

皮山 103 井

皮山 104 井

皮山 105X 井

西集气站

周边情况

周边情况

周边情况

工程师照片

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	6
2 总则	7
2.1 编制依据	7
2.2 环境影响因素识别和评价因子筛选	11
2.3 环境功能区划	16
2.4 评价因子和评价标准	17
2.5 评价工作等级和评价范围	21
2.6 污染控制目标与环境保护目标	32
2.7 评价时段和评价重点	33
2.8 评价方法	33
3 建设项目工程分析	34
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	34
3.2 工程概况	45
3.3 工程分析	60
3.4 清洁生产水平分析	75
3.5 污染物排放总量控制	81
3.6 相关法规、政策符合性分析	82
3.7 相关规划符合性分析	94
3.8 “三线一单”符合性分析	102
3.9 选址、选线合理性分析	109
4 环境现状调查与评价	111
4.1 自然环境概况	111
4.2 生态环境现状调查与评价	115
4.3 环境空气质量现状调查与评价	123
4.4 水环境现状调查与评价	127
4.5 声环境现状	136
4.6 土壤环境现状调查与评价	137
5 环境影响预测与评价	147
5.1 生态环境影响分析	147
5.2 大气环境影响分析	156
5.3 地下水环境影响分析	164
5.4 声环境影响分析	178
5.5 固体废物影响分析	183
5.6 土壤环境影响分析	187
6 环境保护措施及可行性论证	194
6.1 施工期环境保护措施	194
6.2 运营期环境保护措施	204

6.3 退役期环境保护措施	218
6.4 环境影响经济损益分析	221
7 环境风险评价	226
7.1 评价依据	226
7.2 风险调查	226
7.3 环境敏感目标概况	226
7.4 环境风险识别	226
7.5 环境风险分析	230
7.6 环境风险管理措施与对策建议	232
7.7 风险评价结论	240
8 温室气体影响评价	242
8.1 温室气体排放分析	242
8.2 减污降碳措施	247
8.3 温室气体影响评价结论及建议	248
9 环境管理、监测与 HSE 管理体系	250
9.1 环境管理机构	250
9.2 施工期环境管理及监测	251
9.3 企业环境信息公开	254
9.4 运营期环境管理及监测	256
9.5 排污许可	264
9.6 环境影响后评价	264
10 结论与建议	265
10.1 项目概况	265
10.2 产业政策及规划符合性	265
10.3 环境质量现状	267
10.4 污染物排放情况	268
10.5 环境影响预测与分析	268
10.6 环境保护措施	271
10.7 公众意见采纳情况	272
10.8 环境影响经济损益分析	273
10.9 环境管理与监测计划	273
10.10 综合结论	273

附件：

附件 1 环评委托书

附件 2 关于叶探 1 井临时试采流程工程环境影响报告书的批复（和地环审〔2024〕56 号）

附件 3 关于杜瓦 1 井试采地面工程环境影响报告书的批复（和地环审〔2024〕143 号）

附件4 关于杜瓦101井、杜瓦102井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复(和地环审〔2024〕128号)

附件5 关于杜瓦103井、杜瓦104井、杜瓦105井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复(和地环审〔2024〕129号)

附件6 关于皮山1井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复(和地环审〔2024〕44号)

附件7 关于皮山2井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复(和地环审〔2024〕80号)

附件8 关于叶探1井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复(和地环审〔2023〕63号)

附件9 关于杜瓦1井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复(和地环审〔2024〕55号)

附件10 关于皮山气藏单井试采地面工程(一期)环境影响报告书的批复(和地环审〔2024〕253号)

附件11 杜瓦1井钻井工程(勘探井)竣工环境保护验收意见

附件12 叶探1井(勘探井)钻井工程验收意见及签到表

附件13 叶探1井固定污染源排污登记回执

附件14 塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区应急预案备案表

附件15 关于《柯克亚凝析气田西河甫组综合调整方案地面工程建设项目环境影响报告表》的批复(喀地环评字〔2018〕170号)

附件16 柯克亚凝析气田西河甫组综合调整方案地面工程竣工环境保护验收的意见

附件17 关于《新疆沙运环保工程有限公司塔西南10万方/年磺化泥浆处理项目环境影响报告表》的批复(喀地环评字[2022]33号)

附件18 新疆沙运环保工程有限公司塔西南10万方/年磺化泥浆处理项目竣工环境保护验收意见

附件19 危废处置服务合同

附件20 危险废物经营许可证

附件21 检测报告

1 概述

1.1 建设项目特点

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

塔里木油田皮山气藏行政隶属于和田地区皮山县，位于柯克亚凝析气田东 40km。2024 年叶探 1 井实现突破，在二叠系普斯格组 4748-4806 m 完井常规测试获高产，试采效果好，生产稳定。同年 6 月，二叠系杜瓦组的杜瓦 1 井完成试油，表现出良好的油气显示。

塔里木油田分公司为加快皮山气藏建产，加速产能释放，2024 年部署皮山 103 井、皮山 104 井、皮山 105X 勘探井，三口井后期单独开展钻井环境影响评价。为进一步开展该区块产能建设，对上述 3 口井实施地面工程及配套产能建设工程，实施塔里木油田皮山气田叶探 1 区块二叠系普斯格组气藏试采项目地面工程（以下简称“本工程”）。本工程主要建设内容包括新建 3 口单井井场地面工程（皮山 103、皮山 104、皮山 105X）；扩建皮山区块西集气站 1 座；新建单井采气管线 5.1km；新建集气支线 2.9km；配套建设供配电、自控、结构等公用工程设施。工程建成后预计产能天然气 $22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油产量为 202t/d。

本工程建设性质为改扩建，工程建设对塔里木油田实现油气产能目标和保障下游持续稳定供气具有重要意义。同时可获取大量的生产数据，对取得油气开采动态资料，掌握油气层开采特点，确定合理稳定产能和开发井距提供重要的基础数据。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》等法律法规，建设对环境有影响的项目应当依法进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》中“五、石油和天然气开采业”中“8-陆地天然气开采 0721”；新区块开发；年生产能力 1 亿立方米及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线

建设)需编制报告书。本工程为老区块开发,位于塔里木河国家级水土流失重点预防区并涉及集输管线建设,因此,本工程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》《建设项目环境保护管理条例》,2024年10月23日,塔里木油田分公司泽普采油气管理区委托新疆天合环境技术咨询有限公司(以下简称“天合公司”)承担本工程的环境影响评价工作(委托书见附件1)。

天合公司接受环评委托后,在建设单位的协助下,按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序,组织专业人员,对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料,对建设项目进行工程分析,根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价,提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托,新疆齐新环境服务有限公司对本项目区域环境空气、土壤、声环境质量现状进行了监测,在此基础上,编制完成了《塔里木油田皮山气田叶探 1 区块二叠系普斯格组气藏试采项目地面工程环境影响报告书》(以下简称“报告书”),环境影响评价的工作程序,见图 1.2-1。

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

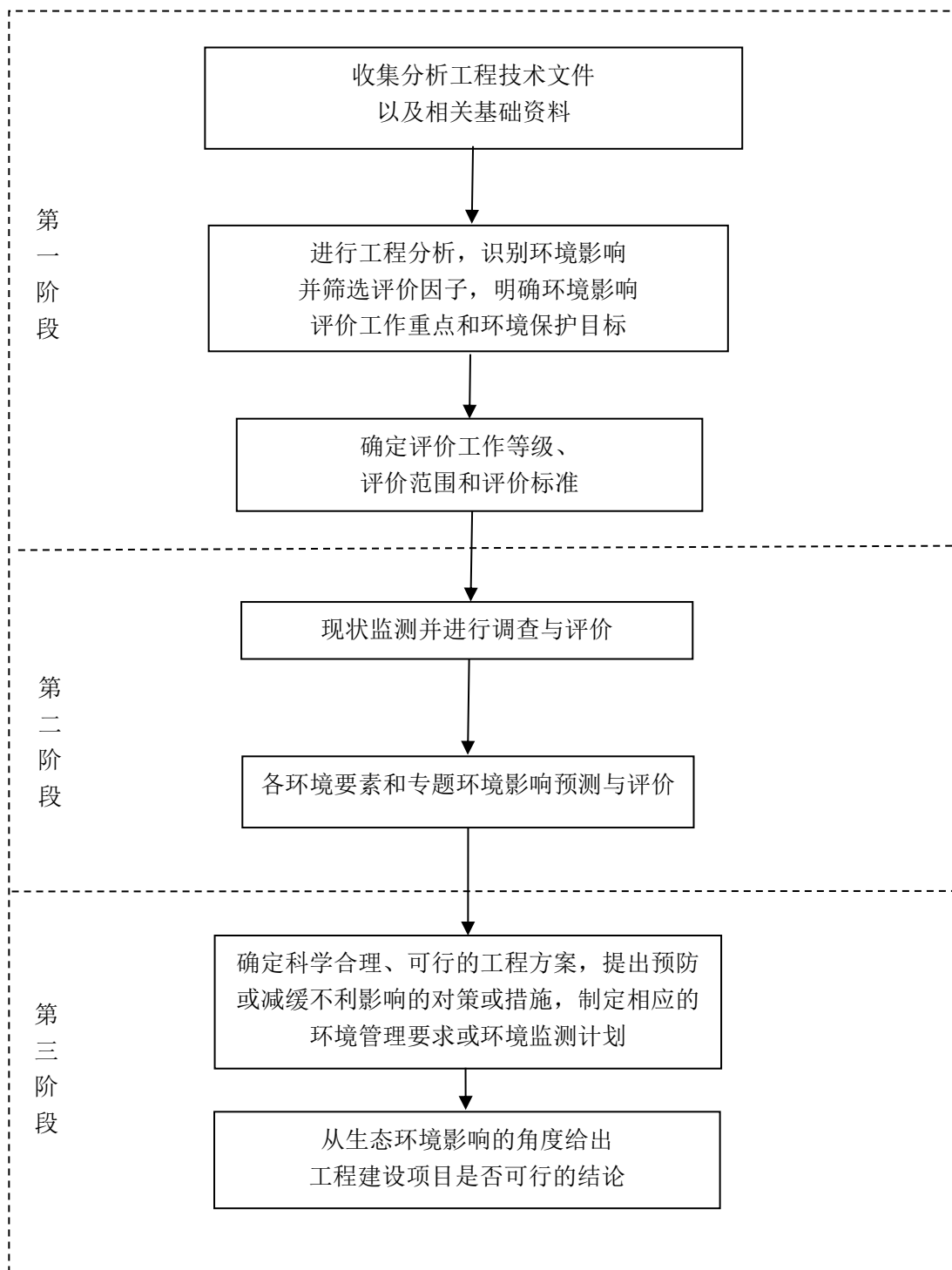


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规的相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本工程属于天然气开采项目，有助于推进皮山气田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。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》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于帕米尔—昆仑山—阿尔金山荒漠干旱草原生态区，昆仑山高寒草原侵蚀控制生态亚区，中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区和塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区，塔里木盆地南部和东部沙漠、戈壁、绿洲农业生态亚区，皮山—和田—民丰荒漠、绿洲沙漠化敏感生态功能区。本工程占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

(4) 选址合理性分析判定结论

拟建工程符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等生态保护区。符合地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为其他草地。项目区周边 5km 范围内无地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为天然气开采、集输、处理过程中无组织排放的非甲烷总烃以及温室气体，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及2023年更新成果、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38号）及2023年更新成果，本工程位于皮山县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65322330001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区地下水、土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场地面、站场、集输管线建设以及运营期天然气集输、处理等工艺过程。环境影响包括：施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现

状调查，本工程不占用国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河国家级水土流失重点预防区。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、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、试压废水、生活污水、施工废料、生活垃圾等；运营期的无组织挥发的非甲烷总烃以及温室气体、采出水、井下作业废水、落地油、废防渗材料等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划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》《塔里木油田“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，工程符合“三线一单”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规与条例

环评有关法律法规，见表 2.1-1。

表 2.1-1 国家和地方法律法规一览表

号 序	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	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	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
8	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	12 届人大第 25 次会议	2012-07-01
9	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
10	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
11	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
12	中华人民共和国突发事件应对法	14 届人大 10 次会议	2024-11-01
13	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
14	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
15	中华人民共和国矿产资源法（2024 修正）	14 届人大第 12 次会议	2024-11-08
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
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	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
7	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
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	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令第 120 号	2011-01-08
10	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	新华社北京 11 月 7 日电	2021-11-07
11	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
12	生态保护补偿条例	国务院令第 779 号	2024-04-11
13	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
三	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	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令第15号	2021-01-01
4	危险废物排除管理清单（2021年版）	公告2021年第66号	2021-12-02
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	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	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
7	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
8	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
9	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
10	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
11	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
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	排污许可管理条例	国务院令第736号	2021-03-01
16	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评（2017）84号	2017-11-14
17	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发（2015）163号	2015-12-10
18	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17
19	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告2021年第1号	2020-01-04
20	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-22
21	危险废物转移管理办法	生态环境部令第23号	2022-01-01
22	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告（2016）第7号	2016-01-26
23	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
24	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
25	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
26	企业环境信息依法披露管理办法	部令第24号	2022-02-08
27	危险废物经营许可证管理办法（2016修订）	国务院令第666号	2016-02-16
28	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
29	水利部办公厅关于印发《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知	办水保（2013）188号	2013-08-12
四 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	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例	13届人大第6次会议	2018-09-21

	(2018年修订)		
4	关于印发《新疆国家重点保护野生植物名录》的通知	新林护字(2022)8号	2022-03-08
5	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发(2023)63号	2023-12-29
6	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函(2002)194号	2002-11-16
8	新疆生态功能区划	新政函(2005)96号	2005-07-14
9	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
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发(2014)35号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发(2016)21号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发(2017)25号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)	新环环评发(2024)93号	2024-06-09
14	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
15	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017年修订)	12届人大第29次会议	2017-05-27
16	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
17	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
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发(2018)20号	2018-12-20
19	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
20	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发(2020)162号	2020-09-11
21	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发(2021)162号	2021-07-26
22	《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发(2021)18号)及2023年更新成果	/	/
23	《关于印发<和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(和行发[2021]38号)及2023年更新成果	/	/
24	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
25	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
26	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
27	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标(试行)	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
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	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26
30	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评(2024)20号	2024-03-25

2.1.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定，见表 2.1-2。

表 2.1-2 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	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
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
15	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
18	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01
19	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651-2013	2013-07-23
22	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
23	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
24	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01
25	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01
28	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01
29	《生活垃圾填埋场污染控制标准》	GB16889-2024	2024-09-01

2.1.3 相关文件和技术资料

- (1) 环评委托书；
- (2) 检测报告；
- (3) 《塔里木油田皮山气田叶探 1 区块二叠系普斯格组气藏试采项目地

面工程设计方案》；

(4) 塔西南勘探开发公司提供的其他技术资料。

2.2 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.2.1 环境影响因素识别

本工程的3口单井后期单独开展钻井环境影响评价。本工程主要包括3口单井井场地面施工、站场以及集输等工程作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场地面、站场建设、管线敷设等建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采、集输以及处理过程中产生的污染为主。

(1) 施工期

施工期建设工程包括井场地面、站场、管线建设，环境影响以生态影响为主。

1) 井场地面、站场建设

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

2) 管线建设

管线建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘对大气环境的影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在天然气开采、集输以及处理过程中无组织排放的挥发性有机物以及温室气体排放；废水主要为采出水、井下作业废水；固体废物主要为落地油、废防渗材料、清管废渣。

(3) 退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，废气污染源主要为施工扬尘，噪声污染源主要为车辆噪声，固废污染源主要为废弃建筑残渣等一般工业固体废物以及设施拆除过程遗落地面的油泥等危废。

气田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别，见表2.2-1。

表 2.2-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境 因素	地面工程造成的地表土壤和植被的破坏等。	施工机械和车辆废气、施工扬尘等废气。	试压废水、生活污水。	生活垃圾、施工废料。	各类施工机械和运输车辆噪声。	无组织挥发烃类、温室气体。	采出水、井下作业废水。	落地油、废防渗材料、清管废渣。	设备噪声	天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物。	构筑物拆卸扬尘。	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等。	土地、修复
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	○	○	○	○	○	+	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	+
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	+
土壤环境	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.2.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子，见表 2.2-2。

表 2.2-2 建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
油气处理工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、	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、	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)

			镍、铅	钡、汞、砷、六 价铬等	壤盐分含量 等		
--	--	--	-----	----------------	------------	--	--

2.3 环境功能区划

2.3.1 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区属于《新疆生态功能区划》中的属于帕米尔—昆仑山—阿尔金山荒漠干旱草原生态区，昆仑山高寒草原侵蚀控制生态亚区，中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区和塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区，塔里木盆地南部和东部沙漠、戈壁、绿洲农业生态亚区，皮山—和田—民丰荒漠、绿洲沙漠化敏感生态功能区。

根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》，工程所在的和田地区皮山县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区。

2.3.2 环境空气

本工程位于新疆维吾尔自治区和田地区皮山县境内，按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.3.3 水环境

项目区周边5km范围内无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为III类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

2.3.4 声环境

项目区目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）7.2中b“村庄原则上执行1类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行4类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行2类声环境功能区要求”。本工程所在地井场及站场等工业生产设施区域工业活动较多，因此划定为2类声环境功能区。

2.4 评价因子和评价标准

2.4.1 环境质量评价因子及标准

根据工程所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃，六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2mg/m³的标准，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源
1	二氧化硫	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB 3095-2012) 二级 标准及其修改单要求
		24 小时平均	150	μg/m ³	
		1 小时平均	500	μg/m ³	
2	二氧化氮	年平均	40	μg/m ³	
		24 小时平均	80	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
3	一氧化碳	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10	mg/m ³	
4	臭氧	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
5	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	
		24 小时平均	150	μg/m ³	
6	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	
		24 小时平均	75	μg/m ³	
7	非甲烷总烃	/	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》

(2) 水环境

项目区周边 5km 范围内无地表水体。

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

地下水水质评价标准值，见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值单位：mg/L

序号	项目	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	钾	/	/	15	挥发性酚类 (以苯酚计)	mg/L	≤0.002
2	钠	mg/L	≤200	16	氰化物	mg/L	≤0.05
3	钙	/	/	17	氟化物	mg/L	≤1.0
4	镁	/	/	18	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤20
5	CO ₃ ²⁻	/	/	19	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤1.0
6	HCO ₃ ⁻	/	/	20	铬(六价)	mg/L	≤0.05
7	硫酸盐	mg/L	≤250	21	砷	mg/L	≤0.01
8	氯化物	mg/L	≤250	22	铅	mg/L	≤0.01
9	pH	无量纲	6.5~8.5	23	镉	mg/L	≤0.005
10	总硬度	mg/L	≤450	24	铁	mg/L	≤0.3
11	溶解性总固体	mg/L	≤1000	25	汞	mg/L	≤0.001
12	耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0	26	锰	mg/L	≤0.1
13	氨氮	mg/L	≤0.5	27	总大肠菌群	CFU/ 100mL	≤3.0
14	石油类	mg/L	≤0.05	28	菌落总数	CFU/mL	≤100

注：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中 8.4.1.1“对于不属于 GB/T 14848 水质指标的评价因子，可参照国家（行业、地方）相关标准”，因此石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

根据工程所在区域环境特征，工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值。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)中农用地土壤污染风险筛选值，占地范围外石油烃参照执行《土壤环境质量建设用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，见表 2.4-3、表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用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	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬(六价)	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并(a)蒽	mg/kg	15
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	蒎	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并(a、h)蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并(1、2、3-cd)芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	监测因子	单位	标准值
1	pH 值	无量纲	pH>7.5
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	石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500

2.4.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求,见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

时段	污染物	项 目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	GB16297-1996
运营期	NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020

(2) 废水

本工程采出水依托柯克亚集中处理厂处理,柯克亚集中处理厂建设内容属于《柯克亚凝析气田西河甫组综合调整方案地面工程环境影响报告表》中,在其环评批复中采出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准。

因此本工程采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理,采出水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准后回注地层,不外排。标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

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

生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理,水质执行《污水

综合排放标准》(GB8978-1996)中表4一级标准；运营期井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。

(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)中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

根据工程产生的各种固体废物的性质，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求。

危险废物的贮存执行《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)相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。项目新增永久占地面积1.42hm²，临时占地面积6.6hm²，总占地面积为8.02hm²，占地面积<20km²。

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，见表2.5-7。根据判定可知，本工程属于除本条a)、b)、

c)、d)、e)、f) 以外的情况, 因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。生态评价等级判定过程, 见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时, 评价等级为一级;	不涉及	/
b	涉及自然公园时, 评价等级为二级;	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级;	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目, 生态影响评价等级不低于二级;	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目, 生态影响评价等级不低于二级;	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 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 < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况, 评价等级为三级;	不涉及	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时, 应采用其中最高的评价等级	/	三级

(2) 评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点, 且基本呈点状、线状分布, 故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 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), 考虑油气田整体开发对生态环境的影响, 确定生态环境评价范围为线路中心线向两侧外延 300m, 井场、站场周边 50m 范围。

生态评价范围, 见图 2.5-1。

2.5.2 环境空气

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃以及温室气体。根据工程特点、污染特征及周围环境状况, 采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响。因此选取非甲烷总烃作为候选因子核算, 计

算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。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，见表 2.5-2。

表 2.5-2 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	$P_{\max} < 1\%$

由于 3 座井场均为标准化井场，各井场设备基本一致，因此本次选取其中一座井场与西集气站场进行估算。无组织废气污染物选取非甲烷总烃计算其最大落地浓度及占标率，无组织废气排放参数，见表 2.5-3。

表 2.5-3 运营期无组织大气污染物排放参数一览表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度 (m)	矩形面源		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	污染物排放速率(kg/h)
	x	y		长度 (m)	宽度 (m)					NMHC
西集气站	0	8	2162	100	150	0	4	8760	正常	0.05
皮山 105X 井场	2572	-1510	2378	40	50	0	4	8760	正常	0.021

估算模式所用参数，见表 2.5-4。

表 2.5-4 估算模型参数表

环境要素	项目	评价因子	
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2		最高环境温度/°C	39.5
3		最低环境温度/°C	-22.7
4		测风高度/m	10
5		允许使用的最小风速(m/s)	0.5
6		土地利用类型	其他草地
7		区域湿度条件	干燥气候
8	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	90×90
9	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/°	--

计算结果，见表 2.5-5。

表 2.5-5 估算模式计算结果表

项目	单位	无组织废气	
		非甲烷总烃	
		皮山 105X 井场	西集气站
下风向最大落地浓度	mg/m ³	0.047391	0.055085
最大浓度出现距离	m	59	116
评价标准	mg/m ³	2	2
最大占标率	%	2.37	2.75

计算结果表明，皮山 105X 井场生产过程中无组织排放的非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.047391mg/m³，最大占标率 2.37%。西集气站生产过程中无组织排放的非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.055085mg/m³，最大占标率 2.75%。根据表 2.5-1。综上，本工程大气评价等级划分为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关要求，二级评价项目大气环境影响评价范围为以井场和站场为中心边长 5km 的矩形区域。

大气评价范围，见图 2.5-1。

2.5.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)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)，项目属于

水污染影响型建设项目。在气田正常开采过程中，工程产生的采出水经处理后进行回注，不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级B。

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.4 地下水

(1) 建设项目类别

本工程属于天然气开采项目，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录A判断，本工程井场、站场属于II类项目，集输管线建设属于III类项目。

(2) 地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表2.5-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

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

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

(3) 工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程井场、站场工程属于II类建设项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表

2.5-7，评价等级为三级；集输管线建设属于Ⅲ类建设项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表 2.5-7，评价等级为三级。

表 2.5-7 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

综上，本工程地下水评价等级划分为三级。

(4) 评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“三级评价”范围的规定，选取项目区下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。

集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m 范围。

地下水评价范围，见图 2.5-1。

2.5.6 声环境

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场、站场设备的运转噪声和巡检车辆的交通噪声等。噪声源周围 200m 无固定集中的人群活动。

依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 3dB(A)~5dB(A),或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价。本工程所处声环境功能区 2 类区，各类厂界外 200 米无声环境保护目标，受噪声影响人群主要为工作人员,因此声环境影响评价工作等级定为二级。

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

噪声评价范围，见图 2.5-1。

2.5.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），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。

建设项目按照井场、站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价。

（1）生态影响型评价等级及评价范围

1) 生态影响型评价等级

生态影响型敏感程度分级，见表 2.5-8。

表 2.5-8 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 < 1.5 m 的地势平坦区域；或土壤含盐量 > 4 g/kg 的区域	$pH \leq 4.5$	$pH \geq 9.0$
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 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 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 2 g/kg $<$ 土壤含盐量 ≤ 4 g/kg 的区域	$4.5 < pH \leq 5.5$	$8.5 \leq pH < 9.0$
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。

生态影响型评价工作等级划分，见表 2.5-9。

表 2.5-9 生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价等级 敏感程度	I类	II类	III类
	敏感	一级	二级
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，项目区内土壤含盐量 > 4 g/kg，属于土壤含盐量 > 4 g/kg

的区域，土壤敏感程度为“敏感”，本工程为天然气开采项目，其中站场属于II类项目，土壤生态影响型评价等级划分为二级；集输管线建设属于IV类项目，可不开展土壤环境影响评价工作。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定土壤生态影响型评价范围为井场、站场边界外 2km 区域范围。集输管线应以工程边界两侧向外延伸 200m。

(2) 污染影响型评价等级及评价范围

1) 污染影响型评价等级

污染影响型敏感程度分级，见表 2.5-10、表 2.5-11。

表 2.5-10 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 2.5-11 土壤污染类项目评价工作等级划分表

评价等级 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	-	-

根据工程分析，本工程永久占地面积 1.42hm² 属于小型项目（永久占地 <5hm²），占地类型为其他草地，土壤敏感程度为“不敏感”，本工程为天然气开采项目，其中站场属于II类项目，污染影响型评价等级划分为三级；集输管线建设属于IV类项目，可不开展土壤环境影响评价工作。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定污染影响型评价范围为井场、站场边界外 50m 区域范围。集输管线以工程边界两侧向外延伸 200m。

土壤评价范围，见图 2.5-1。

2.5.8 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、凝析油，危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。

（1）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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）：

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n --每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程所涉及的危险物质主要为天然气、凝析油，天然气主要存在于集输管线内，凝析油存在于储油罐中。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本次评价选取在线量最大西集气支线 2.9km（管径 DN150，设计压力 10MPa）进行计算。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV = nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325MPa，管线压力 10MPa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 4663m^3 ，气藏天然气相对密度按照 0.62 ($0.80\text{kg}/\text{m}^3$) 计算，管道中天然气最大在线量为 3.73t 。

单个凝析油储罐 50m^3 ，共 6 个储罐总计 300m^3 ，凝析油平均密度按照 $0.79\text{t}/\text{m}^3$ 计算，则凝析油最大量为 237t 。

表 2.5-12 本工程 Q 值计算结果一览表

风险源	序号	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
集输 管线	1	天然气	74-82-8	3.73	10	0.373
储油罐	2	凝析油	/	237	2500	0.095
项目Q值 Σ						0.468

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.468$ ， $Q<1$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

图 2.5-1 各要素评价范围图

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 工程所在地皮山县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好施工迹地恢复与水土保持工作。

(2) 保证工程建成后，废气达标排放，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

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

2.6.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，本工程地处戈壁荒漠地区，评价范围内无国家公园、自然保护区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等，工程远离人群居住区。

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标，见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

环境要素	环境保护目标名称	与本工程位置关系	保护要求
生态环境	塔里木河国家级水土流失重点预防区 动物和植物	项目区及周边	保护项目区生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作；使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏
空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
水环境	评价范围内的潜水含水层	项目区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
声	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，不因本工程建设降低区域声环境质量
土壤	生态影响 评价范围内土壤	井场、站场 周边 2km	确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）

	型			第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外土壤质量达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。
	污染影响型	评价范围内土壤	井场、站场周边 200m	确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤筛选值要求；占地范围外土壤质量达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。
环境风险		项目区大气、地下水、土壤	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对大气、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括：施工期、运营期、退役期三个时段。其中：以施工期和运营期为主。

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

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

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、预测模式

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 开发历程

本工程位于皮山气田内，皮山气藏面积 54.43km²，位于叶城县与皮山县交界处，隶属于和田地区皮山县，位于柯克亚凝析气田东 40km。皮山气藏地理位置见图 3.1-1。

图 3.1-1 皮山气藏地理位置示意图

皮山气田分为二叠系普斯格组和二叠系杜瓦组 2 个层位，2024 年叶探 1 井实现突破，在二叠系普斯格组 4748-4806m 完井常规测试获高产，试采效果好，生产稳定。同年 6 月，二叠系杜瓦组的杜瓦 1 井完成试油，表现出良好的油气显示。

皮山气田目前已建临时试采的叶探 1 试采井 1 口，杜瓦 1 试采井 1 口，已建叶探 1 集中试采点 1 座。区块周边已建有柯东 1 井至柯克亚处理站 DN150 集气干线 1 条，设计压力 10MPa，管道长度 46km，无保温。本次现场勘探中，杜瓦 102、杜瓦 105 井已完钻，正在开展地面工程；皮山 1、皮山 2、杜瓦 101、杜瓦 104 尚未完钻，东集气站正在建设。

3.1.2 皮山气田基本情况

(1) 叶探 1 井及叶探 1 集中试采点基本情况

皮山气田区块二叠系普斯格组气藏发现井为叶探 1 井，叶探 1 井位于皮山县境内，墩库勒村西北 8.5km 处，地理坐标为*。叶探 1 井于 2023 年 7 月 31 日开钻 11 月 27 日完钻，2024 年 1 月常规测试获高产工业油气流，其中 6mm 油嘴测试油压 38.8MPa，折日产气 5.1×10⁴m³、日产油 64.3m³，测试结论为气层。2024 年 1 月 25 日该井投入试采至今。

在叶探 1 井主要建设内容包括：①在叶探 1 井建试采流程，井场内设置井口撬、真空加热炉、分离器、凝析油储罐、分气包、装车泵等；②叶探 1 井至柯东 101 井天然气集输管线 3.0km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。

叶探 1 井目前的试采流程为：叶探 1 井流体经采气树角式节流阀节流后，

通过试采管道输送至叶探1集中试采点。叶探1井场现场见图3.1-2。

图3.1-2 叶探1井现场图

皮山气田已建成叶探1集中试采点1座（站内设备均为利旧设备）。该站主要接收叶探1井和杜瓦1井来气进行生产。叶探1井和杜瓦1井来气进入生产分离器进行分离，分离出的气相经500kW燃气真空加热炉加热后外输，分离出的液相经低压闪蒸分离后进入储罐区储存，定期通过密闭装车橇装车外运；低压闪蒸出的闪蒸气作为燃气真空加热炉燃料气使用。

叶探1集中试采点设置生活营地，生活用水采用清水罐车从柯克亚处理站的给水站拉运供给；生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理；用电依靠双山110kV变电站；供暖采用壁挂式电暖器。

叶探1集中试采点平面布置图3.1-3。

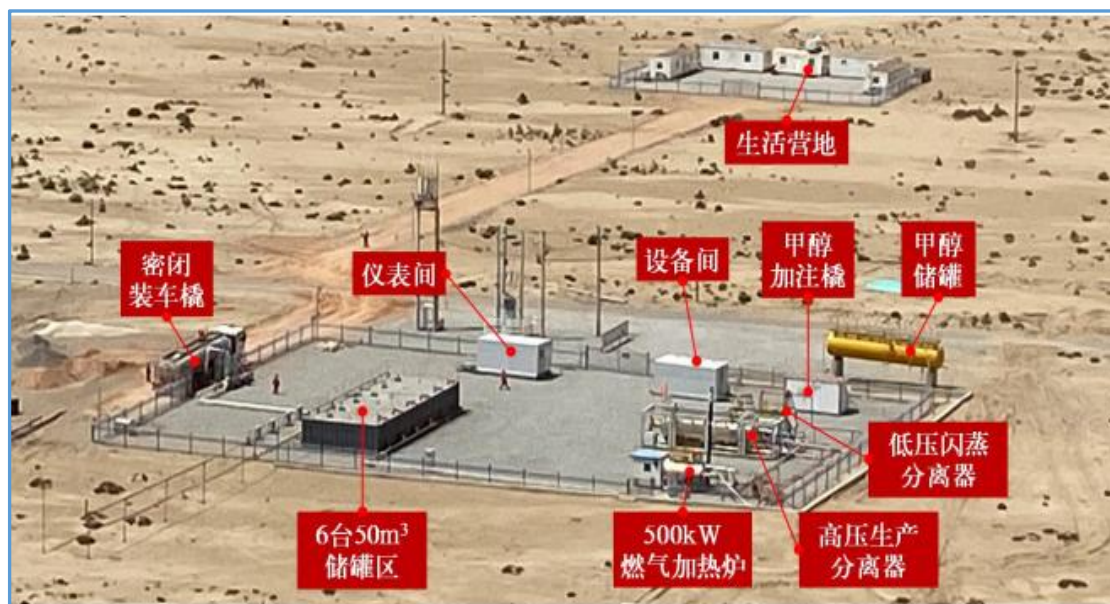


图3.1-3 叶探1集中试采点平面布置图

(2) 杜瓦1井基本情况

皮山气田区块二叠系杜瓦组油藏发现井为杜瓦1井，杜瓦1井位于皮山县境内，康安孜村一组西北8.94km处，地理坐标*。杜瓦1井是继叶探1井首次在杜瓦组见良好气测显示并于二叠系普斯格组获重大突破后，针对杜瓦组部署的预探井。杜瓦1井于2024年3月部署，4月3日开钻，5月8日完钻，2024年6月常规测试获得高产工业油流，6mm油嘴放喷，油压21.102MPa，日产油218m³/d，日产气20712m³/d。

目前杜瓦1井试采地面工程已投入运营，主要建设内容包括：①杜瓦1采气井场；②建集输管道0.4km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。

(3) 其他井场建设基本情况

为加快皮山气田勘探，在皮山气田区块先后部署了皮山1、皮山2、杜瓦101、杜瓦102、杜瓦105共计5口勘探井，本次现场勘探中，杜瓦102、杜瓦105井已完钻，正在开展地面工程；皮山1、皮山2、杜瓦101、杜瓦104尚未完钻，东集气站正在建设。

3.1.3 环保手续履行情况

皮山气田已实施的钻井工程由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司进行建设，已委托相关单位编制完成相关环境影响评价报告，并取得相关环评批复，其中杜瓦1井与叶探1井钻井工程已通过验收(附件11,附件12)。叶探1井和杜瓦1井开展试采地面工程，并委托编制环境影响报告书，获得批复，目前已经建完正在进行竣工环保验收。皮山1、皮山2、杜瓦101、杜瓦102、杜瓦105开展试采地面工程，新建东集气站，并委托编制环境影响报告书，获得批复，目前正在建设。叶探1井与叶探1集中试采点已取得排污许可证。

(1) 环保手续履行情况

本区块环保手续履行情况，见表3.1-1。

表 3.1-1 开发现状环评及验收情况一览表

序号	项目名称	批复时间	批复文号	竣工环保验收
1	叶探1井临时试采流程工程	2024年3月25日	和地环审(2024)56号(附件2)	进行中
2	杜瓦1井试采地面工程	2024年7月8日	和地环审(2024)143号(附件3)	进行中
3	杜瓦101井、杜瓦102井(勘探井)钻井工程	2024年6月21日	和地环审(2024)128号(附件4)	正在钻井
4	杜瓦103井、杜瓦104井、杜瓦105井(勘探井)钻井工程	2024年6月21日	和地环审(2024)129号(附件5)	正在钻井
5	皮山1井(勘探井)钻井工程	2024年3月8日	和地环审(2024)44号(附件6)	正在钻井
6	皮山2井(勘探井)钻井工程	2024年3月27日	和地环审(2024)80号(附件7)	正在钻井
7	叶探1井(勘探井)钻井工程	2023年5月22日	和地环审(2023)63号(附件8)	2024年9月1日
8	杜瓦1井(勘探井)钻井工程	2024年3月25日	和地环审(2024)55号(附件9)	2024年8月18日

9	皮山气藏单井试采地面工程(一期)	2024年10月30日	和地环审(2024)253号(附件10)	正在建设中
---	------------------	-------------	----------------------	-------

(2) 拟转产井概况

由于叶探1区块中叶探1和杜瓦1两口井的试采效果良好,因此本次拟将同区块的勘探井皮山103井、皮山104井、皮山105X转为生产井,三口井的基本情况见表3.1-2。

表 3.1-2 杜瓦 104 井的基本信息见下表

序号	井号	开钻时间	完钻时间	试采时间	备注
1	皮山 103 井	2025/4/1	/	2025/9/8	
2	皮山 104 井	2025/4/11	/	2025/9/18	
3	皮山 105X	2025/4/16	/	2025/10/3	

3.1.4 在建工程工艺流程及产排污节点

在建工程为皮山1、皮山2、杜瓦101、杜瓦104钻井工程、杜瓦102、杜瓦105地面工程以及东集气站建设。

现阶段钻井工程尚未结束,结合环评阶段产污节点识别及现场调查情况,废气污染源主要为柴油发电机运行过程中产生的废气;废水污染源主要为酸化压裂废水和生活污水,酸化压裂废水泵入撬装废水处理系统,处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表4一级标准后,泵入清水收集罐循环使用,以供循环配药使用;生活污水排入生活污水池定期拉运至皮山县污水处理厂处理;噪声污染源主要为柴油发电机、泥浆泵及钻机噪声,采取为柴油发电机安装减振基础,泥浆泵、钻机安装减振基础;固体废物主要为泥浆、岩屑、含油废物(危险废物,HW08 900-249-08)、废烧碱包装袋(危险废物,HW49 900-047-49)、废防渗材料(危险废物,HW08 900-249-08)及生活垃圾;泥浆在井口采用随钻不落地收集系统分离岩屑后,排入泥浆罐循环使用,完井后拉运至下一口井再利用;膨润土体系岩屑在岩屑池暂存,干化达标后用于道路修整和井场铺垫;聚磺体系钻井岩屑使用无害化处理装置进行就地无害化处理,经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中标准后综合利用;含油废物(危险废物HW08071-001-08)、废烧碱包装袋(危险废物HW49900-047-49)、废防渗材料(危险废物HW08900-249-08)在危废暂存间暂存,定期由有处理资质的单位

接收妥善处置，其收集、贮存、运输须符合《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)、《危险废物转移管理办法》等要求；生活垃圾集中分类收集，定期送至皮山县生活垃圾填埋场处理。

现阶段地面工程正在开展，结合环评阶段产污节点识别及现场调查情况，施工期采取洒水抑尘，物料运输车辆密闭措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，须满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值。运营期井场、站场无组织废气，采取密闭集输工艺，须满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。退役期做好井口封堵、地面设施拆除，恢复原有自然状况。采出水随凝析油运至柯克亚集中处理厂处理达标后，须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)要求，回注地层，不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。生活污水排入撬装钢板生活污水池暂存，依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理。采油气树、装车撬等高噪设备采取隔声、基础减震等措施，须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。落地油、废防渗材料收集后，依托泽普采油气管理区已建危险废物暂存点贮存，由有危废处置资质单位接收处置，其收集、贮存、运输须符合《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)、《危险废物转移管理办法》等要求；退役期废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留物质，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾、生活垃圾清运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。

3.1.5 环境影响回顾评价

皮山气田目前已建临时试采的叶探 1 试采井 1 口，杜瓦 1 试采井 1 口，已建叶探 1 集中试采点 1 座。在建工程为皮山 1、皮山 2、杜瓦 101、杜瓦 104 钻井工程、杜瓦 102、杜瓦 105 地面工程以及东集气站建设。本工程拟建皮山 103、皮山 104、皮山 105X 三口井及配套地面工程。根据现状调查，主要环境影响及污染物排放、达标情况如下：

3.1.5.1 生态影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

皮山气田地表植被种类贫乏，呈现出典型的荒漠景观，主要涉及的植被类型为骆驼蓬荒漠植被群落，地表覆盖刺蓬、骆驼蓬、柽柳等，植被覆盖度约 20%。根据现场调查情况，皮山气田内的道路地面部分进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行水泥地坪处理，站场有围墙或栏杆围护。皮山气田永久占地范围的野生植被基本被完全清除，站场内部分区域被人工植被所覆盖；临时占地植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖降水，植被的恢复需要时间长。皮山气田占地区域已尽量避开植被丰富区域，区块的开发建设工程未对植被产生较大影响。

(2) 野生动物影响回顾分析

皮山气田所在区域气候恶劣，野生动物分布较贫乏。在植被状况恢复较好的地段，两栖类、爬行类及啮齿类动物等活动的痕迹较多。皮山气田块开发施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，未发生捕猎野生保护动物的现象。

(3) 生态保护措施回顾

① 井（站）场

钻井工程结束后，对井（站）场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井（站）场永久性占地符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

叶探 1 井	叶探 1 集中试采点
--------	------------

图 3.1-4 皮山气田现有井（站）场情况

② 管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。项目区自然植被恢复缓慢，区域有零星植物恢复生长。管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。皮山气田主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约5m。根据现场探勘发现有乱开便道情况。

图 3.1-5 管线和道路临时占地恢复情况与乱开便道情况

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。

③职工培训计划

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

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

3.1.5.2 土壤环境影响回顾

根据气田开发建设的特点分析，皮山气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、站场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。

3.1.5.3 水环境影响回顾

根据本次调查情况，皮山气田已有钻井工程废水包括钻井废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至柯克亚作业区污水处理设施处理。

气田采用密闭集输工艺，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出水处理后回注地层；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，采用带罐进行，井口排出物全部进罐，基本无落地油产生。采气井套管严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量符合环保要求，有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层。同时根据调查，皮山气田现有采气井未发生套外返水、漏油问题。

油田开发未对当地浅层的地下水环境产生明显不良影响，油气开发的过程

中基本落实了环评提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效，未对区域附近地下水环境产生累积性影响。

3.1.5.4 大气环境影响回顾

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

(1) 对各井站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对储罐、管线进行巡检。

(2) 在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

(3) 生产运营期加热炉采用清洁能源天然气为原料。

(4) 加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

(5) 站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

(6) 储罐采用自调压方式，顶部设置有调节阀，当操作压力超过调节阀时，废气通过管道密闭送至放喷池处理。储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口(孔)，除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应密闭；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

(7) 凝析油装载采用底部装车方式，油罐车具备底部装卸油系统和油气回收系统；汽车罐车底部装卸油系统公称直径应为100mm，底部装卸油系统包括泄油阀、紧急切断阀、呼吸阀、防溢流系统及连接管线等；汽车罐车油气回收系统公称直径应为100mm，油气回收系统能够将向汽车发油时产生的油气密闭输入油气处理装置，能够将卸油时产生的油气密闭输入汽车罐车油罐内，能够保证运输过程中油品和油气不泄漏，不得随意排放汽车罐车油罐内的油气。汽车罐车油气回收耦合阀、底部装卸油密封式快速接头应集中放置在管路箱内。装车过程中，多功能集油器中的油水混合物通过上端的拉油鹤管输送到拉油罐车里，且确保拉油鹤管出口一直延伸至罐车底部，有效地降低烃类气体的挥发。

各井站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

3.1.5.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相现场无害化处置；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在沙运环保工程有限公司已建的危险废物暂存库中，由新疆金派环保科技有限公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。气田各井站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔西南勘探开发公司各项要求，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)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，建立了较为完整的固体废物管理台账。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置。

3.1.5.6 声环境影响回顾

皮山气田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场等的各类机泵设备。结合本工程监测数据，区块内井场和站场厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准值。

3.1.5.7 环境风险回顾

皮山气田隶属于塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区管理，《塔里木油田泽普油气开发部柯克亚采油作业区突发环境事件应急预案》于2022年5月修编完成应急预案并取得备案证，备案编号为备案编号653100-2022-055-L（附件13）。采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。综合评价认为塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足油田生产的要求。

3.1.5.8 与排污许可衔接情况

塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区按照法律法规规定申领叶探1井排污许可证工作，并于2024年3月2日取得了固定污染源排污登记回执(登记编号9165280071554911XG120Z)(附件14)。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.5.9 环境管理回顾

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，已建立了塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

(1)环保设施运行记录

评价期调查发现，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

(2)档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区围绕QHSE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》(HJ/T295-2006)、《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》(HJ994-2018)，塔西南勘探开发公司泽普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。

3.1.6 现有区块污染物排放量

根据区域环境影响评价报告、监测结果分析，皮山气田现有污染物年排放情况见表3.1-3。

表 3.1-3 皮山气田污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	氮氧化物	非甲烷总烃	甲醇		
皮山气田现有污染物排放量	0.075	0.534	2.641	0.365	0	0

3.1.7 现有环境问题及“以新带老”整改措施

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

- (1) 部分工程没有完成竣工环保验收；
- (2) 现场存在乱开便道现象

整改方案：

(1) 目前皮山气田中杜瓦1井与叶探1井钻井工程已通过验收，待其余钻井工程完成后，尽快满足竣工环保验收工作。

(2) 项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对气田区域地表的扰动和破坏。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

(1) 项目名称：塔里木油田皮山气田叶探 1 区块二叠系普斯格组气藏试采项目地面工程

(2) 建设性质：改扩建

(3) 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塔西南勘探开发公司

(4) 项目投资：3450 万元

(5) 建设地点：本工程位于新疆维吾尔自治区和田地区皮山县
工程地理位置图，见图 3.2-1。

图 3.2-1 工程地理位置图

3.2.2 建设内容及规模

本工程主要建设内容包括新建 3 口单井井场地面工程(皮山 103、皮山 104、皮山 105X)；扩建皮山区块西集气站 1 座；新建单井采气管线 5.1km；新建集气支线 2.9km；并配套建设供配电、自控、结构等公用工程设施。

工程组成，见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

项目		基本情况	
项目名称		塔里木油田皮山气田叶探 1 区块二叠系普斯格组气藏试采项目地面工程	
建设单位		中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司	
建设地点		新疆和田地区皮山县境内	
建设周期		4 个月	
总投资		项目总投资 3450 万元，其中环保投资 185 万元，占总投资的 5.36%	
占地面积		占地面积 8.02hm ² (永久占地面积 1.42hm ² ，临时占地面积 6.6hm ²)	
产能规模		工程建成后天然气 22×10 ⁴ m ³ /d，凝析油产量为 202t/d	
建设内容	主体工程	井场工程	新建 3 口单井井场地面工程（皮山 103、皮山 104、皮山 105X）。场外设置占地 24m ² 放喷池（长 8m。宽 3m）。
		站场工程	扩建皮山区块西集气站 1 座，设置 5 井式轮换计量阀组 2 套、PN15MPa 轮换计量分离器 1 套、PN15MPa 生产分离器 1 套、355kW 往复式压缩机 1 套、50m ³ 储油罐 6 套、密闭装车橇 1 套。
		油气集输工程	采用密闭集输工艺，新建集输管线总长度 8km，其中采气管线 5.1km、集气支线 2.9km，管线规格分别为 DN65 和 DN150。
	公辅工程	消防	本工程新建单井、集气站区域配备一定数量不同规格型号的移动式灭火器材。
		道路	新建工程的道路利用钻井期道路通行，本次不再建设油田主干公路及井场道路
		给排水	施工期用水采用罐车拉运。管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘，人员生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理。 运营期采出水随凝析油储存在储油罐中拉送至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。
		供热系统	单井及集气站的橇装设备间均采用壁挂式电暖器供暖，采用分体热泵型空调器进行空气调节。
		供电	双山 110kV 变电站供电。
		通信	数据传输采用基于 IP 技术的工业以太网系统承载。 光缆线路采用与新建/拟建 35kV 电力线路同杆架空敷设，局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。
		自控系统	井场和站场设置远程终端装置 RTU 进行监控。
建筑与结构	单井设置橇装设备间，西集气站设置橇装设备间、橇装主控室、橇装机柜间。		
防腐	地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。		

环保工程	废气	<p>施工期：废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；施工车辆使用满足现行质量标准和环保标准的燃料；</p> <p>运营期：井场、站场阀门、法兰和储罐等位置无组织挥发的非甲烷总烃。天然气输送过程采用密闭工艺流程，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏；</p> <p>退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。</p>
	废水	<p>施工期：废水包括管道试压废水和生活污水。管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理；</p> <p>运营期：运营期废水包括采出水、井下作业废水，采出水随凝析油储存在储油罐中拉送至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排；</p> <p>退役期：无废水产生。</p>
	噪声	<p>施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>运营期：选用低噪声设备、基础减振；</p> <p>退役期：合理安排作业时间。</p>
	固体废物	<p>施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾和施工废料定期拉运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置；</p> <p>运营期：运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置</p> <p>退役期：建筑垃圾收集后送至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留物质，管线两端使用盲板封堵。</p>
	生态环境	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；</p> <p>运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道；</p> <p>退役期：洒水降尘，地面设施拆除</p>
	环境风险	管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声检查，井场设置可燃气体报警仪
依托工程	柯克亚集中处理厂	本工程产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉送至柯克亚集中处理厂处理。
	柯克亚作业区固体废物填埋场	本工程产生的一般固体废物依托柯克亚作业区固体废物填埋场处置
劳动定员	无新增定员。	
工作制度	年工作 365d，8760h	

3.2.3 油气资源概况

(1) 气田概况

皮山气田位于新疆和田地区皮山县境内，井底层位分为二叠系普斯格组和二叠系杜瓦组。普斯格组天然气储量规模 30 亿方，凝析油储量规模 260 万吨。

杜瓦组天然气储量规模 70 亿方，凝析油储量规模 750 万吨。目前皮山 1 井和杜瓦 1 井见良好油气显示、测井解释油气层发育。

(2) 流体特征

天然气平均相对密度 0.6240，甲烷平均含量 90.567%，乙烷平均含量 3.970%，丙烷平均含量 1.403%，氮气平均含量 0.014%，二氧化碳平均含量 0.289%。不含硫化氢，天然气干燥系数 (C1/C1+) 0.93，见表 3.2-2。

表 3.2-2 皮山气田气体组分统计表

组分	甲烷	乙烷	丙烷	氮气	二氧化碳	干燥系数	相对密度
含量(%)	90.567	3.970	1.403	0.014	0.289	0.93	0.6240

(3) 地层水物性

气藏地层水水型为 CaCl₂ 型，总矿化度在 140000~150000mg/L，是封闭条件较好的气田水。

(4) 凝析油物性

20°C时地面凝析油密度 0.7865g/cm³~0.7907g/cm³、平均 0.7883g/cm³，50°C时动力粘度 2.2780mPa·s~2.3710mPa·s、平均 1.7755mPa·s，凝固点 14°C，含硫 0.11%，含蜡 27.50%~31.80%、平均 29.85%，胶质平均 0.17%，沥青质平均 0.07%，凝析油具备高含蜡、凝固点低特征。

3.2.4 主要技术指标

本工程主要技术指标，见表 3.2-3。

表 3.2-3 主要技术指标表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	动用天然气地质储量	10 ⁴ m ³ /d	22
2		新建井场	座	3
3		扩建站场	座	1
4		集输管线	km	8
5		产气规模	10 ⁴ m ³ /d	22
6		产油规模	t/d	202
7	能耗指标	年耗电量	MWh/a	4803.5
8	综合指标	总投资	万元	3450
9		环保投资	万元	185

10		永久占地面积	hm ²	1.42
11		临时占地面积	hm ²	6.6

3.2.5 产品方案

本工程主要产品为天然气和凝析油：

天然气：约 22×10⁴m³/d

凝析油：约 202t/d

皮山气田采用气液混输+气液分输工艺，即单井至集气站采用气液混输，集气站至柯克亚处理站采用气液分输：原料气依托原已建的柯东1集气干线输送至柯克亚处理站进行处理，凝析油在集气站经低压闪蒸后拉运。

3.2.6 开发方案和总体布局

3.2.6.1 开发方案

表 3.2-4 本工程产能预测表

序号	井号	目的层	油 t/d	气 10 ⁴ m ³ /d	备注
1	皮山 103	二叠系普斯格组	55	6	待部署
2	皮山 104	二叠系普斯格组	55	6	待部署
3	皮山 105X	二叠系普斯格组	92	10	待部署
总计			202	22	

3.2.6.2 总体布局

本工程新建3口单井井场（皮山103、皮山104、皮山105X）地面工程；扩建皮山区块西集气站1座；新建单井采气管线5.1km；新建集气支线2.9km；并配套建设供配电、自控、结构等公用工程设施。

井场与站场中心坐标见表3.2-5。工程整体布局图，见图3.2-2。

表 3.2-5 井场与站场中心地理坐标

井号	经度	纬度
皮山 103		
皮山 104		
皮山 105X		
西集气站		

图 3.2-2 工程整体布局图

3.2.7 主体工程

主体工程包括：井场地面工程、站场工程以及集输工程。

3.2.7.1 井场地面工程

本工程新建3口单井井场地面工程（皮山103、皮山104、皮山105X），新建井场均为无人值守站场。主要设置有井口区、工艺装置区、放喷池、橇装设备间。将井口区布置于井口；工艺装置区布置在采气树右翼；橇装设备间布置在井场入口一侧，便于巡检人员进场巡检。

单井井场主要工程量，见表3.2-6。单井井场平面布置图，见图3.2-3。

表 3.2-6 集输工程主要工程量

序号	项目名称	单位	工程量	备注
	井场	座	3	标准化井场
(1)	井口区	个	3	
(2)	放喷池	个	3	单个放喷池面积24m ² (长8m,宽3m)
(3)	工艺装置区	个	3	
(4)	橇装设备间	个	3	

图 3.2-3 单井井场平面布置图

3.2.7.2 站场工程（西集气站）

西集气站为无人值守站场。主要设置有工艺装置区、油罐区、撬装设备间。西集气站在已建叶探1集中试采点的基础上进行扩建。油罐区在已建油罐区的南侧进行扩建；工艺装置区在已建工艺装置区的东侧进行扩建；撬装设备间布置再新建工艺装置区的北侧。

站场工程主要工程量，见表3.2-7。东集气站平面布置图，见图3.2-4。

表 3.2-7 站场新建工程主要工程量

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	油罐区	个	1	
(1)	密闭装车撬	个	1	
(2)	储油罐	个	6	单个储油罐 体积 50m ³
2	撬装设备间	个	1	
3	工艺装置区	个	1	
(1)	往复式压缩机	套	1	
(2)	生产分离器	套	1	
(3)	轮换计量分离器	套	1	

图 3.2-4 西集气站站平面布置图

3.2.7.3 集输工程

本工程管道均选用无缝钢管，新建采气管道约 5.1km，集气支线约 2.9km。集输工程主要工程量，见表 3.2-8。

表 3.2-8 集输工程主要工程量

序号	起点	终点	管径	长度 (km)	压力 (MPa)
1	皮山 103	西集气站	DN65	1.6	15
2	皮山 104	西集气站	DN65	1.7	15
3	皮山 105X	东集气站	DN65	1.8	15
6	西集气站	东集气站干线	DN150	2.9	10

本工程采用气液混输+气液分输工艺，即单井至集气站采用气液混输，集气站至柯克亚处理站采用气液分输：原料气依托原已建的柯东 1 集气干线输送至柯克亚处理站进行处理，凝析油在集气站经低压闪蒸后拉运。

3.2.8 公辅工程

公辅工程包括：消防工程、道路、给排水、供热系统、供电、通信、自控系统、建筑与结构、防腐。

3.2.8.1 消防工程

本工程新建单井、集气站配备一定数量不同规格型号的移动式灭火器材。

3.2.8.2 道路工程

新建工程的道路利用钻井期道路通行，本次不再建设油田主干公路及井场道路。

3.2.8.3 给排水

本工程施工期和运营期用水采用水罐车从柯克亚处理站的给水站拉运供给。

(1) 施工期

本工程新建管线敷设完成后全部需采用清水进行试压，试压完毕后，试压废水用于洒水抑尘。生活污水定期拉运至柯克亚作业区利用现有生活污水处理设施处理。

(2) 运营期

运营期废水主要为气田采出水和井下作业废水。采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。

3.2.8.4 供热系统

单井及集气站的橇装设备间均采用壁挂式电暖器供暖，采用分体热泵型空调器进行空气调节。

3.3.8.5 供电工程

从双山 110kV 变电站架设 110kV 电力线 40km 至皮山 1 井新建 110kV 变电站，新建 35kV 电力线路给各区块供电。该建设内容不包括在本次环境影响评价中。

3.2.8.6 通信工程

通信系统主要解决本工程新建工艺站场至柯克亚处理站的自控生产数据与非生产数据（视频图像等）业务的接入和传输。同时还为新建工艺站场提供工业电视监控等服务。

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

本工程光缆线路采用与新建/拟建 35kV 电力线路同杆架空敷设，局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。光缆采用全介质自承式 ADSS 架空光缆，光缆芯数按 12/24 芯考虑。

3.2.8.7 自控系统

每座站场设置远程终端装置 RTU 进行监控。

3.2.8.8 建筑与结构

每座井场设置橇装设备间，西集气站设置橇装设备间、橇装主控室、橇装机柜间。

3.2.8.9 防腐与保温

(1) 所有线路管道均采用防腐保温层+阴极保护的联合保护方案。

(2) 所有线路管道均采用单层熔结环氧粉末普通级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层的防腐保温层预制。

(3) 设置 3 座线路强制电流阴极保护站共同保护本工程所有新建线路管道。

(4) 与线路采气管道同管径的井场（站）埋地原料气管道采用与线路采气管道相同的防腐保温方案。

(5) 井场（站）埋地放空管道采用无溶剂液体环氧涂料普通级防腐层+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

(6) 出入地面管道防腐层/防腐保温层宜采用原埋地管道防腐层/防腐保温层，外缠铝箔胶带作为耐候防护层。

(7) 地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。

3.2.9 依托工程

本工程产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层；生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理，水质执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表 4 一级标准；生活垃圾和一般固体废物拉运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。

3.2.9.1 柯克亚集中处理厂

(1) 工程规模及处理工艺

柯克亚集中处理厂于 2021 年 3 月投产，建有低压气增压装置、凝析油稳定装置、气举增压装置、天然气深冷凝液回收装置、注气增压装置、增压外输装置等。目前集中处理厂主要处理柯克亚气田各砂体采气及循环气举气，合计日处理气量约为 $87.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，循环气举气量为约 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 环保手续

柯克亚集中处理厂建设内容包含于《柯克亚凝析气田西河甫组综合调整方案地面工程环境影响报告表》中，已于 2018 年 11 月取得批复（喀地环评字[2018]170 号）（附件 15），并于 2021 年 8 月完成自主验收工作（附件 16）。

(3) 采出水处理工艺

本工程采用密闭集输工艺，皮山 103 井，皮山 104 井进入西集气站；皮山 105X 井进入东集气站进行气液分离，气体通过管线输至柯克亚处理站处理，液

体先进入油罐存储，然后拉运至柯克亚处理站处理其中的采出水，剩余的凝析油进入站内原油储罐储存后，定期通过罐车拉运至英买力或大北处理站进行稳定。

工艺流程：

天然气经聚结过滤器进一步捕集液滴后进入脱水装置吸附塔。脱水装置采用三塔流程，运行时序为一塔吸附、一塔再生、一塔冷吹，吸附、再生、冷吹时间均为8h(含泄压、充压及阀门切换时间)操作压力5.8MPa，再生温度280°C，热量由导热油系统提供，最大用热负荷为600kW。

脱水装置来气，经冷箱预冷至-40~-45°C进入低温分离器，分离的气相进入透平膨胀机膨胀至2.4~2.6MPa，温度降至-72~-76°C进入重接触塔底部，与脱乙烷顶来气液逆流传质，将C3+组分进一步冷凝下来，塔顶出口气相与脱乙烷塔顶来气换热后进入多股流换热，换热后去膨胀机增压端入口，同轴增压至3.0MPa，经水冷换热器冷却至30~35°C去注气增压单元和外输单元。低温分离器的液相经多股流换热器换热至20~25°C进入脱乙烷塔中段，重接触塔液相经换热至-20~-25°C进入脱乙烷塔顶部作为回流，操作压力为2.7MPa左右，塔底操作温度为105°C左右，脱除乙烷的塔底液进入到液化气塔分馏，塔顶产品为LPG，塔底产品为稳定轻烃，液化气塔塔顶冷凝和稳定轻烃冷却采用空冷+循环冷却水两种方式冷却，确保夏季环境条件下LPG和稳定轻烃进罐温度≤35°C。脱乙烷塔、液化气塔重沸器加热采用导热油，热源由站内热煤炉提供。为避免装置投产过程中出现冻堵及紧急情况下的解冻，站内设置1座注甲醇撬，冷箱入口管线上预留甲醇注入口。

(4) 生活污水处理工艺

柯克亚作业区生活污水处理装置采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表4一级标准。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。

(5) 依托可行性

柯克亚集中处理厂运行负荷见表3.2-9。

表 3.2-9 柯克亚集中处理厂规模表

集中处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程新增处理量	依托可行性
天然气(10 ⁴ m ³ /d)	87.5	35.31	42.19	22	可依托
采出水	100	40	60	20	可依托
生活污水(m ³ /d)	72	47.2	23.8	1.2	可依托

3.2.9.2 柯克亚作业区固废填埋场

(1) 工程规模

柯克亚作业区有固体废物填埋场一座, 填埋占地 8878m², 设计库容为 6000m³; 其中生活垃圾填埋池 1 个, 库容 4000m³; 一般工业固体废物填埋池 1 个, 库容 2000m³。距离本工程约 40.6km。

(2) 环保手续

《泽普石油基地、柯克亚作业区固体废物填埋场工程环境影响报告书》于 2006 年 5 月 23 日取得原喀什地区环境保护局批复(喀地环发[2006]43 号), 2007 年通过验收。

(3) 依托可行性

本工程生活垃圾和一般固体废物依托柯克亚作业区固体废物填埋场处置, 最大填埋量为 4000m³, 现状填埋量 3500m³, 富余库容为 500m³, 本工程施工期生活垃圾产生量为 0.9t, 施工废料产生量为 1.6t。因此, 生活垃圾和一般固体废物依托柯克亚作业区固体废物填埋场处置可行。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期

(1) 井场、站场建设

施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购, 用施工车辆运至指定位置即可。首先需对占地进行场地平整, 将各类设备拉运至场地, 进行安装调试。

该过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；废水主要为管道试压废水以及施工人员生活污水；固体废物主要为施工人员生活垃圾及施工废料等。

站场建设流程及产污环节示意图，见图 3.3-1。

图 3.3-1 施工期建设流程及产污环节示意图

(2) 管线敷设

管线主要施工内容包括：施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程，见图 3.3-2。

图 3.3-2 管道工程施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟，开挖深度 1.2m。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

③管道连接与试压

管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应，钢管焊接必须按规定进行坡口加工。管道在组焊或者连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘100mm范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。焊接施工时，应根据连接件的材质，先进行试焊选择适当的焊条。

连接完成后对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。除输气管线强度试验及严密性试验使用空气为试验介质；其他集输管线强度试验及严密性试验均以中性洁净水为试验介质。

④井场配套设备安装及连头

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

⑤收尾工作

收尾工作包括：管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.3.1.2 运营期

(1) 单井站工艺

井口物流经井口装置节流后进入空气热源泵进行加热以提高介质温度，再经新建的采气管道输送至下游集气站。

节流后管段上设置弹簧全启式安全阀，在关井失败的情况下能起跳放空，保证系统运行安全，放空量按井场全量放空设计。超压安全阀定压为15MPa。工艺原理流程图见图3.3-3。

图 3.3-3 单井站工艺原理流程图

(2) 西集气站工艺

单井来气进入集气站轮换计量阀组和轮换计量分离器轮换计量后，与其余单井来气汇集后进入生产分离器行分离，分离出的原料气经新建的西集气干线外输至下游。分离出的凝析油经低压闪蒸罐常压闪蒸后进入储罐储存并装车外运。闪蒸后的低压闪蒸气经压缩机增压后进入原料气系统外输。工艺原理流程图见图 3.3-4。

图 3.3-4 西集气站工艺原理流程图

3.3.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

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

3.3.2 影响因素及污染源构成

油气田建设可分为：施工期、运营期和退役期三个阶段。

施工建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油气外溢等事故发生，产生局部环境污染。

环境影响因素主要来源于井场、站场建设、管线敷设、采气、井下作业、天然气集输、处理等工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物导致的环境污染。项目建设污染源构成，见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
天然气开采、集输、处理过程	烃类气体、温室气体	持续性影响环境的污染源
	采出水、井下作业废水、生活污水	持续性影响环境的污染源
	落地油、废防渗材料	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括井站场建设、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域环境产生一定的影响。

3.3.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在：井场、站场、管线建设阶段，如：占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

占用土地包括：临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场及东集气站的永久占地。

地面工程施工作业包括：场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地面积约 8.02hm²，其中：永久性占地面积约 1.42hm²，临时占地面积约 6.6hm²，工程占地类型为其他草地，见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)			占地类型	备注
		永久占地	临时占地	总占地		
1	井场	0.6	0	0.6	其他草地	3 座井场，单座井场面积 0.2hm ²
2	集输管线	0	6.4	6.4	其他草地	新建采气管线 5.1km、集输支线 2.9km，施工作业带宽度定为 8m。

3	西集气站	0.82	0	0.82	其他草地	扩建西集气站1座
4	生活营地		0.2	0.2	其他草地	1个生活营地,单个生活营地面积0.2hm ²
合计		1.42	6.6	8.02	-	-

3.3.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本工程施工期产生的废气主要为施工扬尘、汽车尾气排放。

1) 扬尘

① 车辆行驶产生的扬尘

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

一辆载重5t的卡车,通过一段长度为500m的路面时,不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量,见表3.3-3。

表 3.3-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位: kg/辆·km

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

由此可见,在同样路面清洁度情况下,车速越快,扬尘量越大;而在同样车速情况下,路面清洁度越差,则扬尘量越大。

② 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要,建材需露天堆放,施工点表层土壤需开挖、堆放,在气候干燥又有风的情况下,较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关,减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

2) 施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械(装载机、载重车、挖掘机等燃油

机械)和运输车辆的燃油废气,所排放的污染物主要有CO、NO₂、THC,为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械,单车排放系数较大,但施工机械数量少且较分散,主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响,排放量不大,其污染程度也相对较轻,且随着施工活动结束而消失。

(2) 废水

本工程施工期产生的废水主要包括管道试压废水和施工人员生活污水。

1) 管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水,管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行,试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后,产生的试压废水按照每千米2.5m³计算,本工程新建管线合计8km,试压废水产生量约为20m³,主要污染物为SS。试压废水用作场地降尘用水。

2) 生活污水

施工期本工程单座井站地面工程施工人员15人,生活用水量100L/人·d计算,按照周期30天计算,单座井站地面工程生活用水量为45m³。则地面工程生活用水量共为180m³;排水量按用水量的80%计算,则单座井站地面工程生活污水量为36m³。则地面工程生活污水量共为144m³。

生活污水主要污染物为COD、NH₃-N、SS等。生活营地设置防渗生活污水池,定期拉运至柯克亚作业区通过现有生活污水处理设施处理。

(3) 固体废物

本工程施工期固体废物主要为土石方、施工废料、生活垃圾等。

1) 土石方

项目区永久占地约为1.42hm²,场平高度约为0.5m,开挖量为7100m³,全部用于回填,场地平整。

新建集输管线合计8km,开挖宽度2m、开挖深度1.2m,挖方量19200m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本工程挖方量约为26300m³,填方总量为26300m³,无废弃土方及借方。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上,站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地,并实施压实平整。

本工程土石方平衡表,见表3.3-4。

表 3.3-4 土方挖填方平衡表 单位: m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		借方		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
1	表土剥离	7100	0	0	/	7100	②	0	/	0	/
2	场地平整	0	7100	7100	①	0	/	0	/	0	/
3	管线	19200	19200	0	/	0	/	0	/	0	/
-	合计	26300	26300	7100	/	7100	/	0	/	0	/

2) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、水泥块、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等。根据类比调查,施工废料的产生量约为 0.2t/km,本工程新建集输管线合计 8km,施工废料产生量约为 1.6t。施工废料运至柯克亚作业区固废填埋场进行处置。

3) 生活垃圾

施工期地面工程单座井站人员 15 人,生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算,地面工程按照 30 天算,单座井站地面工程产生生活垃圾 0.225t,则本工程地面工程产生生活垃圾共 0.9t,生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。

(4) 噪声

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。

施工期主要噪声源及其源强,见表 3.3-5。

表 3.3-5 施工期主要噪声源及源强

序号	项目	设备名称	声压级 (dB (A))
1	站场建设、管道敷设	挖掘机	92
2		推土机	95
3		吊管机	80
4		大型运输车	92
5		切割机	95

(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总,见表 3.3-6。

表 3.3-6 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工场地	扬尘、CO、NO ₂ 、THC	少量	洒水降尘，使用合格油品。
废水	管道试压废水	SS	20m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水。
	生活污水	COD、氨氮等	144m ³	生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运柯克亚作业区通过现有生活污水处理设施处理。
固体废物	施工废料	管材边角料、水泥块、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等	1.6t	施工废料运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。
	生活垃圾	-	0.9t	生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。
噪声	施工机械、运输车辆	/	80~95 dB(A)	加强施工管理

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废水污染源

本工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

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。参照同区块其他环评报告，工程开采期限内年最大采出水约7300m³/a，主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井等，本次主要分析洗井、修井等过程产生的废液。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》(环保部公告2021年第16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，计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-7 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	263.98
	酸化液	气井酸化压	所有规模	废酸化液	立方米/井	82.3

		裂				
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井 洗井作业(参 照)	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每2年1次计算，每年单井井下作业废水产生量为199.35t，拟建工程新建3座井场，则每年井下作业废水产生量为598.05t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。

3.3.4.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、温室气体排放。温室气体排放见第八章。

(1) 非甲烷总烃无组织排放

1) 油气集输环节产生的挥发性有机物

在天然气集输及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。

本工程运营过程中从阀门、法兰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）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算。

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*的总有机碳排放速率，kg/h；

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

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点*i*的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

设备与管线组件 eTOC, i 取值参数表, 见表 3.3-8。

表 3.3-8 设备与管线组件 eTOC, i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 eTOC, i (kg/h 排放源)
石油炼制工业	阀门	0.064
	泵	0.074
	法兰	0.085
	压缩机、搅拌器、液压设备	0.073
	其他	0.073

无组织废气源强一览表, 见表 3.3-9。

表 3.3-9 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	排放速率 eTOC (kg/h)	年运营时间 (h)	VOC 排放量	
						kg/h	t/a
1	单座采气井场	阀门	30	0.064	8760	0.006	0.05
2		法兰	60	0.085	8760	0.015	0.134
合计						0.021	0.184
3 口井合计						-	0.552
1	西集气站	阀门	75	0.064	8760	0.014	0.126
2		法兰	70	0.085	8760	0.018	0.156
合计						0.032	0.282
总计						-	0.834

经核算, 本工程单座井场无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.021kg/h, 非甲烷总烃年排放量约为 0.184t/a, 3 口井合计 0.552t/a; 本工程扩建西集气站无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.032kg/h, 非甲烷总烃年排放量约为 0.282t/a。本工程油气集输环节无组织排放非甲烷总烃排放量合计为 0.834t/a。

2) 储油罐产生的挥发性有机物

本工程原油储存在站内新增 6 座方罐 (单罐容为 50m³), 为固定顶罐。集气站凝析油由油罐车拉运。油罐车罐体、方罐均采用固定顶罐, 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。

根据罐体呼吸计算公式：

小呼吸： $L_B=0.191 \times M(P/(100910-P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times F_P \times C \times K_c$;

大呼吸： $L_W=4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_c$

式中： L_B ——固定顶罐的呼吸排放量(kg/a)；

M ——储罐内蒸汽的分子量；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力(Pa)；

D ——罐的直径(m)；

H ——平均蒸汽空间高度(m)；

ΔT ——一天之内的平均温差($^{\circ}C$)；

F_P ——涂层因子(无量纲)，根据油气状况取值在1~1.5之间，取1.25；

C ——用于小直径罐的调节因子(无量纲)，直径在0~9m之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于9m的 $C=1$ ；

K_c ——产品因子(石油原油取0.65，其他液体取1.0)。

L_W ——固定顶罐的工作损失(kg/m³投入量)；

K_N ——周转因子(无量纲)，取值按年周转次数(K ，次)确定： $K \leq 36$ ， $K_N=1$ ， $36 < K \leq 220$ ， $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$ ， $K > 220$ ， $K_N=0.26$ 。

通过上述公式计算可知，方罐及油罐车罐体呼吸废气非甲烷总烃排放量为0.154t/a。

因此，本工程无组织排放非甲烷总烃排放量合计为0.988t/a。

3.3.4.3 噪声源

拟建工程实施后噪声污染源治理措施情况见表3.3-10，拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约15dB(A)。

表 3.3-10 主要噪声源设备

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	井场	采气树	1	80	基础减振	15
2	集气站	密闭装车撬	1	90	基础减振	15

3.3.4.4 固体废物污染源

(1) 危险废物

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

1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。按照单井落地原油产生量约 0.2t/次，每年一次，拟建工程运行后落地油总产生量约 0.6t/a，根据《国家危险废物名录》(2021 年版)，落地油属于危险废物，废物类别为 HW08“废矿物油与含矿物油废物”，废物代码为 071-001-08“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”。收集后有危废处置资质单位接收处置。

2) 废防渗材料

工程运营期气井井下作业时，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，目前气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg(12m×12m)，每口井作业用 2 块，则拟建工程 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，气井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 0.75t/a，根据《国家危险废物名录》(2021 年版)，落地油属于危险废物，废物类别为 HW08“废矿物油与含矿物油废物”，废物代码为 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，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

3) 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg。本工程新建各类集输管线长度为 8km，总长度废渣量约 9.2kg/次，按每 2 年清管 1 次，则产生废渣量为 0.005t/a。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录》(2021 本) HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，由有危废处置资质单位接收处置。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.3-11。

表 3.3-11 运营期危险废物分析结果汇总表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	天然气开采、管道集输、修井作业、计量分离	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	修井作业	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
清管废渣	HW08	900-249-08	0.005	清管作业	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况, 见表 3.3-12。

表 3.3-12 运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	采出水	氯离子、溶解性总固体	7300t/a (后期最大量)	0	采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理, 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)标准后回注地层。
	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	598.05t/a	0	井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送至叶探1试采点通过撬装废水处理系统处理, 处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表4一级标准后泵入清水收集罐循环使用。
废气	井场、站场无组织排放	非甲烷总烃	0.988t/a	0.988t/a	大气。
固体废物	落地油	油类物质	0.6t/a	0	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存, 委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。
	废防渗材料	油类物质	0.75t/a	0	
	清管废渣	油类物质	0.005t/a	0	

表 3.3-13 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

污染物名称		现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	总排放量
废气	非甲烷总烃 (t/a)	2.641	0.988	0	3.629
	二氧化硫 (t/a)	0	0	0	0

	氮氧化物 (t/a)	0.534	0	0	0.534
	颗粒物 (t/a)	0.075	0	0	0.075
	甲醇 (t/a)	0.365	0	0	0.365
废水	生活污水 (m ³ /a)	0	0	0	0
	采出水 (t/a)	0	0	0	0
	井下作业废水 (t/a)	0	598.05	0	0
固体废物	落地油 (t/a)	0	0.6	0	0
	废防渗材料 (t/a)	0	0.75	0	0
	清管废渣 (t/a)	0	0.005	0	0
	生活垃圾 (t/a)	0	0.9	0	0

3.3.5 非正常工况污染源分析

非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本工程油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，天然气通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。拟建工程井场非正常排放见表 3.3-14。

表 3.3-14 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年总排放量(kg/a)	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.8	1	0.8	1

3.3.6 退役期污染源及其防治措施

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；固废污染源主要为废弃建筑残渣等一般工业固体废物，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，收集后拉运至柯克亚作业区固废填埋场处置；设施拆除过程遗落地面的油泥委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置；沾油管线或设备内物质应清空干净并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵，防止污油泄漏污染土壤，要求铺膜作业。

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、天然气集输和井下作业、油气处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

（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。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——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，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表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。

（3）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。

（4）评价指标

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

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

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 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。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

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 值就会越大，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 S_i 值为 k/m 。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

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

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

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数，见表 3.4-1。

表 3.4-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-2、3.4-3 计算可得：

井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

采油（气）和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.4.2 清洁生产水平结论及建议

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

提出以下几点建议：

(1) 建议作业区加大耗能系统的监测力度，根据塔里木油田公司发布的系统能效及重点耗能设备运行数据和第三方检测机构的监测数据，从节点、流程到区块逐级摸清生产方式、工艺流程和设备能力等因素对能耗的影响，发现用能方面的薄弱环节，从系统层面挖掘节能降耗潜力，并通过与同种类型的生产单元能耗对比，找出差距，借鉴经验，寻找节能降耗的方向与对策。

(2) 针对机泵、压缩机能耗设备，在不受已建设施局限的条件下，应加装进出口流量计和压力表等计量器具，便于精确监控；同时，厂站应定期对能耗设备的计量器具进行及时的维护和检修。井下作业、采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值，见表 3.4-2、3.4-3。

表 3.4-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5	>5	0
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5	>5	0
		单位能耗		10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3)资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4)污染物产生指标	20	作业废液量	m ³ /井次	10	≤5	>5	0
		石油类	mg/L	5	甲类区≤10; 乙类区≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区≤100; 乙类区≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50; 乙类区≤70	≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程	
(1)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)管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3)贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.5-3 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程				
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分			
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	≤50	30			
(2)资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0			
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	≥80	10			
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	10			
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5			
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5			
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10			
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10			
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	10			
定性指标										
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	评分			
(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	采油过程醇回收设施		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		20		防治落地原油产生措施		20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置			10	10	
(2)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10		
		开展清洁生产审核					20	20		
		制定节能减排工作计划					5	5		
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5		

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

(1) 废气污染物

本工程排放的主要废气污染物为天然气集输及处理过程无组织挥发的非甲烷总烃以及温室气体。

(2) 废水污染物

生活污水定期拉运至柯克亚作业区通过现有生活污水处理设施处理。采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据工程分析可知，本工程无组织排放非甲烷总烃排放量合计为0.988t/a。

故本工程投产后总量控制建议指标 VOCs: 0.988t/a。

根据《关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知》（新环办环评〔2024〕20号），本工程实行污染物区域削减替代豁免。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家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）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24号）的符合性分析

《空气质量持续改善行动计划》第二十一条：强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。

本工程天然气集输、处理工艺流程全密闭，按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的相关要求，定期开展泄漏检测与修复工作；站场放空天然气为事故状态下间断性排放，工程建设符合《空气质量持续改善行动计划》中有关要求。

3.6.3 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本工程位于新疆维吾尔自治区和田地区皮山县境内，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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，距离生态保护红线较远。本工程符合国土空间规划的油气田开发建设工程；开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。

本工程占地类型为其他草地，土地资源消耗符合要求。因此，本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

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

工程与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中有关要求的相符性分析，见表3.6-1。

表3.6-1 工程与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》相符性分析

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中相关规定	工程采取的相关措施	符合性分析
石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评等要求，以叶探1区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本工程不涉及。	符合
涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本工程选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本工程施工期严格控制占地面积，尽可能缩短施工时间，减少对土壤和植被的扰动和破坏。	符合
陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组	本工程天然气集输、处理工艺流程全密闭，非甲烷总烃无组织排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求；按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》	符合

<p>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。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。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>（GB37822-2019）的相关要求，定期开展泄漏检测与修复工作。</p>	
<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>本工程天然气集输、处理工艺流程全密闭，事故状态下，站场放空天然气通过放喷池燃烧后放空。</p>	符合
<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>本工程产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。</p>	符合
<p>涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>本工程产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。</p>	符合
<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》</p>	<p>本工程不涉及钻井工程，运营期产生的危险废物均委托有相关资质单位处置。</p>	符合

(GB18599)处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。		
噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	经预测分析，工程运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区标准。	符合
对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	严格按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)相关要求对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复。	符合

由上表可知，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)》的相关规定。

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

工程运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析，见表3.6-2。

表3.6-2 工程与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	工程采取的相关措施	符合性分析
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内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。项目区属于塔里木河国家级水土流失重点预防区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。	符合
煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治	工程设计阶段已经对大气、废水、固体废物等污染防治进行了设计，大气、水	符合

设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	
石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对井（站）场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、油井泄漏，污染地下水体。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本工程运营期产生的危险废物委托有危废处置资质的单位进行处置。运输过程中应执行《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》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，加强危险废物的全过程管理。	符合
煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本工程天然气均回收利用，根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）：对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接空空的，应报生态环境主管部门备案。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	工程管线施工时土方全部回填，临时占地均进行场地平整清理，植被自然恢复。站场采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。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，防止环境污染事故发生。	项目投产后，由泽普采油气管理区管理，建设单位应按要求制定突发环境事件应急预案，报生态环境主管部门备案。	符合

由上表可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析，见表 3.6-3。

表 3.6-3 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

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
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。	工程提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	工程站场、管线占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
对伴生有二氧化碳气体的油气藏，二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发。	石油天然气开发的标准中没有二氧化碳工业综合利用的标准限值，无法达到工业综合利用要求的二氧化碳需要进行处理，本工程伴生气中二氧化碳满足《天然气》GB 17820-2018 中的一类和二类气的外售标准。	符合

3.6.7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析，见表 3.6-4。

表 3.6-4 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
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%。	采用清洁生产工艺及技术。本工程产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的	符合

	单位进行处置、回收、利用，不外排；工业固体废物均有资质单位处置。	
在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	本工程含凝析油，井下作业时带罐作业。	符合
在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业，作业废液采用专用罐收集后，由第三方作业单位委托具有相关危险废物处置资质单位处置。	符合
在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程。本工程建设内容不涉及3000m ³ 及以上储罐建设。	符合
在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本工程天然气均回收利用。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）：对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	符合
（一）油田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油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。	工程投产后，由泽普采油气管理区管理，建设单位应按要求制定突发环境事件应急预案，报生态环境主管部门备案。	符合

由上表可知，工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.8 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，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。

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至柯克亚作业区固废填埋场处置。项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，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。

3.6.9 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

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3.6-5。

表 3.6-5 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

（2019）910号要求	项目情况	符合性
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、设备和管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以叶探1区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托	符合

施。	可行性和有效性，工程依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	
涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本工程废水均不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本工程后期采出水经依托工程处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到气层，不外排。回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。本次评价不含钻井工程。	符合
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。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》（2017年10月1日）要求评价。	本次评价不含钻井工程；工程产生的危险废物均委托有资质单位处置。	符合
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。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场H ₂ S的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁能源，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	根据井区勘探井物性分析，本工程采出气不含硫化氢，不属于高含硫天然气开采。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁能源，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与	符合

目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	
--	---	--

3.6.10 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本工程与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析，见表3.6-6。

表 3.6-6 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

要求	项目情况	符合性
请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划，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）。	符合
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以皮山气田叶探1区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.11 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月）符合性分析，见表3.6-7。

表 3.6-7 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性
第二十四条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重	根据办水保〔2013〕188号文件，工程所在地属于塔里木河国家级水土流失重点预防	符合

点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	区。由于地下资源确定地面选址，无法避让，本工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	工程选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被较多地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。	符合
第三十九条：国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	工程选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被较多地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对站场、管线均采用防沙治沙措施。	符合

3.6.12 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析，见表 3.6-8。

表 3.6-8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。	符合
重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸、排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本工程属于天然气开采项目，集输及处理环节均为密闭流程，有效减少 VOCs 排放；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。	符合
企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选	本工程采用密闭集输工艺，凝析油储罐罐体应保持完好	符合

型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常排放情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	除例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）保持密闭。	
---	----------------------------------	--

3.6.13 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 3.6-9

表 3.6-9 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。	本工程占地类型为其他草地。工程施工前应办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为其他草地，不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	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，应当完成土地恢复。	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	建设单位不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入生产的进行恢复。	符合

励复垦为耕地。		
---------	--	--

3.6.14 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

本工程与《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）符合性分析，见表 3.6-10。

表 3.6-10 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性

要求	项目情况	符合性
落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。	泽普采油气管理区已落实污染防治责任制度，已建立健全工业危险废物全过程的污染防治责任制度。	符合
落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。	泽普采油气管理区已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。	符合
产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。	泽普采油气管理区应及时对排污许可证进行变更，纳入本工程内容。	符合
落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染防治监督管理职责的部门备案。	工程投产后，由泽普采油气管理区管理，建设单位应按照要求制定突发环境事件应急预案，报生态环境主管部门备案。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 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，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程位于塔里木盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.2 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。

本工程属于天然气开采项目，项目区不属于限制开发区域、禁止开发区域，项目建设与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符合。

3.7.3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详，见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本工程	符合性
加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程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
有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动新疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。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，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	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；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移电子联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求。	符合
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治	本工程为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准	符合

区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	入标准和政策的落后项目，符合和田地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	
---	-------------------------------------	--

3.7.4 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

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）。

本工程属于气田区块开发，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。本工程与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析详见表3.7-2。

表3.7-2 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

文件名称	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，实施老油田综合治理、新油田效益建产和油田精益生产，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3750万吨油当量油田。	本工程属于气田区块开发，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。	符合
《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审〔2022〕214号）	（一）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、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本工程不涉及生态保护红线区；符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根	本工程不涉及环境	符合

	<p>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田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。</p>	<p>敏感区，远离居民，且本工程已优化开发布局（施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面），减缓了对生态环境的影响。</p>	
	<p>（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>	<p>本工程的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水综合利用，节约了水资源；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。本工程产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理，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。</p>	符合
	<p>（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油田开发扰动范围，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</p>	<p>本工程严格控制占地面积，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。</p>	符合

	开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。		
	（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。	本工程目前不涉及关停井场。管理区积极开展清洁生产审核，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。	泽普采油气管理区定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。	符合
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，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

3.7.5 与新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）（新发改规划〔2017〕891 号）及其符合性分析

表 3.7-3 与皮山县产业准入负面清单符合性分析

序号	门类（代码及名称）	大类（代码及名称）	中类（代码及名称）	小类（代码及名称）	管控要求	本工程	符合性
----	-----------	-----------	-----------	-----------	------	-----	-----

	称)	称)					
限制类							
1	A 农、林、牧、渔业	A01 农业	019 其他农业	0190 其他农业	1.不得发展非节水农业,现有非节水农业应在2020年12月31日前完成节水改造。 2.不得施用高毒农药。 3.不得毁林、烧山、天然草地垦殖。	不涉及	符合
2	A 农、林、牧、渔业	02 林业	024 木材和竹材采运	0242 竹材采运	1.不得对天然林进行商业性采伐。 2.不得对公益林采伐(二级国家公益林抚育和更新性质的采伐除外)。	不涉及	符合
3	A 农、林、牧、渔业	03 畜牧业	031 牲畜饲养	0319 其他牲畜饲养	1.不得在公益林、自然林、天然草地内放牧,实施禁牧育林育草工程。 2.牲畜放牧范围控制在平衡草场内(721处、532万亩),不得在禁牧草场(135处、153.9万亩)放牧。 3.禁止在城区、水源地等禁养区进行放牧及建设养殖区,现有养殖区及放牧区在禁养区内的应在2019年12月31日月底前完成搬迁。 4.2019年12月31日前各规模养殖场按要求建设牲畜排泄物处理设施。	不涉及	符合
4	C 制造业	17 纺织业	171 棉纺织及印染精加工	1711 棉纺纱加工	1.新建项目仅限于布局在安徽(三峡)皮山县工业园区内,现有企业在2019年12月31日之前进入安徽(三峡)皮山县工业园; 2.新建项目不得采用25公斤/小时以下梳棉机、200钳次/分钟以下的棉精梳机、5万转/分钟以下自排杂气流纺设备等生产工艺、设备。现有项目采用25公斤/小时以下梳棉机、200钳次/分钟以下的棉精梳机、5万转/分钟以下自排杂气流纺设备等生产工艺、设备的应在2019年12月31日月底前完成技术改造升级。 3.新建项目清洁生产水平不得低于国内先进水平,现有未达到国内先进水平的企业在2019年12月31日前未完成升级改造升	不涉及	符合

					级。		
5	C 制造业	17 纺织业	172 毛纺织及印染精加工	1723 毛染整精加工	1.新建项目应布局在安徽（三峡）皮山县工业园区内。 2.新建项目不得采用吨原毛洗毛用水超过 20 吨的洗毛工艺与设备。 3.新建项目清洁生产水平不得低于国内先进水平。	不涉及	符合
6	C 制造业	30 非金属矿物制品业	301 水泥、石灰和石膏制造	3011 水泥制造	1.禁止新建。 2.现有项目孰料新型干法水泥生产线低于 2000 吨/日的企业在 2019 年 12 月 31 日前完成改造升级。 3.新建项目清洁生产水平不得低于国内先进水平，现有未达到国内先进水平的企业在 2019 年 12 月 31 日前完成升级改造。	不涉及	符合
7	C 制造业	30 非金属矿物制品业	303 砖瓦、石材等建筑材料制造	3031 粘土砖瓦及建筑砌块制造	1.禁止新建粘土砖，现有项目立即关停。 2.新建建筑砌块项目应布局在安徽（三峡）皮山县工业园区内。 3.新建普通混凝土小型砌块、装饰混凝土砌块、复合保温砌块等，必须达到年生产规模 10 万立方米及以上，装饰混凝土砌块年生产规模在 15 万立方米以上。对现有低于标准的企业在 2019 年 12 月 31 日前完成升级改造。 4.新建项目清洁生产水平不得低于国内先进水平。现有未达到国内先进水平的企业在 2019 年 12 月 31 日前未完成升级改造。	不涉及	符合
8	C 制造业	34 通用设备制造业	349 其他通用设备制造业	3490 其他通用设备制造业	1.新建项目应布局在安徽（三峡）皮山县工业园区内。 2.新建绞车制造项目其制造直径应在 2.5 米及以上，矿井提升机制造直径应在 3.5 米及以上。 3.新建项目清洁生产水平不得低于国内先进水平。	不涉及	符合

9	K 房地产业	70 房地产业	701 房地产开发经营	7010 房地产开发经营	1.新开发房地产项目集中布局在北纬四路以北、哈尼卡路以南、固玛路以东、安徽大道以西。 2.禁止新建别墅类商业开发项目。	不涉及	符合
禁止类							
1	C 制造业	13 农副食品加工业	136 水产品加工	1362 鱼糜制品及水产品干腌制加工	禁止新建	不涉及	符合
2	C 制造业	17 纺织业	171 棉纺织及印染精加工	1713 棉印染精加工	禁止新建	不涉及	符合
3	C 制造业	19 皮革、毛皮、羽毛及其制品和制鞋业	191 皮革鞣制加工	1910 皮革鞣制加工	禁止新建	不涉及	符合
4	C 制造业	19 皮革、毛皮、羽毛及其制品和制鞋业	192 皮革制品制造	1929 其他皮革制品制造	禁止新建	不涉及	符合
5	C 制造业	19 皮革、毛皮、羽毛及其制品和制鞋业	193 毛皮鞣制及制品加工	1931 毛皮鞣制加工	禁止新建	不涉及	符合
6	C 制造业	22 造纸和纸制品业	221 纸浆制造	2211 木竹浆制造	禁止新建	不涉及	符合
7	C 制造业	26 化学原料和化学制品制造业	263 农药制造	2631 化学农药制造	禁止新建	不涉及	符合
8	C 制造业	26 化学原料和化学制品制造业	267 炸药、火工及焰火产品制造	2671 炸药及火工产品制造	禁止新建	不涉及	符合
9	C 制造业	27 医药制造业	2750 兽用药品制造	2750 兽用药品制造	禁止新建	不涉及	符合
10	C 制造业	32 有色金属冶炼和压延加工业	321 常用有色金属冶炼	3217 镁冶炼	禁止新建	不涉及	符合

3.8 “三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(1) 生态保护红线

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

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及2023年更新成果、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38号）及2023年更新成果，本工程位于皮山县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65322330001），东南距生态保护红线（帕米尔-昆仑山水土流失防控生态保护红线区）最近为8.83km。

(2) 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；工程所在区域地下水水质除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；项目区占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；占地范围外土壤环境质量满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本工程的建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为其他草地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

本工程与生态保护红线位置关系，见图 3.8-1。

具体管控要求符合性能分析，见表 3.8-1 至 3.8-4。

图 3.8-1 本工程与生态保护红线位置关系图

表 3.8-1 拟建工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》及 2023 年更新成果符合性分析一览表

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及2023年更新成果、《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38号）及2023年更新成果、本项目井场、站场及管线均属于皮山县一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65322330001）。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护区核心区、评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本项目符合生态保护红线要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目为天然气开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至柯克亚作业区固废填埋场处置；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目占地类型主要为其他草地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期用水量较少，节约了水资源；消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。	本项目位于一般管控单元，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生	符合

一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	态环境质量底线，不会降低区域生态功能。本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。	
------------------------------------	--	--

表 3.8-2 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
新疆三州片区总体管控要求	加强绿洲边缘生态保护与修复，统筹推进山水林田湖草沙治理，禁止樵采喀什三角洲荒漠、绿洲区荒漠植被，禁止砍伐玉龙喀什河、喀拉喀什河、叶尔羌河、和田河等河流沿岸天然林，保护绿洲和绿色走廊。	拟建工程位于塔克拉玛干沙漠南缘，距皮山河约10km、距苏拉阿孜河约28.4km，占地范围内不涉及绿洲荒漠植被和天然林	符合
	控制东昆仑山—阿尔金山山前绿洲、叶尔羌河流域绿洲、和田河流域绿洲、喀什-阿图什绿洲的农业用水量，提高水土资源利用效率，大力推行节水改造，维护叶尔羌河、和田河等河流下游基本生态用水。	拟建工程不涉及农业用水	符合

表 3.8-3 拟建工程与《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》及 2023 年更新成果符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境质量底线 大气环境质量目标根据《受沙尘天气过程影响城市空气质量评价补充规定》(环办监测〔2016〕120号)要求，扣除沙尘影响，争取环境空气质量好于2020年考核目标。全地区水环境质量得到进一步改善，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定。土壤环境质量保持平稳，土壤环境风险得到进一步管控。主要污染物排放总量得到控制，荒漠化防治与防风固沙能力得到提升，生态环境保护及修复工作得到加强，污染防治水平和环境监管基础能力显著提升	拟建工程采出水随凝析油运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程天然气输送采用密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线 强化节约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下发的总量与强度控制目标，积极推动和田市国家级低碳城市试点工作。	拟建工程采出水随凝析油运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土	符合

			地资源消耗符合要求;拟建工程开发符合资源利用上线要求	
环境管控单元	和田地区共划定环境管控单元72个,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控		拟建工程属于皮山县一般管控单元(ZH65322330001),项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施,可确保污染得到有效地控制,对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受,从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 3.8-4 拟建工程所在“皮山县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292530001	皮山县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1.执行总体管控要求中关于空间布局约束的准入要求。 2.执行一般管控单元中关于空间布局约束的准入要求。 3.执行重点管控单元空间布局约束总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。			本项目符合空间布局约束的管控要求
污染物排放管控	1.执行总体管控要求关于污染物排放管控的准入要求。 2.执行一般管控单元关于污染物排放管控的准入要求。 3.执行重点管控单元污染物排放总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。			本项目符合污染物排放管控的管控要求
环境风险防控	1.执行总体管控要求关于环境风险防控的准入要求。 2.执行一般管控单元关于环境风险防控的准入要求。 3.执行重点管控单元中环境风险管控总体管控要求。			本项目符合环境风险防控的管控要求
资源利用效率	1.执行总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.执行一般管控单元中关于资源利用效率的准入要			本项目符合资源利用效率的管控要求

	求。 3.执行重点管控单元中资源利用效率总体管控要求、 大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。	
--	---	--

综上所述，拟建工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及2023年更新成果、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（和行发〔2021〕38号）及2023年更新成果，所在管控单元皮山县一般管控单元要求。

3.9 选址、选线合理性分析

(1) 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于新疆维吾尔自治区和田地区皮山气田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河国家级水土流失重点预防区以外，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，工程永久占地和临时占地的土地利用类型为其他草地，植被覆盖度约20%，周边野生动物分布较少。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

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

(2) 井（站）场布置的合理性分析

根据现场调查，井（站）场周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》，工程所在和田地区皮山县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区。井（站）场无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；按照土地集约利用原则及合理布局，工程不占用耕地，井（站）场永久占地依法办理用地审批手续；综上所述，井场布置合理。

(3) 管线选线可行性分析

①本工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。管线走向周边无居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)的要求，可降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。

②工程所在和田地区皮山县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区，管线走向无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

③管道在施工完成后已进行过水力试压，不存在渗漏情况；同时管线敷设区

域避开地质灾害(洪水等)易发区和潜发区,施工结束后,对临时占地及时恢复植被,减少占地影响。

综上所述,本工程合理优化管线选线方案,减少管线的长度。管道两侧无居民等敏感目标,敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标,管线占地类型为其他草地,属于临时占地。从环境保护角度看,管道选线可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

皮山县位于新疆维吾尔自治区南部，塔克拉玛干大沙漠南缘，喀喇昆仑山北麓。东与和田县、墨玉县毗邻，西同叶城县相连，南与印度、巴基斯坦在克什米尔的实际控制区交界，北与麦盖提县、巴楚县接壤。

本拟建工程油气开发建设内容位于和田地区皮山县，区域以油气开采为主，现状占地类型主要为其他草地。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

4.1.2 地形地貌

皮山县地处喀喇昆仑山北麓，区域地貌轮廓受昆仑山纬向构造体系的控制，随着新构造运动，特别是承袭老构造的剧烈活动，使昆仑山不断抬升，前山带遭受强烈的侵蚀、剥蚀，而山前则处于相对沉降阶段，在流水地质作用下，大量的碎屑物质被搬运到山前拗陷带沉积，形成了广阔的山前平原区。海拔由南部山区的5500m，向北呈阶梯状依次递降成低山丘陵、山前倾斜平原、沙漠，其相对高差3300m。由于大地构造近东西向展布，因此，区内地貌形态由南至北呈东西向条带状分布，地貌形态分述如下：

(1) 侵蚀高中山地貌

分布于昆仑山前山主干断裂以南，由古老的变质岩系组成，山势高耸走向近东西，海拔4000~2500m，河流侵蚀切割作用强烈，多发育有“V”字型河谷，河床一般下切几十米至上百米，形成侵蚀堆积阶地，基岩裸露，植物生长极少。

(2) 剥蚀低山丘陵地貌

分布在克里阳、桑株和杜瓦一带，海拔2000~2500m。产状单一，波状起伏垅岗地形，垅岗近东西向延伸，被南北向冲沟切穿，沟深一般十余米，发育有二级阶地。在皮山河、桑株河和杜瓦河出山口两侧，由于新构造运动抬升，高出现代河床150余m，组成4~5m高阶地。

(3) 山间洼地

主要分布皮山河流域克里阳乡北部、阔什塔格镇巴西干乡一带。地形较为平坦开阔，海拔 2000~2500m，向北微倾，近东西向延伸，东西长约 40km，南北宽 6~15km，面积约 650km²。表层覆盖剥蚀作用的砂砾石，植物生长较少，主要为耐旱碱草。

(4) 山前堆积地貌

①山前冲洪积砾质平原：分布于低山丘陵区下游至 G315 国道一线附近，由皮山河、桑株河等河流堆积作用形成的冲洪积扇。海拔 1500~2000m。地形平坦开阔，地面坡降 1%~2%。地表沉积物以砂砾石、砂质或粘质土为主，南高北低，呈微斜状，植被沿现代河床滩地发育，其他地段植被稀少，地下水一般埋深很大，呈现大片荒漠戈壁景观。

②冲洪积细土平原：主要分布于砾质平原以北的广阔区域，为塔克拉玛干沙漠的南缘地带，海拔 1350~1500m。地形平坦，地表覆盖有 5~20m 的粉砂层，下部为卵砾石或砂砾石层。该地带为皮山县的主要农业区，G315 国道在其南缘呈东西向穿越，分布有主要绿洲。

拟建工程场地位于塔克拉玛干大沙漠南缘，喀喇昆仑山北麓，属低山丘陵伴缓坡地貌，伴冲沟等地貌，地形高低起伏，整体地势呈东高西低、南高北低。沿线植被发育一般。

4.1.3 水文概况

4.1.3.1 地表水系

皮山河流域流向均为由南向北进入皮山县绿洲区域，主要的河流分别是皮山河、苏拉阿孜河，它们均发源于南部中高山区，补给源为浅山区降水和中高山区冰雪融水，径流方向由山区到平原，最后消失于塔克拉玛干沙漠之中；昆仑山北坡流入皮山县境内的河流均属于和田河流域。

(1) 皮山河

皮山河发源于昆仑山北麓，上游由阿克肖河及康阿孜河两大支流组成，两支流在璁阿巴提塔吉克民族乡汇合，汇合后始称皮山河，皮山河由南向北流经克里阳注入雅普泉水库，后流经皮山县灌区消失于塔克拉玛干大沙漠，全长 160km。

皮山河高山区海拔在 4000~6000m 之间，中低山区海拔在 1800~4000m 之间，1800m 以下为平原区。流域地势南高北低，由西向东倾斜。其群山峻岭，

终年积雪，河道狭窄弯曲，水流湍急，两岸悬崖陡壁。源头最高海拔 6000m 以上，汇合口处海拔 2300m 左右。

皮山河以皮山水文站为控制断面，测站以上河长 72.0km，集水面积 1899km²，多年平均径流量 3.462×10⁸m³，出山口位于水文站下游约 50km，多年平均径流量为 3.49×10⁸m³。皮山河流域含东部布琼河、苏拉阿孜河，则皮山河多年平均总径流量 3.78×10⁸m³。

(2) 苏拉阿孜河

苏拉阿孜河发源于昆仑山北麓桑株达坂，出山口以上流域面积为 405.7km²，河流全长 61.0km，与皮山河支流布琼河为同一源头，没有冰川，河流最终散失于皮山河灌区中的木奎拉附近，多年平均径流量 0.1646×10⁸m³。

拟建工程距皮山河约 10km、距苏拉阿孜河约 28.4km。

4.1.3.2 水文地质

(1) 南部山区

皮山县南部为高山及中山区，频繁的构造运动导致断裂、褶皱、构造裂隙极为发育，地下水主要赋存于基岩裂隙、断裂带及碳酸岩裂隙溶洞之中。海拔 5200m 以上有终年积雪和现代冰川，大气降水和冰雪融水直接补给地下水，同时也是山前平原地下水的补给源地，此处山高谷深，地表植被稀少。地下径流条件较好，在重力作用下，地下水由高处向低处运动，在沟谷中泉水溢出汇入地表水流向平原灌注。因此，该区除部分灰岩、火成岩沟谷外，地下水较为贫乏。

(2) 低山丘陵区及切割的垅岗区

分布于昆仑山前地带，主要是中生代及新生代第三系第四系地层组成，在强烈的新构造运动挤压作用下，自南向北依次分布，康开向斜、桑株及杜瓦背斜、桑株—普斯开肯斜，并伴随着断裂的发育，正是由于背斜、断裂的存在和控制作用，使得该区地下水含水层的空间分布、富水性显示出极大的不均一性。区内地下水类型主要有第三系裂隙、孔隙潜水及层间承压水和第四系孔隙潜水，第三系地层仅在皮山河阔什塔格附近及桑株河、杜瓦河两侧出露较好，大部分则被第四系所覆盖，山前补给条件的不同，含水层富水性也不相同，一般在河谷区，地下水补给来源主要是河水入渗补给，含水层岩性为砂岩、砂粒岩，顶板埋深 27.6~59.2m，含水层厚度 55.04~61.18m，水位埋深 10.49~31.15m；而远离河谷区，

因第三系地下砂岩泥质含量高，砾岩钙质胶结程度好，地表补给条件差，富水性也相对差，水位埋深也随着地形高度增加而加大，在山前平原以南的微切割垅岗区，岩性主要由下更新统冰水沉积层及中更新统洪积层、全新统冲积层组成，由于分布位置较高，河谷切割较深，多数下切至第三系地层，故属透水而不含水。但在河谷区内由于受构造影响，各河段第四系松散堆积层中的孔隙潜水含水层富水性也有明显的差异，依据各水系的特征可分为：皮山河自上游至雅普泉段，谷宽 1000~2500m，在河谷中游段，地处向斜部位，第四系松散堆积物厚度较大。河谷下游段处于山前隐伏断裂盘抬升区，第三系基岩顶板埋藏浅，第四系含水层变薄。由于第三系地层抬升形成的阻水作用，使第四系潜水溢出成泉，注入河中。但此带第三系上更新统的砂岩为含水层，与隔水的粉砂岩和粘：地层共同组成承压含水层组。

(3) 山前平原区

山前平原第四系孔隙潜水埋藏条件的变化，具有一定的水平分带性，这是受山前构造和第四系岩相水平变化所控制。由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受 I 大量的来自昆仑山的碎屑物质，形成巨厚的松散堆积层。山前平原的中上部，含水层岩性为砂卵石，水位埋深大于 10m，中下部及沙漠边缘，含水层岩性为砂砾石，含亚砂土、粉细砂。水位埋深小于 10m。

本项目位于塔里木盆地西南坳陷西昆仑冲断带柯东构造带，柯东地区挤压冲断强烈，深部古生界发育逆冲叠瓦构造，断裂具有印支-喜山两期活动性质，浅部中-新生界喜山期发生被动变形。

4.1.4 气候、气象

皮山气田地处欧亚大陆腹地，远离海洋，属暖温带大陆性干旱气候区，四季分明，干旱、炎热、降水稀少，风沙大，蒸发量大、昼夜温差大，晴多阴少、日光充足，年平均降水量仅为 45~50mm，平均蒸发量却高达 2226~2480mm，年平均风速 2.0~3.2m/s，主要风向为偏北风~偏西北风，春季气温回升快且不稳定，常有春寒出现。年平均气温约 11.2°C~11.4°C，冷空气活动频繁，天气多变。极端最低气温-23.5°C，无霜期 173~228 天，最大冻土深度 0.7~1.0m。主要气象要素如表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

气象要素	数据	气象要素	数据
年平均气温(°C)	11.2	最大积雪厚度(mm)	90
最冷月极端气温(°C)	-22.7	最大冻土深度(m)	0.78
最热月平均气温(°C)	39.5	定时最大风速(m/s)	28
最冷月平均气温(°C)	-6.1	年平均风速(m/s)	2.2
最热月平均气温(°C)	24.5	全年最大风向	NW、NNW
年平均降雨量(mm)	53.3	地震烈度	8度
降雨量最大年/最小年 (mm)	96.4/17.1		

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 区域生态系统及主要环境问题

4.2.1.1 工程所在区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于《新疆生态功能区划》中工程位于“中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区”和“皮山—和田—民丰荒漠、绿洲沙漠化敏感生态功能区”，主要服务功能为“土壤保持、生物多样性维护”和“农产品生产、沙漠化控制、土壤保持”，主要发展方向为“实施高山牧民生态搬迁和定居舍饲，保持草地生态平衡，发挥涵养水源作用”和“改变能源结构，保证油气供给，发展特色林果业和农区畜牧业，促进丝绸、地毯、和阗玉等民族手工工艺品加工及旅游业发展”。

所在生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标，见表 4.2-1。生态功能区划图见图 4.2-1。

图 4.2-1 生态功能区划图

表 4.2-1 项目区域生态功能区划

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	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
帕米尔—昆仑山—阿尔金山荒漠干旱草原生态区	昆仑山高寒草原侵蚀控制生态亚区	中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区	土壤保持、生物多样性维护	草原过牧退化、草场虫害鼠害严重、人畜饮用水缺乏、樵采破坏山地草场	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀不敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护荒漠植被、保护野生动物	实施高山牧民生态搬迁和定居舍饲，保持草地生态平衡，发挥涵养水源作用
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地南部和东部沙漠、戈壁、绿洲农业生态亚区	皮山—和田—民丰荒漠、绿洲沙漠化敏感生态功能区	农产品生产、沙漠化控制、土壤保持	沙漠化威胁、风沙危害、土壤质量下降和土壤盐渍化、能源短缺、荒漠植被破坏、浮尘和沙尘暴天气多	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化不敏感	保护绿洲农田、保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护饮用水源	改变能源结构，保证油气供给，发展特色林果业和农区畜牧业，促进丝绸、地毯、和阗玉等民族手工艺品加工及旅游业发展

4.2.1.2 生态系统结构和特征

项目区生态系统为荒漠生态系统，土壤类型主要为石质土为主，植被以驼绒藜、琵琶柴为主，生态系统结构简单。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱的沙生植物才能得以生存。项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

4.2.2 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

根据调查，评价区域占地范围内土地利用现状类型均为其他草地，区域植被覆盖度在 20%左右，评价区域土地利用现状图见图 4.2-2。

图 4.2-2 评价区域土地利用现状图

4.2.3 植被环境现状调查及评价

项目所在区动植物区系属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔克拉玛干荒漠省。项目区域植被类型图见图 4.2-3，区域野生植物情况见表 4.2-2。

表 4.2-2 区域主要野生植物名录

科	种名	拉丁名	保护类别
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Corispermum heptapotamicum</i>	--
	刺蓬	<i>Echinopsilon divaricatum</i>	--
	细叶虫实	<i>Anabassis spp.</i>	--
	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>	--
	假木贼	<i>Halimodendron halodendron</i>	--
柽柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	--
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Sphaerophysa salsula</i>	--
	白花苦豆子	<i>Glycyrrhiza korshinskyi</i>	--
	苦马豆	<i>G.indlata Batal</i>	--
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>	--

参照同区块其他报告中调查结果，拟建工程位于皮山县中部低山丘陵区，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应项目区气候的植物生活型，地表植被稀少。植物物种的分布和水文条件直接有关，区域地下水位较深，分布深根型多年生植物，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏。项目生态评价范围内主要涉及的植被为驼绒藜、琵琶柴，除此以外还有少量的高山绢蒿、合头草。拟建工程井场永久占地及管线临时占地范围内地貌类型相似，植被种类基本一致，植被覆盖度约 20%。

图 4.2-3 植被类型分布示意图

4.2.4 野生动物现状调查

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠南缘，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

参照同区块其他报告中调查结果，项目区共分布有野生脊椎动物7种，其中爬行类2种，哺乳动物2种，鸟类3种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存(仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内)。在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，无国家和地方保护动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类见表4.2-3。

表 4.2-3 区域主要动物种类及分布

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>	-
2	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>	-
鸟纲						
3	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechysmongolica</i>	-
4	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	-
5	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammodendri</i>	-
哺乳纲						
6	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridiamus</i>	-
7	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	-

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号)及《新疆国家重点保护野生动物名录》，拟建工程占地范围内不涉及重点保护野生动物。

4.2.5 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区2022年水土流失动态监测年报》，2022年皮山县(含昆玉市)轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积22954.27km²，占皮山县(含昆玉市)土地总面积的57.42%。其中水力侵蚀面积为4128.42km²，占土壤侵蚀总面积的17.99%；风力侵蚀面积为18825.85km²，占土壤侵蚀总面积的82.01%。

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对拟建工程所在区域的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域水土流失治理措施为：重点推进油气资源开发水土流失综合治理工作,主要对矿区周边进行生态修复。

4.2.6 土地沙化现状

根据《全国防沙治沙规划（2021—2030年）》，和田地区属于的全国防沙治沙综合示范区，位于干旱沙漠及绿洲类型区中塔克拉玛干沙漠及绿洲生态保护修复区。

本区位于新疆塔里木盆地，涉及51个县，沙化土地面积5999.58万公顷（9.00亿亩），大部分区域多年平均降水量不足50毫米，植被稀疏。

划定一批封禁保护区；保护南疆绿洲水源区昆仑山、天山冰川和林草植被，以及胡杨、怪柳等沙漠植被；在绿洲外围，开展流动沙丘治理，建设防风固沙锁边林草带；在绿洲内部，开展农田林网更新改造，实施退地减水；继续实施流域生态输水工程，开展胡杨林等荒漠植被退化区生态补水。

4.2.7 小结

本工程地处荒漠戈壁区域，项目区周边无自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，涉及水土流失重点治理区，生态系统较为脆弱，经现场调查，评价区域内分布有驼绒藜、琵琶柴等原始天然植被。项目新增永久占地面积1.42hm²，临时占地面积6.6hm²，总占地面积为8.02hm²。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于《新疆生态功能区划》中的“中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区”和“皮山—和田—民丰荒漠、绿洲沙漠化敏感生态功能区”。项目区气候干燥，属侵蚀区，主要类型为风力侵蚀，土壤主要为石质土，项目现状调查和

走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程位于新疆维吾尔自治区和田地区皮山县境内，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）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2023年全国环境空气质量达标区判定的数据，作为基本污染物环境空气质量现状数据。现状评价结果，见表4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

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	9	60	15	达标
NO ₂	年平均	16	40	40	达标
PM ₁₀	年平均	141	70	201.4	不达标
PM _{2.5}	年平均	43	35	122.9	不达标
CO	95%日平均浓度	800	4000	20	达标
O ₃	90%日最大 8h 平均浓度	122	160	76.25	达标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由表 4.3-1 可知：2023 年和田地区基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃ 监测项目均能满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准及其修改单要求，PM₁₀、PM_{2.5} 超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，项目所在区域环境空气质量属于不达标区。项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点基本信息

项目所在区域的环境空气质量功能区划属二类功能区，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，满足

在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点要求。监测因子为非甲烷总烃。监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。

监测点位基本信息，见表 4.3-2；监测点位，见图 4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

监测点名称	监测点坐标	监测因子	数据来源
		1 小时平均	
西集气站东南 500m		非甲烷总烃	实测
皮山 105X 井东南 500m			

(2) 采样与监测时间

非甲烷总烃采样时间为 2024 年 11 月 16 日-2024 年 11 月 22 日；检测时间 2024 年 11 月 17 日-2024 年 11 月 23 日。满足补充监测原则上应取得 7d 有效数据。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表，见表 4.3-3。

表 4.3-3 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	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) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2000 μ g/m³。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i—采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， μ g/m³；

C_{oi}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， μ g/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果，见表 4.3-4。

表 4.3-4 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范 围($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度 占标率/%	超标 频率/%	达标 情况
西集气站东 南 500m	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	460-640	32	0	达标
皮山 105X 井 东南 500m	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	340-570	28.5	0	达标

由表 4.3-4 可知，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求。

各要素监测点位，见图 4.3-1。

图 4.3-1 各要素监测点位图

4.4 水环境现状调查与评价

4.4.1 地表水环境现状调查

项目区周边 5km 范围内无地表水体，因此，本次环评不进行地表水环境现状调查与评价，仅对地下水环境现状进行调查评价。

4.4.2 地下水环境现状调查

结合现场踏勘和调查，由于项目区的地下水评价范围内无人工开采水井，且项目区周边人工开采水井分布数量也很少，因此本次评价从实际出发，利用区域周边村庄现有的人工开采水井，在项目区侧向及下游布设了地下水监测点，进行地下水采样、水质分析。

4.4.2.1 调查方法

本次地下水环境现状调查引用《叶探 1 井临时试采流程工程环境影响报告书》编制期间开展的 3 个潜水监测点现状监测数据，引用点位与本工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本工程所在区域地下水环境质量现状。满足三级评价项目潜水含水层水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1-2 个。原则上建设项目场地上游及下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个的要求。工程所在区域有承压水，区域矿化度在 1.2~4.8g/L，不具备饮用价值，故本次评价不再检测承压水。

4.4.2.2 监测点位

监测点位，见图 4.3-1。地下水监测点设置情况，见表 4.4-1。

表 4.4-1 地下水监测点设置情况一览表

监测点名称	监测层位	水深 (m)	方位, 距离	东经	北纬
1#地下水监测点	潜水层	51	西集气站西侧 1.6km		
2#地下水监测点		50	皮山 104 井东北侧 2.7km		
3#地下水监测点		53	皮山 105X 井东南侧		

			5.3km		
--	--	--	-------	--	--

4.4.2.3 监测频率

引用监测点监测时间为2023年12月25日，满足评价等级为三级的建设项目，若掌握近3年内至少一期的监测资料，评价期内可不再进行现状水位监测要求。

4.4.2.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

监测因子：色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共37项。

(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/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。

本次实测检测项目分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.4-2。

表 4.4-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

检测项目	依据的标准(方法)名称及编号(含年号)	方法检出限
pH	水质 pH 的测定 电极法 HJ1147-2020	/
浊度	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/T5750.4-2023	0.5NTU
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L
色度	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/T5750.4-2023	5 度
肉眼可见物	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/T5750.4-2023	/
臭和味	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/T5750.4-2023	/
溶解性总固体	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/T5750.4-2023	/

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/T5750.6-2023	0.1μg/L
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/T5750.6-2023	2.5ug/L
汞	水质汞、砷、硒、铋、锑的测定原子荧光法 HJ 694-2014	0.04μg/L
砷	水质汞、砷、硒、铋、锑的测定原子荧光法 HJ 694-2014	0.3μg/L
硒	水质汞、砷、硒、铋、锑的测定原子荧光法 HJ 694-2014	0.4μg/L
锰	水质 铁、锰的测定 原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.01mg/L
铁	水质 铁、锰的测定 原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.03mg/L
锌	水质铜、铅、锌、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB7475-1987	0.05mg/L
铜	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87	0.01mg/L
钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-89	0.01mg/L
六价铬	生活饮用水标准检验方法第6部分：金属和类金属指标 GB/T5750.6-2023	0.004mg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021	0.003mg/L
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/T5750.5-2023	0.002mg/L
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB7484-1987	0.05mg/L
耗氧量	水质 耗氧量的测定 生活饮用水标准检验方法 GB/T5750.7-2023	0.05mg/L
氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB11896-1989	2mg/L
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-1987	5mg/L
硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法 HJ/T342-2009	5mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林萃取分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L
硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 HJ/T 346-2009	0.08mg/L
亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-1987	0.001mg/L

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/T5750.12-2023	2MPN/100ml
阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB7494-87	0.05mg/L
细菌总数	生活饮用水标准检验方法第12部分：微生物指标 GB/T5750.12-2023	/
钾	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-1989	0.05mg/L
钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-1989	0.02mg/L
镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-1989	0.002mg/L
铝	生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属 指标 GB/T5750.6-2023	0.008mg/L
碘化物	生活饮用水标准检验方法 第5部分：无机非金属指 标 GB/T5750.5-2023	1.2ug/L
碳酸根	地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和 氢氧根 DZ/T 0064.49-2021	5mg/L
重碳酸根	地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和 氢氧根 DZ/T 0064.49-2021	5mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ 970-2018	0.01mg/L

4.4.3 地下水环境质量现状评价

4.4.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 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:

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

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

式中: P_{pH} —pH 的标准指数, 无量纲;

pH —pH 监测值;

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值;

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.4.3.2 地下水离子检测结果与评价

各监测点地下水离子分析结果见表 4.4-3。

表 4.4-3 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目	1#	2#	3#	
监测值 (mg/L)	K ⁺	7.41	7.23	7.22
	Na ⁺	144	142	140
	Ca ²⁺	196	193	190
	Mg ²⁺	37.0	36.3	36.1
	CO ₃ ²⁻	ND	ND	ND
	HCO ₃ ⁻	239	246	243
	Cl ⁻	214	220	215
	SO ₄ ²⁻	492	506	497
毫克当量 百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	38.20	38.24	38.24
	Ca ²⁺	51.99	51.98	51.90
	Mg ²⁺	9.81	9.78	9.86
	CO ₃ ²⁻	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	25.29	25.31	25.45
	Cl ⁻	22.65	22.63	22.51
	SO ₄ ²⁻	52.06	52.06	52.04

注: ND 为未检出。

根据地下水离子检测结果, 评价区地下水阴离子以 HCO₃⁻、SO₄²⁻ 为主, 阳离子以 Na⁺、Ca²⁺ 为主, 水化学类型主要以 HCO₃⁻·SO₄²⁻·Na·Ca 型为主。

4.4.3.3 地下水质量现状监测与评价

表 4.4-4 地下水水质现状监测及评价结果

项目			潜水		
			1#	2#	3#
色度	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤15	标准指数	—	—	—
臭(嗅)和味	标准值	监测值	无	无	无
	无	标准指数	—	—	—
浑浊度	标准值	监测值	0.5	0.6	0.6
	无	标准指数	—	—	—
肉眼可见物	标准值	监测值	无	无	无
	无	标准指数	—	—	—
pH	标准值	监测值	7.5	7.3	7.4
	6.5~8.5	标准指数	0.33	0.20	0.27
总硬度	标准值	监测值	649	637	625
	≤450	标准指数	1.44	1.42	1.39
溶解性总固体	标准值	监测值	1180	1310	1220
	≤1000	标准指数	1.18	1.31	1.22
硫酸盐	标准值	监测值	492	506	497
	≤250	标准指数	1.97	2.02	1.99
氯化物	标准值	监测值	214	220	215
	≤250	标准指数	0.86	0.88	0.86
铁	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.3	标准指数	—	—	—
锰	标准值	监测值	0.01	0.01	0.02
	≤0.10	标准指数	0.10	0.10	0.20
铜	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤1.00	标准指数	—	—	—
锌	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤1.00	标准指数	—	—	—
铝	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.20	标准指数	—	—	—

挥发性酚类	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.002	标准指数	—	—	—
阴离子表面活性剂	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.3	标准指数	—	—	—
耗氧量	标准值	监测值	0.24	0.18	0.20
	≤3.0	标准指数	0.080	0.060	0.067
氨氮	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.50	标准指数	—	—	—
硫化物	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.02	标准指数	—	—	—
总大肠菌群	标准值	监测值	1.0	未检出	未检出
	≤3.0CFU/100ml	标准指数	0.33	—	—
菌落总数	标准值	监测值	34	32	32
	≤100CFU/ml	标准指数	0.34	0.32	0.32
亚硝酸盐氮	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤1.00	标准指数	—	—	—
硝酸盐氮	标准值	监测值	0.59	0.64	0.62
	≤20.0	标准指数	0.030	0.032	0.031
氰化物	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.05	标准指数	—	—	—
氟化物	标准值	监测值	0.53	0.56	0.56
	≤1.0	标准指数	0.53	0.56	0.56
碘化物	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.08	标准指数	—	—	—
汞	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.001	标准指数	—	—	—
砷	标准值	监测值	0.0005	0.0004	0.0004
	≤0.01	标准指数	0.05	0.04	0.04
硒	标准值	监测值	0.0006	0.0006	0.0006
	≤0.01	标准指数	0.06	0.06	0.06
镉	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.005	标准指数	—	—	—

铬(六价)	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.05	标准指数	—	—	—
铅	标准值	监测值	0.0034	0.0033	未检出
	≤0.01	标准指数	0.34	0.33	—
三氯甲烷	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤60μg/L	标准指数	—	—	—
四氯化碳	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤2.0μg/L	标准指数	—	—	—
苯	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤10.0μg/L	标准指数	—	—	—
甲苯	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤700μg/L	标准指数	—	—	—
石油类	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出
	≤0.05	标准指数	—	—	—
水位/m			33.12	31.25	35.08
水深/m			51	50	53

地下水各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表4.4-5。

表 4.4-5 监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH	7.5	7.3	7.4	0.082	100	0
总硬度	649	625	637	9.798	100	100
溶解性总固体	1310	1180	1236.667	54.365	100	100
硫酸盐	506	492	498.333	5.793	100	100
氯化物	220	214	216.333	2.625	100	0
铁	--	--	--	--	0	0
锰	0.02	0.01	0.013	0.005	100	0
铜	--	--	--	--	0	0
锌	--	--	--	--	0	0
铝	--	--	--	--	0	0
挥发性酚类	--	--	--	--	0	0

阴离子表面活性剂	--	--	--	--	0	0
耗氧量	0.24	0.18	0.207	0.025	100	0
氨氮	--	--	--	--	100	0
硫化物	--	--	--	--	0	0
总大肠菌群	1	未检出	--	--	33.3	0
菌落总数	34	32	32.667	0.943	100	0
亚硝酸盐氮	--	--	--	--	0	0
硝酸盐氮	0.64	0.59	0.617	0.021	100	0
氰化物	--	--	--	--	0	0
氟化物	0.56	0.53	0.550	0.014	100	0
碘化物	--	--	--	--	0	0
汞	--	--	--	--	0	0
砷	0.0005	0.0004	0.0004	0.0004	100	0
硒	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	100	0
镉	--	--	--	--	0	0
铬(六价)	--	--	--	--	0	0
铅	0.0034	未检出	--	--	66.7	0
三氯甲烷	--	--	--	--	0	0
四氯化碳	--	--	--	--	0	0
苯	--	--	--	--	0	0
甲苯	--	--	--	--	0	0
石油类	--	--	--	--	0	0

由表 4.4-4 可知，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

4.5 声环境现状

4.5.1 监测点布设

本次分别在西集气站厂界四周 1m、拟建皮山 105X 井各布设 1 个监测点位。监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。

监测点位见图 4.3-1。

4.5.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 11 月 16 日-2024 年 11 月 17 日分昼间和夜间两个时段进行。

4.5.3 监测方法

由于西集气站目前是叶探 1 集中试采点处于运行状态，按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求进行测量；皮山 105X 井尚未建设声环境现状监测为背景值监测，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

4.5.4 评价标准

西集气站声环境现状执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）；皮山 105X 井声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.5.5 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价。

4.5.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计，见表 4.5-1。

表 4.5-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测点位	测量时间	等效声级 dB（A）	
		昼间	夜间

拟建皮山 105X 井	2024年11月16日-2024 年11月17日	46	42
西集气站东侧		53	48
西集气站南侧		53	48
西集气站西侧		49	48
西集气站北侧		49	48

由表 4.5-1 可知，监测期间西集气站监测点昼间噪声值在 49~53dB（A）之间，夜间噪声值 48dB（A），声环境现状满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；皮山 105X 监测点昼间噪声值 46dB（A），夜间噪声值 42dB（A），声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本工程涉及的土壤类型为石质土。项目区土壤类型见图 4.6-1。

图 4.6-1 土壤类型图

4.6.2 土壤理化特性调查

4.6.2.1 土壤理化特性

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土壤结构、土壤质地、阳离子交换量等。取样点位为皮山105X井场内表层样。监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。分析结果，见表4.6-1。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

点位	3#: 皮山105X井	时间	2024年11月17日
经度		纬度	
层次	表层(0-20cm)		
现场记录	颜色	棕黄	
	结构	团粒	
	质地	沙土	
	砂砾含量	75%	
	其他异物	无	
实验室测定	pH值(无量纲)	7.84	
	阳离子交换量(cmol ⁺ /kg)	2.0	
	氧化还原电位(mV)	287	
	饱和导水率(mm/min)	0.660	
	土壤容重(kg/m ³)	1.41	
	孔隙度(%)	40.4	

4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录D中表D2判定工程建设地土壤酸化、碱化强度。土壤酸化、碱化分级标准，见表4.6-2。

表 4.6-2 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

$9.0 \leq \text{pH} < 9.5$	中度碱化
$9.5 \leq \text{pH} < 10.0$	重度碱化
$\text{pH} \geq 10$	极重度碱化
注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的 pH 值，可根据区域自然背景状况适度调整	

本工程土壤 pH 值为 7.58~7.84，故本工程所在地土壤无酸化或碱化。

4.6.2.3 土壤盐化判定

(1) 土壤盐化分级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D1 判定工程建设地土壤盐化强度。土壤盐化分级标准，见表 4.6-3。

表 4.6-3 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	$\text{SSC} < 1$	$\text{SSC} < 2$
轻度盐化	$1 \leq \text{SSC} < 2$	$2 \leq \text{SSC} < 3$
中度盐化	$2 \leq \text{SSC} < 4$	$3 \leq \text{SSC} < 5$
重度盐化	$4 \leq \text{SSC} < 6$	$5 \leq \text{SSC} < 10$
极重度盐化	$\text{SSC} \geq 6$	$\text{SSC} \geq 10$
注：根据区域自然背景状况适当调整		

本工程建设地属于荒漠地区，土壤含盐量为 3.9~7.9g/kg，初步判定本工程所在地土壤为重度盐化。

(2) 土壤盐化综合判定

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 F“土壤盐化综合评分预测方法”进一步判定工程所在地土壤盐化强度。

土壤盐化综合评分法：根据“土壤盐化影响因素赋值表”选取各项影响因素的分值与权重，采用公式计算土壤盐化综合评分值 (Sa)，对照“土壤盐化预测表”得出土壤盐化综合评分预测结果。

1) 公式

$$Sa = \sum_{i=1}^n Wx_i \times Ix_i$$

式中： n ——影响因素指标数目；

Ix_i ——影响因素 i 指标评分；

Wx_i ——影响因素 i 指标权重。

2) 土壤盐化影响因素赋值表

土壤盐化影响因素及分级标准，见表 4.6-4。

表 4.6-4 土壤盐化分级标准

影响因素	分值				权重
	0分	2分	4分	6分	
地下水位埋深 (GWD) /m	$GWD \geq 2.5$	$1.5 \leq GWD < 2.5$	$1.0 \leq GWD < 1.5$	$GWD < 1.0$	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	$EPR < 1.2$	$1.2 \leq EPR < 2.5$	$2.5 \leq EPR < 6$	$EPR \geq 6$	0.25
土壤本底含盐量 (SSC) / (g/kg)	$SSC < 1$	$1 \leq SSC < 2$	$2 \leq SSC < 4$	$SSC \geq 4$	0.15
地下水溶解性总固体 (TDS) / (g/L)	$TDS < 1$	$1 \leq TDS < 2$	$2 \leq TDS < 5$	$TDS \geq 5$	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	壤土、粉土、砂粉土	0.10

3) 土壤盐渍化预测表

土壤盐化预测表，见表 4.6-5。

表 4.6-5 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分值 (Sa)	$Sa < 1$	$1 \leq Sa < 2$	$2 \leq Sa < 3$	$3 \leq Sa < 4.5$	$Sa \geq 4.5$
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

4) 预测结果

预测结果，见表 4.6-6。

表 4.6-6 预测结果一览表

影响因素	本工程	分值	权重
地下水位埋深 (GWD) /m	$GWD \geq 2.5$	0分	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	$EPR \geq 6$	6分	0.25
土壤本底含盐量 (SSC) / (g/kg)	$SSC \geq 4$	6分	0.15
地下水溶解性总固体 (TDS) / (g/L)	$TDS \geq 5$	6分	0.15

土壤质地	砂土	2分	0.10
------	----	----	------

将各影响因素分值和权重代入公式计算，可得 $S_a=3.5$ ，对照表 4.6-5，可知本工程所在地土壤盐化程度为重度盐化，与地形、气候、地质条件、水动力与水文地质条件等特殊的自然因素有关。

4.6.3 土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），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。据前文“2.5.7 土壤环境”等级判定结果：本工程生态影响型评价工作等级为二级、污染影响型评价工作等级为三级。

4.6.3.1 监测点位

本次监测点位布设兼顾生态影响型二级评价及污染影响型三级评价现状监测布点类型及数量要求。在项目占地范围内布设 7 个表层样（占地范围内 3 个，占地范围外 4 个）

监测点位，见图 4.3-1。

4.6.3.2 监测时间

土壤监测采样日期 2024 年 11 月 16 日，检测时间 2024 年 11 月 21 日-2024 年 11 月 30 日。

4.6.3.3 监测因子

（1）基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、土壤理化性质及土壤盐分含量。

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值(基本项目): pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

(2) 特征因子: 石油烃。

4.6.3.4 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地区域土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地区域土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地区域土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求。

4.6.3.5 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准,占地范围外农用地土壤基本项目执行《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(基本项目)”的 pH>7.5 所列标准。

4.6.3.6 评价方法

采用标准指数法:

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

式中: C_i —— i 污染物的监测值;

S_i —— i 污染物的评价标准值;

P_i —— i 污染物的污染指数

(6) 监测及评价结果

具体监测及评价结果,见表 4.6-7~表 4.6-8。

表 4.6-7 占地范围内表层样土壤环境质量评价(西集气站内)

监测点位				西集气站内		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值(第二类)	监测数据	Pi	达标

			用地)			情况
1	pH	无量纲	-	7.82	-	-
2	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500	50	0.011	达标
3	土壤盐分含量	g/kg	-	4.7	-	-
4	砷	mg/kg	60	4.38	0.073	达标
5	镉	mg/kg	65	0.14	0.002	达标
6	六价铬	mg/kg	5.7	<0.5	-	达标
7	铜	mg/kg	18000	7	0.0003	达标
8	铅	mg/kg	800	14.6	0.183	达标
9	汞	mg/kg	38	0.129	0.003	达标
10	镍	mg/kg	900	18	0.02	达标
11	四氯化碳	μg/kg	2800	<2.1	-	达标
12	氯仿	μg/kg	900	<1.5	-	达标
13	氯甲烷	μg/kg	37000	<3	-	达标
14	氯乙烯	μg/kg	430	<1.5	-	达标
15	1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000	<0.8	-	达标
16	二氯甲烷	μg/kg	616000	<2.6	-	达标
17	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000	<0.9	-	达标
18	1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000	<1.6	-	达标
19	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000	<0.9	-	达标
20	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840000	<1.1	-	达标
21	苯	μg/kg	4000	<1.6	-	达标
22	1,2-二氯乙烷	μg/kg	5000	<1.3	-	达标
23	三氯乙烯	μg/kg	2800	<0.9	-	达标
24	甲苯	μg/kg	1200000	<2.0	-	达标
25	1,2-二氯丙烷	μg/kg	5000	<1.9	-	达标
26	四氯乙烯	μg/kg	53000	<0.8	-	达标
27	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2800	<1.4	-	达标
28	氯苯	μg/kg	270000	<1.1	-	达标
29	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10000	<1.0	-	达标
30	乙苯	μg/kg	28000	<1.2	-	达标
31	间,对二甲苯	μg/kg	570000	<3.6	-	达标
32	邻二甲苯	μg/kg	640000	<1.3	-	达标
33	苯乙烯	μg/kg	1290000	<1.6	-	达标
34	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6800	<1.0	-	达标
35	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	500	<1.0	-	达标
36	1,4-二氯苯	μg/kg	20000	<1.2	-	达标
37	1,2-二氯苯	μg/kg	560000	<1.0	-	达标
38	苯胺	mg/kg	260	<0.08	-	达标

39	2-氯苯酚	mg/kg	2256	<0.06	-	达标
40	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
41	萘	mg/kg	70	<0.09	-	达标
42	苯并[a]蒽	mg/kg	15	<0.1	-	达标
43	蒾	mg/kg	1293	<0.1	-	达标
44	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	-	达标
45	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	-	达标
46	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
47	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	-	达标
48	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标

备注：检测结果低于方法检出限时，用“<”表示。

表 4.6-8 占地范围外表层样土壤环境质量评价（皮山 104 井场外）

监测点位				皮山 104 井场外东南侧 100 米处		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况
1	pH	无量纲	-	7.82	-	-
2	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	4500	85	0.019	达标
3	土壤盐分含量	g/kg	-	5.8	-	-
4	镉	mg/kg	0.6	0.19	0.317	达标
5	汞	mg/kg	3.4	0.106	0.031	达标
6	砷	mg/kg	25	7.21	0.288	达标
7	铅	mg/kg	170	10.5	0.062	达标
8	铬	mg/kg	250	60	0.24	达标
9	铜	mg/kg	100	8	0.08	达标
10	镍	mg/kg	190	20	0.105	达标
11	锌	mg/kg	300	47	0.157	达标

表 4.6-9 其余土壤监测结果一览表

监测项目 监测点位	监测结果		
	pH	土壤盐分含量 g/kg)	石油烃 (mg/kg)
皮山 104 井场内	7.59	4.3	45
皮山 105X 井场内	7.84	5.4	53
西集气站外东南侧 100 米	7.62	3.9	48
皮山 103 井场外东南侧 100 米处	7.58	4.8	59
皮山 105X 井场外东南侧 100 米处	7.75	7.9	62
标准值	-	-	4500

达标情况	-	-	达标
------	---	---	----

土壤监测结果表明：本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。占地范围外各监测点位的所有监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在项目开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如：井场、站场等）和线状（如：管线等）分布，在对生态各具体要素（如：土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地分为永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场占地，临时占地主要为管道作业带占地，本工程占用植被、土壤和土地情况见表 5.1-1。不涉及基本农田和公益林。

表 5.1-1 本工程占用植被和土壤情况表 单位：hm²

序号	工程内容		占地面积(hm ²)		占用植被类型		占用土壤类型	占用土地类型
			永久占地	临时占地	永久占地	临时占地		
1	井场		0.6	0	驼绒藜、琵琶柴为主	-	石质土	其他草地
3	单井采气管线	单井采气管线	0	4.08	-	驼绒藜、琵琶柴为主	石质土	其他草地
4		集输支线	0	2.32	-	驼绒藜、琵琶柴为主	石质土	其他草地
5	西集气站		0.82	0	驼绒藜、琵琶柴为主	-	石质土	其他草地
6	生活区			0.2		驼绒藜、琵琶柴为主	石质土	其他草地
合计			1.42	6.6				

本工程施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土地利用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；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而产生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

5.1.2.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程站场建设的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取：防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要包括：站场工程、管道工程，工程建设中包括：场地平整、管沟开挖等。在场地平整、道路及管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。道路及管沟开挖导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

上述施工作业过程中，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。

5.1.2.3 对生物多样性的影响

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或

遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性,包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

拟建工程作业施工周期短,不会对基因多样性造成影响,对生态系统类型、结构、组成及功能影响较小,对物种多样性有一定程度的影响,主要体现在植被和动物的影响过程中。

(1)对植被的影响分析

本工程施工期建设是造成植被破坏的主要原因,此外,施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。站场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖,工程结束后土地重新回到原来的自然状态,但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后,其稳定性下降,防止水土流失的能力也随之下降。在油田开发初期植被破坏后不易恢复。

本工程总占地面积约 8.02hm^2 ,其中永久性占地面积约 1.42hm^2 ,临时占地面积约 6.6hm^2 。在气田开发初期的2~3年中,将影响占地范围内的植被初级生产力。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中对荒漠化生物生产量的量化指标,项目位于荒漠地区,属于强烈发展的荒漠化,按照生物生产量按照 $1.1\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ 计算,永久占地生物损失量约为 1.562t ,临时占地生物损失量约为 7.26t ,当临时性占地的植被得到初步恢复后,这种损失将逐渐减少。

1) 扬尘对植被的影响

工程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。

2) 施工废物对植被的影响

站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；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。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。

3) 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草本植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围(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型，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。

(2)对野生动物的影响

评价范围内为荒漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见。

项目各工程呈点块状（如：井场、站场等）和线状（如：管线）分布在评价区范围内，施工可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工结束

后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

根据现场踏勘和走访调查，工程评价范围内野生动物种类、数量均不丰富，项目周围未发现国家和新疆重点保护陆生动物，项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。因此，拟建工程对野生动物种群和数量影响较小。

5.1.2.4 对生态系统完整性的影响

拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化，区域生态系统仍为荒漠生态系统。

5.1.2.5 管线建设对生态环境的影响

从管线途经区域两侧各 300m 评价范围的现状调查结果来看，本项目区地处荒漠戈壁区域，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

5.1.3 水土流失的影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下几个方面。

(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

沙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。

(3) 对管线、井场、站场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.1.4 运营期生态环境影响分析

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

(1) 对土地利用的影响

对于永久占地，由于改变了原有土地和利用性质，戈壁等区域被构筑物代替。地面基础设施建设完成后，井场、站场及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响。

(2) 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。

(3) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到

恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.5 退役期生态环境影响分析

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

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、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。

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被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。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。

5.1.6 生态环境影响评价结论

本项目区地处荒漠戈壁区域，野生动物种类少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。工程所在区域不涉及天然林。工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，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间才能完全恢复。项目区属于塔里木河国家级水土流失重点预防区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

本工程生态环境影响评价自查表，见表 5.1-2。

表 5.1-2 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境□（生境面积、质量、连通性） 生物群落☑（物种组成、群落结构等） 生态系统☑（植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性☑（物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区□（主要保护对象、生态功能等） 自然景观□（景观多样性、完整性） 自然遗迹□（遗迹多样性、完整性等） 其他☑（）
评价等级		一级□二级□三级☑生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（4.2）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本工程施工期产生的废气主要为施工扬尘、汽车尾气排放。

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用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。随油气田开发进入产液期，区块道路路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基开挖、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；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

(3) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为NO_x、CO、SO₂、THC等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本工

程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采气阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

施工期产生的污染是暂时性的，对环境的影响随着施工期的结束而消失，项目周边无集中固定人群居住，从影响时间、范围和程度来看，施工期废气对周围大气环境质量影响较小。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

本项目运营期间，对大气环境影响主要为天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、温室气体排放。

5.2.2.1 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为天然气集输、处理过程中无组织排放的非甲烷总烃。

(2) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(3) 污染源参数

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，井场、站场无组织废气污染物选取非甲烷总烃，计算其最大落地浓度及占标率，无组织废气排放参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 运营期无组织大气污染物排放参数一览表

污染源名称	面源起点坐标/m	海拔高度	矩形面源	与正北向	面源有效	年排放小	排放工况	污染物排放速

			(m)			夹角 /°	排放 高度 (m)	时数 (h)		率(kg/h)
	x	y		长度 (m)	宽度 (m)					NMHC
西集气站	0	8	2162	100	150	0	4	8760	正常	0.05
皮山105X 井场	2572	-1510	2378	40	50	0	4	8760	正常	0.021

估算模型参数，见表 5.2-2。

表 5.2-2 估算模型参数表

环境要素	项目	评价因子	
1	城市/农村选 项	城市/农村	农 村
		人口数（城市选项时）	/
2		最高环境温度/°C	39.5
3		最低环境温度/°C	-22.7
4		测风高度/m	10
5		允许使用的最小风速（m/s）	0.5
6		土地利用类型	沙地
7		区域湿度条件	干燥气候
8	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	90×90
9	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/°	--

(4) 无组织废气环境影响预测结果

估算模式预测结果，见表 5.2-3，表 5.2-4。

表 5.2-3 西集气站无组织非甲烷总烃估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）
10	0.025941	1.3
25	0.031314	1.57
50	0.040691	2.03
75	0.04991	2.5
100	0.054607	2.73

116	0.055085	2.75
125	0.054991	2.75
150	0.053732	2.69
1000	0.014347	0.72
1500	0.008869	0.44
2000	0.006212	0.31
2500	0.004682	0.23
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.055085	2.75
D10%最远距离 (m)	0	
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	116	

表 5.2-4 皮山 105X 井场无组织非甲烷总烃估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	0.025691	1.28
25	0.036681	1.83
50	0.046929	2.35
59	0.047391	2.37
75	0.046511	2.33
100	0.042159	2.11
125	0.037495	1.87
150	0.033691	1.68
1000	0.006222	0.31
1500	0.003808	0.19
2000	0.002648	0.13
2500	0.001989	0.1
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.047391	2.37
D10%最远距离 (m)	0	
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	59	

根据表 5.2-3、表 5.2-4 可知：

皮山 105X 井场生产过程中无组织排放的非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.047391mg/m³，最大占标率 2.37%；西集气站生产过程中无组织排放的非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.055085mg/m³，最大占标率 2.75%。

本项目正常工况下排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（ $2000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风 116m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.2.2 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本项目大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

5.2.2.3 非正常工况影响分析

(1) 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。若井口压力过高，采出液通过管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	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/ $^{\circ}$	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)
		X	Y									
1	放喷口	0	60	2286	15	10	0	2	1	非正常	非甲烷总烃	0.8

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 非正常排放 P_{\max} 及 D10%预测及计算结果一览表单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)
1	放喷口	非甲烷总烃	10913.2	545.66	545.66	18

由表 5.2-6 计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷池非甲烷总烃最大

落地浓度为 $10913.2\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 545.66%。

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，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.2.4 大气环境影响评价结论

本项目天然气开采、集输、处理采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量；原油储罐均采用固定顶罐，罐体因大小呼吸作用排放少量非甲烷总烃。

根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃现状监测值满足标准限值要求。根据预测结果可知，井场、站场无组织排放非甲烷总烃下风向最大落地浓度均远低于《大气污染物综合排放标准详解》标准。

项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

本工程大气环境影响评价自查表，见表 5.2-7。

表 5.2-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	
	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 ） 特征污染物（NMHC）		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 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	(2023)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUS TAL2 000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网格 模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子 (NMHC)					包括二次 PM2.5 <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM2.5 <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>					$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>				$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>		
		二类区	$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ <input checked="" type="checkbox"/>				$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $> 30\%$ <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (0.17) h		$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ <input type="checkbox"/>			$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 <input type="checkbox"/>					$C_{\text{叠加}}$ 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>					$k > -20\%$ <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: (非甲烷总烃)			监测点位数 (2)		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距厂界最远 (0) m							

污染源 年排放量	SO ₂ : () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (0.988) t/a
-------------	------------------------------	------------------------------	-----------------	-------------------

5.3 地下水环境影响分析

5.3.1 区域水文地质条件概况

5.3.1.1 含水层结构特征

第四系空间分布特征工作区位于洪积扇上，98%面积为第四系，只有东部和中部有少量低山和残丘。受区域构造控制，工作区内第四系厚度自南向北由薄增厚。第四系厚度自西南向东北呈增大趋势，由于构造影响，最大深度在工作区东部，第四系厚度达270m。

第四系含水介质主要由全系统组成。平面上，自西北向东南，第四系沉积物颗粒由粗变细，受河流冲积影响，靠近河谷地带透水性变差，冲洪积平原含水介质由圆砾、卵石、粗砂、细砂、粉土、粉质粘土组成，透水性较差。垂直上，冲洪积平原含水介质颗粒变化不大，受古沉积环境及河流等影响构成多层结构含水层。第四系含水层富水性受古沉积环境、地层岩性、地下水补给条件等因素制约。洪积平原含水层颗粒粗、厚度大，为地下水提供了赋存空间。一方面受河水影响，冲积平原细颗粒地层具有一定的阻挡作用，另一方面河床渗透性好，利于河水渗漏补给地下水，因此，在洪积平原区形成了良好的蓄水构造—地下水库。

5.3.1.2 地下水埋藏及分布规律

区域地形上南高北低，呈现了典型的山前倾斜平原水文地质规律，表现为地下水的埋藏、分布和补给、径流、排泄条件及其水化学特征具有明显的水平分带性和垂直分带性。

南部的高山区及中山区，频繁的构造运动导致断裂、褶皱、构造裂隙。地下水主要储存于基岩裂隙、断裂带及碳酸岩裂隙溶洞之中。在不同的补给和汇水条件下，同一种储水空间，泉水流量有大有小。海拔5200m以上有终年积雪和现代冰川，大气降水和冰雪融水直接补给地下水，同时也是山前平原地下水的补给源地。

低山丘陵区，由中新代及新生代(新近纪)泥质与砂砾质相间地层形成了背斜、向斜、单斜构造、并有断层发育，造成了层间裂隙、孔隙水蓄存的空间条件，受补给和汇水条件的不同，其水量大小也不同。本区水文地质结构也对山区和平

原地下水起着控制作用，地下水类型主要有裂隙水及层间承压水。该区荒漠、植被稀少，从覆盖于该区的近代风积沙未被破坏的事实，证明此地降水甚少，补给条件极差，即使是融雪时期仍缺乏较大的泉流，仅有罕见的小泉而且水质差。但要说明的是，在低山丘陵区河谷冲积层中埋藏有较丰富的第四系孔隙潜水。

山前平原第四系孔隙潜水的埋藏条件和水量水质的变化，有一系列水平分带性，这是山前构造、地形和第四系岩相水平变化所控制的。

根据地下水运动规律，山前平原南部为补给径流区，中部为径流排泄区，北部为排泄区。由补给径流区到排泄区，含水层岩性、地下水埋深、富水性及水质均呈有规律的变化，在山前地区含水层基本上为单一巨厚砂卵砾石层，水位埋深大于100m。在冲洪积细土平原北部边缘，含水层岩性为粉细砂，部分地区水位埋深小于1m，地下水溢出形成沼泽。中部地区为过渡区，其特点大致介于二者之间，含水层岩性以砂砾石为主，水量丰富，水质较好，水位埋深一般小于50m，部分地区大于50m。

山前砾质平原的沉积物中粘土类的夹层仅偶尔可见，且大多数是为透镜体分布，未能形成区域性隔水层。原因一，是因为沉积物的主要来源区在高度的荒漠条件下，古生代及前古生代的硬变质岩系遭受机械风化，没有形成细粒物质。其二，山前平原宽度小碎屑物搬运途径短，难以形成细粒物质。同时，山前新近系出露宽度窄，粘土类物质来源缺乏。因此，本区第四系中未见承压水存在，而形成单一的巨厚的潜水含水层结构。

5.3.1.3 地下水补给、径流特征

1) 地下水补给特征

地下水补给来源主要为地下水侧向径流、地表水河流渗漏、渠系渗漏、田间灌溉入渗等，其中地下水侧向径流是地下水最主要补给来源，其补给量占总补给量的80%以上，地表水河流渗漏约占10%，渠系渗漏量与田间入渗量约占10%。

①地下水侧向径流补给

区域位于洪积扇中部和边缘，区域地下水最大的补给来源于南部洪积扇上部地下水径流补给以及西部地下水侧向径流补给。

②地表水河水渗漏补给

工作区地表水主要为皮山河支流，南北向贯穿区域，长约10km。

③渠系渗漏、田间灌溉入渗

区域农业灌溉大量引用地表水，改变了水资源时空分布，在引水灌溉期，产生渠系渗漏、田间灌溉入渗，由原来的“线状”河道渗漏转化为“面状”的田间渗漏。

2) 地下水径流特征

区域位于洪积扇中部及边缘地区，地下水总体上由西南向东北径流。受基底构造及岩层渗透性差异控制，地下水径流特征差异大。区域整体地下水径流畅通，地下水径流存在2~3级跌水陡坎，受河流冲积影响，地下水水位变化具有陡升缓降的特点。

5.3.1.4 地下水化学特征

区域地下水化学类型及矿化度的分布具有明显的分带规律性：自河谷向细土平原至沙漠，地下水矿化度由小于1g/L增大至1~3g/L，最后至3~10g/L，且沿河道形成一个明显的淡化带，地下水在河道两侧水质良好，远离河床水质较差，河流上游地下水较下游地下水水质稍好。

南部高山区主要为碳酸岩裂隙溶洞水及火成岩、变质岩裂隙潜水，地下循环强烈，矿化度小于3g/L，水化学类型 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型水；中山区主要为变质岩裂隙潜水。由于地层含盐量高，导致地下水矿化度差别较大，其值在1.13~6.22g/L之间，一般在3~5g/L，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水及 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水。

低山丘陵区，主要分布着碳酸盐裂隙溶洞水和碎屑岩裂隙潜水，因地下水补给径流条件较差，地层含盐量较高，潜水矿化度一般要3~5g/L之间，个别达13.56g/L，水化学类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水。但在河谷区，第三系裂隙、孔隙潜水及层间承压水因受河水补给或上覆第四系淡质潜水从垂向及侧向补给，地下水矿化度较高，水质一般。

山前平原区，主要为第四系孔隙潜水，地下水水化学水平分带性尤为明显，表现为从补给区至排泄区，地下水水化学特征呈有规律的变化。地表水出山口后，在山前带大量渗漏补给地下水，加之砂、卵砾石含水层透水性强，地下水径流速度快，水力坡度大，因此地下水得到大量补给，矿化度小于1g/L或在1~3g/L之间，水化学类型属 $\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水。随着地下水继续向北运动，溶滤作用加强，使其矿化度增大，北部及沙漠边缘，地下水含水层颗粒变细，水位埋深

由深变浅，强烈的散发、蒸腾作用使地下水盐分富集于地表，地下水矿化度达3~10g/L，水化学类型为Cl·SO₄-Na型水。

5.3.1.5 水位调查

为了充分掌握区域地下水动态特征，在区域结合地下水环境质量现状监测，开展了地下埋深现场调查。根据要求在区域内调查的油气田井场内水井以及地下水监测井实施水位观测记录，各水井地下水水位观测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 水位调查结果一览表

序号	编号	坐标	高程(m)	水位 (m)	水位标高 (m)
1	1#		2129.00	33.12	2095.88
2	2#		2314.00	31.25	2282.75
3	3#		2204.00	35.08	2168.92
4	01		2048.00	30.22	2017.78
5	02		2052.00	29.95	2022.05
6	03		2203.00	36.11	2166.89

工程所在区域地下水的总体流向是从南向北方向径流。拟建场地揭露地层岩性主要为卵砾石，包气带厚度约 5~10m 左右，包气带垂向渗透系数平均为 $90 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，天然包气带防污性能为“弱”。本工程水文地质图与水文地质剖面图，见图 5.3-1 和图 5.3-2。

图 5.3-1 区域水文地质图

图 5.3-2 区域水文地质剖面图

5.3.2 区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

5.3.3 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工废水

根据工程分析，本工程施工期的生活污水不外排，施工过程中，工程根据施工需要建隔油池、沉淀池等，用于车辆冲洗废水隔油、沉淀使用，施工期隔油池、沉淀池在建设过程中采用高密度聚乙烯薄膜（HDPE）作为保护层进行防渗，以避免施工废水对区域地下水产生的影响。故拟建项目施工活动对地下水影响很小。

(2) 管道敷设对地下水环境的影响

本工程管道在敷设过程中，根据线路沿途地形、工程地质、水文及气象等自然条件，综合确定管道的埋深，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。

本工程管顶埋深为1.2m，根据调查，在管线沿线区域地下水埋深很深，大于20m，本工程管沟开挖基本不会对地下水带来影响。

(3) 施工设备漏油对地下水环境影响

施工设备漏油，可能经包气带渗漏至潜水层进而污染地下水水质。为防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染，采取措施包括：对存放油品储罐地面油污专门收集，施工结束后统一委托持有危险废物经营许可证的单位处置；加强设备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油；机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一清运处理。正常情况下不会对区内地下水产生影响。

综上，本工程在施工过程中，采取合理的污染防治措施，工程施工不会对地下水环境产生明显影响。

5.3.4 运营期地下水环境影响分析

5.3.4.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 管道对地下水环境的影响

运营期管线埋设于地下,运营期间无废水产生,不会对地下水造成污染影响。管道防腐设计严格按照相关规定,采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护,运输的介质不会与地下水发生联系,正常状况下对地下水环境不会造成影响。

(2) 废水对地下水影响分析

根据工程分析,本工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水。采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后,拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用,不外排。本工程的生产废水不外排,不会对地下水环境产生影响。

本工程排放的废水对地下水的影响途径主要是在污水的收集、处理、输送、贮存过程因防渗层的腐蚀损坏透过地面渗透影响厂址区域地下水。项目建设期间构筑物及其设施均采用钢筋混凝土或钢质结构,设置防渗设施,正常生产过程中严防污水下渗,以避免对地下水潜水层的污染。正常情况下,项目严格按照报告中提出的“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则进行地下水污染防治。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)要求:“9.4.2 已依据GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934设计地下水污染防治措施的建设项目,可不进行正常状况情景下的预测。

在防渗系统正常运行的情况下,本工程各类废水向地下渗透将得到很好的控制,不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此,在正常状况下,在做好各区域防渗的基础上,不会对场地包气带及地下水环境造成明显影响。

(3) 落地油对地下水影响分析

天然气开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等,2009),土壤中凝析油基本上不随土壤水上下移动,毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层,只有极少量的石油类最多可下渗到50cm。由于气田气候干旱少雨,无地表径流,无大量降水的淋滤作用,即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。落地油一

且产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的的影响很小。

5.3.4.2 非正常状况下地下水环境影响分析

非正常工况下，气田生产过程中，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。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的气田污染事故；集输管线和储油罐运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂、储油罐泄露等，使污染物泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，如不及时修复，对气田区地下水体均可能产生污染的风险，可能对地下水造成影响。

(1) 窜层影响分析

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

窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，污染物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。为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 集输管道与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响

集输管道与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

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

拟建工程非正常状况下，管线连接和阀门处或凝析油储罐出现破损泄漏，如不及时修复，少量石油类可能下渗对地下水造成影响。由于石油类受土壤的吸附作用，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程所在区域地下水埋深在 20~60m 之间，拟建方案非正常工况下泄漏石油类，基本不会进入地下水含水层，因此非正常状况下管线与阀门连接处及凝析油储罐泄漏对地下水环境的影响可以接受。

(3) 井场套管破损泄漏影响预测

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，

本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏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。

I. 预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.3-2。

表 5.3-2 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	<0.01

II. 预测源强

泄漏量取单井采出液流量的最大值 60m³/d，类比同类型采气井场多年统计数据，考虑采出液流量的 10%渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。参考《采油废水治理技术规范》(HJ 2041-2014)，石油类浓度范围在 20mg/L~200mg/L，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取 200mg/L，则石油类泄漏源强为 1.2kg。

III. 预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散,根据本工程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:

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

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; 评价区域潜水含水层平均厚度约50m;

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量, kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类1.2kg;

u—地下水流速度, m/d; 潜水含水层岩性为第四系粉砂、细砂,渗透系数取2m/d,水力坡度I为0.5%。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=2\text{m/d} \times 0.5\% / 0.18=0.055\text{m/d}$;

n—有效孔隙度,无量纲;含水层岩性主要为细砂,参照相关资料,其有效孔隙度 $n=0.18$;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ; 根据资料,纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$,纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.55\text{m}^2/\text{d}$;

D_T —横向y方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $D_T=0.055\text{m}^2/\text{d}$;

π —圆周率。

IV. 预测内容

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，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。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	最大运移距离 (m)	晕中心浓度 (mg/L)	超标范围是否运移 出井场边界
100d	45.0	44.8	5.5	0.61	否
1000d	344.5	342.3	55	0.06	否
7300d	—	—	—	—	—

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 45.0m²，超标范围 44.8m²，最大运移距离 5.5m，晕中心最大浓度为 0.61mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 344.5m²，超标范围 342.3m²，最大运移距离 55m，晕中心最大浓度为 0.06mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图 5.3-3、图 5.3-4。

(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

图 5.3-3 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图 5.3-4 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

在非正常状况条件下，井场下游边界监测到石油类波动，在7300d的模拟期内，最大浓度为0.03mg/L，未超标(0.05 mg/L)。据模型20年运行结果，据模型20年运行结果，随着时间推移石油类污染晕影响范围先增大后减小，且污染物晕中心浓度不断降低，井场边界处未出现超标现象。

5.3.5 退役期水环境影响分析

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

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

5.3.6 地下水环境影响评价结论

正常状况下，各站场内采气树、集输管线等装置完好无损且井场严格按照相关要求采取了防渗措施，可避免污染物泄漏而对地下水产生污染影响。在非正常状况下，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，但仍存在一定影响，故井场、站场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的污染物，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的

地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行,非正常状况下,对地下水的影响属可接受范围。

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

5.4 声环境影响分析

5.4.1 施工期声环境影响分析

本工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2，并类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离，见表 5.4-1。

表 5.4-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

机械名称	离施工点不同距离的噪声值（dB(A)）				
	10m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	58	54	52
推土机	80	66	60	56	54
电焊机	67	53	47	43	41
轮式装载机	85	70	64	60	58
吊管机	75	61	55	51	49

通过类比分析可知，本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程远离居民区，位于开发气田内，本工程施工噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.4.2 运营期声环境影响分析

5.4.2.1 预测源强

运营期间的噪声源主要为井场、站场设备，噪声源强调查，见表 5.4-2。

表 5.4-2 主要噪声源参数一览表(室外)

序号	声源名称		型号	空间相对位置 /m			声源源强(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	运行时 段
				X	Y	Z			
1	井场	采气树	--	20	20	1	80	基础减振	8760h/a
2	集气 站	密闭装车 撬	--	15	20	1	90	基础减振	8760h/a
3		密闭装车 撬	--	15	22	1	90	基础减振	8760h/a

5.4.2.2 预测模式

噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐模式,对于室外点声源,可根据声源源强或参考位置处的声压级、户外声传播衰减,计算预测点的声级,计算公式为:

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

或

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

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;

L_w ——点声源产生的声功率级, dB;

D_C ——指向性校正, dB;

A_{div} ——几何发散引起的衰减, dB;

A_{gr} ——地面效应引起的衰减, dB;

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减, dB;

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减, dB。

5.4.2.3 预测条件概化

本工程主要为室外声源,根据室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式。

本工程预测条件概化如下:

(1) 产噪设备均在正常工况条件下连续运行;

(2) 为简化计算工作,预测计算中主要考虑厂区内声源至受声点(预测点)的距离衰减作用。声源由于空气吸收引起的衰减以及由于云、雾、温度梯度、风

及地面其他效应等引起的衰减，因衰减量不大，本次计算忽略不计。

5.4.2.4 预测与评价内容

本次评价以厂界噪声贡献值作为评价量，并按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准进行评价。

5.4.2.5 预测结果

厂界噪声贡献值预测结果及达标情况，见表5.4-3。

表 5.4-3 井场噪声预测结果与达标分析表

厂界		本工程噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
井场	东场界	42	42	60	50	达标	达标
	南场界	45	45	60	50	达标	达标
	西场界	43	43	60	50	达标	达标
	北场界	41	41	60	50	达标	达标
集气站	东场界	32	32	60	50	达标	达标
	南场界	46	46	60	50	达标	达标
	西场界	39	39	60	50	达标	达标
	北场界	40	40	60	50	达标	达标

本工程噪声预测结果显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。

5.4.3 声环境影响评价结论

通过类比分析可知，本工程施工期昼间施工场50m以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间70dB(A)），而在夜间则会超标（夜间55dB(A)）。项目区2km范围内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

本工程运营期间的噪声源主要为井场和站场设备，噪声预测结果可知：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

本工程声环境影响自查表，见表 5.4-4。

表 5.4-4 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	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源 调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>	手动监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)			监测点位数 (/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行 <input type="checkbox"/>		

注：“”为勾选项，可√；“（ / ）”为内容填写项。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程施工期固体废物主要为：施工废料、生活垃圾等。

施工废料主要包括：管材边角料、水泥块、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等。施工废料和生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置；本工程施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 固体废物产生种类及数量

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、清管废渣和生活垃圾。生活垃圾处置与施工期相同。根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)，拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、清管废渣，收集后有危废处置资质单位接收处置。

表 5.5-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	天然气开采、管道集输、修井作业、计量分离	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	修井作业	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
清管废渣	HW08	900-249-08	0.005	清管作业	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.5.2.2 危废收集过程影响分析

拟建工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管

理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a. 危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-3 所示；

图 5.2-3 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-4 所示。

图 5.2-4 危险废物相关信息标签

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

5.5.2.3 危废贮存场所(设施)影响分析

本项目不新增危险废物暂存点，危险废物产生后利用专用容器收集，危险废物暂存依托沙运环保工程有限公司已建危险废物暂存库贮存，该危废暂存间于 2022 年 4 月取得批复(喀地环评字[2022]33 号)(附件 17)，并于 2022 年 12 月完成自主验收工作(附件 18)。该危废暂存间东距杜瓦 1 井最近距离为 40km，危废暂存间为混凝土建筑结构，建筑面积 240m²，危废暂存间采用防渗混凝土硬化+HDPE 膜+2mm 环氧树脂地坪漆，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤10⁻⁷cm/s 防渗要求，满足防风、防雨、防晒、防泄漏、防腐；同时设置不锈钢托盘和空桶，作备用收容设施。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)及《危险废物转移管理办法》中相关规定要求执行；项目工程危险废物产生量为 1.355t

/a, 小于危废暂存间设计存储量。因此, 危废暂存间可容纳项目危险废物, 暂存能力满足相关要求。

为防止危险废物在厂内临时存储过程中对环境产生污染影响, 根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关要求, 本评价要求:

①按照危险废物贮存污染控制标准要求, 各危险废物均采用专用的容器存放, 并置于专用贮存间, 防止风吹雨淋和日晒。贮存间设立危险废物警示标志, 由专人进行管理, 做好危险废物排放量及处置记录。

②对装有危废的容器进行定期检查, 容器泄漏损坏时必须立即处理, 并将危险废物装入完好容器内。

③危险废物的转移应遵从《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)及其它有关规定的要求。

5.5.2.4 危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)中相关要求, 运输危险废物, 应当采取防止污染环境的措施, 并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

拟建工程产生的危险废物运输过程由有资质的单位进行运输, 运输过程中全部采用密闭容器收集储存, 转运结束后及时对转运路线进行检查和清理, 确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上, 危险废物运输过程符合《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

5.5.2.5 危废委托处置影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)中相关要求, 落实危险废物经营许可证制度, 禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

拟建工程落地油、废防渗材料、清管废渣全部委托新疆金派环保科技有限公司(附件19)进行处置, 新疆金派环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程HW08危险废物, 处置能力能够满足项目要求(附件20), 目前新疆金派环保科技有限公司已建设完成并投入运行,

设计处置危险废物 9500t/a，富余处理量约 5500t/a。因此，拟建工程危险废物委托新疆金派环保科技有限公司接收处置可行。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被油类物质污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.5.4 固体废物影响评价结论

本工程施工期固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料和生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

运营期产生的固体废物主要为：落地油、废防渗材料、清管废渣和生活垃圾。

落地油、废防渗材料、清管废渣严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置；生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。

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

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是石质土，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，站场和管道的施工等产生的这种影响非常轻微。

(2) 站场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。气田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

(3) 管线施工对土壤环境的影响

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

(4) 水土流失及沙化影响分析

气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土

流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

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，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；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。本工程地面建设的内容主要包括站场的建设、管线的敷设等，场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤污染途径

本工程为天然气开采项目，运营期主要以污染影响为主。运营期采用密闭集输系统进行天然气集输、处理，正常情况下不会对土壤环境造成污染。

结合项目特点，本节主要分析非正常情况下，集输管道以及站场设备事故状态下，天然气、凝析油泄漏对土壤的影响。

5.6.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程运营期正常工况下，本工程采出水、井下作业废水、生活污水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.6.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤的情况。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果凝析油泄漏，即使有油品(含水)泄漏，建设单位及时采取措施，不可能任由油品(含水)漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

①污染影响型

综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，集输管道泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

a.垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

(1)一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

(2)初始条件

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

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

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

②非连续点源:

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

b.预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 预测模型参数取值见表 5.6-1。

表 5.6-1 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
沙土	2	2	0.18	0.8	0.55	1.41×10 ³

根据工程分析, 结合项目特点, 本评价选取套管发生破损泄漏过程中, 油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.6-2 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	800000	瞬时

c.土壤污染预测结果

(1)石油烃预测结果

凝析油储罐出现破损泄漏, 泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 800000mg/L, 预测时间节点分别为, T1: 1d, T2: 3d, T3: 10d, T4: 20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.6-1 所示。

图 5.6-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.6-3 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.6.1 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

②生态影响型

考虑井场开采后期的事故状态下，储油罐泄漏，采出水进入表层土壤中。根据企业的实际情况分析，如果管道出现破损泄漏，即使有油品(含水)泄漏，建设单位及时采取措施，不可能任由油品(含水)漫流渗漏，任其渗入土壤。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从储油罐中泄漏的采出水量为 240m³。采出水中的氯根在 145000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 =240×145000×58.5÷35.5=57346479g。

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $100m \times 100m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.41 \times 10^3 kg/m^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为 7.9g/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 0.55g/kg，叠加最大现状监测值后的预测值为 8.45g/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，泽普采油气管理区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。

5.6.3 土壤环境影响评价结论

综上所述，本工程运营期采用密闭集输工艺，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。如果发生站场、管线泄漏等事故，泄漏的天然气、凝析油会对土壤环境产生一定的影响，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。如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-7。

表 5.6-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		皮山气藏单井试采地面工程(一期)	备注
响 识 别	影响类型	污染影响 <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 type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类型图
	占地规模	(1.42) hm ²	永久占地
	敏感目标信息	敏感目标(无)、方位(/)、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 <input type="checkbox"/>	
	全部污染物	石油烃	
	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 checked="" type="checkbox"/> ；	站场属于II类项目，评价等级划分为二级；集输管线
	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□；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级□						属于IV类项目，可不开展土壤环境影响评价工作。	
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 checked="" type="checkbox"/> ；						
	理化特性	/						同附录 C
	现状监测点位	层位	井场			深度	点位布置图	
			占地范围内	占地范围外				
		表层样点数	3	4		0-0.2m		
柱状样点数	0	-		0-3m				
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)第二类用地的45项基本因子；《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本项目8项和pH、石油烃							
状评价	评价因子	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.2□；其他 ()						
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.2□；其他 ()						
	现状评价结论	占地范围内土壤监测因子满足《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；占地范围外土壤监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值						
响预测	预测因子	石油烃						
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录 F□；其他 ()						
	预测分析内容	影响范围(非正常工况下，集输管道以及站场设备事故状态下，凝析油泄漏，通过垂直入渗对土壤的影响。)影响程度(较小)						
	预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论：a) □；b) □						
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	层位	西集气站	占地范围外	深度	监测指标	监测频次	
		表层	1	-	0-0.2m	石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、汞、砷、六价铬	1次/年	
		柱状	-	-	-			
信息公开指标	-							
评价结论	在工程做好分区防渗、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							
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等级工作的，分别填写自查表。								

6 环境保护措施及可行性论证

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

6.1 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自站场施工和管线敷设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，提出防范措施。

6.1.2 生态保护措施

6.1.2.1 井场、站场工程生态环境保护措施

(1) 对井场、站场永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避免植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量。

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。站场施工在开挖地表、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。

(3) 加强项目区的野生动物保护，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。

(4) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱排乱堆的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

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

6.1.2.2 管线工程生态保护措施

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

(2) 合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在相应宽度以内，注意避让地表植被。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

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

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少临时占地，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。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.2.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

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》中生态保护措施应以生态敏感区避让、减少占地、严格控制施工作业区面积与生态修复和土地复垦等为重点，并结合环评现场调查情况，提出以下生态避让措施：

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

2) 场站建设选址尽量少占植被茂密的地块, 若无法进行避让, 需对植物进行移植保护。同时, 严格控制占地面积, 以减少占地和保护野生植物。

3) 涉及临时占地的, 应提出恢复植被后土壤施肥、培肥等土壤改良及补植、补播等措施, 保证土壤肥力和植被覆盖度。

(2) 生态防护

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

2) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌, 并从管理上对施工作业人员加强宣传教育, 切实增强保护生态环境的意识。

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

4) 充分利用区域现有道路, 施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶, 禁止随意开辟道路, 防止扩大土壤和植被的破坏范围。

5) 施工中应严格按照环境管理要求, 土方作业应避开大风天气; 施工后期, 及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作, 包括土地平整, 创造局部小环境以利于植被的恢复等。

6) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等, 需进行就地或迁地保护, 并加强观测, 具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

1) 工程结束后, 建设单位应承担恢复生态的责任;

2) 在施工区域局部有植被分布, 须先将原表层土集中分层堆放, 待施工完毕后, 在临时占地区域对地表土层进行恢复, 达到植被生长所需生境;

3) 施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化, 加之区域风力、水力作用较大, 土质极易流失, 应在临时占地区域进行平整压实, 以避免区域生态环境恶化;

4) 项目用地扰动区域须保护区域生态系统, 并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复, 减少项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本工程占用其他草地, 占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行, 由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后, 建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.1.2.4 对野生动物的生态保护措施

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

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物的, 须及时保护其生境不被破坏, 并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式, 实施物种救护, 划定生境保护区域, 开展生境保护和修复, 构建活动廊道或建设食源地等。

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

6.1.2.5 自然景观保护措施

本项目区域以戈壁荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差, 异质化程度低, 生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。气田开发建设后, 其原始的荒漠背景变成了以荒漠、油田道路、采气树共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看, 荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向, 但总体上连通程度仍然维持了较好的状态, 仍是区域的景观模式。但如果任凭气田建筑和道路的景观发展, 不进行生态治理和保护, 也将会使生态环境的演变发生逆转, 破坏原有生态环境的稳定性。因此, 在项目建设的过程中, 必须采取相应的景观保护措施, 以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源, 包括植被, 甚至现有的地形、地貌等都要尽可能地加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理地规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.2.6 水土流失防治措施

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

(1) 工程防治措施

1) 井、站场项目区

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

2) 管道项目区

管道项目区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

(2) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》第三章预防中第二十四条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。第二十五条：在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防

和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

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

2) 施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免强行开辟新路，以减少风沙活动。

3) 避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

4) 严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

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

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

7) 对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

8) 禁止毁林、毁草开垦和采集发菜；禁止在水土流失重点预防区和重点治理区铲草皮、挖树兜或者滥挖虫草、甘草、麻黄等。

6.1.2.7 防沙治沙措施：

根据《中华人民共和国防沙治沙法》和《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）的要求，本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

(1) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开辟路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

(2) 场站永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

(3) 优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

(6) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

6.1.2.8 草地生态保护措施

本工程占地类型为其他草地，根据《中华人民共和国草原法》中相关要求：

(1) 进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。

(2) 因建设征收、征用集体所有的草原的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿；因建设使用国家所有的草原的，应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。因建设征收、征用或者使用草原的，应当交纳草原植被恢复费。草原植被恢复费专款专用，由草原行政主管部门按照规定用于恢复草原植被，任何单位和个人不得截留、挪用。草原植被恢复费的征收、使用和管理办法，由国务院价格主管部门和国务院财政部门会同国务院草原行政主管部门制定。

(3) 需要临时占用草原的，应当经县级以上地方人民政府草原行政主管部门审核同意。临时占用草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。

6.1.2.9 其他生态保护措施要求

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

(2) 加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.2.10 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地为其他草地，征用的土地需按照自然资源部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程施工期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对气田的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，气田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械不得在规定范围以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

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

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.1.3 大气污染防治措施

施工期废气主要包括站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的

燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

(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) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(3) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(4) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(5) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，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。

(7) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.1.4 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要为管道试压废水和施工人员生活污水。

(1) 管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

(2) 生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至依托柯克亚作业区通过现有生活污水处理设施处理。

(3) 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。

(4) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度

以下且应有足够的埋设深度。

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

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) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(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。

项目区200m范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.1.6 固体废物污染防治措施

本次气田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工废料以及生活垃圾。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

施工废料主要包括管材边角料、水泥块、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等，送柯克亚作业区固废填埋场处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。

6.1.7 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的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。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和水土保持措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(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处负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

(2) 运营期生态恢复措施

工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

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

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

3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油品外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

4) 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。

5) 定时巡查场站、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6) 及时做好站场清理平整工作，填平、覆土、压实。

7) 场站、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整。

通过采取以上措施，本工程永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.2.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为集输过程中产生一定量的非甲烷总烃以及温室气体排放，温室气体防治措施见第八章。

针对以上污染源，油气田采取以下大气污染治理措施：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在天然气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少天然气集输过程中烃类及油的排放量。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) VOCs 污染控制措施：①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；②加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的相关要求，项目运营期应采取以下措施控制挥发性有机物的无组织排放：

1) 涉 VOCs 物料应储存于密闭的容器、储罐中。

2) 液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。

3) 项目天然气处理装置的设备与管线组件的密封点达到 2000 个以上时，应开展泄漏检测与修复工作。

(5) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型站

场厂界非甲烷总烃每季度监测一次，确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

6.2.3.1 采出水、井下作业废水

采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层。

井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。

6.2.3.2 井站场防渗措施

根据前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，本工程将井场的井口区、放喷池、站场、集输管线和生活区设为一般防渗区；其他区域设为简单防渗区。

6.2.3.3 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）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。

综上，本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 噪声污染防治措施

(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。

6.2.5 固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的固体废物主要为：落地油、废防渗材料。

6.2.5.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

(1) 落地油、废防渗材料严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。

(2) 泽普采油气管理区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理。

(3) 加强员工危险废物知识培训，强化员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(4) 事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5.2 危废废物具体管理要求

(1) 危险废物暂存环境管理要求

1) 危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

2) 应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

3) 作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

4) 贮存设施运营期间, 应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

5) 泽普采油气管理区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

6) 泽普采油气管理区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定, 结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度, 并定期开展隐患排查; 发现隐患应及时采取措施消除隐患, 并建立档案。

7) 泽普采油气管理区应建立贮存设施全部档案, 包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等, 应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(2) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

1) 危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。泽普采油气管理区应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测, 保存原始监测记录, 并公布监测结果。

2) 泽普采油气管理区应按照国家有关规定针对本区块编制突发环境事件应急预案, 定期开展必要的培训和环境应急演练, 并做好培训、演练记录。

3) 泽普采油气管理区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资, 并应设置应急照明系统。

(3) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记, 接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022) 中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时, 根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 和《危险废物转移管理办法》的有关规定, 在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求:

1) 危险废物由专用运输车辆进行运输、转移, 并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单, 实施危险废物转移全过程控制。

2) 废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识, 化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

3) 处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

4) 危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

5) 一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

(4) 运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求，危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(5) 利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述，本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.2.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低站场及管线泄漏的可能性，使项目区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) 选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(2) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(3) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

6.2.6.2 过程控制措施

采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.2.6.3 跟踪监测

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)标准，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测，在集气站设置1个表层样监测点，每年监测1次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.2.7 地下水环境保护措施与对策

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

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

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

6.2.7.1 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) 施工期

本工程施工期生活营地设置防渗生活污水池，生活污水定期拉运至运柯克亚作业区通过现有生活污水处理设施处理；管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水。

保证项目产生的污染物均得到妥善处置，施工结束后，对施工场地进行清理，禁止遗弃废弃物。

(2) 运营期

1) 采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层。

2) 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。

3) 定期对场站、管汇站的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

4) 采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

(3) 封井期

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，对废弃井应封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.2.7.2 分区防渗措施

对井（站）场可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，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。

（2）未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

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

表 6.2-2 包气带防污性能分级

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

M_b : 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 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
-------	-----	---	------	--------

根据表 6.2-2 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，本工程生活污水中主要污染物为 COD、氨氮等污染物，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；采出水中主要污染物为氯离子、溶解性总固体；综合以上，根据工程布局及污染物特征，本工程将井场的井口区、站场、放喷池、集输管线和生活区设为一般防渗区；其他区域设为简单防渗区。具体划分方案，见表 6.2-3。分区防渗图见图 6.2-1 和图 6.2-2。

表 6.2-3 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、站场、放喷池、生活区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
	集输管线	采用加强级 3PE 防腐，需保温的管道采用硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外护层的保温结构。同时采用高电位镁合金牺牲阳极阴极保护，管道的连接方式应采用焊接。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期间应留存施工影像。
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化。

6.2-1 井场分区防渗图

图 6.2-2 站场分区防渗图

6.2.7.3 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) 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，井场及试采点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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.7.4 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）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，本工程地下水监测计划，见表 6.2-4。

表 6.2-4 地下水监测点布控一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	下游地下水井(2#地下水监测点)	每半年1次

注：由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃(C₆-C₉)的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃(C₆-C₉)的环境质量现状监测工作，待石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向泽普采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，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。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

(1) 管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派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) 建立与项目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，如监测频率由每年两次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.7.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入作业区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

1) 应急预案的日常协调和指挥机构；

2) 各部门在应急预案中的职责和分工；

3) 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

4) 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- 1) 如发现异常或发生事故, 加密监测频次, 改为每周监测一次, 并分析污染原因, 确定泄漏污染源, 及时采取应急措施。
 - 2) 一旦发生地下水污染事故, 应立即启动应急预案。
 - 3) 查明并切断污染源。
 - 4) 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
 - 5) 依据探明的地下水污染情况, 合理布置浅井, 并进行试抽工作。
 - 6) 依据抽水设计方案进行施工, 抽取被污染的地下水体, 并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术, 如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等, 通过在污染源周围构筑低渗透屏障, 来隔离污染物, 同时操控地下水的流场。
 - 7) 将抽取的地下水进行集中收集处理, 并送实验室进行化验分析。
 - 8) 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后, 逐步停止抽水, 并进行土壤修复治理工作。
 - 9) 对事故后果进行评估, 并制定防止类似事件发生的措施。
- 综上, 本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.3 退役期环境保护措施

退役期, 如果封井和井场处置等措施得当, 环境影响将很小; 反之若出现封井不严, 可能导致地下残余油水外溢等事故发生, 产生局部环境污染。

6.3.1 退役期生态环境保护措施

随着气井开采时间的延长, 其储量将逐年降低, 最终进入退役期。当开发接近尾声时, 各种机械设备将停止使用, 场站和管线等设备设施陆续被拆卸、转移, 原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》与《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)相关要求, 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建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵内井眼, 拆除井口装置, 截去地下1m内管头, 清理场地, 清除填埋各种固体废物, 恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

(4) 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。

(5) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于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。

(6) 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。

6.3.2 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

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）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的

技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

根据《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

1) 对不再使用的井场、站场、管道等临时用地及时实施土地复垦和修复工程，对地表废弃物进行清理，覆土、平整及植被恢复。

2) 要采用分层剥离、分层堆放方式剥离表土，保持土壤理化性质，减少土壤结构的破坏。

（2）场站生态恢复治理

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

（3）管线生态恢复

1) 管线生态恢复治理范围

管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

2) 生态环境恢复治理措施

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

（4）草地植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行场地植被恢复。根据《矿山生态修复技术规范》第7部分油气矿山相关要求：

1) 戈壁、荒漠地区的油气矿山井（站）场、矿区道路等经过多年运行，表面形成板结和硬化，具有防止土壤沙化的作用。无污染的区域，可对地面设施采取合理处置后，保留原土地利用状态。

2) 矿山生态修复后有效土层厚度不低于周边相同植被类型区土层实际情况，农林植被区宜大于 50cm，灌木林地植被恢复区宜大于 40cm、草地植被恢复区宜大于 30cm，符合 TD/T 1036 要求。

6.3.3 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。

6.3.4 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.5 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

6.3.6 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处理；地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4 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区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，

必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.4.1 环保投资估算

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。经估算本工程环保投资 185 万元，占总投资的 5.56%。主要环保投资估算，见表 6.4-1。

表 6.4-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地恢复	10
	废水	生活污水	生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理	1
	废气	施工产生的施工扬尘	采取各项防尘抑尘措施	2
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	2
	固废	施工废料	拉运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置	5
		生活垃圾	运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置	1
生态	生态保护	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2	
运营期	废水	采出水	采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层	20
		井下作业废水	井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排	20
		生活污水	生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理	1
	废气	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	25
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备、基础减振、隔声等	10
	固废	落地油、废防渗材料、	危险废物严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置	20
		生活垃圾	运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置	1
防渗	站场、管线防渗	防渗	25	
环境管理			环境影响评价	15
			环境保护竣工验收	15
			环境监测	5
			施工期环境监理	5
			合计	185

6.4.2 环境效益

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。

6.4.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程井口密封，采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本工程产生的废水包括管道试压废水、生活污水、采出水和井下作业废水，管道试压废水用于洒水抑尘；生活污水定期拉运至拉运柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理；采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂采出水处理系统处理，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)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。

(3) 固体废弃物

本工程产生的固体废物主要为：生活垃圾、施工废料、落地油和废防渗材料。

施工废料和生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置；落地油、废防渗材料严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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的控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能地削减。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，大大减少其对周围环境的影响。

6.4.2.2 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场、站场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及恢复费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，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，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

6.4.3 社会效益分析

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展,保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用,另外,油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展,推动地方发展。总之,本工程在实施促进新疆的经济发展,保持边疆民族团结和社会稳定等方面,具有特别重要的意义。

6.4.4 经济效益

工程总投资 3450 万元,依据可行性研究报告分析,其在经济上可行。

6.4.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中,由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地,并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中,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 185 万元,环境保护投资占总投资的 5.36%。实施相应的环保措施后,可以起到保护环境的效果。

7 环境风险评价

7.1 评价依据

7.1.1 评价等级

根据 2.5.8 环境风险评价等级和评价范围章节关于环境风险评价等级的判定结果，本工程环境风险潜势为I级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

7.1.2 评价范围

本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

7.2 风险调查

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为天然气、凝析油，主要存在于集输管线内以及集气站站储罐中，涉及的风险主要为运行过程中集输管线及站场事故造成的天然气、凝析油的泄漏。

7.3 环境敏感目标概况

本项目区地处荒漠戈壁区域，不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标。

7.4 环境风险识别

7.4.1 物质危险性识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018)附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GBZ/T230-2010)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为天然气、凝析油。

(1) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施，见表 7.4-1。

表 7.4-1 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。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℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通</p>			

	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。			
接触控制/个人防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（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℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	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℃)； 相对蒸汽密度(空气=1)：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15% (V%)	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	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。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</p>			

(2) 凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表，见表 7.4-2。

表 7.4-2 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	<p>凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。</p> <p>【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。</p>
危害信息	<p>【燃烧和爆炸危险性】</p> <p>其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回</p>

	<p>燃。</p> <p>【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、发绀等缺氧症状。</p>
安全措施	<p>【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防暴晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
应急处置原则	<p>【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医</p> <p>【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

7.4.2 井下作业危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。由于对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不是绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

7.4.2 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的天然气、凝析油泄漏，泄漏后遇火源会发生火灾、爆炸事故。凝析油的泄露还会直接污染周围土壤，而且可能对区域地下水造成污染。

7.4.3 环境风险类型识别

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，判断本工程可能发生的环境风险主要包括：井喷、井漏、油气泄漏。

泄漏的凝析油不仅直接污染周围土壤还有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的危险物质也会引发周围人员中毒事件，若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.5 环境风险分析

7.5.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度

较大。对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响，井喷影响范围约100m。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时油气田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

井喷释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害，也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害，或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，但烃类物质扩散会污染周围环境空气。井位周围无居民点，一般不会造成场外人员伤亡。

为防范井喷风险，本工程各井场井位选择时，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）的要求，项目各个井场均配备一定数量的灭火器材和报警器材，企业根据自身实际情况制定了适用于本企业的环境管理制度，同时企业内部各分场根据自身的不同情况，制定了各分场的相关管理规定，以及各相关演练记录等。一旦发生井喷火灾事故能及时启动救援，并疏散居住人群，对其影响较小。

7.5.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

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

7.5.3 对大气环境的影响分析

在集输管道泄漏时，天然气、凝析油从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。本工程集输管线采

用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，泽普采油气管理区负责管理本工程的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施；在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，集输管道发生火灾爆炸概率较低，本工程对大气环境产生的环境风险可防控。

7.5.4 对地下水环境的影响分析

本工程建成投产后，正常状态下无废水排放；非正常状态下，凝析油中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损凝析油泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管道进行检查，避免因管道质量缺陷、阀门腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在落实相应风险防范措施的情况下，本工程对地下水环境产生的环境风险可防控。

7.5.5 对土壤环境的影响分析

凝析油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的凝析油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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

凝析油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的凝析油进入土壤后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期储油罐泄漏，将能回收的原油回收，送处理站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.6 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素

引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

7.6.1 井喷防范措施

(1) 严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部24h值班制度；

(2) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀；

(3) 做好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(4) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(5) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(6) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

(7) 设计、生产中采取有效预防措施，在井口安装防喷器和控制措施。

7.6.2 集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

(7) 定期对管线进行巡视,加强管线和警示标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理,定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统,随时监测介质的腐蚀状况,了解和掌握区域系统的腐蚀原因,有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.6.3 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生,减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响,应采取以下安全环保措施:

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行,确保埋设深度、防腐和保温质量,防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志,提醒人们在管线两侧活动,保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀,每年定期用超声波检测仪,测量 1-2 次管线内外防腐情况,若管壁厚度减薄,应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏,在管道上部土壤中可种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中,应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理,以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验,管道焊接是最关键的工艺,焊接工应接受专门培训,持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作,对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查,防止跑、冒、滴、漏,及时巡查管线,消除事故隐患。

(6) 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。

(7) 集输管线敷设前,应加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验,防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生;按规定进行管

道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、冲沟等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量1~2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的概率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最低。

(8) 为了便于管线的安全运营，根据《管道干线标记设置技术规定》(SY/T6064-2011)的规定，沿线应设置以下标志桩：里程桩：管线每公里设置1个，每段从0+000m开始，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

交叉桩：凡是与地下管道、电(光)缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩：当管道外防腐层或管壁发生距离变化时，在变化位置处设置结构桩，桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩：当管道上有特殊设施时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

(9) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对输送管线上安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

输送管道建成投产后，重点应在以下几个方面加强管理：

(1) 加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(2) 加强对管道穿跨越段保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，增强沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(3) 工程建成后运营期间, 随着时间的推移, 管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变, 从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段, 加强巡视检测及定期检查, 发现隐患及时上报有关部门, 以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件, 因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输送管道运行过程中, 有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故, 必须及时对管道进行抢修; 为保证输气管道安全, 对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全, 必须建立完善的管道维修及抢修体系, 设立专业化管理的维修及抢修队伍, 配备齐全的维抢修设备、机具, 确保事故状态下能及时到位, 并在最短时间内完成管道的维护抢修作业。

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案, 包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等, 为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件, 当工艺流程或仪表设备有变动时, 应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 通过清管排除管内污物, 达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管, 特别是投产初期更应引起注意。

(9) 定期对管道进行内、外检测和评估, 掌握管道强度和完整性等数据, 建立检测档案, 从而可有计划地进行管道维修, 减少穿孔泄漏事故; 加强管道腐蚀控制, 尽快推行并实施管道完整性管理。

(10) 加大管道周围安全隐患的治理力度, 遏制违章建筑及占压; 对于管道上方及附近的开荒行为加强监督, 防止破坏管道; 严禁挖沙取土。

(11) 治理输送管道的安全隐患, 必须依靠管道沿线各级政府及有关单位, 建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作, 建立不同形式的联防网络, 进行联合治理, 加大管道周围安全隐患的治理力度, 有效遏制违章建筑及占压。按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求, 禁止在管道两侧 5m 范围新建居民住宅; 50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程; 在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的, 应当事先征得管道企业同意, 在采取安全保护措施后方可进行; 加强天然气管道安全宣传工作, 减少第三方破坏活动的发生。

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度, 建立完善的巡线制度, 固定专门的巡线人员, 配备专用的巡线车辆及器材, 提高重点地段管线的巡线频率, 坚持徒步巡线, 保证不间断地对管道进行巡查, 及时发现并处理现场所存在的隐患和问题, 减小事故发生的概率; 缩短重点地段管线的内、外检测周期, 根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果, 及时采取相应的整改措施; 增大沿线标志桩或警示牌的设置密度, 以标示管道的准确走向, 减少违章建筑和危及管道安全事故的发生; 针对重点地段管线的特点, 编制可能发生事故的专项应急救援预案, 加强事故应急救援预案的演习和实施, 减少事故造成的损失。

7.6.4 站场事故风险防范措施

(1) 平面布局科学合理: 平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置, 并保持规定的防火距离; 将全场内的明火点控制到最少, 并布置在油气生产区场地边缘部位; 有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

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

(3) 按规定配置齐全各类消防设施, 并定期进行检查, 保持完好可用。

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

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

7.6.5 储油罐及拉运过程中环境风险防范措施

(1) 选用质量合格的储油罐、阀门及连接件, 储罐进行防腐; 加强巡检, 确保罐体保持完整, 发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换, 防止了储油油罐泄漏事故的发生。

(2) 储油罐按照重点防渗区要求建设防渗设施。

由于凝析油、采出液和天然气在运输过程中具有爆炸、易燃等危险性, 对项目区的生态环境具有一定的潜在危险, 完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作, 在运输过程中稍有不慎, 便可对环境造成损失。为防止采出液运输过程中

的风险事故，主要从以下几个方面进行防范：

※配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。

※车辆安全状况和安全性能合格

出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

※装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行。承载易燃易爆的采出液时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合JT230规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量5%的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

※精心驾驶，平稳行车

行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

※行车途中勤检查

危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有凝析油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

7.6.6 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部

回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- (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且又未经安全性处置的危险废物。
- (4) 转移危险废物时，必须按照规定填报危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接收地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。
- (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。

7.6.7 火灾事故应急措施

- (1) 发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。
- (2) 安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。
- (3) 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。
- (4) 当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

7.6.8 重视和加强管理

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

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

(2) 加强各级干部、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。

(4) 项目投产后，由泽普采油气管理区管理，建设单位应按要求制定突发环境事件应急预案，报生态环境主管部门备案。

7.6.9 环境风险应急预案

项目投产后，将其纳入塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司泽普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。

7.7 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质主要为天然气、凝析油，可能发生的风险事故包括：运行过程中集输管线及站场事故造成的天然气、凝析油的泄漏，泄漏的天然气、凝析油若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染土壤和大气环境。

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。运行过程中做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。本工程环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田皮山气田叶探1区块二叠系普斯格组气藏试采项目地面工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区和田地区皮山县			
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；分布：管线，储油罐			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水）	运行过程中集输管线及站场事故造成的天然气、凝析油的泄漏，泄漏的天然气、凝析油若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染土壤和大气环境			

等)	
风险防范措施要求	①制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；②定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；③制定环境风险应急预案，定期演练。

8 温室气体影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 温室气体排放分析

8.1.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程井场、站场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

(2) 火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程井场、站场不设置火炬，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

(3) 工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程包括站场内容，涉及集气站，需核算该部分 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环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场，站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 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。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

(8) 温室气体产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 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	工艺放空排放	放空排放	CH ₄	无组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场，站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 温室气体排放量核算

8.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	皮山气藏单井试采地面工程(一期)	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1)工艺放空排放 (2)CH ₄ 逃逸排放 (3)净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 工艺放空排放

① 计算公式

$$E_{CH_4-开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中，

$E_{CH_4-开采放空}$ -油气开采环节产生的工艺放空 CH₄，单位为吨 CH₄；

J-油气开采系统中的装置类型；

Num_j-第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j-第 j 个装置的工艺放空 CH₄ 排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)；

② 计算结果

拟建工程为集气站工艺放空排放，相关参数取值见下表。

表 8.1-3 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	个数
1	集气站	集气站	23.6 吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 23.6 吨，温室气体为 495.6 吨。

(2) CH₄ 逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

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产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

J-不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ -原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ -原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)；

$Num_{gas,j}$ -天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ -天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)。

②计算结果

拟建工程为天然气开采，相关参数取值见下表。

表 8.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	个数
1	采气井场	井口装置	2.5 吨/年·个	3
2	集气站	集气站	27.9 吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 35.4 吨，温室气体为 743.4 吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时(MWh)；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b.净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中:

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

AD 热力为企业净购入的热力消费量, 单位为 GJ;

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子, 单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽, 不涉及发电内容, 使用的电力消耗量为 4803.5MWh, 电力排放因子根据《生态环境部、国家统计局关于发布 2021 年电力二氧化碳排放因子的公告》(2024 年 第 12 号)中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6577 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知, 核算净购入电力和热力隐含的温室气体排放量为 3159.26t。

(4) 温室气体核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》, 化工企业的 CO₂ 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 CO₂;

$E_{CO_2-燃烧}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

$E_{GHG-火炬}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放, 单位为吨 CO₂ 当量;

$E_{GHG-工艺}$ -企业各业务类型的工艺放空排放, 单位为吨 CO₂ 当量;

$E_{GHG-逃逸}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放, 单位为吨 CO₂ 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 CH₄ 回收利用率, 单位为吨 CH₄;

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21;

$R_{CO_2-回收}$ -企业的 CO₂ 回收利用率, 单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2-净电}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 8.1-5 所示。

表 8.1-5 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	/	/
	火炬燃烧排放	/	/
	工艺放空排放	495.6	11.27
	CH_4 逃逸排放	743.4	16.9
	CH_4 回收利用量	/	/
	CO_2 回收利用量	/	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	3159.26	71.83
	合计	4398.26	100

由上表 8.1-5 分析可知，拟建工程不包含净购入电力、热力隐含的碳排放温室气体排放量为 1239 吨，拟建工程温室气体总排放量为 4398.26 吨。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程场站采用无人值守，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对场站进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗(空载和负载损耗相对较低)、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

(5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

8.2.3 减污降碳管理措施

泽普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。

8.3 温室气体影响评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，温室气体总排放量为 4398.26 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

8.3.2 温室气体排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存(CCUS)技术，进一步挖掘和提升减污降

碳潜力。

9 环境管理、监测与 HSE 管理体系

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本工程的 QHSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 QHSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设质量安全环保部，并设专人负责工程开发建设期间的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司质量安全环保部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 QHSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 QHSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由质量安全环保部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由泽普采油气管理区负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油气藏、地质等方面的研究、设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司质量安全环保部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由泽普采油气管理区负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任。

各管理区为塔里木油田分公司下属二级单位，均设QHSE管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本工程建成运营后由塔里木油田分公司泽普采油气管理区负责生产运行管理。

9.1.3 监督机构

和田地区生态环境局负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导和和田地区生态环境局皮山县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

和田地区生态环境局、和田地区生态环境局皮山县分局是具体负责环境管理的职能机构，监督辖区内油气田开发单位执行有关环境管理的法律法规和环境标准及环境监控计划。

9.1.4 环境管理职责

施工单位负责落实环评提出的施工期所有环保措施运行，运营单位负责落实环评提出的运营期所有环保措施运行，依托单位按照签订的协议履行相对应的环保责任。

9.2 施工期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理。

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施项目区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.2.3 施工期环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

(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，了解当地生态环境管理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) 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

- 1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- 2) 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地方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

1) 井（站）场

井（站）场环境监理的范围，即为工程扰动的范围。

2) 管道工程

管道工程环境监理的范围，即为工程扰动的范围：采气管线和集气支线作业

带宽度均为 8m。

(4) 环境监理内容

1) 施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、恢复方案进行监理。

2) 试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。

环境监理工作计划及重点，见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

场地	监督内容	监理要求
管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 企业环境信息公开

9.3.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司

法人代表：王洪峰

生产地址：新疆和田地区皮山县境内

主要产品及规模：①新建3口单井井场地面工程（皮山103、皮山104、皮山105X）；②扩建皮山区块西集气站1座；③新建单井采气管线5.1km；新建集气支线2.9km；④并配套建设供配电、自控、结构等公用工程设施。

工程建成后天然气产量为 $22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油产量为202t/d。

（2）排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表3.3-6和表3.3-12。

拟建工程污染物排放标准见“2.4.2 污染物排放因子及标准”章节。

拟建工程污染物排放量情况见表3.3-6和表3.3-12。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.5 污染物排放总量控制”章节。

（3）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表9.4-2。

9.3.2 公开方式及时间要求

公开方式：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。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；塔里木油田公司在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令第24号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.4 运营期环境管理及监测

9.4.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划，见表 9.4-1。

表 9.4-1 项目运营环境监督管理计划

监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
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	和田地区生态环境局、和田地区生态环境局皮山县分局
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	
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	
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	

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

本工程产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理。

废气污染源的控制是重点加强天然气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油气田开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合气田整体方案，在项目区上游地区处设1眼地下水背景（或对照）监控井，项目区下游地区处设1眼地下水污染监控井。

9.4.2 运营期环境监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《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）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本工程的监测计划。由于工程所在区域地下水的总体流向是从南向北方向径流，2#地下水监测点处于地下水下游满足监测点位置要求，因此地下水监测点位置设为2#地下水监测点。环境监测计划，见表9.4-2。

表 9.4-2 运营期环境监测计划

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	无组织废气	非甲烷总烃	西集气站边界	每季度1次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬	下游地下水井(2#地下水监测点)	每半年1次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬	西集气站内	每年1次
生态		生物多样性	场站及管线占地	3-5年一次
		沙化土地的动态变化信息	外延300m范围内	

注：由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃(C₆-C₉)的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃(C₆-C₉)的环境质量现状监测工作，待石油烃(C₆-C₉)和石油烃(C₁₀-C₄₀)相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。

9.4.3 污染物排放清单

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技

术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表 9.4-3。

表 9.4-3 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m ³)			
废气	井场、站场	油气处理、集输	管道密闭输送, 加强设备检修与维护, 从源头减少泄漏产生的无组织废气。	-	非甲烷总烃	8760	-	0.988	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
		温室气体	降低机泵工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能, 开发清洁能源替代现有能源等。	-	CO ₂	8760	-	-	-	-
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 mg/L)	环境监测要求
废水	采出水	氯离子、溶解性总固体	采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理后回注于地层。			-	不外排	-	-	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022)
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集后, 拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用, 不外排。			-	不外排	-	-	-
	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、氨氮	生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理。			-	不外排	-	-	《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表 4 一级标准
类别	噪声源		污染因子	治理措施		处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪声	设备运转噪声		L _{eq}	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、消声等降噪措施		厂界达标	昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准	
类别	污染源名称		固废类别	处理措施						
固废	落地油		HW08	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存, 委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。						
	废防渗材料		HW08	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存, 委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。						
	清管废渣		HW08	严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存, 委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。						
	生活垃圾		SW61	定期拉运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置						
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行							

9.4.4 “三同时”验收

(1) 环境工程设计

- 1) 必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。
- 2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。
- 3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

1) 验收范围

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、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2) 验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单，见表 9.4-4。

表 9.4-4 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	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	--	--	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值
	2	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修,状况良好,燃烧合格油品,不超负荷运行	--	--	
废水	1	管道试压废水	循环使用,试压结束后用于洒水抑尘	--	--	--
	2	生活污水	施工人员生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理	不外排	1	《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表4一级标准
噪声	1	吊装、挖掘机、推土机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固废	1	生活垃圾	定期清运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置	妥善处置	1	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度	临时占地恢复到之前状态	8	--
			管道填埋所需土方利用管沟挖方,做到土方平衡			
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、水土保持宣传牌	防止水土流失	8	--
		防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整,严禁随意堆置;防尘网,洒水抑尘;施工期间应划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	防止土地沙化	8	--
环境 监理		开展施工期 环境监理	--	--	--	--
运营期						
废气	1	井场无组织 废气	采取密闭集输工艺,加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总 烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

						中边界污染物控制要求
废水	1	采出水	采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层	不外排	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	井下作业废水	井下作业废水采用专用废水回收罐收集后,拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用,不外排	不外排	1	--
	3	生活污水	施工人员生活污水依托柯克亚作业区现有生活污水处理设施处理	不外排	1	《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表4一级标准
噪声	1	采气树	基础减振	场界达标: 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类排放限值
	2	密闭装车撬				
固废		落地油	收集后,由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	2	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
		废防渗材料				
		生活垃圾	定期清运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置	妥善处置	1	-
防渗	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”			5	--
环境监测	废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划,委托有资质单位开展监测			2	--
风险防范措施	井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	--	--	--
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	建筑垃圾	收集后送柯克亚作业区固废填埋场处置填埋处置	妥善处置	2	--
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净,并按要求进行	妥善处置	--	--

			吹扫,确保管线内无残留,管线两端使用盲板封堵			
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵,地面设施拆除,恢复原有自然状况	恢复原貌	5	--
合计				--	52	--

9.5 排污许可

依据《排污许可管理条例》(中华人民共和国国务院令 第736号)第二条规定:依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者,应当依照本条例规定申请取得排污许可证;未取得排污许可证的,不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评[2017]84号),拟建方案应纳入塔西南勘探开发公司泽普采油气管理区排污许可管理,工程无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求,同时泽普采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470号)、《〈环境保护图形标志〉实施细则》(环监[1996]463号),泽普采油气管理区完善废气、废水、噪声、固体废物等排放源图形标志;同时根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022),落实危险废物识别标志制度,对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。

9.6 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)《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发(2020)162号)要求,项目正式投产或运营后,每3~5年开展一次环境影响后评价,依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

10 结论与建议

10.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区和田地区皮山县境内，建设内容包括①新建3口单井井场地面工程（皮山103、皮山104、皮山105X）；②扩建皮山区块西集气站1座；③新建单井采气管线5.1km；新建集气支线2.9km；④并配套建设供电、自控、结构等公用工程设施。

本工程总投资为3450万元，其中环保投资185万元，占总投资5.36%。

10.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第1条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本工程的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于天然气开采项目，选址选线不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规的相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程属于天然气开采项目，有助于推进塔里木盆地油气开发力度。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》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于“中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区”和“皮山—和田—民丰荒漠、绿洲沙漠化敏感生态功能区”。本工程占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，工程建设符合区域生态功能定位。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等生态保护区；符合地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为其他草地。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃以及温室气体排放，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，工程实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) “三线一单”符合性判定

拟建工程东南距生态保护红线(帕米尔-昆仑山水土流失防控生态保护红线区)最近为 8.83km，不在生态保护红线范围内；拟建工程采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)及 2023 年更新成果、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环

评发[2021]162号)、《关于印发<和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(和行发[2021]38号)及2023年更新成果等要求。

10.3 环境质量现状

(1) 生态环境质量现状

本工程地处荒漠戈壁区域,项目区周边无自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区,涉及水土流失重点预防区,生态系统较为脆弱,经现场调查,评价区域内分布有驼绒藜、琵琶柴等原始天然植被。项目新增永久占地面积 1.42hm^2 ,临时占地面积 6.6hm^2 ,总占地面积为 8.02hm^2 。根据《新疆生态功能区划》,项目区属于《新疆生态功能区划》中的“中昆仑山高寒荒漠草原保护生态功能区”和“皮山—和田—民丰荒漠、绿洲沙漠化敏感生态功能区”。项目区气候干燥,属于土壤侵蚀区,主要侵蚀类型为风力侵蚀,土壤主要为石质土,项目现状调查和走访中,未发现大型野生动物和受保护野生动物。

(2) 环境空气质量现状

根据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结果:2023年和田地区基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 监测项目均能满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)二级标准及其修改单要求, PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值,工程所在区域环境空气质量属于不达标区。超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据环境空气现状补充监测结果,本工程所在区域非甲烷总烃满足《环境空气质量 非甲烷总烃限值》(DB13/1577-2012)中的标准要求。

(3) 水环境质量现状

项目区位于戈壁荒漠区域,周边5km范围内无地表水体。项目区地下水环境质量现状监测结果表明:监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关,区域蒸发量大、补给量小,潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

(4) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）与《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目区占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；占地范围外各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”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。

10.4 污染物排放情况

（1）施工期

本工程施工期污染物排放包括：少量废气；管道试压废水 20m³，生活污水 144m³；施工废料 1.6t，生活垃圾 0.9t。

（2）运营期

本工程运营期污染物排放包括：无组织排放的非甲烷总烃 0.988t/a；采出水 7300t/a（后期最大量），井下作业废水 598.05t/a，；落地油 0.6t/a，废防渗材料 0.75t/a，清管废渣 0.005t/a。

10.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本工程地处戈壁荒漠区域，所在区域的野生动物种类少，调查期间未见到大中型野生动物，工程对野生动植物影响不大。工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。项目区属于塔里木河国家级水土流失重点预防区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

(2) 大气环境影响分析

本工程施工期产生的废气主要为施工扬尘、汽车尾气排放。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期项目对大气环境影响主要为天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃以及温室气体排放。

本工程油气开采、集输、处理采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据预测结果可知，井场、站场无组织排放非甲烷总烃下风向最大落地浓度均远低于《大气污染物综合排放标准详解》 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。项目区周边5.0km范围内无敏感点，因此本工程正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

综上所述，工程在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运营期为持续的长期影响，但各空气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

(3) 水环境影响分析

本工程施工期和运营期的生活污水拉运至柯克亚作业区通过现有生活污水处理设施处理；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水。

本工程运营期产生的采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。

运营期正常状况下，各井场、站场设备和集输管线等装置完好无损且井场、站场严格按照相关要求采取了防渗措施，可避免污染物泄漏而对地下水产生污染影响。在非正常状况下，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，但仍存在一定影响，故井场、站场、集输管道等必须采取必要的防渗措施，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最

短的时间内清除地面及地下的污染物，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

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

(4) 声环境影响分析

通过类比分析可知，本工程施工期昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(昼间 70dB(A))，而在夜间则会超标(夜间 55dB(A))。项目区 2km 范围内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

本工程运营期间的噪声源主要为设备的运转噪声，噪声预测结果可知：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

(5) 固体废物影响分析

本工程施工期固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料和生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

本工程运营期产生的固体废物主要为：落地油、废防渗材料、清管废渣。

落地油、废防渗材料、清管废渣严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。

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的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

(6) 土壤影响分析

拟建工程占地范围内的土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染

风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表。因此，拟建工程在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

(7) 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质主要为天然气、凝析油，可能发生的风险事故包括：运营过程中集输管线及站场事故造成的天然气、凝析油的泄漏，泄漏的天然气、凝析油若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染大气和土壤环境。

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。运行过程中做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。

综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

(1) 生态保护措施：优化站场布设，管道选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业带宽度不得超过相应要求宽度，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械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。站场施工在开挖地表、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。对站场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(2) 大气污染防治措施：施工期产生的扬尘、CO、NO₂、THC 通过洒水降尘，使用合格油品等措施进行防治。本工程投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在天然气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输流程；项目天然气处理装置的设备与管线组件

的密封点达到 2000 个以上时，应开展泄漏检测与修复工作。

(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：施工期管道试压废水循环使用，试压结束后，可用作场地降尘用水；生活污水定期拉运至柯克亚作业区通过现有生活污水处理设施处理。运营期采出水随凝析油储存在储油罐中拉运至柯克亚集中处理厂通过采出水处理系统处理，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)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后，拉运至有资质的单位进行处置、回收、利用，不外排。地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

(5) 固体废物防治措施：施工期产生的施工废料运至柯克亚作业区固废填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后运至柯克亚作业区固废填埋场填埋处置。运营期产生的固体废物落地油、废防渗材料、清管废渣严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。

(6) 土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施：本工程所涉及的危险物质主要为天然气、凝析油，可能发生的风险事故包括：运营过程中集输管线及站场事故造成的天然气、凝析油的泄漏，泄漏的天然气、凝析油若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染大气和土壤环境。运营期要做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施前提下，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可以接受的，项目建设可行。

10.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位塔里木油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：

<http://www.xjhbcy.cn/articles/show/14065>) 公开, 时间为 2024 年 10 月 25 日。

征求意见稿公示日期为 2024 年 11 月 29 日新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站, 网址为 (<http://www.xjhbcy.cn/articles/show/14424>); 报纸第一次公告日期为 2024 年 12 月 5 日 (新疆法制报), 报纸第二次公告日期为 2024 年 12 月 9 日 (新疆法制报)。

2024 年 12 月 16 日, 在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站网址为 (*) 公示了拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中, 由于井场、站场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地, 并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中, 需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等, 经估算本工程环境保护投资约 185 万元, 环境保护投资占总投资的 5.36%。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

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 综合结论

本工程为天然气开采项目, 属于《产业结构调整指导目录 (2024 年本)》中鼓励类项目, 符合国家产业政策; 符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采污染防治技术政策等》等法规和政策的要求; 符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求。

项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求，选址选线合理。

只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程建设是可行的。