840（20℃）	
	时间加权平均容许浓度（mg/m ³ ）： 1000	沸点（℃）： -12-4	
	溶解性： 不溶于水	PC-STEL（短间接接触容许浓度）（mg/m ³ ）： 1500	
	健康危害与急救措施： 主要侵犯中枢神经系统。急性液化气轻度中毒主要表现为头昏、头痛、咳嗽、食欲减退、乏力、失眠等；重者失去知觉、小便失禁、呼吸变浅变慢。		
	其他防护： 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。		
	生态学： 该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。		
	燃烧爆炸危险性	燃烧性： 易燃	爆炸上限（V%）： 33
闪点（℃）： -80-60		爆炸下限（V%）： 5	
燃烧热（kJ/mol）： -		自燃温度： 426-537	
危险特性： 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源或明火有燃烧爆炸危险。比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇点火源会着火回燃			
燃烧分解产物： 一氧化碳、二氧化碳。			
稳定性： 稳定		聚合危害： 不聚合	
禁忌物： 与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应			
安全措施	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。		
	一般要求： 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。密闭操作，避免泄漏，工作场所提供良好的自然通风条件。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。		
	生产、储存、使用液化石油气的车间及场所应设置泄漏检测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服，工作场所浓度超标时，建议操作人员应该佩戴过滤式防毒面具。可能接触液体时，应防止冻伤。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，设置整流装置与压力机、动力电源、管线压力、通风设施或相应的吸收装置的联锁装置。储罐等设置紧急切断装置。避免与氧化剂、卤素接触。		
生产、储存区域应设置安全警示标志。在传送过程中，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。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
操作安全：（1）液化石油气槽车装卸作业时，凡有以下情况之一时，槽车应立即停止装卸作业，并妥善处理：附近发生火灾；检测出液化气体泄漏；液压异常；其他不安全因素。（2）充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。			

储存安全：（1）应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。照明线路、开关及灯具应符合防爆规范，地面应采用不产生火花的材料或防静电胶垫，管道法兰之间应用导电跨接。压力表必须有技术监督部门有效的检定合格证。储罐站必须加强安全管理。站内严禁烟火。进站人员不得穿易产生静电的服装和穿带钉鞋。进站机动车辆排气管出口应有消火装置，车速不得超过 5km/h。液化石油气供应单位和供气站点应设有符合消防安全要求的专用钢瓶库；建立液化石油气实瓶入库验收制度，不合格的钢瓶不得入库；空瓶和实瓶应分开放置，并应设置明显标志。储存区应备有泄漏应急处理设备。（2）液化石油气储罐、槽车和钢瓶应定期检验。（3）注意防雷、防静电，厂（车间）内的液化石油气储罐应按《建筑物防雷设计规范》（GB50057）的规定设置防雷、防静电设施。

运输安全：（1）运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。（2）槽车运输时要用专用槽车。槽车安装的阻火器（火星熄灭器）必须完好。槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。（3）车辆运输钢瓶时，瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放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。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有人看管。发生泄漏或火灾要到安全地方进行灭火或堵漏。

（4）输送液化石油气的管道不应靠近热源敷设；管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志；液化石油气管道架空敷设时，管道应敷设在非燃烧体的支架或栈桥上。在已敷设的液化石油气管道下面，不得修建与液化石油气管道无关的建筑物和堆放易燃物品；液化石油气管道外壁颜色、标志应执行《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB7231）的规定。

【急救措施】

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，立即输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸并就医。

皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。

【灭火方法】

切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。

灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水。

【泄漏应急处置】

消除所有点火源。根据气体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；静风泄漏时，液化石油气沉在底部并向低洼处流动，无关人员应向高处撤离。建议应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电、防寒服。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。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。

作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的

	初始疏散距离应至少为 800m。
防护措施	<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：一般不需要特殊防护，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>其他防护：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>

5.8.3.1 生产系统危险性识别

根据本工程工艺流程及平面布置功能分区，并结合物质危险性识别，确定生产系统危险性识别结果见表 5.8-7~8。

(1) 施工期危险因素识别

施工期危险因素及可能产生的事故见表 5.8-7。

表 5.8-7 施工期主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；导致设计不准确，钻井液密度低于地层孔隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	设备失效导致井喷
3	防喷器有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
6	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
7	未及时发现溢流显示或发生后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
8	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
9	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

(2) 运营期危险因素识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中采油、油气处理等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害

和环境影响可见表 5.8-8。

表 5.8-8 运营期主要危险及有害因素分析

危险单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
储罐	火灾爆炸、物理爆炸	操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致火灾、爆炸事故	天然气及油品泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水
工艺装置	火灾爆炸	设备穿孔、破裂，导致天然气泄漏，引发的火灾、爆炸事故		

5.8.3.2 危险物质向环境转移的途径识别

本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、储罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、井场工艺装置区、井场储罐区发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-9。

表 5.8-9 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、采油过程	天然气、凝析油	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②凝析油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气、土壤、地下水	
	井漏	采气、采油过程	采出液	固井套管下入深度不够或固井质量不好。引起油气上窜造成地下水水质污染。	地下水	
	泄漏	储罐区	进站分离器	凝析油	①罐体破损后，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②凝析油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水。	大气、土壤、地下水
		高压分离器				
		闪蒸分离器、过滤分离器橇、低温分离器橇	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	采气、采油	伴生及次	油气泄漏遇明火发生火灾或爆炸，	大气		

	爆炸	过程	生污染物	污染大气，同时破坏周围地表植被。	
	泄漏	回收过程	天然气	天然气发生泄漏，气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气。	大气
	火灾爆炸		伴生及次生污染物	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。	大气
	泄漏	混烃罐	凝析油	混烃泄漏，易挥发，烃类气体会污染大气，液体会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生及次生污染物	混烃发生泄漏，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

5.8.3.3 风险识别结果

根据本工程所涉及的危险物质及生产系统危险性识别结果，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期储罐及设备发生破损造成天然气及凝析油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏凝析油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.8.4 环境风险事故情形分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤环境以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程区周围分布有村庄，发生风险事故时，应采取环境风险防范措施，确保风险事故对居民区人员影响程度可控。

(2) 对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的凝析油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。凝析油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，凝析油影响深度一般为 0~20cm，同时油田区域气候干旱

少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏凝析油不会进入地下含水层污染地下水。

(3) 对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，大量油、水飞溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用。石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要是对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

5.8.4.3 液体储罐泄漏事故影响分析

天然气毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。但天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5%~15%（体积百分含量），当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸。天然气泄漏引发火灾事故时，不完全燃烧产物 CO、烟尘将会对周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。

储罐泄漏的石油类污染物进入土壤后，易与土壤成分结合，渗入土壤空隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地和结构发生改变，影响土地功能，进而影响植被的生长，影响局部的生态环境，及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境而不会造成大面积的区域性污染。

5.8.4.4 油气罐车运输风险事故分析

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，油气拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内凝析油溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。油气罐车运输过程中合理规划运输路线，严禁进入村庄。

5.8.4.5 危险废物运输风险事故分析

本工程运营期的危险废物有落地油、清罐底泥、废润滑油。危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的，泄漏的危险废物，会对周围环境空气、水体、土

壤和植被造成一定的不利影响。

5.8.4.6 对大气环境的影响分析

(1) 井场储罐、混烃罐泄漏对大气环境的影响

本工程单座井场设置 2 座 80m³ 多功能储集器，设置 4m³ 混烃储罐 1 座，多功能储集器和混烃储罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的凝析油/混烃会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本工程油类物质在井场内的储量较小，火灾或爆炸产生的 CO 浓度较低，工程区周围有部分村庄分布，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。

(2) 天然气泄漏及火灾事故影响分析

生产设施发生泄漏事故时，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，因此在设施发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。本工程所在区域气藏的天然气中甲烷含量很高，在发生天然气泄漏的安全事故时，散逸到环境空气中的天然气（主要为甲烷成分）在特定气象条件下，会在泄漏点附近的环境空气中形成很高浓度，但其造成的结果是形成可能发生火灾爆炸的区域，这种结果更多的属于安全风险事故。由于甲烷对人体基本无毒，因此在泄漏事故发生后不会造成严重的环境污染灾害事故。

发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气或混烃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。火灾除以直接产生的热量破坏形式外还会产生次生危害，产生有害气体 CO、烟尘、NO_x 等，产生大量的消防废水。

5.8.4.7 对地下水的环境影响分析

井场多功能储集器及混烃储罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层

地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

5.8.4.8 对土壤环境的影响分析

本工程井场多功能储集器及混烃储罐发生泄漏，泄漏的油品进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。在油田开发过程中，应做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

综上所述，本工程发生油类物质泄漏事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.9 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是凝析油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的凝析油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 井喷事故风险预防措施

(1) 严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地降低井喷事故的发生。

(2) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

(3) 按规定进行井场设备维修、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) 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。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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2 井漏事故风险防范措施

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

(2) 设置地下水监测井，定期对工程区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.5.3 井场风险防范措施

(1) 平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，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) 井场内的装置区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

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

(6) 井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，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火炬系统燃烧后排放，不允许就地排入大气；储罐区周围设置防火堤。

(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。

5.8.5.4 液体储罐的风险防范措施

(1) 按生产工艺合理划分和安全布局，各生产设施间满足规定的防火间距。

(2) 本工程自动化程度高，由控制中心进行统一监控和管理，遇有紧急情况或事故发生，可实现紧急控制和切断，提高系统的可靠性和安全性。

(3) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。爆炸危险区域内的所有电气设备全部选用防爆型，并满足相应的防爆等级和组别。

(4) 运营期井场使用火炬，泄放燃烧超压天然气。

(5) 运营期井场的储罐区外围设 0.5m 高围堰，C20 混凝土浇筑。储罐区下方按一般防渗要求防渗。

(6) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查，消除事故隐患。

(7) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

5.8.5.5 柴油罐泄漏事故风险防范措施

(1) 选用质量、防腐措施合格的储罐。安装过程中焊接要经过 100% 的探伤，安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。储罐在投用前，必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

(2) 在柴油储罐区严格用火管理；采用有效的避雷装置和接地装置等防止雷电的措施。

(3) 加强柴油储罐的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

5.8.5.6 天然气、凝析油运输风险措施

(1) 罐车是天然气和凝析油的运输工具，必须认真执行《压力容器安全技术监察规程》及原劳动部颁发的《液化气体汽车罐车安全监察规程》以及相关运行安全规范的有关条款。

(2) 罐车必须有材质分析、探伤检查、热处理、水压试验和气密试验等技术资料，并有合格证书，旧罐车应按期检查。

(3) 安全阀、压力表、液位计、进出口阀、手动放空阀、压力表经过校验并有铅封。

(4) 色别、标志必须清楚。

(5) 罐车必须定期检验。检验间隔是：每 6 年进行 1 次全面检验，每年进行 1 次年度检验。

(6) 使用过程中, 在任何情况下, 必须留有不少于最大充装重量 0.5% 或 100kg 的余量, 且余压不低于 0.1MPa。

(7) 罐车检修必须严格执行有关安全检修制度、安全动火制度以及防火防爆安全技术规程的规定。

(8) 罐车每次充装, 都应按规定的表格认真填写充装记录。

5.8.5.7 危险废物运输风险防范措施

(1) 运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

(2) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护, 保证其正常运行和使用。

(3) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

(4) 转移危险废物时, 必须按照规定填危险废物转移联单, 并向危险废物移出地和接收地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。

(5) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运。

(6) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时, 必须经过消除污染的处理, 方可使用。

(7) 运输危险废物的人员, 应当接受专业培训; 经考核合格后, 方可从事运输危险废物的工作。

(8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(9) 运输时, 发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害, 及时通报给附近的单位和居民, 并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告, 接受调查处理。

5.8.6 环境风险管理

(1) 环境风险人员管理

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。

(2) 环境风险应急预案

塔里木油田博大采油气管理区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在当地生态环境主管部门备案。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入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。

5.8.7 环境风险分析结论

本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、柴油、混烃，分布于工艺装置、储罐内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、储罐泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

井喷会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；井漏对地下水造成影响；多功能储集器和混烃储罐泄漏对大气、土壤、地下水造成影响。本工程在井下作业时应落实各项井场制度，降低井漏发生概率，本工程所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。博大采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-10。

表 5.8-10 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	克拉苏气田阿瓦区块试采方案			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县			
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，储罐和工艺装置内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏、储罐泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井喷会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；井漏对地下水造成影响；多功能储集器和混烃储罐泄漏对大气、土壤、地下水造成影响。			

风险防范措施要求	①设置可燃气体检测报警仪等防范设施。 ②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。 ③制定环境风险应急预案，定期演练。
结论：本工程所涉及的危险物质包括天然气和凝析油，分布于储罐和工艺装置内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、储罐泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井喷会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；井漏对地下水造成影响；多功能储集器和混烃储罐泄漏对大气、土壤、地下水造成影响。本工程在井下作业时严格落实各项井场制度，降低井漏发生概率，本工程所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。博大采油气管理区已制定了环境风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。	

表 5.8-11 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况								
风险调查	危险物质	名称	天然气	凝析油	柴油	混烃				
		存在总量/t	0.139	262.514	36	4.257				
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 人				5km 范围内人口数 人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)				人			
	环境敏感性	地表水	地表水功能敏感性		F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input type="checkbox"/>		F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级		S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性		G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 <input type="checkbox"/>	
			包气带防污性能		D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>		D3 <input type="checkbox"/>	
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>		1≤Q<10 <input type="checkbox"/>		10≤Q<100 <input type="checkbox"/>		Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>		M3 <input type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>	
P 值		P1 <input type="checkbox"/>		P2 <input type="checkbox"/>		P3 <input type="checkbox"/>		P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>				
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>				
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>				
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>		IV <input type="checkbox"/>		III <input type="checkbox"/>		II <input type="checkbox"/>		I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>				二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>				易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>				
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>				火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>				
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>				地表水 <input type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围		m
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围		m
	地表水	最近环境敏感目标			, 到达时间 h
	地下水	下游厂区边界到达时间			d
最近环境敏感目标			, 到达时间 d		
重点风险防范措施		<p>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井下作业时要求带罐操作,最大限度避免落地油产生。按消防规定配备消防器材。③本工程环境风险应急预案依托博大采油气管理区编制的《塔里木油田博大采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号:****),定期演练。</p>			
评价结论与建议		<p>本工程所涉及的危险物质包括天然气和凝析油,分布于储罐和工艺装置内,可能发生的风险事故包括井喷、井漏、储罐泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。发生事故后,在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下,可使风险发生概率降低,不会对周围环境产生明显影响,使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。博大采油气管理区已制定了环境风险应急预案,将事故发生概率减少到最低,减少事故造成的损失,在可接受范围之内。综上所述,本工程环境风险程度属于可以防控的。</p>			
注:“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项,“ ”为填写项。					

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场

(1) 井场区域主要占地类型为天然牧草地，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，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。井场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

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

(5) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-1 施工期生态保护措施示意图

图 6.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 永久基本农田的生态保护措施

本工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田，工程施工时应采取的保护措施如下：

(1) 在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算中。尽量缩小施工影响范围，提高施工效率，缩短施工时间，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

(2) 井场平整分层回填前应清理留在土壤中的固体废物，回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

(3) 设置硬质围挡屏障：在项目边界与永久基本农田之间安装防渗型围挡（如钢板桩或混凝土墙），底部埋深至少 1m，防止施工扬尘、机械碾压和径流污染。

(4) 禁止设备、车辆和材料堆放进入农田侧 2m 范围内，设置警示标志。

(5) 设备检修区铺设防渗布等防渗材料，防止油污下渗或径流污染。

(6) 对临时堆土场覆盖防尘网，定期洒水抑尘；在农田侧开挖临时排水沟等，防止雨水携带泥沙流入农田。

(7) 在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

(8) 施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括弃渣妥善处置等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

(9) 对于临时占地，除在施工中采取措施减少对基本农田的破坏外，在施工结束后，还应做好基本农田的恢复工作，应立即实施复垦措施，应按照“等质等量”的原则进行复垦，并可与农民协商，由农民自行复垦。除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏对农作物产量的间接损失以及土壤恢复的补偿费等。

(10) 农田恢复目标：临时占用的各类农田应 100%恢复耕种，破坏的农业基础设施全部恢复或经济赔偿；永久占用的农田应“占多少、垦多少”或缴纳耕地开垦费。

(11) 按照耕地的工程范围，依法办理相关耕地占用手续。

6.1.1.3 水土流失防治措施

(1) 工程措施

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

(2) 场地平整

井场工程区场地平整：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) 限行彩条旗

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

6.1.1.4 对野生动植物的生态保护措施

(1) 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，减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(2) 在施工区域设置“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。

(3) 注意施工后的地表修复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。

(4) 建设选址尽量避免砍伐野生植物，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生动、植物。

6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

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

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，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本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油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；油田区生态环境监测范围达到100%，建立生态安全应急系统。

本工程井场施工完毕后须对临时占地进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，同时建设单位须积极配合林草部门落实“占补平衡”，维持区域林地、草地的生态功能不降低。

(4) 对新疆天山世界自然遗产地托木尔片区的生态保护措施

①需配合林草部门调查该项目建设在世界自然遗产地内的影响，包括环境噪声、空气环境及水环境等变化情况，开展持续生态和环境监测，并优化完善项目影响消减和生态环境保护措施。

②在项目建设期内及结束一年内，开展项目对遗产地托木尔片区影响评估工作，进一步优化和完善影响消减及生态环境保护措施。临时性占地的植被恢复，应使用当地原生植物种类，不得引入外来物种。

(5) 对永久基本农田的生态保护措施

①储油罐区设置围堰，建设单位根据工程实际情况在罐区地面采取防渗措施（如铺设防渗膜+混凝土地面）；

②将永久基本农田防护措施加入项目区应急预案，报送当地生态环境部门备案；

③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。

④在本工程与农田间种植耐旱灌木（如怪柳），形成缓冲带，吸附粉尘并阻隔污染物迁移。

⑤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。

⑥建立补偿机制，若监测发现农田质量下降，立即启动生态修复并对农户补偿。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

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，站场内设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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

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

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

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

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要

监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对本工程可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施。

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

6.2.1.1 源头控制措施

(1) 禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

(2) 污染物防控措施

① 施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②站内管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减少了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

③对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

(3) 其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须抬高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）的要求保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、凝析油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

(1) 防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，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），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、应急池、油罐区、危险废物暂存间等划分为重点防渗区，油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、废水池	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB18598 执行
油罐区	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参照 GB16889 执行

(2) 严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

(3) 钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部投入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

(4) 建议在泥浆循环罐周围设置约 50cm~60cm 防渗污水收集渠或事故截污沟，阻止暴雨时或其他事故情况下池水满溢外排。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、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少量采出水依托博孜处理厂水处理系统处理，经处理满足《碎屑岩油藏注

水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地下，不外排。

②定期对井场、储罐、管线的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止凝析油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③定期对站内管道进行检查，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生产井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采气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。

6.2.2.2 分区防治措施

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

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表、天然包气带防污性能分级参照表、地下水污染防渗分区参照表，提出防渗技术要求。

表 6.2-2 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 6.2-3 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 6.2-4 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	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，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、《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）及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，工程区含水层系易受到污染，结合运营期油气集输及处理过程中主要污染物及周边地下水环境敏感程度，运营期将工程区域整体划分为一般防渗区、重点防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-5 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	油气集输/井口装置区	等效防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能
重点防渗区	油气处理/试采设备区底部	等效防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能

6.2.2.3 管道刺漏防范措施

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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，自动关闭阀门。

6.2.2.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件，需在建设项目上游、项目区附近、下游各设置 1 个跟踪监测点。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)，本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-6。

表 6.2-6 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	地下水上游	孔隙潜水/ 单管单层	地下水环境背景值对照井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬等。
G2	项目区附近		地下水环境影响跟踪监测井		
G3	地下水下游		地下水环境影响跟踪监测井		

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向气田的管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，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。

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，塔里木油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 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) 按突发事故的性质、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1次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

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

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采气设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

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

本工程施工期施工人员租用当地农户，不设置施工营地。

一般施工活动产生的废水，来源于施工拌料、清洗机械和车辆产生的废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油，因此施工场地产生的施工废水通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水，沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场生产废水、

采出水、井下作业废水依托博孜天然气处理厂污水处理系统处理达标后综合利用。

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

本工程退役期拆除设备、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。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

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

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

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

(4) 施工过程中，严禁对本工程周围分布的永久基本农田进行人为扰动。

(5) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后对临时占地进行平整。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

从生产过程入手，在工艺、设备、拉油储罐等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低凝析油和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使本工程所在区域污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

①井下作业废水经专用储液罐收集后拉运至克拉苏环保工作站处理。

②加强日常巡检监管工作，定期对井场的设备、阀门及拉油储罐进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止凝析油“跑、冒、滴、漏”的发生。拉油储罐

区下方地面防渗，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s。

③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。

④发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由持有危险废物经营许可证的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程必要时开展跟踪监测工作，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况。当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程不会污染土壤环境。非正常情况下，按照环境风险章节具体内容采取措施，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣外运至生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，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。

(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，影响土壤环境。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

施工期主要废气污染为钻井废气、储层改造废气、施工扬尘、焊接废气以及施工机械及运输车辆排放的废气。

(1) 施工扬尘防治措施

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

③开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘。

④加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

⑤施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘。

⑥加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸。

⑦施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆。

⑧合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

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。

(2) 焊接废气防治措施

①在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

②施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料和设备，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

(3) 施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和保养，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆，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。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉、井场无组织废气排放及温室气体排放等。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

(1) 加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2) 加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO₂ 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放。

(3) 本工程新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》（生态环境部令第 11 号）及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

(4) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

(5) 大气敏感目标保护措施：科学规划运输路线，尽量避开村庄等敏感区域，减少运输过程中的扬尘和尾气对敏感目标的影响；大风天暂停作业，减少运输产生的扬尘和 VOCs 扩散对周围村庄等敏感目标的影响；尽量避开早晚高峰（7:00~10:00、18:00~21:00）进行拉油装车工作，避免逆温天气污染物积聚对周围村庄等敏感目标的影响。对于距离较近的其兰村建议开展定期监测。

(6) 凝析油装车挥发性有机物控制措施：凝析油装车采用密闭装车鹤管方式，按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求，装车建议采用底部装载方式。

(7) 储油罐挥发性有机物控制措施：井场储油罐为多功能储集器，单罐容积 80m³，采取储罐罐体保温，减少罐内温差的变化，从而大大地降低了气体的蒸发损耗，罐体外表使用浅色涂层，来控制 and 减少无组织挥发性有机物排放。罐体应保持完好，除计量、检查、维护等正常活动外，不应有孔洞及缝隙。

(8) 应加强对密封点的巡检，井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(9) 拉油罐挥发性有机物控制措施：运输车辆配备气体检测仪，定期检测

罐体密封性和阀门安全性。驾驶员、押运员需持证上岗，定期开展泄漏应急演练。

(10) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测，对井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求、《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)厂区内 VOCs 无组织排放限制和《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。对距离较近的其兰村，建议开展跟踪监测。

(11) 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；②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；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对储罐及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

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

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 施工单位合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期间造成的噪声污染降到最低。

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

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

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶, 少鸣笛或不鸣笛。

综上, 本工程施工期采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理, 根据各种设备类型所产生噪声的特性, 采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平, 尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。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。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修, 保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理, 合理规划运输路线, 禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

本工程施工期产生的固体废物主要包括生活垃圾、施工废料和土石方。

(1) 施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查, 施工废料的产生量约为 0.2t/km, 本工程站内管线 0.1km, 施工废料产生量约为 0.02t。施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分由第三方来运至大北固废填埋场填埋处置, 合规处置。

(2) 土石方平衡

本工程挖方量 1.02 万 m³, 填方量 1.02 万 m³, 无借方、弃方。本工程场平高度约为 0.5m, 开挖量为 10200m³, 全部用于回填, 场地平整。

(3) 本工程产生的废润滑油, 收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(4) 本工程施工期产生的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位

利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

综上，本工程施工期固体废物全部妥善处置，不外排。施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

(1) 危险废物

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、清罐底泥和废润滑油。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.7-1。

表 6.7-1 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业、油气处理	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	T,I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
2	清罐底泥	HW08	071-001-08	0.1	井场储罐	半固体	废矿物油	间歇产生	T,I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固体	废矿物油	间歇产生	T,I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	井场	固体	废矿物油	间歇产生	T,I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(2) 生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

本工程产生的危险废物不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，落地油，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理；废防渗材料、清罐底泥和废润滑油由持有危险废物经

营许可证的单位利用处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中的相关要求收集、贮存、运输。

（1）危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后，博大采油气管理区应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）相关要求对含油废物进行收集和管理。

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

①危险废物标签规格颜色说明：规格为正方形，40×40cm；底色为醒目的橘黄色；字体为黑体字；字体颜色为黑色。

②危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别见图 6.7-1。

③材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀，危险废物相关信息标签见图 6.7-2。

④装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 6.7-1 危险废物类别图

图 6.7-2 危险废物相关信息标签

（2）危险废物运输依托可行性分析

本工程产生的危险废物委托持有危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》（生态环境部令第 23 号），实施危险废物转移联单管理制度。为防止危险废物在井场内临时贮存过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）、《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，本评价要求：

①危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危

险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③危险废物内部转运作业应满足如下要求：综合考虑站内的实际情况确定转运路线，尽量避开办公区和生活区；危险废物内部转运作业应采用专用的工具，内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。

④危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）及其他有关规定的要求。

（3）危险废物处置依托可行性分析

①落地油

落地油主要来自井下作业环节和油气处理环节等。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），本工程落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08），产生量为 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。

②废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废润滑油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约 0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

③清罐底泥

清罐底泥主要来自井场储罐和油气分离流程排污罐。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。根据油田资料类比分析，预计回收油泥 0.1t/a。清罐底泥直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车

内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④废防渗材料

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

本工程运营期作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1-2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本工程产生废弃防渗材料量约0.5t/a。作业施工结束后，由施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

⑤生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

本工程退役期，井场拆除的井架、井构筑物等为钢质材料，清洗油污后可回收利用。废弃建筑残渣外运至生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，含油固体废物等危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用率、CO₂ 回收利用率、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

本工程井场新增加热炉 2 台，需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

本工程井场多功能集油器分离出气相通过站场火炬放空，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气

生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施放空废气中的甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场加热炉	CO ₂	有组织

2	火炬燃烧排放	井场多功能集油器分离出气相通过站场火炬燃烧放空	CO ₂ 和CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	-

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	克拉苏气田阿瓦区块试采方案	包括油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂-燃烧}——企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i——化石燃料的种类；

j——燃烧设施序号；

AD_{i,j}——燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{i,j}——设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm³ 为单位；

OF_{i,j}——燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本工程燃料燃烧碳排放计算主要核算为 2 台 200kW 井场加热炉。根据核算，本工程年天然气消耗量为 37.48 万 Nm³。查阅《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）》附录二表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10⁻³ 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31GJ/万 Nm³，根据换算得出天然气中含碳量为 5.96 吨碳/万 Nm³。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO₂ 排放量为 695.26t。

(2) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：E_{GHG-火炬}——火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-正常火炬}——正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-事故火炬}——由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CH₄-正常火炬}——正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

E_{CH₄-事故火炬}——事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}——CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH₄} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times (CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7)]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_i$$

式中：i——火炬系统序号；

$Q_{\text{正常火炬}}$ ——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 ；

$CC_{\text{非}CO_2}$ ——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：

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中： j ——事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ ——报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 $\text{Nm}^3/\text{小时}$ ；

$T_{\text{事故},j}$ ——报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF——火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} ——事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

②计算结果

本工程核算火炬燃烧活动温室气体排放主要为事故状态下井场、站场的放空燃烧。相关参数见表 7.1-3。

表 7.1-3 单座火炬燃烧排放活动相关参数一览表

场所	工况	火炬气流速 (万 Nm^3/h)	持续 时间 (h)	火炬气中除 CO_2 外 其他含碳化合物的 总含碳量 (吨碳/万 Nm^3)	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气中 CO_2 的 体积浓度	火炬气中 CH_4 的 体积浓度
井场	事故 工况	0.0833	2	5.96	0.98	0.0104	0.8322

根据表中参数，结合公式计算可知，2 座井场火炬燃烧排放温室气体量为

7.2 吨 CO₂ 和 0.04 吨 CH₄。

(3) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自油气开采过程中井口装置逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；接转站为 0.18 吨/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本工程开采逃逸的 CH₄ 为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{gas, \text{井口装置}} \times EF_{gas, \text{井口装置}} \\ &= 2 \times 2.5 \text{tCH}_4 \\ &= 5 \text{tCH}_4 \end{aligned}$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 5t，折算成 CO₂ 排放量为 5×21=105t。

(4) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ ——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_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ ——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ ——热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 1962MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 1308.85t。

(5) 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：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中： E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2-燃烧}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG-火炬}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ ——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势 (GWP) 值。根据 IPCC 第二次评估报告, 100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力, 因此 GWP_{CH_4} 等于 21;

$R_{CO_2-回收}$ ——企业的 CO_2 回收利用量, 单位为吨 CO_2 ;

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量, 单位为吨 CO_2 ;

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量, 单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式, 则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-4。

表 7.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO_2)	占比 (%)
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放	695.26	32.85
	火炬燃烧排放	7.2	0.34
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	105	4.96
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放	1308.85	61.85
	合计	2116.31	100

根据表 7.1-4 分析可知, 本工程 CO_2 总排放量为 2116.31 吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

本工程天然气脱水脱烃后就地销售给地方企业, 油气分离后凝析油装车外运至博孜油气处理厂处理。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

本工程采用自动系统对采气工艺参数进行控制, 能够提高管理水平, 尽量简化工艺过程, 减少操作人员。井口产液经天然气加热炉加热后, 在井场经过两相分离器等分离后, 气相脱水脱烃后就地销售给地方企业, 液相经闪蒸分离器分离后, 凝析油进入井场储罐, 凝析油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理, 减少烃类物质的无组织挥发。

7.2.3 节能降耗技术

本工程燃料为处理后的返输干气, 供电采用网电。博大采油气管理区建立碳

排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

7.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂总排放量为2116.31t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

(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。

8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。环境影响、社会影响、综合影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

8.1 环境效益分析

8.1.1 施工期环境效益

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) 本工程占地造成的环境损失。
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失。
- (3) 其他环境损失。

本工程占地主要为井场建设。本工程建设对本工程所在区域的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，将对本工程所在区域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。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本工程加热炉使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放，采出液密闭拉运输送，凝析油采用装车拉运，储罐采用固定顶罐，凝析油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

废水包括生产废水、井下作业废水、试油期采出水、生活污水。生产废水、井下作业废水、试油期采出水经专用罐收集后输送至克拉苏环保工作站处理。运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 固体废弃物

本工程产生的落地油、废防渗材料、清罐底泥和废润滑油属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期工作人员由博大采油区管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

(4) 噪声

本工程通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 环保投资估算

本工程总投资为 1621.69 万元，其中环保投资 43 万元，占总投资的 2.6%。估算见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物 (草包、帆布等)、洒水 (防尘、洒水等)	/	1
	井场加热炉燃烧废气	以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱	SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤150mg/m ³ 颗粒物≤20mg/m ³	1.5
	无组织排放	装置做好日常维护，做好密闭措施	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	0.5
噪声	设备噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤60dB (A) 夜间≤50dB (A)	1
固体废物	地面工程施工	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由有处置资质单位接收处置进行无害化处理。	妥善处理	3.5
	落地油	落地油由有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。	妥善处理	2
	清罐底泥、废润滑油、废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	妥善处理	1
生态	占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	2
	水土流失	防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	2
环境风险	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全	2

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
管理				等相关要求设置	
	应急预案		根据油罐泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	1
废水处理	生活污水		生活污水经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的B级标准、《农田灌溉水质标准》（GB 5084-2021）表一旱地作物标准后用于井场及道路降尘	妥善处理	1
	酸化压裂废水		专用废液收集罐收集后运至克拉苏环保工作站处理	妥善处理	1.5
	生产废水		罐车拉运至克拉苏环保工作站处理	妥善处理	1
	井下作业废水		回收罐回收井下作业废水，依托克拉苏环保工作站处理	妥善处理	2
地下水、土壤	一般防渗区	多功能集油器等	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	3
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	2
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		12
			环保培训，演练		3
环保投资合计					43

8.2 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势。同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施补充和加快了油田基础设施的建设，具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的环境效益、社会效益和综合效益。在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因

而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 43 万元，环境保护投资占总投资的 2.6%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

本工程由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司博大采油气管理区运营管理。博大采油气管理区建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。博大采油气管理区 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，博大采油气管理区环境保护领导小组为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

博大采油气管理区设置安全环保中心，负责博大采油气管理区工业现场“三标”、HSE 管理体系执行、环境保护、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效地开展环保工作提供了依据。本工程日常环境管理工作纳入博大采油气管理区现有 HSE 管理体系。

博大采油气管理区安全环保中心职责：

(1) 负责领导采气厂 HSE 工作，负责审查批准采气厂 HSE 管理体系及内审报告。

(2) 每季度召开 HSE 管理委员会会议，听取各专业部门、小组汇报，分析解决 HSE 重点问题，研究和决定采气厂 HSE 工作重大事项，保证 HSE 投入的有效实施。

(3) 负责采气厂 HSE 目标管理、培训和考核工作，决定对集体和个人的奖惩。

(4) 负责组织制定突发事件应急预案，组织开展应急演练，组织开展事故应急处置工作。

(5) 负责协助国家、地方政府、集团公司及油田公司对事故进行调查处理。

(6) 建立健全全员安全环保责任制并监督落实；及时调整各领导小组成员；明确安全生产职能与职权；依法设置安全管理机构，配备专（兼）职安全生产管理人员。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门, 以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度, 以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本工程运营期的 HSE 管理体系纳入博大采油气管理区 HSE 系统统一管理。

(2) 根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011) 要求, 开展企业自主验收, 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) 负责井场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) 根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011), 及时更新企业事业单位突发环境事件应急预案备案表。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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

(1) 加强施工质量管理, 避免出现封井不严等非正常工况的泄漏。

(2) 负责井场的定期进行检查, 清除各种固体废弃物, 不得遗留在场地内。

9.1.5 环境管理计划

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本工程的环境管理工作。

(1) 行政手段

制定环境保护目标责任制, 将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中, 不定期检查环境保护状况, 以行政手段督促、检查、奖惩, 促使生产岗位按要求完成环保任务。

(2) 技术手段

从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

(3) 经济手段

制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

(4) 教育手段

气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，要加强教育，通过环境保护宣传和教育提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.1.6 环境监理

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

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

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

(3) 环境监理范围

本工程环境监理范围为工程扰动范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气的大气环境影响控制措施；土方施工、各类施工机械和运输车辆的声环境控制措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对井场、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

本工程运营期环境监督管理计划见表 9.1-1。

表 9.1-1 运营期环境监督管理计划

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

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本工程实施后，应在5年内开展环境影响后评价工作，对本工程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

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，博大采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。博大采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），博大采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。博大采油气管理区已取得排污登记回执（登记编号为：*****）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，博大采油气管理区围绕HSE制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，博大采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度

和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

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：中石油塔里木油田分公司

法人代表：***

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内。

主要产品及规模：实施部署 2 口采气井、井场内均建设油气分离+天然气处理流程以及配套的电力、自控、结构、通信、消防等公辅工程。

(2) 排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-17。

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见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

本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

(1) 公式方式

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。

(2) 公开时间要求

环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律法规另有规定的，从其规定。

9.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染源排放清单

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO ₂			大气
		NO _x			大气
		颗粒物			大气
		非甲烷总烃			大气
	无组织排放	非甲烷总烃			大气
		硫化氢			大气
废水	生产废水	生产废水、采出水			由罐车拉运至克拉苏环保工作站处理。

	井下作业废水	井下作业废水量			井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托克拉苏环保工作站处理。
		COD			
		石油类			
固体废物	落地油	石油类			落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，统一由有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。
	废防渗材料	石油类			施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	清罐底泥	石油类			施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类			委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

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，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

本工程在运营期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。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），制定环境监测计划见表 9.4-1。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 9.4-1 环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	井场加热炉	1 次/季度	竣工环保验收后开始	非甲烷总烃、硫化氢
噪声	站场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级 (dB)
地下水	项目区域附近、上游及下游	1 次/半年		水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬等

本工程事故预案中需包括应急监测程序，本工程运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

9.5 环保设施“三同时”验收

建设单位按照国务院生态环境部门规定的标准和程序，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，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

9.5.1 验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），确定本工程竣工环境保护验收调查范围为：

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。

9.5.2 验收调查建议

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”验收一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	钻井废气、储层改造废气、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-
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	经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准、《农田灌溉水质标准》（GB 5084-2021）表一旱地作物标准后用于井场及道路降尘	不外排	-
噪声	1	土方施工、钻井工程、各类施工机械和运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	-	-
	2	落地油	回收至罐车内，由有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。	-	-
	3	废润滑油、废防渗材料	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-	-
	4	施工土方	全部用于井场回填，场地平整	-	-
	5	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分由有处置资质单位接收处置进行无害化处理。	-	-
	6	生活垃圾、一体化污水处理装置污泥	集中收集后，委托有处置资质单位接收处置进行无害化处理。	-	-
	生态	1	生态恢复	检查道路沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-
运营期					
废水	1	生产废水	罐车拉运至克拉苏工作站处理	-	-
	2	井下作业废水	自带回收罐回收井下作业废水，依托克拉苏环保工作站处理	-	-
	3	试油期采出水	进入储液罐，定期拉运至克拉苏环保工作站处理	-	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

					(SY/T5329-2012)中推荐水质标准要求后回注。	
	4	生活污水	博孜油气处理厂内部调剂解决，故不新增生活污水	-	-	
废气	1	井场加热炉	使用净化后的天然气为燃料，排气筒高度应不低于 8m	颗粒物 20mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)表3 燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值	
				SO ₂ 50mg/m ³		
				NOx 150mg/m ³		
	2	井场无组织废气	凝析油装车设置气体回收处理装置、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³	《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	设备运转噪声	基础减震	昼间≤60dB (A) 夜间≤50dB (A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类区排放限值	
固废	1	落地油	依托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。	-	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)	
	2	废润滑油	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-		
	3	清罐底泥	回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-		
	4	废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-		
	5	生活垃圾	由博孜油气处理厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾	-		
防渗	1	一般防渗区	多功能集油器等	等效防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能	满足防渗要求	-
		重点防渗区	油气处理/试采设备区底部	等效防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能	满足防渗要求	-
风险防范措施		井场	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	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	

克拉苏气田阿瓦区块试采方案环境影响报告书

测	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃建筑垃圾	收集后委托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	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	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

克拉苏气田阿瓦 3-阿瓦 5 区块位于温宿县境内,属于博大采油气管理区管理,本次建设内容包括:新建采油井场 2 座,分别为阿瓦 3 井、阿瓦 5 井,井场各新建油气分离流程 1 套,同时建设电力、自控、结构、通信、道路、消防等公辅工程。本工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。

10.2 产业政策、选址符合性

本工程属于石油和天然气开采项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》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)》(新环环评发〔2024〕93 号)要求,符合国家和自治区的相关产业政策。本工程选址符合生态环境分区管控要求,建成后所在区域的环境功能不会降低,对环境的影响属可接受的范围,选址基本合理。

10.3 环境质量现状

(1) 环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区,监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值, H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

地下水监测结果表明:在监测期,评价范围的各水井各项监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物等出现不同程度的超标,超出《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的 III 类标准限值,除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准限值的要求(石油类符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准)。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

(3) 声环境质量现状

在评价期内,本工程所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求,已建井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。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明,本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1,满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》第二类用地筛选值标准;项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值(基本工程)”的 $6.5 < \text{pH} \leq 7.5$ 所列标准;土壤中石油烃含量较低,满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。

(5) 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》,阿瓦区块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,托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。本工程阿瓦 3 井和阿瓦 5 井位于新疆天山世界自然遗产托木尔片区的缓冲区,阿瓦 5 井位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区,项目区所属的温宿县属于自治区级塔里木河流域重点治理区。项目区土地利用类型主要以天然牧草地占比最大,生态系统以长度生态系统为主,自然植被主要为锦鸡儿、芨芨草、沙生针茅等群系,植被盖度 20%~30%,根据《新疆第六次沙化土地监测报告》,工程不属于沙化土地,属于有明显沙化趋势的土地。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.4-1。

表 10.4-1 污染物产排情况一览表

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO ₂			
		NO _x			
		颗粒物			
		非甲烷总烃			
	无组织排放	非甲烷总烃			
		硫化氢			
废水	生产废水	生产废水			
	井下作业废水	井下作业废水量			
		COD			
		石油类			
固体废物	落地油	石油类			
	废防渗材料	石油类			

	清罐底泥	石油类			
	废润滑油	石油类			

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及地面工程建设等带来的生态环境影响。本工程永久占地约 0.012hm²，永久性工程占地对工程区的土地利用影响较小。临时占地 1.4hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对工程区及周边土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区温宿县境内，本工程评价范围和占地范围内涉及新疆天山世界自然遗产地（托木尔片区）和天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，评价范围内涉及永久基本农田。项目区距离新疆托木尔峰国家级自然保护区最近距离 5.9km，距离新疆温宿托木尔大峡谷风景名胜区最近距离 2km，距离最近阿克布拉克村村庄 1.4km，距离新疆温宿托木尔峰雪豹重要栖息地 1.6km，距离博孜墩乡提干库如克水厂水源地最近距离 1.1km。

本项目所在的新疆天山世界自然遗产地托木尔片区缓冲区不属于《新疆维吾尔自治区天山自然遗产地保护条例》等法律法规规定的禁止性建设项目，目前已取得温宿县林业和草原局出具的《关于中国石油塔里木油田分公司阿瓦 3 井、阿瓦 5 井措施作业石油勘探开发建设项目选址涉及新疆天山世界遗产地托木尔片区的审查意见》。

项目位于天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区内。根据生态保护红线的要求：生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，本工程不属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动，需按照要求，因此本次评价认为需先将井场及其他设施拟占用的地表范围调出生态保护红线后项目的选址才符合红线保护的相关要求。

(2) 大气环境影响分析

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

（3）声环境影响分析

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要包括井口装置等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

（4）水环境影响分析

本工程正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（5）固体废物影响分析

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收。按照单井落地凝析油产生量约 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。严格按照《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。

运营期固废主要为落地油、废防渗材料、清罐底泥和废润滑油。均委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期不新增工作人员，故不新增生活垃圾。

退役期设备拆除过程中产生的落地油由委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

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

(6) 土壤影响分析

施工期土壤环境影响主要来自井场建设的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废物污染影响。落实环保措施的情况下，本工程施工期间对井场周边的土壤影响很小。

运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置泄漏等事故，泄漏的凝析油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的凝析油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的凝析油如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

(7) 环境风险分析

本工程涉及的突发环境事件风险物质有凝析油、天然气、柴油、混烃。井喷、井漏、储罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、井场工艺装置区、井场储罐区发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和编制应急预案并备案，可将环境风险概率降到最低。

10.6 环境保护措施

(1) 生态环境保护措施

施工期严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。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；定时巡查井场，及时清理落地凝析油；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。

（2）大气污染防治措施

本工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。井场加热炉用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；储罐上部设有安全阀，挥发的油气超过安全阀设定压力后，经安全阀后的管线输至放空区放空燃烧。凝析油、混烃通过装车泵、鹤管装车外运，采用密闭装车工艺。定期进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）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。

（4）废水防治措施

本工程气相经分离器分离后进入油气分离流程进行处理，会脱离出少量的含油废水。根据可研资料和类比分析，本工程天然气处理过程约产生 0.5t/a 的废水，产生的废水由罐车拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

（5）固体废物防治措施

运营期固废主要为落地油、废防渗材料、清罐底泥和废润滑油。均委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期不新增工作人员，故不新增生活垃圾。退役期设备拆除过程中产生的落地油由委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

（6）土壤污染防治措施

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可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施

做好凝析油、天然气等泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之本工程发生事故的概率较低，本工程建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 1621.69 万元，其中环保投资 43 万元，占总投资 2.6%。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

中国石油塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

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

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。