

1 概述

1.1 建设项目特点

乌恰气田恰探 1 井区位于塔里木盆地西南坳陷西天山冲断带乌恰构造带乌恰石炭 1 号背斜，东南距阿图什市约 37km，南距喀什市约 41km，西距乌恰县 40km。目前区块内仅有恰探 1 和阿北 1JS 两口探井。恰探 1 井 2023 年 2 月 14 日完井转试气，阿北 1JS 井 2023 年 9 月 1 日完井转试气。

根据恰探 1 井和阿北 1JS 井试气情况表明，该区块有一定储量的天然气资源，为进一步探明乌恰气田产能，2023 年 10 月 18 日，塔里木油田分公司油气工程研究院委托新疆天合环境技术有限公司编制了《塔里木油田阿图什气藏恰探 1 井、阿北 1JS 井试采项目环境影响报告书》，2024 年 8 月 12 日，取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2024〕175 号），批复主要内容：新建加热节流型标准化采气井场 2 座（恰探 1 井、阿北 1JS 井）；新建集气管线 2.02km、燃料气管线 2.02km；新建（10+5）万方/天 LNG 撬装处理站 1 座；LNG 撬装装置包括两列脱碳装置、两列脱水装置、两列脱重烃装置、两列液化装置，共用分离计量、装车装置，配套建设公用工程及辅助生产设施。

主要变动情况：结合恰探 1 井、阿北 1JS 井最新试采生产数据（日产气约 18~19 万方/天），并且考虑到该区块后续可能会部署新的试采井，原方案两套装置最大适应 17 万方/天的处理规模已不能满足生产需要；原方案工艺系统加热方式为电加热，运行成本相对较高，操作运行维护相对较复杂。

为增大装置处理规模，提高装置灵活性及适应性，最大程度满足试采单井零散气回收需求，充分利用现场实际生产过程中产生的 BOG 气体，减少烃类排放，同时运行成本更低，系统更稳定和提供更高的温度输出，且操作运行维护简单。

变更后的工程内容：新建加热节流型标准化采气井场 2 座（恰探 1 井、阿北 1JS 井）；新建集气管线 2.02km、燃料气管线 2.02km；新建（10+10）万方/天 LNG 撬装处理站 1 座，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。LNG 撬装处理站主要处理恰探 1 井和阿北 1JS 井的试采天然气，生产的 LNG 装车外运。

本工程原单列 5 万方/天液化装置变更为 10 万方/天液化装置，规模增大；增加一套公用辅助工程，且生产工艺发生变动；工艺系统加热方式由电加热变更为导热油加热，新增污染物种类。

根据《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）中关于石油天然气行业重大变动判定：陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。

本项目建设性质为新建，属于新区块开发。工程建设对于满足油气田开发需要、保障油气田的可持续发展，提高油气田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为油气开采项目，为新区块开发建设项目。根据新水水保〔2019〕4 号文件，项目所在地阿图什市属于塔里木河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0712”中的“新区块开发”“涉及环境敏感区”项目，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》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2025 年 1 月 14 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有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环评评价工作（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，新疆昇腾环保科技有限公司对本项目区域环境空气、土壤、地下水、声环境质量现状进行了监测，在此基础上，编制完成了《塔里木油田阿图什气藏恰探 1 井、阿北 1JS 井试采项目（重大变动）环境影响报告书》（以下简称“报告书”），环境影响评价的工作程序，见图 1.2-1。

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

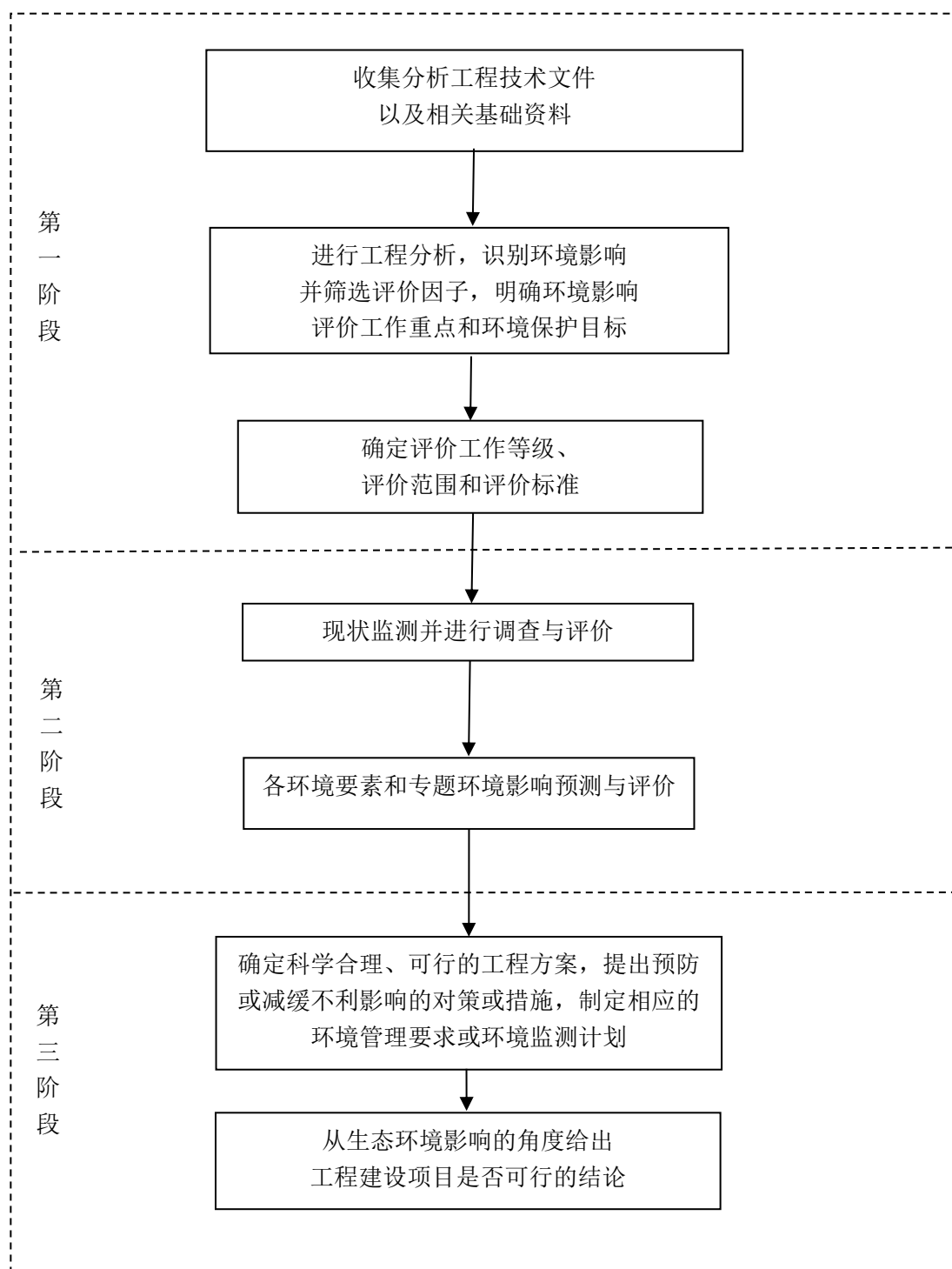


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

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

本项目属于石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、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、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目属于石油天然气开采项目，有助于推进乌恰气田恰探1井区的油气开发，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规划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》，本项目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。因此本项目的建设符合《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》，本项目所在区域属于天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区-天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区。本项目占地面积较小，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

本项目为新区块开发项目，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，本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本项目土地利用类型为天然牧草地。项目区周边 5km 范围内无地表水体分布，无长期居住人群。

本项目在选址、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；运营期废气主要为燃气导热油炉燃烧烟气、天然气开采、集输、处理过程中无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体，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，本项目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《克孜勒苏柯尔克孜自治州“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年）》要求，本项目位于阿图什市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65300130001），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，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本项目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

本项目为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场、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，本项目不占用自然保护区、风景名胜區、水源保护区、基本农田、基

本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域重点治理区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、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；运营期燃气导热油炉燃烧烟气、天然气开采、集输、处理过程中无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体、井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《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，项目符合“三线一单”要求；本项目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：本项目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，本项目选址合理，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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	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	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
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（2009 年修正）	中华人民共和国主席令第 18 号	2009-8-27
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	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
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	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
16	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
17	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
18	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
19	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
20	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
21	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 第 1 号	2020-01-04

22	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
23	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
24	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
25	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
26	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
27	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
28	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
29	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
30	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
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（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
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	关于印发新疆 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
8	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环环评发〔2024〕93 号	2024-06-09
15	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
16	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
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27

18	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
21	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
22	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
23	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	2021-02-22
24	关于印发《克孜勒苏柯尔克孜自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	克政办发〔2021〕13 号	2021-06-11
25	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	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
26	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
27	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
28	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
29	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
30	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
31	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

2.1.3 相关文件和技术资料

- （1）委托书，塔里木油田分公司泽普采油气管理区，2025.1；
- （2）《塔里木油田阿图什气藏恰探 1 井、阿北 1JS 井试采项目》，中国石油天然气管道工程有限公司，2024.4；
- （3）《塔里木油田阿图什气藏恰探 1 井、阿北 1JS 井试采项目地面工程（站场部分）批量混合橇（膜分离）工艺设计说明》，四川金星清洁能源装备集团股份有限公司；
- （4）塔里木油田阿图什气藏恰探 1 井、阿北 1JS 井试采项目地面工程（站场部分），四川凌耘建科技有限公司；
- （5）工程其他相关资料。

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

本项目主要包括井场、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、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、站场、管线建设，环境影响以生态影响为主。

1) 井场、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燃气导热油炉燃烧烟气、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，固体废物主要为井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。

（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
	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、建筑垃圾、弃土弃方。	各类施工机械和运输车辆噪声。	燃气导热油炉燃烧烟气、无组织挥发烃类、硫化氢、汞、温室气体排放。	采出水、生活污水。	井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。	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、复垦
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

根据本项目环境影响要素识别、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 环境影响因子筛选表

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
生态环境	施工期地面工程施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度。	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 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； 自然景观：景观多样性和完整性； 自然遗迹：遗迹多样性、完整性等。	施工期：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：生物多样性、生态系统完整性等。
地下水环境	管线及套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的影响。	八大离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）以及色、嗅和味、浑浊度、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（以苯酚计）、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。	氯离子、汞
声环境	地面工程施工噪声，运营期站场设备噪声，交通噪声。	等效连续 A 声级。	等效连续 A 声级
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘；运营期燃气导热油炉燃烧烟气、井场、站场无组织废气；温室气体排放。	SO_2 、 NO_x 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、硫化氢、非甲烷总烃、汞。	SO_2 、 NO_x 、非甲烷总烃、硫化氢、汞

土壤环境	地面工程对土壤影响	《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）中农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）、特征因子石油烃、土壤理化性质以及土壤盐分含量。	石油烃、汞
固体废物	地面工程施工生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土等；运营期井采油、天然气集输及处理等环节产生的井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。；退役期地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等	/	施工期：弃土弃方、建筑垃圾、生活垃圾。运营期：天然气集输及处理等环节产生的井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭； 退役期：废弃管道、设备、建筑垃圾等。
环境风险	天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。	/	天然气、硫化氢、LNG、乙烯、丙烷、汞。

2.3 环境功能区划

2.3.1 环境空气

本项目位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州阿图什市境内，东南距阿图什市约 37 千米，南距喀什市约 41km，西距乌恰县 40km。

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。

2.3.2 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。

2.3.3 声环境

项目区远离阿图什市城镇规划区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.3.4 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 III 天山山地温性草原、森林生态区-III₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区-天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区。

根据新水水保〔2019〕4 号文件，项目所在地阿图什市属于塔里木河流域重点治理区。

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

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 、汞，七项指标执行《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》 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准， H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。指标标准取值，见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（ SO_2 ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单；汞小时值按照年均值的 6 倍折算
2	二氧化氮（ NO_2 ）	40	80	200	
3	细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（ PM_{10} ）	70	150	/	
5	一氧化碳（ CO ）	/	4000	10000	
6	臭氧（ O_3 ）	/	160	200	
7	氮氧化物（ NO_x ）	50	100	250	
8	汞	0.05	/	0.3	《大气污染物综合排放标准》详解
9	非甲烷总烃	/	/	2000	
10	硫化氢	/	/	10	《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

注： O_3 日最大 8 小时平均值为 $160\mu\text{g}/\text{m}^3$

（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	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	20	钠（mg/L）	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
3	浑浊度（NTU）	≤3	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤1.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH <6.5	24	硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤20.0
6	总硬度（以 CaCO ₃ 计） （mg/L）	≤450	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
9	氯化物（mg/L）	≤250	28	汞（mg/L）	≤0.001
10	铁（mg/L）	≤0.3	29	砷（mg/L）	≤0.01
11	锰（mg/L）	≤0.10	30	硒（mg/L）	≤0.01
12	铜（mg/L）	≤1.00	31	镉（mg/L）	≤0.005
13	锌（mg/L）	≤1.00	32	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
14	铝（mg/L）	≤0.20	33	铅（mg/L）	≤0.01
15	挥发性酚类（以苯酚计） （mg/L）	≤0.002	34	三氯甲烷（μg/L）	≤60
16	阴离子表面活性剂 （mg/L）	≤0.3	35	四氯化碳（μg/L）	≤2.0
17	耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）（mg/L）	≤3.0	36	苯（μg/L）	≤10.0
18	氨氮（以 N 计）（mg/L）	≤0.50	37	甲苯（μg/L）	≤700
19	硫化物（mg/L）	≤0.02	38	石油类（mg/L）	≤0.05

注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

（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 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）表 1 第二类用地筛选值。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，见表 2.4-3、表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	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	蒽	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	$6.5 < \text{pH} \leq 7.5$
2	砷	mg/kg	30
3	镉	mg/kg	0.3
4	铬	mg/kg	200
5	铜	mg/kg	100
6	铅	mg/kg	120
7	汞	mg/kg	2.4
8	镍	mg/kg	100
9	锌	mg/kg	250
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

本项目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。

油气开采过程中燃气导热油炉燃烧烟气中 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、烟气黑度排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；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；硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准；汞及其化合物排放浓度执行《大气污染物综合污染物排放标准》(GB16297-1996)表 2 新污染源大气污染物排放限值要求。

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	有组	新建锅炉大气污染物排放浓度限值	20	(GB13271-2014)
	SO ₂		50	
	NO _x		200	

	无组织	NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
		H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93
		汞及其化合物	无组织排放监控浓度限值	0.0012	GB16297-1996

（2）废水

按照《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）规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目生产前期，天然气经加热炉节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成），回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准。

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				

（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

根据项目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 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为燃气导热油炉燃烧烟气、天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃、硫化氢、汞作为候选因子核算，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，应选择响应的一级浓度限值；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 2.5-1。

表 2.5-1 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	$P_{\max} < 1\%$

燃气导热油炉选取颗粒物、 NO_x 、 SO_2 污染物分别计算其最大落地浓度及占标率，有组织废气污染物排放参数，见表 2.5-2；井场、站场无组织废气污染物选取非甲烷总烃、硫化氢、汞污染物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 2.5-2 运营期有组织大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒参数				年排放小时数	排放工况	污染物名称	排放速率 kg/h
	x	y		排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气温度(℃)	烟气流速(m^3/s)				
900kW燃气加热炉			1914	8	0.3	120	0.07	8000	正常排放	SO_2	0.04
										NO_x	0.17
										颗粒物	0.01
1000kW 燃气加热炉			1903	8	0.3	120	0.11	8000	正常排放	SO_2	0.05
										NO_x	0.20
										颗粒物	0.02

表 2.5-2 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/ $^\circ$	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	H_2S	汞
LNG 撬装处理站			1901	149	94	0	8	8000	正常	0.18	5×10^{-6}	3.58×10^{-11}
阿北 1JS 井场			1914	34	41	0	8	8000	正常	0.0009	9×10^{-8}	1.97×10^{-9}

估算模式所用参数，见表 2.5-3。

表 2.5-3 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/℃		34.7
3	最低环境温度/℃		-29.9
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		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 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	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

计算结果，见表 2.5-4。

表 2.5-4 估算模式计算结果表

项目	单位	有组织废气			无组织废气		
		颗粒物	SO ₂	NO _x	非甲烷总烃	硫化氢	汞
下风向最大落地浓度	mg/m ³	0.004428	0.013284	0.004428	0.073484	2.04×10 ⁻⁶	8.04×10 ⁻¹⁰
最大浓度出现距离	m	200	200	200	173	173	173
评价标准	mg/m ³	0.5	0.25	0.5	2.0	0.01	0.0003
最大占标率	%	0.89	6.64	0.89	3.67	0.02	0.00
D10%	m	0	0	0	0	0	0

计算结果表明，本项目对周边大气环境的影响主要来自燃气导热油炉燃烧烟气排放的 NO_x，其最大地面浓度预测浓度 0.013284mg/m³，最大占标率 6.64%，其最远距离 D10%=0m，最大占标率在 1%≤P_{max}<10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确

定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（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，结合本项目特点，考虑气田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以各井场、站场为中心，向四周各外延2.5km的矩形叠合区域作为大气环境评价范围。

大气评价范围，见图2.5-1。

2.5.2 地下水

（1）建设项目类别

本项目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，本项目井场、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2.5-5）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 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场、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 2.6-5，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 2.5-6，评价等级为三级。

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

综上，本项目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。

地下水评价范围，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），项目属于水污染影响型建设项目。在气田正常开采过程中，项目产生的采出水不外排，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 环境风险评价等级和评价范围

本区域为干气藏、不含凝析油。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为天然气（甲烷）、乙烯、丙烷、汞，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。则本项目运营期风险单元为新建的采气管线以及 LNG 撬装站工艺装置单元。

（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，按下式计算本项目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：q₁, q₂, …, q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目所涉及的危险物质主要为天然气，其主要存在于采气管线以及 LNG 撬装站工艺装置单元内，LNG 不间断装车，不在站内储存。

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，本次评价选取阿北 1JS 井至恰探 1 井场 1.92km 采气管线（管径 DN80，设计压力 12MPa）以及 LNG 撬装站工艺装置单元分别进行计算。LNG 撬装站工艺装置单元内危险物质在线量数据来源于项目设计文件。

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 12MPa；

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 1055m³，气藏天然气相对密度按照 0.6284（0.81kg/m³）计算，管道中天然气最大在线量为 0.85t；恰探 1 井天然气不含汞，阿北 1JS 井天然气汞含量约为 1 μg/m³，管道中汞最大在线量为 1.06×10⁻⁹t；LNG 罐车容量一般为 50m³，充装系数为 0.85，每次运输约 42.5m³的产品，本项目配置 2 个装车位，2 辆 LNG 罐车最大充装量为 85m³，LNG 密度按照 0.426t/m³ 计算，约 36.21t。

结合设计文件给出的装置在线量，LNG撬装站工艺装置单元内危险物质在线量Q值及计算结果见表2.5-7。

表 2.5-7 本项目 Q 值计算结果一览表

序号	时期	单元	主要物质名称	最大储存量 (t)	临界量 (t)	Q
1	运营期	LNG撬装站	分离计量装置	0.18	10	3.9215
2			脱碳装置	0.16		
3			脱水装置	2.2		
4			脱烃装置	0.29		
5			天然气液化装置	0.15		
6			装车设施	0.025		
			LNG罐车	36.21		
			天然气液化装置	1.9	10	0.19
			丙烷	4.85	10	0.485
7		采气管线	天然气（甲烷）	0.85	10	0.085
8			汞	1.06×10^{-9}	0.5	2.12×10^{-9}

根据上表计算结果，本项目 LNG 撬装站工艺装置单元 $Q=4.5965$ ， $1 \leq Q < 10$ ；采气管线 $Q=0.085$ ， $Q < 1$ 。

②行业及生产工艺（M）

根据附录 C 中表 C.1，本项目属于天然气开采业，其行业及生产工艺 $M=10$ （即本项目生产工艺为 M3）。

表 2.5-8 行业及生产工艺（M）（附录 C 中表 C.1）

行业	评估依据	分值	评分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0
	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)	0
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加	10	10

	气站的气库），油库（不含加气站的油库），油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）		
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计			10

注：^a高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；^b长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

③P 的分级判定

根据 Q 和 M 值，按照表 2.5-13 确定 P 的分级。

表 2.5-9 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

根据本项目各项参数可知，本项目 P 确定为 P4。

（2）E 的分级确定

①大气环境敏感程度

大气环境敏感程度分级见表 2.5-10。

表 2.5-10 大气环境敏感程度分级

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

本项目边界周围 5km 范围内总人口小于 1 万人，确定大气环境敏感性为 E3。

②地表水环境敏感程度

本项目区周边 5km 范围内无地表水体，不对地表水的风险影响进行分析。

③地下水环境敏感程度

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.5-11 和表 2.5-12。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.5-11 地下水功能敏感性分区

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

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

项目区位置不在水源地的保护区及准保护区内，也不在水源地的补给径流区内，地下水敏感程度为低敏感。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G3。

表 2.5-12 包气带防污性能分级

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

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

本项目岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件，包气带防污性能分级为 D1。

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-13。

表 2.5-13 地下水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G3，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E2。

根据分析判定可知，本项目危险特性为 P4，大气敏感程度为 E3，大气环境风险潜势为 I；地下水敏感程度为 E2，地下水环境风险潜势为 II，由此判定本项目大气环境风险评价工作等级为简单分析，地下水环境风险评价工作等级为三级。

（3）环境风险评价范围

地下水环境风险评价范围同本项目地下水评价范围。

风险评价范围，见图 2.5-1。

2.5.5 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 3.07hm²，临时占地面积 2.42hm²，总占地面积为 5.49hm²，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，本项目属于除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，因此本项目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 2.5-14。

表 2.5-14 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	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；	本项目占地面积 < 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），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。

生态评价范围，见图 2.5-1。

2.5.6 声环境

本项目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，本项目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级范围

1）生态影响型评价等级

生态影响型敏感程度分级，见表 2.5-15。

表 2.5-15 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 $<1.5\text{ m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{ g/kg}$ 的区域	$\text{pH}\leq 4.5$	$\text{pH}\geq 9.0$
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 $\geq 1.5\text{ m}$ 的，或 $1.8<\text{干燥度}\leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{ m}$ 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 $<1.5\text{ m}$ 的平原区；或 $2\text{ g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4\text{ g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 5.5$	$8.5\leq \text{pH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	
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 2.5-16。

表 2.5-16 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	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。			

根据本次现状监测，拟建 LNG 撬装站内土壤含盐量为 3.7g/kg，属于 $2 \text{ g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4 \text{ g/kg}$ 的区域，土壤敏感程度为“较敏感”，本项目为天然气开采项目，其中站场属于 II 类项目，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，并结合本项目特点，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。

(2) 污染影响型评价等级及评级范围

1) 污染影响型评价等级

污染影响型敏感程度分级，见表 2.5-17、表 2.5-18。

表 2.5-17 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 2.5-18 土壤污染类项目评价工作等级划分表

评价等级 敏感程度		I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

根据工程分析，本项目属于小型项目（永久占地 $< 5 \text{ hm}^2$ ），占地类型为天然牧草地，土壤敏感程度为“敏感”，本项目为天然气开采项目，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，并结合本项目特点，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 200m 区域范围。

土壤评价范围，见图 2.5-1。

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）项目所在地阿图什市属于塔里木河流域重点治理区，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小程度，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，本项目地处戈壁荒漠地区，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，项目远离人群居住区。

据现场调查，确定本项目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	与本项目位置关系	保护要求
生态环境	塔里木河流域重点治理区	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项目的建设受到破坏
空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本项目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，不因本项目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，不因本项目建设降低区域声环境质量

土壤	评价范围内土壤、天然牧草地	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	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

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

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、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
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
3	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 区块现状及环境影响回顾

3.1.1 恰探1井区基本情况

（1）气藏概况

乌恰气田恰探1井区位于塔里木盆地西南坳陷西天山冲断带乌恰构造带乌恰石炭1号背斜。目前有恰探1和阿北1JS两口探井，恰探1井钻遇石炭系一二叠系碳酸盐岩厚650m，其中二叠系克孜里奇曼组164m，石炭系一二叠系塔哈奇组486m。阿北1JS井钻遇石炭系一二叠系碳酸盐岩厚362m，其中二叠系克孜里奇曼组107m，石炭系一二叠系塔哈奇组255m。恰探1井石炭系一二叠系碳酸盐岩地层较阿北1JS井厚288m，分析原因是恰探1井在5796m钻遇断层导致地层重复所致。对恰探1井塔哈奇组5702m—5760m井段酸压改造测试，5mm油嘴，油压24.2MPa，折日产气 $7.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ；对阿北1JS井塔哈奇组6013m—6118m井段常规测试，5mm油嘴，油压44.68MPa，折日产气 $15.36 \times 10^4 \text{m}^3$ ，4mm油嘴，油压49.83MPa，折日产气 $11.09 \times 10^4 \text{m}^3$ 。乌恰石炭1号构造主要采用22条二维叠后时间偏移地震资料，及阿北线束叠前深度偏移及其深转时资料开展研究。资料品质整体以二级品质为主，圈闭主体区一、二级品占55%。乌恰气田恰探1井区含气层位为二叠系克孜里奇曼组和石炭系一二叠系塔哈奇组。恰探1井石炭系一二叠系碳酸盐岩共解释气层12m/2层，平均孔隙度2.38%，平均渗透率0.24mD；差气层67m/7层，平均孔隙度2.04%，平均渗透率0.2mD。阿北1JS井石炭系一二叠系碳酸盐岩共解释气层4m/1层，孔隙度11.4%，渗透率2.5mD；差气层55m/10层，平均孔隙度1.72%，平均渗透率0.15mD。整体属于特低孔—特低渗储层。恰探1井和阿北1JS井测井解释显示均未钻遇气水界面，乌恰石炭1号构造表现为受F1、F2两条近东西走向北倾断裂夹持的长轴断背斜构造背景下的高部位突发构造。以圈闭南边界断裂F2确定圈闭溢出点海拔为-4250m，圈闭面积78.5K m²，圈闭东西长约10.6Km，南北宽约5.5Km，长短轴比为1.9:1，幅度750m，大于石炭一二叠系碳酸盐岩段厚度（362m），具有层状特征，高点海拔-3500m。参考恰探1井静压梯度0.297MPa/100m，折算至气藏中深5796.2m海拔-3875m）地层静压为79.88MPa，压力系数1.40，温度梯度1.612℃

/100m，属于层状边水常温高压干气气藏。

（2）恰探1井区两口探井基本情况

恰探1井试气井段为5702~5760m，层位塔哈奇组。常规测试无产出。2月24日进行酸压施工，挤入地层总液量 1058m^3 ，最高泵压113.4MPa，排量在 $3.5\sim 6.5\text{m}^3/\text{min}$ ，停泵30min压降7.79MPa。酸压后分别用4mm、5mm、6mm油嘴进行测试，4mm油嘴为放喷排液，油压30.11MPa，折日产液 180m^3 ；6mm油嘴，油压24.87MPa，折日产气 $7.7\times 10^4\text{m}^3$ ，折日产液 57.6m^3 ；5mm油嘴，油压24.2MPa，折日产气 $7.9\times 10^4\text{m}^3$ ，折日产液 14.4m^3 ，累计产气 $64.09\times 10^4\text{m}^3$ ，累计排液 522.4m^3 ，返排率49.32%，其中5mm油嘴测试气压和产量稳定。

阿北1JS井试气井段6013~6133m，2023年9月12日对阿北1JS井石炭-二叠系碳酸盐岩6013~6133m井段进行常规测试，分别用4mm、5mm油嘴进行测试，其中4mm工作制度，油压49.83MPa，日产气 $11.09\times 10^4\text{m}^3$ ，5mm工作制度，油压44.68MPa，日产气 $15.36\times 10^4\text{m}^3$ 。截至9月13日18时，常规测试47h，累计产气 $20.98\times 10^4\text{m}^3$ ，累计产液 54.23m^3 。

恰探1井和阿北1JS井试采情况表明，该区块有一定储量的天然气资源，需要配套完善地面工程，进一步探明乌恰气田产能。

3.1.2 恰探1井区零散气回收现状

（1）现状工艺流程

目前，恰探1和阿北1JS两口探井均处在测试阶段，并委托中国石油运输有限公司沙漠运输分公司进行零散气回收，井口零散气分别在各自井场的零散气回收站分离、脱水后经过CNG槽车拉运至外地销售，站内生产过程分离出的液相采用储罐储存，由泽普采油气管理区定期拉运处理。

零散气回收站工艺流程简述：井口加热节流后来气（4.0MPa、 $\leq 30^\circ\text{C}$ ），进入分离器进行气、液及机械杂质的分离，然后气相经流量计计量过后进入脱水撬脱水。液相稳定后进入储罐单元。脱水装置来气（4.0MPa、 $\leq 30^\circ\text{C}$ ）进入压缩机进行增压，增压后的天然气20MPa、 $\leq 50^\circ\text{C}$ ）经加气机充装注入槽车。站内各设备排污经管道进入缓冲罐进行泄压后排入液相环保罐。

（2）利旧加热炉现状

恰探1井场利旧200kW燃气真空加热炉包含在《恰探1井零散气回收站建

设项目环境影响报告表》中，2023 年 7 月 28 日，克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局以克环评函〔2023〕47 号文予以批复，目前暂未开展竣工环境保护验收；阿北 1JS 井场利旧 315kW 燃气真空加热炉包含在《中国石油运输有限公司沙漠运输分公司阿北 1JS 井天然气回收站项目环境影响报告表》，目前已上报克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局审批。两台利旧锅炉目前已办理排污许可登记（登记回执：9165280071554911XG127W）。

（3）区块内道路现状

井场附近有钻井道路可依托，宽度约 4m，钻井道路向东与沥青乡道相连，可作为本工程进站道路。

3.2 现有工程环境影响回顾评价

3.2.1 钻井工程回顾

本工程恰探 1 井、阿北 1JS 井钻井工程均已单独编制环评报告表，目前已完钻，其中恰探 1 井于 2021 年 2 月 6 日开钻，2023 年 1 月 9 日完钻，完钻井深 6909m；阿北 1JS 井于 2023 年 5 月 1 日开钻，2023 年 9 月 1 日完钻，完钻井深 6331m。

（1）恰探 1 井钻井工程回顾

经本次现场调查，现场无弃方堆置。根据恰探 1（勘探）井钻井工程竣工环境保护验收调查表及验收意见，钻井过程中膨润土体系钻井岩屑暂存至井场泥浆暂存池，干化经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。聚磺体系钻井泥浆、岩屑经不落地收集系统收集后暂存于罐中，由英买力沙运环保站进行无害化处理。

钻井期间产生废矿物油暂存于井队危废暂存间，定期拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。生活垃圾集中收集暂存于垃圾箱，拉运至库车市垃圾处理厂进行处理。试油放喷过程中采用原油回收罐，施工车带罐作业，实现落地油 100%回收。

（2）阿北 1JS 井钻井工程回顾

经本次现场调查，现场无弃方堆置。根据恰探 1（勘探）井钻井工程竣工环境保护验收调查表及验收意见，钻井过程中产生的非磺化水基泥浆、岩屑暂

存至泥浆暂存池，用于铺垫井场；磺化泥浆钻井岩屑，采用泥浆池收集后由巴州瑞建环保科技有限公司负责就地处置；井场和生活区产生的生活垃圾在垃圾收集箱暂存，定期定期定期拉运至阿图什市上阿图什镇生活垃圾填埋场处置；钻井期间产生的废油、废机油定期交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处置；产生的废烧碱包装袋，定期交由巴州联合环境治理有限公司处置。

钻井工程固废均得到合理处置，对周围环境影响较小。

3.2.2 现有工程环保手续履行情况

恰探1和阿北1JS两口探井环保手续履行情况，见表3.2-1。

表3.2-1 开发现状环评及验收情况一览表

类别	单井	项目名称	审批部门及文号	验收情况
环评及验收	恰探1井	恰探1（勘探）井钻井工程环境影响报告表	克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局 克环评函（2020）23号 （附件2）	自主验收 （附件3）
	阿北1JS井	阿北1JS井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局 克环评函（2023）28号 （附件4）	自主验收 （附件5）
	恰探1井场加热炉	恰探1井零散气回收站建设项目环境影响报告表	克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局 克环评函（2023）47号 （附件6）	暂未验收
	阿北1JS井场加热炉	中国石油运输有限公司沙漠运输分公司阿北1JS井天然气回收站项目环境影响报告表	已上报克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局	

3.2.3 环境影响回顾评价

目前恰探1和阿北1JS两口探井均已完成竣工环境保护验收工作，结合本次现场调查及竣工环境保护验收结论，钻井工程施工过程中划定了施工作业范围和车辆行驶路线，未随意扩大占用、扰动地表，施工结束后对施工迹地及时进行了清理平整，此外，采油气管理区积极宣传环境保护相关知识，安置了各类环保标识牌。

3.2.4 现有环境问题及“以新带老”整改措施

3.3.7.1 现有环境问题

- （1）本项目为新区块开发，目前区块内井场道路均为简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。
- （2）第三方现有工程部分工程未完成三同时环境管理工作。

3.3.7.1 “以新带老”措施

- （1）施工过程中对道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。
- （2）加强区块内现有工程的环境管理工作。中国石油运输有限公司沙漠运输分公司应尽快对区块内《恰探1井零散气回收站建设项目》《中国石油运输有限公司沙漠运输分公司阿北1JS井天然气回收站项目》开展竣工环境保护验收工作。

3.3 工程概况

3.3.1 工程基本情况

（1）项目名称：塔里木油田阿图什气藏恰探 1 井、阿北 1JS 井试采项目（重大变动）

（2）建设性质：新建

（3）建设单位：塔里木油田分公司泽普采油气管理区

（4）项目投资：12700.81 万元

（5）建设地点：本项目位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州阿图什市境内，东南距阿图什市约 37 千米，南距喀什市约 41km，西距乌恰县 40km，中心地理坐标为：（恰探 1 井）。

工程地理位置图，见图 3.3-1。工程整体布局图，见图 3.3-2。

图 3.3-1 工程地理位置图

图 3.3-2 工程整体布局图

3.3.2 建设内容及规模变动情况

（1）原批复主要建设内容

本项目批复建设内容主要包括：新建加热节流型标准化采气井场 2 座（恰探 1 井、阿北 1JS 井）；新建集气管线 2.02km、燃料气管线 2.02km；新建（10+5）万方/天 LNG 撬装处理站 1 座；LNG 撬装装置包括两列脱碳装置、两列脱水装置、两列脱重烃装置、两列液化装置，共用分离计量、装车装置，配套建设公用工程及辅助生产设施。

（2）工程主要变动情况

本工程主要变动内容包括：原 5 万方/天 LNG 撬装装置变更为 10 万方/天 LNG 撬装装置；原两列撬装装置共用分离计量、装车装置变更为分别建设分离计量、装车装置；原装置工艺系统加热方式由电加热方式变更为导热油加热。

（3）本次工程主要建设内容

变更后的建设内容主要包括新建加热节流型标准化采气井场 2 座（恰探 1 井、阿北 1JS 井）；新建集气管线 2.02km、燃料气管线 2.02km；新建（10+10）万方/天 LNG 撬装处理站 1 座，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

工程组成及变动情况，见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程名称			原工程内容及规模	变动后工程内容及规模	变化情况
主体工程	站场工程	LNG橇装处理站	LNG橇装装置建设1列 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 液化装置和1列 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 液化装置，工艺系统加热方式采用电加热。	LNG橇装装置建设2列 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 液化装置，工艺系统加热方式采用导热油加热；	规模增大；工艺系统加热方式变动。
	集输工程	单井管线	阿北1JS井至恰探1井场集输管道1条，管径DN80，设计压力12MPa，线路长度约1.92km。 恰探1井至LNG橇装站集输管道1条，管径DN80，设计压力为12MPa，线路长度约0.1km。	与原方案一致。	无变动
		燃料气管线	恰探1井至阿北1JS井燃料气管道1条，管径DN40，设计压力1MPa，线路长度约1.92km。 LNG橇装站至恰探1井燃料气管道1条，管径为DN40，设计压力为1MPa，线路长度约0.1km。	与原方案一致。	无变动
储运工程	LNG装车系统		2套液化装置共用2套LNG装车鹤管、1套重烃和含油污水装车鹤管。	每套橇装LNG装置单独配置2套LNG装车鹤管、1套重烃装车鹤管、1套含油污水装车鹤管。增加2座 20m^3 重烃储罐。	规模增大
公辅工程	生活区		恰探1井场北侧设施生活区1处。	与原方案一致。	无变动
	火炬及放空系统		1套 $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 高架火炬	2套 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 地面火炬	规模增大，高架火炬变更为地面火炬
	消防工程		井场站内配置一定数量的不同类型、不同规格的移动式灭火设备。	与原方案一致。	无变动
	供电工程		恰探1井区电源由国家电网35kV居托一线提供。新建35kV输电线路，起点为35kV居托一线173号杆，终点为恰探一井区井场，合计线路长度13公里。LNG增压站电源“T”接自本次新建的35kV架空线路，以“T”接点为分界点。	与原方案一致。	无变动

工程名称		原工程内容及规模	变动后工程内容及规模	变化情况
	通信工程	数据采用“交换机+光纤”的传输方式进行数据传输，设计界面为单井至恰探1LNG橇装站通信机柜。	与原方案一致。	无变动
	自动控制	选用分散控制系统（Distributed Control System, DCS）作为全厂的过程控制系统（BPCS），集散控制系统采用分散控制体系结构。	与原方案一致。	无变动
	防腐与保温	管道全线采用加强级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。 站内埋地管道、设备采用性能优良的防腐层保护方案，不做阴极保护。站内地面管道、设备外壁等根据其运行温度、是否保温等采用适宜的防腐涂料防腐。采用腐蚀挂片监测管道内腐蚀速率。站内地面保温推荐采用复合硅酸盐保温材料。	与原方案一致。	无变动
环保工程	废气	施工期：废气包括：施工扬尘、车辆尾气等；采取进出车辆减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期：采用密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发。	施工期：废气包括：施工扬尘、车辆尾气等；采取进出车辆减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期：采用密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发；工艺系统导热油炉采用处理后的干气作为燃料，废气经8m高排气筒排放。	工艺系统加热方式变化。
	废水	施工期：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。 运营期：项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采	与原方案一致。	无变动

工程名称		原工程内容及规模	变动后工程内容及规模	变化情况
		出水量增大,产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）；生活污水通过污水管道收集,经化粪池预处理后排入生活污水罐,拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置。		
	噪 声	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。	与原方案一致。	无变动
	固 废	施工期：施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程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；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置；生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。 运营期：运营期产生的固体废物主要为井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾、工艺固废。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；废分子筛、废脱汞剂、废活性炭均不在厂区储存，由厂家定期回收。井下作业废液采用专用罐收集后，由第三方作业单位委托具有处置资质单位处置。	与原方案一致。	无变动
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。	与原方案一致。	无变动

工程名称		原工程内容及规模	变动后工程内容及规模	变化情况
		退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。		
	环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。	与原方案一致。	无变动
依托工程			与原方案一致。	无变动
	阿克莫木气田天然气处理厂	根据阿克莫木气田采出水量预测，至2028年，阿克莫木气田天然气处理厂生产污水仅为4m³/d。2029~2031年，气田采出水量较少，最多为6m³/d，水量较小，考虑在2029年二期工程中建设采出水处理装置。 一期天然气处理厂生产排污排至新建生产污水蒸发池，蒸发池尺寸：长×宽×高=60×40×3m，体积为7200m³，有效容积6000m³。 本项目运营期恰探1井、阿北1JS井预测水产量均较小，结合目前现场运行情况，现场节流后无采出水产出，为纯干气。 后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）。	与原方案一致。	无变动
	阿克莫木气田天然气处理厂危废暂存间	本项目产生的各类危险废物贮存依托阿克莫木天然气处理厂危废暂存间，危险废物处置依托有危废处置资质的单位进行处置。危废暂存间总占地360m²（36m×10m），暂存周期小于6个月。	与原方案一致。	无变动

3.3.3 油气资源概况

（1）天然气物性

恰探 1 井共取得 5 个合格天然气分析样品，阿北 1JS 井共取得 1 个合格天然气分析样品，分析结果表明，恰探 1 气藏天然气平均相对密度为 0.6284，天然气甲烷含量 85.21%~87.95%，平均含量为 86.51%，乙烷含量 0.587%~0.61%，平均含量 0.604%，丙烷平均含量 0.07%，氮气平均含量为 9.846%，CO₂ 含量为 2.43~3.94%，H₂S 含量 2ppm~4ppm；干燥系数（C₁/C₁₊）为 0.991。天然气性质，见表 3.3-2。

表 3.3-2 天然气物性表

序号	组分	恰探 1 井 (mol%)	阿北 1JS 井 (mol%)
1	C ₁ (甲烷)	86.0	84.5
2	C ₂ (乙烷)	0.669	0.605
3	C ₃ (丙烷)	0.0903	0.0702
4	iC ₄ (异丁烷)	0.0344	0.0215
5	nC ₄ (正丁烷)	0.0326	0.0173
6	iC ₅ (异戊烷)	0.0329	0.0127
7	nC ₅ (正戊烷)	0.0183	0.00554
8	C ₆ (己烷)	0.0005	0.0029
9	苯	0.0148	0.0965
10	iC ₇ (异庚烷)	0.0002	0.0021
11	C ₇ (庚烷)	0.0002	0.0023
12	甲基环己烷	0.0010	0.0097
13	甲苯	0.0050	0.0521
14	C ₈ (辛烷)	0.0001	0.0016
15	1, 3-二甲基苯	0.0001	0.0008
16	1, 4-二甲基苯	0.0000	0.0001
17	1, 2-二甲基苯	0.0000	0.0001
18	C ₉ (壬烷)	0.0001	0.0006
19	2-乙基-1, 4-二甲基苯	0.0001	0.0001
20	C ₁₀ (癸烷)	0.0001	0.0001
21	C ₁₅	0.0002	0.0001
22	C ₁₆	0.0001	0.0000
23	C ₁₇	0.0001	0.0000

24	H ₂ S	0.0000	0.0000322
25	CO ₂	2.49	3.37
26	O ₂	0.0000	0.0000
27	N ₂	10.6	11.2
29	H ₂	0.0032	0.0000
30	汞含量	0.0000	1 μg/m ³
31	甲硫醇	0.96mg/m ³	0.11mg/m ³
32	乙硫醇	0.39mg/m ³	0
合计		100	100

（2）地层水物性

恰探 1 井在试气和试采期间取得 5 个地层水分析样品，分析化验结果表明，地层水水型为氯化钙，氯根 $7.18 \times 10^4 \text{mg/L} \sim 7.73 \times 10^4 \text{mg/L}$ ，总矿化度 $1.18 \times 10^5 \text{mg/L} \sim 1.29 \times 10^5 \text{mg/L}$ ，地层水平均密度 1.09g/cm^3 。

（3）凝析油物性

本项目为干气藏，不含凝析油。

3.3.4 主要技术指标

本项目主要技术指标，见表 3.3-3。

表 3.3-3 主要技术指标表

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	建设规模			
1	原料气处理规模	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	2	
2	井场	座	2	恰探 1 井、阿北 1JS 井
3	集气管线	km	2.02	
4	燃料气管线	km	2.02	
二	产品			
1	LNG	10^4t/a	3.84	1.91+1.93
2				
3	自用燃料气	$10^4 \text{m}^3/\text{h}$	297.3	127.9+169.4
三	主要消耗量			
1	电力	$10^4 \text{kW} \cdot \text{h/a}$	2932	
2	水	t/a	6	

四	主要辅材消耗			
1	胺液溶剂	t/a	6.05	1 次充装量
2	消泡剂	t/a	0.05	
3	分子筛	t/a	7.52	1 次充装量，3 年 1 换
4	脱汞剂	t/a	6.23	1 次充装量，5 年 1 换
5	活性炭	t/a	8.6	1 次充装量，3 年 1 换
6	乙烯	t/a	3	1 次充装量
7	异丁烷	t/a	2	1 次充装量

3.3.5 产品方案

本项目主要产品为 LNG，副产重烃：

LNG：约 3.84×10^4 t/a

LNG 产品通过汽车外销，脱重烃装置分离出的进入分离器缓冲然后去储罐存储，采用汽车定期拉运。

3.3.6 开发方案和总体布局

3.3.6.1 开发方案

恰探 1 井单井产量预测如表 3.3-4 所示。

表 3.3-4 试采方案恰探 1 井产量预测表

年度	日产量		年产量		累产量		水气比	井底 流压	地层 压力	井口 压力	井口 温度
	气	水	气	水	气	水					
	10^4 m^3	m^3/d	10^8 m^3	10^4 m^3	10^8 m^3	10^4 m^3					
2025	5.00	0.80	0.17	0.03	0.50	0.08	0.16	49.16	66.62	29.49	18.76
2026	5.00	0.80	0.17	0.03	0.66	0.11	0.16	44.74	62.47	25.83	18.10
2027	5.00	0.80	0.17	0.03	0.83	0.13	0.16	40.71	58.50	22.57	17.63
2028	5.00	0.80	0.17	0.03	0.99	0.16	0.16	37.05	54.72	19.70	17.30
2029	4.39	0.80	0.14	0.03	1.13	0.18	0.18	37.05	51.55	19.76	17.01
2030	3.86	1.96	0.13	0.06	1.26	0.25	0.51	37.05	48.89	19.62	16.98
2031	3.39	4.80	0.11	0.16	1.37	0.41	1.42	37.05	46.65	17.51	17.06
2032	2.97	11.76	0.10	0.39	1.47	0.80	3.96	37.05	44.75	14.62	18.16
2033	2.61	28.82	0.09	0.95	1.56	1.75	11.04	37.05	43.13	12.71	22.07
2034	2.29	70.62	0.08	2.33	1.63	4.08	30.81	37.05	41.76	7.40	32.28
2035	2.01	45.90	0.07	1.51	1.70	5.59	22.81	37.05	40.58	9.18	26.06

2036	1.77	29.84	0.06	0.98	1.76	6.58	16.88	37.05	39.58	9.86	21.95
2037	1.55	19.39	0.05	0.64	1.81	7.22	12.50	37.05	38.71	9.57	19.34
2038	1.36	12.61	0.04	0.42	1.85	7.63	9.25	37.05	37.97	8.80	17.83
2039	1.20	8.19	0.04	0.27	1.89	7.90	6.85	37.05	37.33	8.31	16.88
2040	1.05	5.33	0.03	0.18	1.93	8.08	5.07	37.05	36.77	7.84	16.27

阿北1JS井单井产量预测如表3.3-5所示。

表3.3-5 试采方案阿北1JS井产量预测表

年度	日产量		年产量		累产量		水气比	井底 流压	地层 压力	井口 压力	井口 温度
	气	水	气	水	气	水					
	10 ⁴ m ³	m ³ /d	10 ⁸ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁸ m ³	10 ⁴ m ³					
2025	12.00	0.00	0.40	0.00	1.19	0.00	0.00	49.16	65.35	33.50	25.74
2026	12.00	0.00	0.40	0.00	1.58	0.00	0.00	44.74	60.66	29.85	25.84
2027	12.00	0.00	0.40	0.00	1.98	0.00	0.00	40.71	56.22	26.57	25.26
2028	10.33	6.00	0.34	0.20	2.32	0.20	0.58	37.05	52.59	17.97	21.08
2029	8.89	8.10	0.29	0.27	2.61	0.47	0.91	37.05	49.62	17.41	20.56
2030	7.65	10.94	0.25	0.36	2.87	0.83	1.43	37.05	47.16	16.53	20.33
2031	6.59	14.76	0.22	0.49	3.08	1.31	2.24	37.05	45.13	15.47	20.48
2032	5.67	19.93	0.19	0.66	3.27	1.97	3.52	37.05	43.45	14.69	21.13
2033	4.88	26.90	0.16	0.89	3.43	2.86	5.51	37.05	42.04	14.10	22.46
2034	4.20	39.01	0.14	1.29	3.57	4.15	9.29	37.05	40.86	13.12	25.21
2035	3.61	56.57	0.12	1.87	3.69	6.01	15.65	37.05	39.87	11.23	29.31
2036	3.11	82.02	0.10	2.71	3.79	8.72	26.37	37.05	39.03	8.19	35.23
2037	2.68	56.59	0.09	1.87	3.88	10.59	21.14	37.05	38.33	9.64	28.95
2038	2.30	39.05	0.08	1.29	3.96	11.88	16.94	37.05	37.73	10.82	24.46
2039	1.98	26.94	0.07	0.89	4.02	12.76	13.58	37.05	37.22	10.95	21.27
2040	1.71	18.59	0.06	0.61	4.08	13.38	10.89	37.05	36.79	10.60	19.13
2041	1.47	12.83	0.05	0.42	4.13	13.80	8.73	37.05	36.42	9.51	17.84
2042	1.26	8.85	0.04	0.29	4.17	14.09	7.00	37.05	36.11	8.60	17.01

乌恰气田试采方案总指标预测，见表3.3-6。

表 3.3-6 试采方案总指标预测表

年度	采气井	日产量		年产量		累产量		水气比
		气	水	气	水	气	水	
	口	$10^4\text{m}^3/\text{d}$	m^3/d	10^8m^3	10^4m^3	10^8m^3	10^4m^3	$\text{m}^3/10^4\text{m}^3$
2025	2	17	0.8	0.56	0.03	1.68	0.08	0.05
2026	2	17	0.8	0.56	0.03	2.24	0.11	0.05
2027	2	17	0.8	0.56	0.03	2.8	0.13	0.05
2028	2	15.33	6.8	0.5	0.22	3.31	0.36	0.44
2029	2	13.28	8.9	0.44	0.29	3.74	0.65	0.67
2030	2	11.51	12.9	0.38	0.43	4.13	1.08	1.12
2031	2	9.97	19.56	0.33	0.65	4.46	1.73	1.96
2032	2	8.64	31.69	0.29	1.05	4.74	2.76	3.67
2033	2	7.49	55.73	0.25	1.84	4.99	4.61	7.44
2034	2	6.49	109.63	0.21	3.62	5.21	8.22	16.89
2035	2	5.62	102.47	0.18	3.38	5.39	11.61	18.23
2036	2	4.88	111.85	0.16	3.69	5.55	15.3	22.92
2037	2	4.23	75.99	0.14	2.51	5.69	17.8	17.96
2038	2	3.67	51.66	0.12	1.71	5.82	19.51	14.08
2039	2	3.18	35.14	0.11	1.16	5.92	20.67	11.05
2040	2	2.76	23.92	0.09	0.79	6.01	21.46	8.67
2041	2	1.47	12.83	0.05	0.43	6.05	21.88	8.73
2042	2	1.26	8.86	0.04	0.29	6.1	22.18	7.03

3.3.6.2 总体布局

本项目新建采气井场2座（恰探1井、阿北1JS井），目前两口井均已完钻，本次将阿北1JS井的采出天然气T接至恰探1井外输管线上，再通过恰探1井至LNG撬装站的新建集气管线输送至LNG撬装站进行处理。

本项目采用混合冷剂制冷实现天然气液化生产LNG。

恰探1井、阿北1JS井、LNG撬装站中心坐标见表3.3-7。

表 3.3-7 井位及撬装站中心地理坐标

井号	经度	纬度
恰探1井		
阿北1JS井		
LNG撬装站		

3.3.7 主体工程

主体工程包括：井场工程、站场工程以及集输工程。

3.3.7.1 井场、集输工程

本项目新建采气井场2座（恰探1井、阿北1JS井），均为加热节流型井场；管道均选用无缝钢管，新建采气管道约2.02km，燃料气管道约2.02km。

（1）阿北1JS井至恰探1井场集输管道1条，线路起点为阿北1JS井，线路终点为恰探1井，管径DN80，设计压力12MPa，线路长度约1.92km；

（2）恰探1井至阿北1JS井燃料气管道1条，线路起点为恰探1井，线路终点为阿北1JS井，管径DN40，设计压力1.6MPa，线路长度约1.92km；

（3）恰探1井至LNG橇装站集输管道1条，线路起点为恰探1井，线路终点为LNG橇装站，管径DN80，设计压力为12MPa，线路长度约0.1km；

（4）LNG橇装站至恰探1井燃料气管道1条，线路起点为LNG橇装站，线路终点为恰探1井，管径为DN40，设计压力为1.6MPa，线路长度约0.1km。

集输工程主要工程量，见表3.3-8。恰探1井场平面布置图，见图3.3-3；阿北1JS井场平面布置图，见图3.3-4。

表 3.3-8 集输工程主要工程量

序号	项目名称	单位	工程量	备注
1	井场	座	2	加热节流型井场
1)	315kW 燃气真空加热炉	台	1	利旧
2)	200kW 燃气真空加热炉	台	1	利旧
2	管线			
1)	D88.9×7.9 L360N 无缝钢管 PSL2	km	2.02	自带防水帽，加强级 3PE+聚氨酯泡沫管壳保温+聚乙烯外护
2)	D48.3×5 20#无缝钢管	km	2.02	加强级 3PE，不含热煨弯头长度
3)	冲沟穿越	m/处	480/3	大开挖穿越
4)	公路穿越	m/处	40/3	开挖加套管穿越

图 3.3-3 恰探 1 井场平面布置图

图 3.3-4 阿北 1JS 井场平面布置图

3.3.7.2 站场工程（LNG撬装站）

结合气田配产情况及标准化设计，考虑到井口气规模适应性、资源衰减影响、不同规模井口气。本项目 LNG 撬装装置建设 2 列 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 液化装置。

LNG 撬装装置包括两列分离计量装置、两列脱碳装置、两列脱水装置、两列脱重烃装置、两列液化装置以及两列装车装置，配套建设公用工程及辅助生产设施。生产的 LNG 装车外销。

站场工程主要工程量，见表 3.3-9。LNG 撬装站平面布置图，见图 3.3-5。

表 3.3-9 站场工程主要工程量

序号	项目名称	规模	单位	数量
1	分离计量装置	$10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	套	2
2	脱碳装置	$10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	套	2
3	脱水装置	$10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	套	2
4	脱重烃装置	$10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	套	2
5	液化装置	$10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	套	2
10	装车设施	2 套 LNG 装车鹤管、1 套重烃装车鹤管、1 套含油污水装车鹤管。	套	2

图 3.3-5 LNG 撬装站平面布置图

3.3.8 公辅工程

公辅工程包括：供电工程、仪表自动化、通信工程、防腐与保温、消防工程。

3.3.8.1 火炬及放空系统

本项目放空系统按温度不同分为常温和低温两个系统，每个系统内都包含一根放空总管，低温放空气经放空气复热器复温至低于环境温度 10℃后与常温放空气汇入放空分液罐，然后再经放空火炬进行燃烧处理，放空火炬水平放置在放喷池内。

常温放空系统，最大放空点来自脱碳装置窜气工况，放空量约为 4447.89kg/h（约合 $14.64 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）；

低温放空系统，最大放空点来自液化装置火灾工况，放空量约为 5103.41kg/h（约合 $9.897 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）。

低温系统内低温最大放空量来自液化装置的脱氮塔冷量缺失工况。放空量约为 1334.3kg/h（约合 $1615.3 \text{Nm}^3/\text{h}$ ）。

火炬及放空系统主要设备，见表 3.3-10。

表 3.3-10 火炬及放空系统主要设备表

序号	设备名称	单位	数量	主要规格参数	备注
1	放空火炬	套	1	放空量：（10+10） $10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；	厂家成套提供，含点火控制系统
2	低温放空气空温加热器	套	1	设计流量： $200 \text{Nm}^3/\text{h}/\text{台}$ ，设计压力：1.0MPa，设计温度： -170°C	
3	放空分液罐	台	1	设备尺寸：DN1000×4500（切）mm	

3.3.8.2 燃料气系统

本系统主要是为火炬及放空系统所需燃料气。同时，为井口设施提供燃料气，正常运行期间，站场所用燃料气由脱碳装置产生的闪蒸气、BOG 供给。首次开工或停工检修后再开工时，由原料气天然气作为工厂的开工燃料气。

3.3.8.3 空氮站

液化单元两台压缩机电机正压通风用的净化空气；工厂吹扫用的工厂风；脱

碳装置、冷箱和压缩机及开停工吹扫置换用氮气；以及作为冷箱夹层密封气、装车的氮气。

另还设置 1 个净化空气储罐和 1 个 PSA 氮气储罐。净化空气储罐的总容量可满足工程全部投产后紧急停电时全厂仪表的安全制动用气量。全厂各装置正常生产时只需启动 1 台空气压缩机。

3.3.8.4 给排水

本项目阿北 1JS 井、恰探 1 井内均无新增生活用水点，LNG 撬装站新增劳动定员 10 人，生活用水由清水罐车拉运至现场。

（1）生活污水

站内生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐（利旧、 $V_{\text{有效}}=30\text{m}^3$ ），拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。

（2）生产废水

站内设常温污水罐（ $V_{\text{有效}}=50\text{m}^3$ ），后期产生的采出水经污水罐暂存后拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划 2029 年建成）。

（3）检修污水

站内检修污水为间断排放，污水含有烃类、固体杂质。由污水管网收集至检修污水罐（利旧、 $V_{\text{有效}}=20\text{m}^3$ ），经罐车外运至阿克莫木气田天然气处理厂生产污水蒸发池暂存。

（4）事故污水

站内设置事故污水管网和事故围堰（ $V_{\text{有效}}=260\text{m}^3$ ）用以收集工艺装置区预处理区域内事故污水，事故污水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂生产污水蒸发池暂存。

（5）集液池积水

液化装置区和 LNG 装车区均设置有集液池，为及时排除集液池内日常雨水积水，在集液池设置防爆型潜污泵，以对池内积水进行及时有效地提升。火灾时，LNG 装车区事故状态排放的废液仅有消防水，不含其它污染物，消防水进入雨水系统排放。

3.3.8.5 供电工程

本项目恰探 1 井区电源由国家电网 35kV 居托一线提供。新建 35kV 输电线路，起点为 35kV 居托一线 173 号杆，终点为恰探一井区井场，合计线路长度 13 公里。LNG 增压站电源“T”接自本次新建的 35kV 架空线路，以“T”接点为分界点。

3.3.8.6 自动控制

恰探 1 井区 LNG 橇装装置选用分散控制系统（Distributed Control System, DCS）作为全厂的过程控制系统（BPCS），集散控制系统采用分散控制体系结构，主要可分为现场仪表层、装置控制层、工厂监控与管理层等，数据通信采用工业以太网网络，具有集中显示和操作管理、控制相对分散、配置灵活、组态方便、高可靠性等优点。分散控制系统由操作员站及工程师站、冗余数据服务器、冗余控制网络、控制站及多种应用软件等组成。控制站包括 CPU 处理器、输入/输出模块、电源和通信模块等。控制站完成实时数据采集、运算处理和对现场设备控制；操作员站作为人机界面，完成显示操作和生成各种报表；工程师站完成系统组态工作，当系统运行时，对分散控制系统的运行状态进行监视。

3.3.8.7 通信工程

通信系统主要解决气田内各工艺站场至恰探 1LNG 橇装站的数据传输系统设计和新建井场视频安防系统设计。

本项目数据各新建井场至新建恰探 1LNG 橇装站采用“交换机+光纤”的传输方式进行数据传输，设计界面为新建单井至恰探 1LNG 橇装站通信机柜。

3.3.8.8 防腐与保温

本项目管道均采用加强级 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。

站内埋地管道、设备采用性能优良的防腐层保护方案，不做阴极保护。站内地面管道、设备外壁等根据其运行温度、是否保温等采用适宜的防腐涂料防腐。采用腐蚀挂片监测管道内腐蚀速率。

站内地面保温推荐采用复合硅酸盐保温材料。

3.3.8.9 消防工程

贯彻“预防为主，防消结合”的方针，本项目消防设计严格遵照国家现行消防规范的规定，消防方案如下：

(1) 扑灭天然气火灾的根本措施在于切断气源，本项目各工艺装置区、LNG 装车区等充分考虑了气源切断措施的可靠性和灵活性。

(2) 站内设置独立的带稳压装置的消防给水系统并沿站内道路布置消火栓，工艺装置区高大塔架处布置消防炮，火灾时由消防泵向消防给水系统提供足够的消防水量和水压，平时由消防稳压装置维持消防给水管道系统的压力。

(3) 液化工艺装置区、LNG 装车区的集液池设置固定式高倍数泡沫灭火系统。

(4) 对站内可能发生火灾的各类场所，配置一定数量的移动式灭火设备，以便扑灭小型初期火灾。

3.3.9 依托工程

本项目生产后期产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划 2029 年建成）。

本项目与依托工程位置关系见图 3.3-6。

3.3.9.1 阿克莫木气田天然气处理厂

阿克莫木气田天然气处理厂一期工程于 2019 年建成，该站建设内容包含在《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程环境影响报告书》中，2018 年 12 月 21 日，原新疆维吾尔自治区环保厅以新环函（2018）146 号文（附件 7）予以批复通过。2021 年 12 月 29 日通过企业自主验收（附件 8）。

至 2028 年，天然气处理站预测生产污水仅为 $4\text{m}^3/\text{d}$ ，2029~2031 年，气田采出水量较少，最多为 $6\text{m}^3/\text{d}$ 。2018~2031 年，最大水量 $10\text{m}^3/\text{d}$ 。故一期工程暂未建设采出水处理系统。

处理厂生产排污排至新建生产污水蒸发池，最大水量 $10\text{m}^3/\text{d}$ ，蒸发池尺寸：长×宽×高= $60\times 40\times 3\text{m}$ ，体积为 7200m^3 ，有效容积 6000m^3 。

阿克莫木气田天然气处理厂采出水处理系统计划在二期工程中建设，计划于 2029 年建成，设计处理规模 $240\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，2029 年后采出水量逐渐增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划 2029 年建成），回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注标准。

3.3.9.2 阿克莫木气田天然气处理厂危废暂存间

阿克莫木天然气处理厂危废暂存间于 2022 年 9 月 2 日取得环评批复（克环评函〔2022〕51 号，附件 9），2023 年 8 月 23 日完成自主竣工环境保护验收（附件 10），危废暂存间于 2023 年建成。危废暂存间总占地 360m^2 ($36\text{m} \times 10\text{m}$)，暂存周期小于 6 个月。

本项目产生的废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣贮存依托阿克莫木天然气处理厂危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置。项目危废产生量小，依托可行。

图 3.3-6 本项目与依托工程位置关系图

3.4 工程分析

3.4.1 主要生产工艺过程

3.4.1.1 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设备废弃包装等。

站场建设流程及产污环节示意图，见图 3.4-1。

图 3.4-1 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 3.4-2。

图 3.4-2 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作好

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。

连接完成后的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裕量，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。

3.4.1.2 运营期

本项目采用密闭集输工艺，将阿北1JS井的采出天然气T接至恰探1井外输管线上，再通过恰探1井至LNG橇装站的新建集气管线输送至LNG橇装站进行处理。

LNG橇装装置均采用混合冷剂制冷实现天然气液化生产LNG。LNG装车外运。

工艺流程：

自恰探1井和阿北1井来的原料气（5.2MPa.g，15~20℃）进入分离计量装置，去除输送过程中产生的液相和机械杂质后，进入脱碳装置，控制CO₂指标含量小于50ppm。脱除CO₂后的湿净化天然气进入分离器分液后，送至脱水装置进行处理。从吸收塔底部出来的富胺溶液进入MDEA再生循环系统，再生后的贫胺液经贫液循环泵增压后返回吸收塔，完成整个溶液系统的循环。

从天然气经脱碳后进入脱水装置的分子筛脱水塔进行吸附脱水，然后进入冷箱保护塔，再经粉尘过滤器过滤后，进入吸附脱烃装置；吸附脱烃装置采用采用吸附脱重烃+低温洗涤工艺，，适应本项目原料气重烃组分波动范围大的特点，可有效防止液化装置中冷箱冻堵。

经过脱除重烃的净化天然气进入液化装置。采用单循环混合冷剂制冷工艺，冷剂压缩机采用高低压组合的螺杆压缩机，电动机驱动。LNG产品满足GB/T 38753-2020《液化天然气》中对LNG产品的相关要求后进入LNG装车设施装车外运。

总工艺流程示意图，见图3.4-3。

图 3.4-3 总工艺流程示意图

运营期工艺流程及产污环节示意图，见图3.4-4。

图 3.4-4 运营期工艺流程及产污环节示意图

3.4.1.3 退役期

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入油层并充满井筒、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。

3.4.2 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，以及排放的污染物质导致的环境污染。项目建设污染源构成，见表 3.4-9。

表 3.4-9 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
天然气集输、处理	烃类气体、硫化氢、汞、温室气体	持续性影响环境的污染源
	采出水、生活污水	持续性影响环境的污染源
	井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭	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

3.4.3 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括站场建设、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。

3.4.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在：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 LNG 撬装站的永久占地。

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，本项目总占地面积约 5.49hm²，其中：永久性占地面积约 3.07hm²，临时占地面积约 2.42hm²，工程占地类型为天然牧草地，见表 3.4-10。

表 3.4-10 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	0.51	0	0.51	天然牧草地	恰探1井场、阿北1JS井场
2	单井集输管线	0	2.42	2.42	天然牧草地	新建单井采气管线2.02km、单井燃料气管线2.02km，采气管线与燃料气管线同沟敷设，作业带宽度12m。
3	LNG撬装站	2.56	0	2.56	天然牧草地	新建LNG撬装站1座（包括站场、生活区、放空区等）
合计		3.07	2.42	5.49	-	-

3.4.3.2 施工期污染源分析

（1）废气

本项目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 3.4-11。

表 3.4-11 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

本项目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

本项目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

本项目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，本项目新建管线合计 4.04km，试压废水产生量约为 10.1m³，主要污染物为 SS。试压废水用作场地降尘用水。

2) 生活污水

本项目地面工程施工人员 50 人、生活用水量 80L/人·d 计算，按照周期 90 天计算，排水量按用水量的 80% 计算，则地面工程生活污水量约为 288m³。

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，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。

（3）固体废物

本项目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 3.07hm²，场平高度约为 0.5m，开挖量为 15350m³，全部用于回填，场地平整。

新建单井采气管线、单井燃料气管线合计 4.04km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.2m，挖方量 9696m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本项目挖方量约为 25046m³，填方总量为 25046m³，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。

本项目土石方平衡表，见表 3.4-12。

表 3.4-12 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	15350	0	0	/	15350	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	15350	15350	①	0	/	0	/	0	/
③	管线	9696	9696	0	/	0	/	0	/	0	/
-	合计	25046	25046	15350	/	15350	/	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，本项目新建单井采气管线、单井燃料气管线合计 4.04km，施工废料产生量约为 0.81t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用的运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置。

3) 生活垃圾

地面工程常驻井场人员 50 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，地面工程按照合计 90 天算，则本项目地面工程产生生活垃圾 2.25t，生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

（4）噪声

本项目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 3.4-13。

表 3.4-13 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

本项目施工期污染物排放情况汇总，见表 3.4-14。

表 3.4-14 本项目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	10.1m 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	-	生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。
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	0.81t	首先考虑回收利用，不可回收利用的运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置。
	生活垃圾	-	2.25	生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。
噪声	施工机械、运输车辆	/	80~95dB(A)	加强施工管理

3.4.4 运营期污染源分析

3.4.4.1 废水污染源

本项目运营期废水主要为采出水、生活污水。

（1）采出水

根据开发方案预测，项目生产前期，天然气经加热节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量逐渐增大，直至2036年2口井最大采出水量核算为112t/d（36960t/a），采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）。

（2）生活污水

本项目新增劳动定员10人，生活用水量按60L/人·d计算，排水量按用水量的80%计算，年工作时间为333天，则生活污水产生量约160m³/a。生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。

3.4.4.2 废气污染源

本项目运营期间，对大气环境影响主要为燃气导热油炉燃烧烟气、天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体排放。

（1）导热油炉燃烧废气

本项目2套LNG撬装装置分别设置1套燃气导热油系统（900kW、1000kW），燃料为处理后的返输天然气，烟囱高度为8m。

根据建设单位提供资料，2台燃气导热油炉最大日用气量5520m³，年用气天数为333d，年用气量为184万m³/a。

颗粒物参照《环境影响评价工程师职业资格登记培训系列教材 社会区域》，燃烧1000m³天然气，产生0.14kg烟尘，工业废气量、二氧化硫、氮氧化物根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告2021年第24号）中4430锅炉产排污量核算系数计算，见表3.4-8。

表 3.4-8 燃气工业锅炉的废气产排污系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S	直排	0.02S ⁴
				氮氧化物	千克/万立方米-原料（低氮燃烧-国内一般）	15.87	直排	15.87

注：①低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 100mg/m³(@3.5%O₂)~200mg/m³(@3.5%O₂)。

②产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量(S)的形式表示的,其中含硫量(S)是指燃气收到基硫分含量,单位为毫克/立方米。根据区块燃料气物性表, H₂S 含量较低,但是评价中考虑到燃料气的不稳定性,本次评价燃料中含硫量(S)按照 200 毫克/立方米核算,则 S=200。

本项目 2 套燃气导热油炉燃烧天然气排放废气总量约 1983 万 m³/a, 排放颗粒物 0.26t/a、SO₂0.74t/a、NO_x2.92t/a, 浓度分别为: 颗粒物: 13.11mg/m³, SO₂: 37.32mg/m³, NO_x: 147.25mg/m³。

根据计算,烟气中 SO₂、NO_x排放浓度均达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271—2014)中新建燃气锅炉标准限值 SO₂: 50mg/m³, NO_x: 200mg/m³。

(2) 无组织排放非甲烷总烃

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,对本项目而言,VOCs 主要为非甲烷总烃。

本项目运营过程中从阀门、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_{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_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率, kg/h;

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数;

根据原料天然气的组份, WF_{VOCs, i}/ WF_{TOC} 取 0.13。

设备与管线组件 e_{TOC, i} 取值参数表, 见表 3.4-15。

表 3.4-15 设备与管线组件 eTOC, i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	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 3.4-16。

表 3.4-16 本项目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	35	0.064	8000	0.0009	0.007
2		法兰	70	0.085	8000	0.0024	0.019
合计						0.0033	0.026
2 口井合计						-	0.052
1	LNG 撬装站	阀门	2009	0.064	8000	0.05	0.401
2		法兰	4018	0.085	8000	0.13	1.065
合计						0.18	1.466
总计						-	1.518

经核算，本项目单座井场无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.0033kg/h，非甲烷总烃年排放量约为 0.026t/a，2 口井合计 0.052t/a；本项目新建 LNG 撬装站无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.18kg/h，非甲烷总烃年排放量约为 1.466t/a。

因此，本项目无组织排放非甲烷总烃排放量合计为 1.518t/a。

(2) 无组织排放硫化氢

通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的含量，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析，甲烷含量按 85.21%计，故非甲烷总烃在天然气中的比例为 14.79%。

1) 井场

由上文计算可知单座井场非甲烷总烃排放量为 0.026t/a，故无组织的天然气排放量为 $0.026 \div 14.79\% = 0.18$ (t/a)；

根据本项目天然气分析样品分析结果：本次 H₂S 含量按照 4ppm 计算，故本项目单座井场硫化氢无组织排放量约为 0.00000072 (t/a)，排放速率 0.00000009kg/h，2 口井合计排放量约 0.0000014 (t/a)。

2) LNG 撬装站

由上文计算可知 LNG 撬装站非甲烷总烃排放量为 1.466t/a，故无组织的天然气排放量为 $1.466 \div 14.79\% = 9.91$ (t/a)；

根据本项目天然气分析样品分析结果：本次 H₂S 含量按照 4ppm 计算，故本项目 LNG 撬装站硫化氢无组织排放量约为 0.00004(t/a)，排放速率 0.000005kg/h。

(3) 无组织排放汞

通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中汞的浓度，计算出汞的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析，甲烷含量按 85.21%计，故非甲烷总烃在天然气中的比例为 14.79%。

1) 井场

由上文计算可知单座井场非甲烷总烃排放量为 0.026t/a，故无组织的天然气排放量为 $0.026 \div 14.79\% = 0.18$ (t/a)；

折算成体积为：标况下，区块天然气密度为 0.6284kg/m³，故无组织排放的天然气体积为 $0.18 \times 1000 \div 0.6284 = 286$ (m³)；

区块天然气中汞密度为 1 μg/m³，计算可得本工程无组织汞的排放量为： $286 \times 1 = 286$ (μg)，合 2.86×10^{-10} (t/a)，排放速率 3.58×10^{-11} kg/h，2 口井合计 5.72×10^{-10} (t/a)。

2) LNG 撬装站

由上文计算可知 LNG 撬装站非甲烷总烃排放量为 1.466t/a，故无组织的天然气排放量为 $1.466 \div 14.79\% = 9.91$ (t/a)；

折算成体积为：标况下，区块天然气密度为 0.6284kg/m³，故无组织排放的天然气体积为 $9.91 \times 1000 \div 0.6284 = 15770$ (m³)；

区块天然气中汞密度为 1 μg/m³，计算可得本工程无组织汞的排放量为： $15770 \times 1 = 15770$ (μg)，合 1.577×10^{-8} (t/a)，排放速率 1.97×10^{-9} kg/h。

（4）LNG 装车无组织排放

本项目 LNG 产品不间断装车，不在站内储存。装车流程中产生的 BOG 气经 BOG 复热器加热后由 BOG 压缩机回收送至燃料气系统，装车系统均连接气相平衡系统，采用定量液下鹤管装卸系统，等压密闭装入低压槽车，污染物排放量很小，基本可以忽略不计。

由于本项目 LNG 装车系统采用不间断装车方式，考虑到系统安全性，在 LNG 入口管线及 BOG 出装车鹤管管线均设置有切断阀。

（5）温室气体排放

本项目运营期碳排放源主要包括：CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放以及非正常工况下火炬燃烧排放。

1) CH₄ 逃逸排放

① 计算公式

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）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；天然气开采井口装置为 2.50t/年·个，天然气处理为 40.34t/亿 Nm³；

$Num_{gas,j}$ ——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到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

② 计算结果

本项目工程开采逃逸的CH₄为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil,井口} \times EF_{oil,井口} + Num_{oil,接转站} \times EF_{oil,接转站} \\ &= 2 \times 2.50tCH_4 + 0.0015 \times 40.34tCH_4 \\ &= 5.06tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH₄ 为 5.06t，折算成 CO₂ 排放量为 151.8 吨。

2) 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：

ECO₂-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。

② 计算结果

本项目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 29320MWh，根据生态环境部《企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施 (2022 年修订版)》（环办气候〔2022〕111 号），电力排放因子取 0.5703tCO₂/MWh。

根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 16721t。

3) 火炬燃烧排放

本项目主要核算非正常工况下的火炬气燃烧。由于排放量最大的工况为液化装置火灾工况，此工况天然气中 CO₂ 含量为 0，故本次以脱碳装置窜气工况计算。

① 计算公式

事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$\begin{aligned} E_{CO_2\text{-事故火炬}} &= \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right) \\ E_{CH_4\text{-事故火炬}} &= \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j \end{aligned}$$

上式中，

J-事故次数；

GF 事故, j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度, 单位为万 Nm^3/h ;
取 $0.61 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$;

T 事故, j-报告期内第 j 次事故的持续时间, 单位为小时; 取 2h;

CC(非 CO_2) j-第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ; 根据经验取 5.21;

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

V(CO_2) j-第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度; 取 0.031112;

V CH_4 -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度; 取 0.848802;

②计算结果

根据前述公式计算可知, 核算事故工况下火炬气体 CO_2 排放量为 23.58t CO_2 ;
 CH_4 排放量为 14.85t CH_4 , 折算成 CO_2 排放量为 445.5t CO_2 , 合计 469.08t CO_2 。

3.4.4.3 噪声源

运营期间的噪声源主要为站场设备的运转噪声, 噪声级为 75~85dB(A),
见表 3.4-17。

表 3.4-17 噪声源设备

噪声源名称		声功率级 (dB(A))	噪声 特性	排放 规律	备注	运行时段	声源控制措施
脱碳装置	胺液循环泵	75	机械	连续	/	昼间至夜间	选用低噪设备
脱碳装置	空冷器	85	机械	连续	/	昼间至夜间	选用低噪设备
脱水装置	空冷器	75	机械	连续	/	昼间至夜间	选用低噪设备
液化装置	冷剂压缩机	85	机械	连续	/	昼间至夜间	选用低噪设备
液化装置	丙烷预冷压缩机	85	机械	连续	/	昼间至夜间	选用低噪设备
空氮站	空气压缩机	85	机械	连续	/	昼间至夜间	选用低噪设备

3.4.4.4 固体废物污染源

(1) 井下作业废液

井下作业废液的产生是临时性的, 主要通过酸化、压裂、洗井等工序, 产生酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》

（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.4-18），计算井下作业废液的产生量。

表 3.4-18 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排放量
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	263.98	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	82.3	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用	0

根据计算，本项目部署 2 口油井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 527.96m³/次，废酸化液产生量为 164.6m³/次，废洗井液产生量为 50.58t/次，井下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处置资质单位处置。

（2）废弃含油抹布、劳保用品

本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品，类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49。

根据《危险废物名录》（2021），本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的。

豁免条件为未分类收可不按危险废物管理，但不得分类收集后混入生活垃圾处理。具备条件时，废含油抹布和劳保用品应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。

（3）废防渗材料

本项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 2 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 1t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 0.5t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废

物代码 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。

（4）分离器检修废渣

本项目分离计量装置检修过程中，会产生一定量废渣，危险废物代码为 251-002-08，分离器检修一般 1 次/年，废渣的产生量约为 3~6kg。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。

（5）生活垃圾

本项目新增劳动定员 10 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，年工作时间为 333 天，则本项目运营期年产生生活垃圾 1.67t，生活垃圾集中收集后运至运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

（6）工艺固废

项目固体废物主要包括废分子筛、废脱汞剂、废活性炭，见表 3.4-19。

表 3.4-19 项目产生的固体废物

项目名称	单位	数量	废物代码	备注	处置措施
废分子筛	t/3a	7.52	900-041-49	1 次充装量，3 年 1 换	不在厂区储存，由厂家定期回收
废脱汞剂	t/5a	6.23	072-002-29	1 次充装量，5 年 1 换	
废活性炭	t/3a	8.60	900-041-49	1 次充装量，3 年 1 换	

本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.4-20。

表 3.4-20 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物代码	产生工序及装置	形态	有害成分	危废特性	污染防治措施
废弃含油抹布、劳保用品	900-041-49	生产过程	固体	石油类	T/In	根据《危险废物名录》（2021），本项目生产过程中产生的废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的。

危险废物名称	废物代码	产生工序及装置	形态	有害成分	危废特性	污染防治措施
废防渗材料	900-249-08	井下作业及设备维修	固体	石油类	T, I	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。
分离器检修废渣	251-002-08	分离器检修	固体	石油类	T, I	
废分子筛	900-041-49	脱水装置	固体	石油类	T/In	
废脱汞剂	072-002-29	脱水装置	固体	汞金属化合物	T	
废活性炭	900-041-49	脱重烃装置	固体	重烃	T/In	

3.4.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况，见表 3.4-21。

表 3.4-21 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	36960t/a（后期最大量）	0	项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）。
	生活污水	SS、COD、BOD ₅	160m ³ /a	0	生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。
废气	燃气导热油炉燃烧烟气	颗粒物	0.26t/a	0.26t/a	采用低氮燃烧技术，废气经8m高排气筒排放。
		SO ₂	0.74t/a	0.74t/a	
		NO _x	2.92t/a	2.92t/a	
	井场、站场无组织排放	非甲烷总烃	1.518t/a	1.518t/a	大气。
		硫化氢	4.14×10 ⁻⁵	4.14×10 ⁻⁵	
		汞	1.63×10 ⁻⁸	1.63×10 ⁻⁸	
	温室气体	CO ₂	17341.88t	17341.88t	
固体废物	井下作业废液	废压裂液	527.96m ³ /次	0	井下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处置资质单位处置。
		废酸化液	164.6m ³ /次	0	
		废洗井液	50.58t/次	0	
	废弃含油抹布、劳保用品	石油类	-	-	具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。
	废防渗材料	石油类	0.5t/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。
	分离器检修废渣	石油类	6kg/a	0	
	生活垃圾	-	1.67t/d	1.67t/d	生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。
	废分子筛	石油类	7.52t/3a	0	不在厂区储存，由厂家定期回收
	废脱汞剂	石油类	6.23t/5a	0	
	废活性炭	石油类	8.60t/3a	0	

3.4.5 非正常工况污染源分析

本项目 2 套燃气导热油炉燃烧天然气排放废气总量约 1983 万 m^3/a ，排放颗粒物 0.26t/a、 SO_2 0.74t/a、 NO_x 2.92t/a，浓度分别为：颗粒物：13.11 mg/m^3 ， SO_2 ：37.32 mg/m^3 ， NO_x ：147.25 mg/m^3 。（1）非正常工况火炬废气污染物源强

本项目设置常温、低温火炬放空系统。低温放空气经空温式加热器复热后与常温放空气一起进入放空分液罐，分液后进入放空火炬燃烧放空。

根据《石油化工可燃性气体排放系统设计规范》（SH3009-2013），火炬量的确定选取系统内装置的一次最大排放量和同一次事故中同时泄放的排放量总和中的较大值。

本项目事故状态分为以下几种：

常温放空系统，最大放空点来自脱碳装置窜气工况，放空量约为 4447.89 kg/h （约合 14.64 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）；

低温放空系统，最大放空点来自液化装置火灾工况，放空量约为 5103.41 kg/h （约合 9.897 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）。

低温系统内低温最大放空量来自液化装置的脱氮塔冷量缺失工况。放空量约为 1334.3 kg/h （约合 1615.3 Nm^3/h ）。

比较上述三种事故泄放量，液化装置火灾工况排放量最大，约为 9.897 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ （合 0.41 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$ ），事故及非正常工况条件下最大放空量按 2h 计，放空量为 0.82 $\times 10^4 \text{Nm}^3$ 。

根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1 m^3 的天然气产生的废气量为 10.89 m^3 ，每燃烧 10000 m^3 的天然气产生的 SO_2 为 1.5 kg ，每燃烧 10000 m^3 的天然气产生的 NO_2 为 6.3 kg 。

本次评价事故状态按照 0.82 $\times 10^4 \text{Nm}^3$ 天然气放空燃烧进行核算。在事故及非正常工况下，放空气体通过天然气放空管线进入天然气放空分液罐分离后，进入天然气放空火炬进行燃烧，根据计算，燃烧产生废气量 8.93 万 m^3 ， NO_x 的产生量为 0.005t， SO_2 产生量为 0.001t。

（2）非正常工况汞的排放源强

本项目 LNG 撬装站进站管线非正常工况下泄露，按照装置总规模 85% 计算最大处理气量 17 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，泄露时间按 0.5h 计，事故状态大管线最大泄漏

量为 3542m^3 ，根据原料气组分数据，区块天然气中汞含量为 $1\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，故泄露的天然气中汞的泄漏量为 $3.54\times 10^{-9}\text{t}$ ，排放速率 $7.08\times 10^{-6}\text{kg}/\text{h}$ 。

3.4.6 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，收集后拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置；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，防治污油泄漏污染土壤，要求铺膜作业。

3.5 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。

本项目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。

3.5.1 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）对本项目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：P₁—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评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：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数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

P₁—定量评价考核总分值；

P₂—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 3.5-1。

表 3.5-1 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≥90
清洁生产企业	75≤P<90

由表 3.5-2、3.5-3 计算可得：

井下作业：定量指标 68 分，定性指标 98 分，综合评价 80 分。

采油（气）和集输：定量指标 90 分，定性指标 85 分，综合评价 88 分。

3.5.2 清洁生产水平结论及建议

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

提出以下几点建议：

（1）建议作业区加强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3.5-2、3.5-3。

表 3.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5	>5	0
		新鲜水消耗	m³/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	98%	8
(4) 污染物产生指标	20	作业废液量	m³/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	8	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.5-3 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目					
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			

3.6 污染物排放总量控制

3.6.1 总量控制原则

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

3.6.2 污染物总量控制因子

根据国家“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、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

（1）废气污染物

本工程排放的主要废气污染物为燃气导热油炉燃烧烟气（颗粒物、 SO_2 、 NO_x ）、天然气集输及处理过程无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体。

（2）废水污染物：

项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划 2029 年建成）；生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本项目总量控制因子： NO_x 、VOCs。

3.6.3 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，本项目燃气导热油炉燃烧废气中 NO_x 排放量为 2.92/a；

无组织排放非甲烷总烃排放量合计为 1.518t/a。

故本工程投产后总量控制建议指标 NO_x ：为 2.92t/a，VOCs：1.518t/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），本项目实行污染物区域削减替代豁免。

3.7 相关法规、政策符合性分析

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

3.7.2 与《空气质量持续改善行动计划》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 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。

本项目天然气集输、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，项目建设符合《空气质量持续改善行动计划》中有关要求。

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

项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》中有关要求的相符性分析，见表3.7-1。

表3.7-1 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》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	项目采取的相关措施	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。	本项目符合《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，以恰探1井区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。	本项目不涉及。	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。	本项目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。	本项目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	本项目天然气集输、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》（GB37822-2019）的相关要求，定期开展泄漏检测与修复工作；燃气导热油炉采用天然气为燃料，经预	符合

然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	测，燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求	
油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目天然气集输、处理工艺流程全密闭，事故状态下，站场放空天然气通过火炬燃烧后放空。	符合
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。	本项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，2029年后采出水量逐渐增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成），回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注标准；井下作业废液采用专用罐收集。	符合
涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》	本项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，2029年后采出水量逐渐增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建	符合

（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。	成），回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注标准。	
废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目不涉及钻井工程，运营期产生的危险废物均委托有相关资质单位处置。	符合
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，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。	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。

3.7.4 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

项目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3.7-2。

表3.7-2 项目与《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	项目采取的相关措施	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域内进行煤炭、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流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。	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设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	项目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。	符合
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	本项目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，加强危废废物的全过程管理。	符合

害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。		
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。	本项目天然气均回收利用。脱碳装置放空酸气高点放空，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
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；（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）油油井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	项目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。

3.7.5 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

本项目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 3.7-3。

表 3.7-3 本项目与《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。	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
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。	本项目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。	项目站场、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，本项目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

3.7.6 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目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 3.7-4。

表 3.7-4 本项目与《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。本项目前期现场节流后无采出水产生，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装	符合

	置处理(二期工程计划2029年建成)；井下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处置资质单位处置，无废水外排；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%。	本项目为干气藏，不含凝析油，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。本项目建设内容不涉及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。	本项目天然气均回收利用。脱碳装置放空酸气高点放空，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	项目投产后，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

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。		
---	--	--

由上表可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.7.7 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目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环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置。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。

3.7.8 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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析，见表3.7-5。

表 3.7-5 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、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。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 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。	本项目以恰探1井区为单位开展环评，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 and 环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、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可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题 and 环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
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。	本项目废水均不外排，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，	本项目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	符合

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。	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。	
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，应当优先使用清洁燃料，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，本项目采出气含硫量极低，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、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目施工周期较短，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
涉及自然保护区和生态保护红线的，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。	本项目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目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本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。	符合

3.7.9 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

本项目与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142 号）符合性分析，见表 3.7-6。

表 3.7-6 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。	本项目以乌恰气田恰探 1 井区为单位开展环评，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

3.7.10 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析，见表 3.7-7。

表 3.7-7 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	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。	根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在地属于塔里木河流域重点治理区。本项目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。	符合
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。	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、等高耕作、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、风能和水电，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。	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、管线均采取防沙治沙措施。	符合

3.7.11 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

本项目与《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 3.7-8。

表 3.7-8 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。	本项目采用密闭集输工艺，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。	本项目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。	本项目采用密闭集输工艺，不涉及储罐等。	符合

3.7.12 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析，见表 3.7-9。

表 3.7-9 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		本项目情况	符合性
临时用地选址要求	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。	本项目占地类型为天然牧草地。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
和使用	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够	本项目占地类型为天然牧草	符合

用期限	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。	地，不占用基本农田。	
	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。	本项目在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。 严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	建设单位不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。本项目不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	符合

3.7.13 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

本项目与《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3.7-10。

表3.7-10 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	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	符合

危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。	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。	
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，纳入本项目内容。	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环境防治 监督管理职责的部门备案。	项目投产后，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

3.8 相关规划符合性分析

3.8.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

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

3.8.2 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。

本项目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。

3.8.3 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。

本项目属于石油开采项目，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。

3.8.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目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 3.8-1。

表 3.8-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本项目	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	本项目无组织废气排放涉及 VOC _s 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。推动全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	本项目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；本项目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

修复过程二次污染防控。		
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。	本项目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。	本项目为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合克孜勒苏柯尔克孜自治州“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.8.5 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）。

本项目属于气田新区块开发，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。本项目与《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3.8-2。

表3.8-2 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	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五期间”持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北一塔中原油”两大根据地，实施老油田综合治理、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。	本项目属于气田新区块开发，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	（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	本项目不涉及生态保护红线区；符合	符合

五”发展规划环境影响报告书》的审查意见》（新环审(2022)214号）	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。	“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。	
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目不涉及环境敏感区，远离居民，且本项目已优化开发布局（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。	符合
	（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	本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	符合

	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。	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。本项目前期现场节流后无采出水产生，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成），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。	
	（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。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本项目严格控制占地面积，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。	符合
	（五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类	本项目为新区块开发建设，目前不涉及关停井场。管理区积极开展清洁生产审	符合

	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。	核，推动区域生态环境健康发展。	
	（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

3.8.6 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本项目位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州阿图什市境内，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。本项目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。

本项目占地类型为天然牧草地，土地资源消耗符合要求。因此，本项目符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.9 选址、选线合理性分析

本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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。本项目线路选线根据区块内现有2口井井位进行布置，因线路距离较短，管线路由均沿现有井场道路敷设，线路具有唯一性。

（1）根据现场调查及查阅相关资料，工程占地类型为天然牧草地，区域植被覆盖度在10%左右。根据《国家重点保护野生植物名录》（国家林业局、农业部2021年第15号）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号），评价区无保护植物，项目区域内无国家及自治区级重点保护野生植物。

（2）本项目的各类集输管道设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2009）；线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场的位置作相应调整；线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁；线路尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠，从工艺、运行管理、征地分析，本项目集输管道选线合理。

（3）本项目所在地阿图什市属于塔里木河流域重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施，根据工程水土流失影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内，各类集输管道选线合理。

（4）本项目实施过程中，废水、固废均可得到适当处置，不会对外环境造成不利影响。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案。同时在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对沙地的占用。管线尽量沿道路敷设，总体布局合理。对临时占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。

综上所述，本项目占地均不涉及生态敏感区，站场、管线及道路选址均远离生态保护红线，占地类型主要为天然牧草地，无环境限制因素，选址选线合理。

3.10 “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“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《克孜勒苏柯尔克孜自治州“三线一单”生态环境分区管控方案（2023年）》要求，本项目位于阿图什市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65300130001），西南距天山南脉水源涵养生态保护红线区生态保护红线区7.5km。

（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，超标因子主要为PM₁₀，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；

项目所在区域地下水水质各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类限值；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，本项目的建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，撬装站燃气导热油炉采用处理后的返输干气；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目占地类型为天然牧草地，土地资源消耗符合要求。总之，本项目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，本项目的建设符合国家的相关政策。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

本项目与生态保护红线位置关系，见图3.10-1。

具体管控要求符合性能分析，见表3.10-1、表3.10-2。

图 3.10-1 本项目与生态保护红线位置关系图

表 3.10-1 阿图什市生态环境准入清单

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		编制依据
ZH65300130001	阿图什市一般管控单元	一般管控单元	空间布局约束	执行自治州总体管控要求、一般管控单元分类管控要求中关于空间布局约束的准入要求。	单元特点：各环境要素优先及重点管控区以外的区域，用地类型以林地、牧草地和其他土地为主，包含有大量基本农田。 要素属性：大气环境布局敏感重点管控区、农用地优先保护区、水环境一般管控区、大气环境一般管控区。
			污染物排放管控	执行自治州总体管控要求、一般管控单元分类管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。	
			环境风险防控	执行自治州总体管控要求、一般管控单元分类管控要求中关于环境风险防控的准入要求。	
			资源开发效率要求	执行自治州总体管控要求、一般管控单元分类管控要求中关于资源利用效率的准入要求。	

表 3.10-2 一般管控单元分类管控要求

管控要求			本项目
表 1-5 一般管 控单元 分类管 控要求	空间布局约束	【1.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。 【1.1-2】严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。 【1.2-1】严格水域岸线用途管制，新建项目一律不得违规占用水域，土地开发利用应按照有关法律法规和技术标准要求，留足河道、湖泊的管理和保护范围，非法挤占的应限期退出。 【1.3-1】加强相关规划和项目建设布局水资源论证工作，国民经济和社会发展规划以及城市总体规划的编制、重大建设项目的布局，应充分考虑当地水资源条件和防洪要求。 【1.3-2】重大项目原则上布局在重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。鼓励发展节水高效现代农业、低耗水高新技术产业以及生态保护型旅游业，严格控制缺水地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。 【1.3-3】水资源论证不过关的用水项目一律不予批准，对取用水总量已达到或超过控制指标的地区，暂停审批其建设项目新增	本项目属于石油天然气开采类项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目，不占用水域，不占用基本农田。项目产生的危险废物均委托有

		取水许可。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、化工等项目，不得批准其新增取水许可。 【1.4-1】在河道管理范围线以外1千米以内，河流陆域沿岸纵深50米内，从严控制矿产资源开发活动，确保区域地表水环境质量全部达到功能目标。 【1.4-2】水质不能稳定达标的区域原则上不允许建设新增相应不达标污染物指标排放量的工业项目，已超过承载能力的地区要实施水污染物削减方案，加快调整发展规划和产业结构。 【1.4-3】禁止在地下水源区建设尾矿库、危险废物处置设施和造纸、重化工等水污染风险高的企业，禁止垃圾堆放和填埋，禁止设置各类污水排放口和渗坑，禁止建设以农业灌溉为目的规模化地下水开发项目。 【1.5-1】将建设用地土壤环境管理要求纳入城市规划和供地管理，土地开发利用必须符合土壤环境质量要求。对暂不开发利用或现阶段不具备治理修复条件的污染地块，由各县（市）人民政府组织划定管控区域，设立标识，发布公告，开展土壤、地表水、地下水、空气环境监测，发现污染扩散的，有关责任主体要及时采取污染物隔离、阻断等环境风险管控措施。对拟开发利用的，要逐步开展治理与修复，符合相应规划用地土壤环境质量要求的地块，方可进入用地程序。 【1.5-2】对基本农田实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 【1.5-3】未利用地拟开发为农用地的，各县（市）人民政府要组织开展土壤环境质量状况评估；不符合相应标准的，不得种植食用农产品。 【1.5-4】科学划定畜禽养殖禁养区、限养区。做好畜禽养殖小区建设备案管理工作，执行好新建、改建、扩建规模畜禽养殖场（小区）建设项目环境影响评价和“三同时”制度，确保畜牧业发展符合区域环境功能定位和环境保护要求。 【1.5-5】加强对本地区矿山、油气等矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境监管，发现未利用土壤污染问题的，要坚决进行查处，并及时督促有关企业采取有效防治措施消除或减轻污染。 【1.5-6】鼓励工业企业“退城入园”，集聚发展，提高土地集约利用水平，减少土壤污染。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整 and 化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局和规模。	相关处置资质单位无害化处置，提出了切实可行的污染防治措施。项目与《克孜勒苏柯尔克孜自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》相符合。
	污染物排放管控	【2.1-1】落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。 【2.2-1】全面加强秸秆禁烧管控，强化各级政府秸秆禁烧主体责任，充分发挥网格化监管作用，在初春、秋收和夏收阶段开展秸秆禁烧专项巡查。	

		【2.2-2】推进农业大气氨污染防治，加强种植业氨排放控制，调整氮肥结构，改进施肥方式；加强养殖业氨排放治理，鼓励农村地区实施规模化畜禽养殖。 【2.3-1】根据农村地理环境和人口聚集程度，因地制宜采取集中与分散相结合的方式，实施农村生活污水处理：将城镇周边村庄生活污水纳入城镇污水处理管网收集处理；距城镇较远、人口居住集中的村庄，采取统一新建污水处理设施及配套管网的方式收集处理；地形条件复杂、居住相对分散的村庄，分区域采取大集中、小集中与分散相结合的灵活方式，建设污水处理设施进行收集处理。 【2.3-2】严格灌区水盐管理制度，敏感区域和大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，净化农田排水及地表径流，避免上灌下排恶性循环，严禁直接进入河道污染河流水质。 【2.4-1】加大农村生活垃圾收集、转运及处理等配套设施建设，鼓励有条件的县（市）推行适合农村特点的垃圾就地分类和资源化利用。 【2.4-2】合理选择改厕模式，稳步推进乡村户用卫生厕所建设和改造，实施厕所粪污无害化处理和资源化利用。新建农村安居房原则上要配套建设无害化卫生厕所，切实保证农村供水和排水相关配套设施建设以及运行达到国家标准，积极引导有条件的农牧民家庭改造现有旱厕，人员较为集中、经济条件达不到的乡镇、行政村，可试点配套建设水冲式公共厕所。 【2.5-1】排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要开展土壤环境风险评估，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。 【2.5-2】依法严查向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质的环境违法行为。 【2.5-2】开展油（气）资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	
	环境风险防控	【3.1-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。 【3.2-1】盖孜河、克孜勒苏河、恰克马克河和托什干河干流沿岸，要严格控制有色金属冶炼等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	
	资源利用要求	【4.1-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。 【4.2-1】全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 【4.3-1】新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。 【4.3-2】严格控制开采深层承压水，矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。实行地下水开采量与水位双控制。	

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

阿图什市位于新疆西南部，天山南麓，塔里木盆地西缘，是新疆克州的首府，边陲重镇、战略要地。东西长约 241km，南北宽约 136km。全市总面积 1.48 万 km²。G314 国道、乌-喀铁路穿境而过，距乌鲁木齐市铁路里程 1553km，公路里程 1430km，距伊尔克斯坦口岸 190km，距吐尔尕特口岸 150km，距托帕口岸 60km，距喀什飞机场 35km，地理位置十分优越。地处东经 75° 30′ ~78° 28′、北纬 39° 34′ ~40° 45′ 之间，东连阿克苏地区柯坪县，北与克州阿合奇县接壤，东南接喀什地区巴楚县，南与喀什地区伽师县和疏附县相连，西邻克州乌恰县，西北与吉尔吉斯斯坦共和国为界，有 29 个通外山口，边境线长 88.3km。

本项目位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州阿图什市境内，东南距阿图什市约 37 千米，南距喀什市约 41km，西距乌恰县 40km，中心地理坐标为：（恰探 1 井）。

4.1.2 地形地貌

阿图什市地处天山南麓，塔里木盆地西北部。地势北高南低，西南向东降缓，地形复杂，海拔 1200~4500m。北部有玛依丹山与喀拉铁热克山相连，呈东北西南走向。中部有吐古买提、哈拉峻盆地，西高东低，地势较平坦宽阔。南部有喀拉塔格山以南的阿湖谷地和博孜塔格山、阿克塔格山以南的冲积平原，西高东低，至最南端的兰干塔格山、库玛勒塔格山与喀什地区为界，在西南部还有恰克玛克河流域的上阿图什谷地。

项目区地貌单元为以冲洪积倾斜平原和河谷平原为主，位于冲洪积扇上部，部分场地已经人工整平，较为平坦。

4.1.3 水文概况

阿图什市境内有克孜河和恰克马克河两大水系。克孜河是喀什噶尔水系中最大的一条河流，发源于吉尔吉斯斯坦境内海拔 5000m 的阿赖岭南坡，全长 737 公里，国内长度约 600 公里，是一条内陆河，流经疏附、喀什、疏勒、伽师、巴

楚等县(市)。由于受地理、位置、地质结构、气候的影响，上游水土流失严重，流经疏附、疏勒和喀什市时夹带大量可溶性物质，河水自净能力差，并且年径流量逐年减少。克孜河冲积平原由冲积扇、冲积平原、干三角洲、托克拉克沙漠组成，由克孜河、恰克玛克河、布古孜河组成平原水系，地形总的趋势是由西向东倾斜。

恰克马克河流域地处南疆西部克州境内，该河发源于天山南脉的图鲁噶尔特山南坡，流域面积 4820km²。河道上游分两支，左支属干流，河源高 3800m；右支苏约克河为支流，发源于海拔 4000m 高的苏约克山口，两支在恰克马克牧场附近汇合。恰克马克河是克州阿图什市重要的防汛河道之一。天山南脉的图鲁噶尔特山南坡，流域面积 4820km²。河道上游分两支，左支属干流，河源高 3800m；右支苏约克河为支流，发源于海拔 4000m 高的苏约克山口，两支在恰克马克牧场附近汇合。恰克马克河是克州阿图什市重要的防汛河道之一。

项目区域的主要河流为多条规模不等的冲沟，为季节性河流，河流以融雪和大气降水为水源，具有河道流程短、比降大、暴雨洪水洪峰流量比年均流量大几倍甚至几十倍的特点。一般来讲，洪水皆形成于低山区，从时间上可分为春汛和夏洪，其成因可分为融雪型、融雪和降雨混合型、暴雨型三类。春夏两季流量大，秋冬两季流量小甚至断流，洪水期主要为六~八月。

4.1.4 气候、气象

项目区地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长。

统计气象资料，见表 4.1-1。

表 4.1-1 评价区域气象资料统计

项目名称		单位	数值
站台位置	东经	° ′	75° 15′
	北纬	° ′	39° 43′
	海拔高度	m	2000-3200
气温	最冷月平均	℃	-11.7
	最热月平均	℃	19
	极端最高	℃	34.7

	极端最低	℃	-29.9
	年平均	℃	7.1
平均风速	冬季	m/s	1.7
	夏季	m/s	2.6
	年平均	m/s	2.4
最多风向 及其频率	冬季	%	W, 12
	夏季	%	SE, 17
	全年最多	%	W, 11
降水量	历年平均值/极大值	mm/mm	120~160/172
	一日最大值	mm	50
最大积雪厚度/雪荷		mm/Pa	250~300
最大冻土深度平均值		cm/cm	110
雷暴日数		d/a	\
冰雹日数		d/a	1
沙暴日数		d/a	0
有雾日数		d/a	69
年蒸发量		mm	2564.9mm
地震烈度		度	8
雷电日数或小时数		d/h	\

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》中的Ⅲ 天山山地温性草原、森林生态区-Ⅲ₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区-天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区。适宜发展方向为维护自然生态平衡，发挥草原生态功能。

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	生态区	III 天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	III3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区
隶属行政区		乌恰县、阿图什市、阿合奇县、巴楚县、柯坪县、乌什县
主要生态服务功能		土壤保持、荒漠化控制
主要生态环境问题		草场退化、土壤风蚀水蚀
主要生态敏感因子、敏感程度		土壤侵蚀中度敏感
主要保护目标		保护山地草地植被、保护矮沙冬青
主要保护措施		草场禁牧和减牧、禁止樵采
适宜发展方向		维护自然生态平衡，发挥草原生态功能

4.2.1.2 生态系统结构和特征

项目区生态系统为草地生态系统，地表以戈壁砾石覆盖的荒漠草场为主，土壤类型主要为棕漠土，植被以盐爪爪、琵琶柴、假木贼和猪毛菜为主，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。工程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，评价区及占地范围内土地利用现状类型均为天然牧草地，区域植被覆盖度在 10%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

4.2.3.1 评价区域植被类型

经查阅《中国种子植物区系地理》（吴征镒等著，2011年）和《中国植物区系与植被地理》（陈灵芝等著，2015年），本项目所在区域植物区系属于干旱荒漠带-暖温带荒漠区域-暖温带西部极端干旱灌木、半灌木荒漠地带-天山南麓-西昆仑山地半荒漠、草原区。

本区系是古地中海区系于天山隆起过程中受欧亚森林影响的衍生区系，过渡于古地中海区和泛北极区，并与东亚区系有不少联系。该区系植物种类以菊科占优势，其次为蝶形花科、禾本科、十字花科、毛茛科；蝶形花科的黄芪属、棘豆属，莎草科的藁草属、百合科的葱属是含种最多的属。

4.2.3.2 评价区植物种类

项目区分布植被主要为圆叶盐爪爪荒漠，植被主要为圆叶盐爪爪、琵琶柴、假木贼和猪毛菜为主。根据现场调查，项目区植被覆盖度约为10%左右。根据《国家重点保护野生植物名录》（国家林业局、农业部2021年第15号）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号），评价区无保护植物，项目区域内无国家及自治区级重点保护野生植物。评价区植被类型及分布见图4.2-3。所在区域各个植物种均具有特定的旱生生理特征，其分布适应于不同的干旱环境，主要植物种类及分布，见表4.2-2。

表 4.2-2 主要植物种类及分布

科	种名	拉丁名
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	新疆杨	<i>Populus alba</i>
	箭杆杨	<i>Populus nigra cv. Afghanica</i>
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>K. Schrenkianum</i>
	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	假木贼	<i>Anabasis spp.</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>

图 4.2-3 植被类型分布示意图

4.2.3.3 植被利用现状评价

拟建项目区的荒漠植被均为砂砾质温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木和半灌木组成，主要是盐爪爪、琵琶柴、假木贼、猪毛菜等。据调查，该区域草场均为春秋草场。草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，即以草地草群的品质之优劣确定草地的质况——“等”，以草群地上部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况——“级”，用此来反映草地资源的经济价值。

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

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

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

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

第6级草地 每公顷产鲜草 3000~1500kg;

第7级草地 每公顷产鲜草 1500~750kg;

第8级草地 每公顷产鲜草 750kg以下。

评价区属于砂砾质温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木和半灌木组成，主要是盐爪爪、琵琶柴、假木贼、猪毛菜等。据调查，该区域草场为春秋草场。根据实地调查，气田区属于五等七级草场，植被覆盖度约为10%，平均鲜草量1100kg/hm²。

4.2.4 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

项目区位于天山南坡西段、塔里木盆地西部，地貌为低山丘陵。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表4.2-3。

表 4.2-3 项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度		
			戈壁	绿洲	山地
两栖、爬行类	5 种				
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>			++	
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++		
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++		
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++		
鸟类	30 种				
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+	+
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R			+
小鹌	<i>Otis tetrax</i>	T	±		±
大鹌	<i>Otis tarda</i>	T	±		±
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±		
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+

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

注：（1）R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

（2）±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）、《新疆国家重点保护野生动物名录》、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域共有级重点保护动物 4 种，均为国家Ⅱ级保护动物。见表 4.2-4。

表 4.2-4 区域重点保护动物

序号	物种名称	保护级别	濒危等级	特有种（是/否）	分布区域	资料原来	工程是否占用
1	鹅喉羚/Gazella subgutturosa	国家Ⅱ级	LC	否	栖息在海拔 300m-6000m 之间的干燥荒凉的荒漠地区，耐旱性强，以冰草、野葱、针茅等草类为食。	资料搜集和现场调查	否
2	鸢（Milvus korschun）		LC	否	多见于山区林地、城郊及居民点附近。		否
3	苍鹰（Accipiter gentilis）		LC	否	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山前平原和丘陵地带的疏林和小块林内，是森林中肉食性猛禽		否
4	红隼（Falco tinnunculus）		LC	否	栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地		否

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

分布广，项目区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，项目区鹅喉羚分布密度约 0.5 只/km²。

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

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

（4）红隼：以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，红隼平常喜欢单独活动，尤以傍晚时最为活跃。繁殖期为 5-7 月。在新疆为留鸟。属于小型猛禽，分布在山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野等，在项目区北部的低山山区有分布。

项目区位于低山丘陵区，区域内主要栖息分布着一些耐旱型野生动物，如子午沙鼠、密点麻蜥和沙百灵等。由于项目所在区域环境恶劣，动物种类较少，无国家、地方重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。但由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。

4.2.5 水土流失现状

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

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

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，2022 年阿图什市轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 2503.87km²，占全市土地总面积的 15.95%。其中水力侵蚀面积为 1729.23km²，占土壤侵蚀总面积的 69.06%；风力侵蚀面积为 774.64km²，占土壤侵蚀总面积的 30.94%。阿图什市 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 3.98km²。

阿图什市主要侵蚀土地利用类型为草地和其他用地（盐碱地、沙地、裸地、裸岩石砾地等）。根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。项目所在的低山丘陵区原状地表土壤侵蚀模数背景值约为 1500t/(km²·a)，以风力侵蚀为主间有水力侵蚀，土壤容许流失量为 1500t/(km²·a)。水土流失强度等级划分见表 4.2-5、4.2-6。

表 4.2-5 水力侵蚀强度分级

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

注：本表流失厚度系按土的干密度 1.35g/cm³ 折算。

表 4.2-6 风力侵蚀强度分级

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

根据项目区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，项目区域土壤侵蚀类型主要为风力侵蚀和水力侵蚀。依据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》中土壤侵蚀现状图可知，项目评价区域土壤侵蚀强度为微度。

4.2.6 土地沙化现状

新疆沙化土地类型多样，分布地域特征明显。从广阔无垠的沙漠到瀚海戈壁乃至风蚀残丘、风蚀劣地，沙化土地种类齐全，类型各异。沙漠集中分布在高山相夹的两大盆地中，戈壁主要分布在山间盆地的山前洪积倾斜平原；盆地的边缘多为绿洲，众多的小绿洲被沙漠和戈壁包围，面临风沙的直接危害。戈壁是新疆仅次于沙漠的沙化土地类型，主要分布在阿尔泰山南麓、天山南北麓、昆仑山北麓、吐哈盆地和一些山间盆地的山前洪积倾斜平原，戈壁面积 30622798.73 公顷，占沙化土地面积的 40.99%。沉积物以卵砾石为主。新疆分布较广的大戈壁有塔里木盆地边缘戈壁、准噶尔盆地边缘戈壁、噶顺戈壁、十三间房南湖戈壁和老爷庙戈壁等，其中噶顺戈壁是新疆最大的戈壁。

新疆维吾尔自治区防沙治沙规划（2021-2030 年），阿图什市属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，本项目评价区域位于非沙化土地。

4.2.7 小结

本项目地处荒漠戈壁区域，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，评价区域内分布有圆叶盐爪爪、琵琶柴等原始天然植被。项目新增永久占地面积 3.07hm²，临时占地面积 2.42hm²，总占地面积为 5.49hm²。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Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区-Ⅲ3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区-天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区。项目区气候干燥，属轻度侵蚀区，类型为风力侵蚀，土壤主要为棕漠土，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

本项目位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州阿图什市境内，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全国环境空气质量达标区判定结果。

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。

克孜勒苏柯尔克孜自治州 2022 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $12 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $78 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $27 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $1.2\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{10} 。

现状评价结果，见表 4.3-1。

表 4.3-1 克孜勒苏柯尔克孜自治州环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$		
SO_2	年平均	8	60	13.33	达标
NO_2	年平均	12	40	30.0	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1200	4000	30.0	达标
O_3	第 90 百分位数日平均	130	160	81.25	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均	27	35	77.14	达标
PM_{10}	年平均	78	70	111.43	超标

注：监测数值中 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数， O_3 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值， O_3 为日最大 8 小时平均值。

由表 4.3-1 可知：2022 年项目所在地克孜勒苏柯尔克孜自治州 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年平均浓度及 CO、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，占标率为 111.43%。

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

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，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢、汞。监测工作由新疆昇腾环保科技有限公司完成。

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	
恰探 1 井		非甲烷总烃、硫化氢	实测
LNG 撬装站		汞	

（2）监测时间

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2024 年 4 月 13 日-2024 年 4 月 19 日，汞及其化合物监测时间为 2024 年 5 月 28 日-2024 年 6 月 3 日。

（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
2	硫化氢	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB11742-89	mg/m ³	0.005
3	汞及其化合物	环境空气 汞的测定 巯基棉富集-冷原子荧光分光光度法	HJ 542-2009	mg/m ³	6.6×10 ⁻⁶

（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 μg/m³；H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 (10

$\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求；汞及其化合物1小时评价浓度参考执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准（ $0.3\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

（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：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

（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
恰探1井	非甲烷总烃	1小时平均	2000		53	0	达标
	硫化氢	1小时平均	10		50	0	达标
拟建LNG撬 装站	汞及其化合 物	1小时平均	0.3		—	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； H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求；汞及其化合物小时平均值均未检出，能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

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采用现场实测方式进行。

4.4.2.2 监测点位

本次共布设3个地下水现状监测点位。

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	井深（m）	方位，距离	东经	北纬	备注
喀拉铁克村水井	潜水层	30	项目区下游，东北侧约5.6km			水质、水位监测点
喀尔果勒村水井		20	项目区侧向，西南侧约9.0km			
克孜勒阿根廷水井		35	项目区上游，西南侧约10.5km			

4.4.2.3 监测频率

采样时间为2024年4月11日，均监测1天，每个点位采样1次。

4.4.2.4 监测项目及分析方法

（1）监测项目

八大离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）以及色、嗅和味、浑浊度、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(以苯酚计)、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。

(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	2.5μg/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

4.4.2.5 地下水环境质量现状检测分析因子浓度

各监测点地下水检测分析因子分析结果见表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

监测项目	喀拉铁克村水井水质因子检测结果（mg/L，pH无量纲）	喀尔果勒村水井水质因子检测结果（mg/L，pH无量纲）	克孜勒阿根村水井水质因子检测结果（mg/L，pH无量纲）
K ⁺			
Na ⁺			
Ca ²⁺			
Mg ²⁺			
CO ₃ ²⁻			
HCO ₃ ⁻			
Cl ⁻			
SO ₄ ²⁻			

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 监测及评价结果

表 4.4-4 地下水水质现状监测及评价结果

项目	单位	标准值	喀拉铁克村水井		喀尔果勒村水井		克孜勒阿根村水井	
			监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH	无量纲	$6.5 \leq pH \leq 8.5$		0.27		0.60		0.67
色度	度	≤ 15		—		—		—
浊度	NTU	≤ 3		—		—		—
臭和味	—	无		—		—		—
肉眼可见物	—	无		—		—		—
阴离子表面活性剂	mg/L	≤ 0.3		—		—		—
氨氮（以 N 计）	mg/L	≤ 0.50		0.074		0.094		0.07
溶解性总固体	mg/L	≤ 1000		0.428		0.439		0.425
硫酸盐	mg/L	≤ 250		0.50		0.472		0.428
六价铬	mg/L	≤ 0.05		—		—		—
总硬度	mg/L	≤ 450		0.40		0.41		0.34
硫化物	mg/L	≤ 0.02		—		—		—
耗氧量	mg/L	≤ 3.0		0.25		0.22		0.22
氟化物	mg/L	≤ 1.0		0.28		0.30		0.27
氰化物	mg/L	≤ 0.05		—		—		—
挥发酚	mg/L	≤ 0.002		—		—		—

氯化物	mg/L	≤250		0.39		0.42		0.47
总大肠菌群	MPN/100ml	≤3.0		—		—		—
硝酸盐氮	mg/L	≤20.0		0.019		0.024		0.02
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00		0.007		0.011		0.008
汞	mg/L	≤0.001		0.23		0.24		0.26
砷	mg/L	≤0.01		0.09		0.08		0.08
硒	mg/L	≤0.01		0.16		0.15		0.14
镉	mg/L	≤0.005		0.12		0.10		0.12
铅	mg/L	≤0.01		0.27		—		—
铁	mg/L	≤0.3		—		—		—
锰	mg/L	≤0.10		—		—		—
铜	mg/L	≤1.00		—		—		—
锌	mg/L	≤1.00		—		—		—
细菌总数	CFU/ml	≤100		0.56		0.62		0.42
钠	mg/L	≤200		0.19		0.21		0.20
钾	mg/L	—						
镁	mg/L	—						
钙	mg/L	—						
铝	mg/L	≤0.20		—		—		—
碘化物	mg/L	≤0.08		—		—		—
碳酸根	mg/L	—		—		—		—
重碳酸根	mg/L	—		—		—		—
三氯甲烷	μg/L	≤60		—		—		—
四氯化碳	μg/L	≤2.0		—		—		—
苯	μg/L	≤10.0		—		—		—
甲苯	μg/L	≤700		—		—		—
石油类	mg/L	0.05		—		—		—

由监测数据可知，监测期间项目区地下水水质各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类限值。

4.5 声环境现状

4.5.1 监测点布设

本次分别在阿北1JS井厂界四周、拟建LNG撬装站中心各布设1个监测点位。监测工作由新疆昇腾环保科技有限公司完成。

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4月13日-2024年4月15日，连续监测2天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.5.3 监测方法

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

评价区声环境现状执行《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）		测量时间	等效声级 dB（A）		达标情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	
拟建LNG撬装站	2024年4月13日-2024年4月14日			2024年4月14日-2024年4月15日			达标
阿北1JS井场东侧	2024年4月13日-2024年4月14日			2024年4月14日-2024年4月15日			达标
阿北1JS井场南侧							达标
阿北1JS井场西侧							达标
阿北1JS井场北侧							达标

由表 4.5-1 可知，监测期间各监测点昼间噪声值在 46.2~48.1dB（A）之间，夜间噪声值在 39.4~41.3dB（A）之间，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，本项目涉及的土壤类型为棕漠土。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，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量等。取样点位为拟建 LNG 撬装站站内表层样。监测工作由新疆昇腾环保科技有限公司完成。分析结果，见表 4.6-1。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		拟建 LNG 撬装站站内
采样深度/层次		(0-20cm)
现场记录	颜色	
	土壤结构	
	土壤质地	
	砂砾含量%	
	其他异物	
实验室测定	pH 值（无量纲）	
	阳离子交换量 cmol^+/kg	
	含水率%	

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
$\text{pH} < 3.5$	极重度酸化
$3.5 \leq \text{pH} < 4.0$	重度酸化
$4.0 \leq \text{pH} < 4.5$	中度酸化
$4.5 \leq \text{pH} < 5.5$	轻度酸化
$5.5 \leq \text{pH} < 8.5$	无酸化或碱化
$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	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

本项目拟建 LNG 撬装站占地范围内土壤 pH 值为 7.8，故本项目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	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

注：根据区域自然背景状况适当调整

本项目建设地属于荒漠地区，拟建 LNG 撬装站占地范围内土壤含盐量为 3.7g/kg，初步判定本项目所在地土壤为中度盐化。

(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，采用公示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（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	本项目	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）	$2 \leq SSC < 4$	4 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 $Sa=3.2$ ，对照表 4.6-5，可知本项目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“2.6.7 土壤环境”等级判定结果：本项目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二级。

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二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3个柱状样点（拟建LNG撬装站站内、恰探1井井场内、阿北1JS井井场内），1个表层样点（拟建LNG撬装站站内）；在占地范围外，布设4个表层样点（恰探1井西侧200m、阿北1JS井东侧200m、拟建LNG撬装站南侧2km、阿北1JS井北侧2km）

监测点位，见图4.3-1。

4.6.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为2024年4月。

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)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地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 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中有关要求进行。

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 4.6-9。

表 4.6-7 土壤监测结果一览表（占地范围内柱状样） 单位: mg/kg

监测项目 监测点位		监测结果							
		砷	镉	铬（六 价）	铜	铅	汞	镍	石油 烃
拟建 LNG 撬装站 站内	0~0.5m								
	0.5~1.5m								
	1.5~3.0m								
恰探 1 井 井场内	0~0.5m								
	0.5~1.5m								

	1.5~3.0m								
阿北 1JS 井井场 内	0~0.5m								
	0.5~1.5m								
	1.5~3.0m								
标准值		60	65	5.7	18000	800	38	900	4500
是否达标		-	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

表 4.6-8 占地范围内表层样土壤环境质量评价（拟建 LNG 撬装站站内）

监测点位				拟建 LNG 撬装站站内		
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 值	无量纲	-		-	-
2	砷	mg/kg	60		0.13	达标
3	镉	mg/kg	65		1.38×10^{-3}	达标
4	六价铬	mg/kg	5.7		-	达标
5	铜	mg/kg	18000		1.06×10^{-3}	达标
6	铅	mg/kg	800		0.01	达标
7	总汞	mg/kg	38		1.84×10^{-3}	达标
8	镍	mg/kg	900		0.02	达标
9	四氯化碳	$\mu\text{g/kg}$	2.8		-	达标
10	氯仿	$\mu\text{g/kg}$	0.9		-	达标
11	氯甲烷	$\mu\text{g/kg}$	37		-	达标
12	1,1-二氯乙烷	$\mu\text{g/kg}$	9		-	达标
13	1,2-二氯乙烷	$\mu\text{g/kg}$	5		-	达标
14	1,1-二氯乙烯	$\mu\text{g/kg}$	66		-	达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	$\mu\text{g/kg}$	596		-	达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	$\mu\text{g/kg}$	54		-	达标
17	二氯甲烷	$\mu\text{g/kg}$	616		-	达标
18	1,2-二氯丙烷	$\mu\text{g/kg}$	5		-	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	$\mu\text{g/kg}$	10		-	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	$\mu\text{g/kg}$	6.8		-	达标
21	四氯乙烯	$\mu\text{g/kg}$	53		-	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	$\mu\text{g/kg}$	840		-	达标

23	1, 1, 2-三氯乙烷	µg/kg	2.8		-	达标
24	三氯乙烯	µg/kg	2.8		-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	µg/kg	0.5		-	达标
26	氯乙烯	µg/kg	0.43		-	达标
27	苯	µg/kg	4		-	达标
28	氯苯	µg/kg	270		-	达标
29	1, 2-二氯苯	µg/kg	560		-	达标
30	1, 4-二氯苯	µg/kg	20		-	达标
31	乙苯	µg/kg	28		-	达标
32	苯乙烯	µg/kg	1290		-	达标
33	甲苯	µg/kg	1200		-	达标
34	间/对二甲苯	µg/kg	570		-	达标
35	邻二甲苯	µg/kg	640		-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76		-	达标
37	苯胺	mg/kg	260		-	达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256		-	达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15		-	达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5		-	达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15		-	达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151		-	达标
43	蒽	mg/kg	1293		-	达标
44	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5		-	达标
45	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15		-	达标
46	萘	mg/kg	70		-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500		0.01	达标
48	土壤盐分含量	g/kg	-		-	

表 4.6-9 土壤监测结果一览表（占地范围外表层样） 单位：mg/kg

监测 项目 监测点位	监测结果									
	pH	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌	石油 烃
恰探 1 井西侧 200m 土壤表层样										
阿北 1JS 井东侧										

200m 表层样										
拟建 LNG 撬装站 南侧 2km 表层样										
阿北 1JS 井北侧 2km 表层样										
标准值	—	0.6	3.4	25	170	250	100	190	300	4500
达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	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份呈点块状（如：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	采气井	恰探1井	0.255	0	植被稀疏, 盐爪爪为主	—	棕漠土	天然牧草地
2		阿北1JS井	0.255	0	植被稀疏, 盐爪爪为主	—	棕漠土	天然牧草地
3	单井采气管线	单井采气管线	0	1.21	—	植被稀疏, 盐爪爪为主	棕漠土	天然牧草地
4		单井燃料气管线	0	1.21	—	植被稀疏, 盐爪爪为主	棕漠土	天然牧草地
5	站场	LNG撬装站	2.56	0	植被稀疏, 盐爪爪为主	—	棕漠土	天然牧草地
合计			3.07	2.42				

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发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油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地得到恢复，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，工程建设过程中包括：场地平整、管沟开挖等。在场站场地平整、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。本工程对植被的影响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。

本项目总占地面积约 5.49hm^2 ，其中永久性占地面积约 3.07hm^2 ，临时占地面积约 2.42hm^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。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 3.38t ，临时占地生物损失量约为 2.66t ，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。

结合工程区域具体情况分析：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小程度甚至没有。

（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。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

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，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴、鼠类和一些雀类。

项目各工程呈点块状（如：井场等）和线状（如：管线、输变电路等）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。

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，便产生风选作用，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。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对管线、井场的危害

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 小结

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，占地区域基本无植被。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段才能完全恢复。工程区属于塔里木河流域重点治理区，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：（1.07）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

本项目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。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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

（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。本项

目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燃气导热油炉燃烧烟气、天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体排放。

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燃气导热油炉燃烧烟气以及天然气集输、处理过程中无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢、汞。

（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

本项目废气主要为撬装站燃气导热油炉燃烧烟气、天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢、汞无组织排放，阿北1JS井场、恰探1井场燃气加热炉，均为利旧加热炉。本次仅别对撬装站燃气导热油炉燃烧烟气以及井场、站场无组织非甲烷总烃、硫化氢、汞进行预测分析。

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，撬装站燃气导热油炉选取颗粒物、NO_x，SO₂污染物

分别计算其最大落地浓度及占标率，有组织废气污染物排放参数，见表 5.2-1；井场、站场无组织废气污染物选取非甲烷总烃、硫化氢、汞污染物计算其最大落地浓度及占标率，无组织废气排放参数，见表 5.2-2。

表 5.2-1 运营期有组织大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒底部 中心坐标/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒参数				年排放小时数	排放 工况	污染物 名称	排放 速率 kg/h
	x	y		排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气温度(℃)	烟气流速(m³/s)				
900kW燃气 加热炉			1914	8	0.3	120	0.07	8000	正 常 排 放	SO ₂	0.04
										NO _x	0.17
										颗粒物	0.01
1000kW 燃 气加热炉			1903	8	0.3	120	0.11	8000	排 放	SO ₂	0.05
										NO _x	0.20
										颗粒物	0.02

注：以 900kW 导热油炉中心为原点（0，0）。

表 5.2-2 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	H ₂ S	汞
LNG撬装处理站	93	-85	1901	149	94	0	8	8000	正常	0.18	5×10 ⁻⁶	3.58×10 ⁻¹¹
阿北1JS井场	357	1091	1914	34	41	0	8	8000	正常	0.0009	9×10 ⁻⁸	1.97×10 ⁻⁹

估算模型参数，见表 5.2-3。

表 5.2-3 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/℃		34.7
3	最低环境温度/℃		-29.9
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		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 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	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

（4）有组织排放废气大气影响预测结果

加热炉有组织排放估算模式预测结果，见表 5.2-4，表 5.2-5。

表 5.2-4 1000kW 导热油炉有组织污染源估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离（m）	SO ₂		NO _x	
	预测地面空气质量 浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）	预测地面空气质量 浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）
10	0.003707	0.74	0.01112	5.56
92	0.002853	0.57	0.008559	4.28
100	0.003671	0.73	0.011012	5.51
200	0.004428	0.89	0.013284	6.64
300	0.004376	0.88	0.013129	6.56
400	0.004342	0.87	0.013026	6.51
500	0.004161	0.83	0.012484	6.24
600	0.003749	0.75	0.011248	5.62
700	0.003344	0.67	0.010031	5.02
800	0.003007	0.6	0.00902	4.51
900	0.001863	0.37	0.005588	2.79

下风向距离（m）	SO ₂		NO _x	
	预测地面空气质量 浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）	预测地面空气质量 浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）
1000	0.002175	0.43	0.006524	3.26
1500	0.002779	0.56	0.008338	4.17
2000	0.001961	0.39	0.005884	2.94
2500	0.001057	0.21	0.003171	1.59
下风向最大地面空气 质量浓度及占标率	0.004428	0.89	0.013284	6.64
D10%最远距离（m）	0		0	
最大地面空气质量浓 度距源距离（m）	200		200	

表 5.2-5 900kW 导热油炉有组织污染源估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离（m）	SO ₂		NO _x	
	预测地面空气质量 浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）	预测地面空气质量 浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）
10	0.00238	0.48	0.009519	4.76
92	0.001861	0.37	0.007443	3.72
100	0.002582	0.52	0.010326	5.16
200	0.002807	0.56	0.011228	5.61
300	0.002882	0.58	0.011526	5.76
400	0.002798	0.56	0.011191	5.6
500	0.002474	0.49	0.009895	4.95
600	0.002166	0.43	0.008664	4.33
700	0.001902	0.38	0.007609	3.8
800	0.001675	0.33	0.0067	3.35
900	0.001104	0.22	0.004416	2.21
1000	0.001574	0.31	0.006298	3.15
1500	0.001515	0.3	0.006061	3.03
2000	0.001141	0.23	0.004563	2.28
2500	0.000488	0.1	0.001953	0.98

下风向距离（m）	SO ₂		NO _x	
	预测地面空气质量浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	0.002882	0.58	0.011526	5.76
D10%最远距离（m）	0		0	
最大地面空气质量浓度距源距离（m）	300		300	

根据表 5.2-4、表 5.2-5 预测结果可知：

①900kW 燃气加热炉排放氮氧化物最大落地浓度 0.011526mg/m³，占标率 5.76%；二氧化硫最大落地浓度 0.002882mg/m³，占标率 0.58%；1000kW 燃气加热炉排放氮氧化物最大落地浓度 0.013284mg/m³，占标率 6.64%；二氧化硫最大落地浓度 0.004428mg/m³，占标率 0.89%。

②预测结果表明：本项目撬装站导热油炉正常工况下燃烧排放的氮氧化物、二氧化硫最大落地浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

③有组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 300m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，加热炉燃烧过程中有组织排放的氮氧化物、二氧化硫对周围环境空气影响较小。

（5）无组织废气环境影响预测结果

1）无组织排放非甲烷总烃、硫化氢

估算模式预测结果，见表 5.2-6，表 5.2-7。

表 5.2-6 LNG 撬装处理站无组织硫化氢估算模式预测污染物扩散结果

LNG 撬装处理站					
NMHC			H ₂ S		
距源中心下风向距离（m）	下风向预测浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）	距源中心下风向距离（m）	下风向预测浓度（mg/m ³ ）	占标率（%）
10	0.036162	1.81	10	1.00E-06	0.01
25	0.039839	1.99	25	1.11E-06	0.01

50	0.051336	2.57	50	1.43E-06	0.01
75	0.062859	3.14	75	1.75E-06	0.02
100	0.067203	3.36	100	1.87E-06	0.02
125	0.070939	3.55	125	1.97E-06	0.02
150	0.072922	3.65	150	2.03E-06	0.02
173	0.073484	3.67	173	2.04E-06	0.02
175	0.073477	3.67	175	2.04E-06	0.02
200	0.073073	3.65	200	2.03E-06	0.02
225	0.072003	3.6	225	2.00E-06	0.02
250	0.070559	3.53	250	1.96E-06	0.02
275	0.068821	3.44	275	1.91E-06	0.02
2500	0.016415	0.82	2500	1.00E-06	0
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.073484	3.67	下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	1.75E-06	0.02
D10%最远距离 (m)	0		D10%最远距离 (m)	0	
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	173		最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	173	

表 5.2-7 阿北 1JS 井场无组织硫化氢估算模式预测污染物扩散结果

阿北 1JS 井场					
NMHC			H ₂ S		
距源中心下风向距离 (m)	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	距源中心下风向距离 (m)	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	0.000673	0.03	10	6.73E-08	0
25	0.00094	0.05	25	9.40E-08	0
28	0.000961	0.05	28	9.61E-08	0
50	0.00066	0.03	50	6.60E-08	0
75	0.000552	0.03	75	5.52E-08	0
100	0.000525	0.03	100	5.25E-08	0
125	0.000502	0.03	125	5.02E-08	0
150	0.00048	0.02	150	4.80E-08	0
175	0.00046	0.02	175	4.60E-08	0

300	0.000372	0.02	200	4.40E-08	0
700	0.000216	0.01	225	4.22E-08	0
1200	0.00015	0.01	250	4.04E-08	0
1700	0.000116	0.01	275	3.88E-08	0
2500	0.000083	0	2500	8.25E-09	0
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	0.000961	0.05	下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	9.61E-08	0
D10%最远距离（m）	0		D10%最远距离（m）	0	
最大落地空气质量浓度距源距离（m）	28		最大落地空气质量浓度距源距离（m）	28	

根据表 5.2-6、表 5.2-7 可知：

阿北 1JS 井场生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $0.000961\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.05%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 $9.61\text{E}-08\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0%。

LNG 撬装处理站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $0.073484\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大占标率 3.67%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 $2.04\text{E}-06\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.02%。

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（ $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）；硫化氢最大落地浓度均低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风 173m 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。

2）无组织排放汞

估算模式预测结果，见表 5.2-5，表 5.2-6。

表 5.2-8 LNG 撬装处理站无组织汞估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	LNG 撬装处理站	
	汞	
	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	2.68E-11	0.00
25	3.74E-11	0.00
28	3.82E-11	0.00
50	2.63E-11	0.00
75	2.20E-11	0.00
100	2.09E-11	0.00
125	2.00E-11	0.00
150	1.91E-11	0.00
175	1.83E-11	0.00
300	1.48E-11	0.00
500	1.09E-11	0.00
1000	6.76E-12	0.00
1500	5.07E-12	0.00
2200	3.69E-12	0.00
2500	3.28E-12	0.00
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	3.82E-11	0.00
D10%最远距离 (m)	0	
最大落地空气质量浓度距源距离 (m)	28	

表 5.2-9 阿北 1JS 井场无组织汞估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	LNG 撬装处理站	
	汞	
	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	3.96E-10	0.00
25	4.36E-10	0.00
50	5.62E-10	0.00
75	6.88E-10	0.00
100	7.35E-10	0.00
125	7.76E-10	0.00
150	7.98E-10	0.00

173	8.04E-10	0.00
175	8.04E-10	0.00
300	7.33E-10	0.00
500	5.70E-10	0.00
1000	3.64E-10	0.00
1500	2.75E-10	0.00
2200	2.02E-10	0.00
2500	1.80E-10	0.00
下风向最大地面空气质量浓度及占标率%	8.04E-10	0.00
D10%最远距离（m）	0	
最大落地空气质量浓度距源距离（m）	173	

根据表 5.2-8、表 5.2-9 可知：

阿北 1JS 井场生产过程中无组织排放的汞最大地面浓度点预测浓度 8.04E-10mg/m³，最大占标率 0.00%；LNG 撬装处理站生产过程中无组织排放的汞最大地面浓度点预测浓度 3.82E-11mg/m³，最大占标率 0.00%。

本项目正常工况下排放的汞下风向最大落地浓度均远低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）附录 A 中参考浓度限值要求（0.3μg/m³），无组织排放的汞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

本项目 LNG 撬装站进站管线非正常工况下泄露，按照两口井最大日产气量 17×10⁴m³/d，泄露时间按 0.5h 计，事故状态大管线最大泄漏量为 3542m³，根据原料气组分数据，区块天然气中汞含量为 1 μg/m³，故泄露的天然气中汞的泄漏量为 3.54×10⁻⁹t，排放速率 7.08×10⁻⁶kg/h。

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，LNG 撬装站进站，泄露废气中汞的最大落地浓度为 2.89×10⁻⁶mg/m³，占标率为

0.96%。

由以上分析可知，由于本项目原料气汞含量较低，为 $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，事故状态下排放对环境空气影响较小，但仍建议做好定期巡检工作，确保井场、站场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.2.4 大气环境影响小结

本项目撬装站燃气导热油炉采用清洁能源天然气为燃料，燃烧烟气中颗粒物、 NO_x 、 SO_2 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气通过 8m 排气筒排放。根据预测结果可知，2 台燃气导热油炉颗粒物、氮氧化物、二氧化硫下风向最大落地浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，正常工况下各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

本项目油气开采、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、硫化氢、汞的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢、汞满足标准限值要求。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》 $2000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准；硫化氢下风向最大落地浓度均远低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；无组织排放汞下风向最大落地浓度均远低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）附录 A 中参考浓度限值要求（ $0.3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

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。

5.2.2.5 大气污染物核算

本项目运营期大气污染物排放量，见表 5.2-7。

表 5.2-7 本项目大气污染物排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量（t/a）
			标准名称	浓度限值（ mg/m^3 ）	
燃气	颗粒物	采用低氮燃	《锅炉大气污染物排放	20	0.26

导热油炉	SO ₂	烧技术，废气经 8m 高排气筒排放。	标准》（GB13271-2014）	50	0.74
	NO _x			200	2.92
井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施。	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m ³	1.518
	硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准的厂界标准限值	厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m ³	4.14×10 ⁻⁵
	汞		《大气污染物综合污染物排放标准》（GB16297-1996）	0.0012mg/m ³	1.63×10 ⁻⁸

5.2.2.6 建设项目大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表，见表 5.2-8。

表 5.2-8 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 ☐		二级 ☒			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、汞) 特征污染物 (NMHC、汞)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2022) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子 (SO ₂ 、NO _x 、NMHC、H ₂ S、汞)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率≤100% ☒					C _{本工程} 最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10% ☐				C _{本工程} 最大占标率>10% ☐		
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30% ☐				C _{本工程} 最大占标率>30% ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率≤100% ☐			c _{非正常} 占标率>100% ☐		
保证率日平均浓度和年平均	C _{叠加} 达标 ☐					C _{叠加} 不达标 ☐			

	浓度叠加值				
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\% \square$			$k > -20\% \square$
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（）		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☐	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢、汞）		监测点位数（2）	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境保护距离	距厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.74) t/a	NO _x : (2.92) t/a	颗粒物: (0.26) t/a	VOCs: (1.518) t/a 汞: (1.63×10 ⁻⁸) t/a 硫化氢: (4.14×10 ⁻⁵) t/a

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。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 区域水文地质条件

5.3.1.1 地下水形成的自然条件

本项目所在区域属于喀什噶尔河流域。流域地处欧亚“山”字型构造前弧东翼与南部昆仑山帕米尔“歹”字型构造头部的复合单元，包含西南天山、西昆仑山、喀喇昆仑山和塔里木盆地等构造地貌单元。在喜马拉雅运动作用下，天山、昆仑山区老构造运动急剧隆起，在南北向主压应力作用下，形成以近东西向为主的南天山构造格局和西昆仑、喀喇昆仑弧形构造。以升降运动为主的新构造运动在喀什地区有强烈的表现，体现在喀喇昆仑山和昆仑山大幅度抬升，塔里木盆地西南缘相应下降。

喀什噶尔河流域总体地形地貌、地表径流特征和平原区的地下水系统特征，特别是补给、径流、排泄等条件和表现形式，主要受其地质构造的控制影响。地下水循环机理与重要的控水构造密切相关，流动水体与地质系统在长历史周期和大空间尺度的相互运动和相互作用中，造就了各异的水循环路径和规律。研究区的地下水特征与对其赋存的地质系统具有直接关系。

5.3.1.2 地下水埋藏条件及富水性

区域地下水埋藏条件可分为基岩裂隙水和碎屑岩裂隙孔隙水、松散岩类孔隙水。

（1）基岩裂隙水

流域山区沟谷发育，植被稀少，易形成地表径流，地下水资源则相对贫乏。基岩裂隙水分布于流域北部、西部、南部高山、中山区，少量分布于中低山丘陵区。主要含水介质为岩体表部风化卸荷带，渗透性较差，单泉流量 0.1~1L/s，径流模数一般 1~3L/s·km²，属弱富水区。地下水流动方向总体上表现为垂直主河道径流，最终进入到主河道，顺沟谷向下游排泄。地下水主要接受大气降水、高山融雪水等入渗补给，季节变动明显，6~9 月的洪水季节一般为地下水丰水期，10 月~次年 3 月一般为地下水枯水期。

（2）碎屑岩裂隙孔隙水

主要分布于流域北部、西部和南部中低山丘陵区。含水介质为钙质粉砂岩、钙质粉砂质细砂岩、钙质粗-中粒岩屑砂岩等的裂隙孔隙，含有大量的石膏等盐类矿

物。单泉流量 $<1\text{L/s}$ ，径流模数一般 $1\sim 3\text{L/s}\cdot\text{km}^2$ ，属弱富水区。地下水主要接受侧向径流、河流入渗等补给，地下水流动方向受地形控制，以库木塔格背斜为界，以北区域地下水总体上从北、西、南向中部汇流最终由西向东径流；以南区域地下水总体上从北、西、南向中部汇流最终由西向东径流。地下水排泄主要以蒸发方式排泄，少量通过侧向径流排泄。地下水动态受大气降水影响较大，6~9 月的洪水季节一般为地下水丰水期，10 月~次年 3 月一般为地下水枯水期。

（3）松散岩类孔隙水

①潜水赋存与分布特征

1) 山前冲洪积砾质平原区：地下水为第四系松散岩类孔隙水，分布在西部的克孜河、乌鲁阿特小河及南部的库山河、盖孜河山前冲洪积扇区，为单一结构潜水。含水层岩性为中—上更新统砂砾石、卵砾石，由扇顶至扇缘，含水层颗粒逐渐变小，含水层厚度 $>100\text{m}$ ，地下水水位埋深呈现出由山前向平原区逐渐变小的趋势。

2) 洪积细土平原区：地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，含水层结构为上层潜水、下层为多层承压水的多层结构。

a 潜水：分布在克孜河流域的穷布斯-阔恰一带，含水层岩性以砂砾石、卵砾石为主，含水层厚度 $>30\text{m}$ 。乌帕尔—布拉克苏—阿克陶县城一线附近，以粗颗粒的砂砾石、卵砾石为主，下游颗粒逐渐变细为粗砂、细粉砂层，至小草湖一带为粉细砂、粉土。含水层厚度上游厚下游薄，一般 $<20\text{m}$ ，水位埋深大致由西向东变浅，富水性由上游向下游逐渐变弱。

b 多层结构承压水：200m 深度内，分布有相对稳定的两层隔水层，岩性为弱透水的粉土、粉质粘土。含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒由上游向下游逐渐变细，砂含量逐渐增多；含水层单层厚度 30~60m，总厚度60~120m。

3) 沙漠区：在英吉沙县、岳普湖县及伽师县的东部，分布有布古里沙漠、托乎拉克沙漠。地下水类型为潜水，地表为第四系全新统风积层，岩性以粉砂、细砂为主。主要接受上游区地下水的侧向补给，地下水径流极为缓慢，地下水埋深较大。

②含水层(组)的划分及其富水性

1) 潜水强富水区($5\leq q<10\text{L/sm}$)

分布于山前洪积倾斜平原，含水层岩性主要为卵石、砾石，富水性好。单位涌水量 $3\sim 30\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，单井涌水量可达 $150\sim 200\text{m}^3/\text{h}$ ，厚度巨大。

2) 潜水—承压水强富水区($5\leq q<10\text{L/sm}$)

分布于克孜勒河流域冲积平原，含水层主要为中粗砂、中细砂，具多层结构。潜水底板埋深在 $70\sim 90\text{m}$ ，其下为 $3\sim 5\text{m}$ 厚度的粉质粘土隔水层，下部为承压含水层。

3) 潜水—承压水中等富水区($1\leq q<5\text{L/sm}$)

分布于克孜勒河流域冲积平原下部，含水层主要由粉细砂、细砂组成。上部潜水底板埋深在 $50\sim 60\text{m}$ ，下部为承压含水层。沿河径流方向，含水层富水性渐减弱，垂直于河流径流方向，含水层富水性变化不大，仅在近河处富水性稍强。

5.3.1.3 地下水的补给、径流和排泄条件

流域水资源形成于山区，消耗于平原区。由于低山丘陵区构造发育，阻碍了山区基岩裂隙水直接进入山前平原区，加之平原区降水量很小，难以构成有效的地下水补给源。因此，平原区地下水资源主要由地表水转化补给而成，只是在不同的地貌部位，由于地貌、构造以及水系分布、渠系布局，导致地表水转化补给形成地下水的形式、水源有所差异，补给强度从山前冲洪积倾斜平原向北部细土平原逐渐减弱。

山前冲洪积倾斜砾质平原：河流出山口后流进冲洪积戈壁砾石带，在冲洪积扇的扇顶部位，河水入渗条件好，大量河水渗失补给地下水，一些小河甚至在此带内全部渗入地下。另外，出山口附近河床的地下潜流的侧向补给和低山丘陵暴雨洪流入渗补给也是砾质平原区重要的补给源。地下水径流强烈，以水平运动为主，水力坡度 $5\%\sim 7\%$ ，渗透系数 $50\sim 70\text{m/d}$ ，地下水排泄为侧向径流出区。

冲洪积细土平原：中上部以垂直入渗和侧向水平径流为主要补给源，由于地势平坦、含水层颗粒组成变细，水平径流条件变差，潜水位明显抬升，大部分埋深 $1\sim 6\text{m}$ 内，河道入渗已不如前区明显，河道在汛期入渗补给地下水而枯水期则地下水补给河水，在河床两侧形成狭长的水分交替活跃带。由于农业灌溉的分布，河道、渠道、水库等地表水体的入渗成为细土平原主要的垂直补给源，细土平原水平方向上主要接受上游区侧向径流补给，同时也接受一部分承压水越流补给。地下水径流方向基本与地形坡度一致，并与地表水流向有密切关系，由西南

向东北径流，由各河流出口山口位置向盆地中心汇流，后向东经伽师县流向巴楚。潜水除少部分以冲沟泉流、排水渠方式排泄或侧向径流补给下游区外，大部分耗于蒸发，因此本区潜水水质矿化度稍高。而承压水主要消耗于人工开采及向下游径流排泄。

5.3.1.4 地下水化学特征

山前倾斜平原至细土平原上部，由于地表水($\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}$ 型水)大量渗失补给地下水，且地下水径流条件好，水文地球化学作用以淋溶和迁移为主，水化学类型一般为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度一般 $<0.4\text{g/L}$ ；到细土平原中部，随着径流途径的加长，地下水中淋溶的易溶盐成分含量逐渐增多，加之强烈的蒸发作用和离子交换作用，使水中淋溶的 Ca 、 HCO_3 大多被析出，硫酸盐、 Mg 等大量富集，以及北部山前区新近系岩土中的硫酸盐淋溶作用，导致水化学类型逐渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型或 $\text{SO}_4\text{-Ca}$ 型。矿化度逐渐变为 $1\sim3\text{g/L}$ ，至细土平原区矿化度达 $3\sim5\text{g/L}$ 。

整体来看，平原区上中游，即阿克陶县以北、疏勒县以南、英尔力克向东伸至牙甫泉、罕南力克北至皮拉勒到西北的伯什克然木延伸至阿图什西南部山前，这一线以西多有矿化度较低的潜水，矿化度为 $1\sim2\text{g/L}$ 或小于 1g/L ，适合生活饮用和灌溉。这一线以东平原区下游，分布的潜水矿化度较高，多为 $2\sim5\text{g/L}$ ，甚至大于 5g/L ，不适合生活饮用或灌溉。

5.3.1.5 地下水动态

流域地下水主要呈典型的灌溉开采型动态类型，地下水水位1月份最高，受灌水制度的影响，每年3~4月份为地下水集中开采期，4~5月水位达到最低，随后开始逐渐恢复，到9~10月，为第二个集中开采期，开采强度相对3、4月份小，在水位上表现出继续下降的趋势，11月水位达到最低值，随后开始恢复，此为一个完整的周期。部分县由于地下水开采量过大，使得含水层地下水得不到及时补充恢复，随即又开始下一个开采周期，继而引起地下水位的持续下降。

5.3.2 评价区及场地水文地质条件

5.3.2.1 地下水的形成条件

气田井区以北为典型的高山半湿润寒温带气候，气田区为低山丘陵地带。北

部山区地表水出山后入渗和当地的降水入渗是项目区的地下水补给来源之一。

井区东部约 10km 处为恰克马克河。恰克马克河发源于乌恰县境内的阿克套山苏约克河,转东南而下,在中段与图尤噶尔特河汇合后,即为恰克马克河。河流多年平均流量为 $1.596 \times 10^8 \text{m}^3$,河水的补给来源,主要是夏秋季的降水和春末的融雪水,同时也有地下水的补给作用,河水枯水期的最小流量和丰水期流量中的一部分,都是接受河流两侧地下水补给的结果。评价区水文地质图,见图 5.3-1。

图 5.3-1 评价区水文地质图

5.3.2.2 地层岩性

根据工程勘察报告，本项目场地地层在勘探深度内，从上至下由第四系冲洪积角砾、新近系砂质泥岩组成，根据土层特征及力学强度可划分二层，各土层岩性特征描述如下：

①角砾：杂色，中密，干～稍湿，硬质岩碎屑为骨架，母岩成分主要由砂岩、花岗岩、石英岩等，呈棱角状，夹少量块石，中粗砂、砾砂充填。

②砂质泥岩：浅黄色～棕褐色，中风化，泥质结构，层状构造，属较软岩，岩芯呈短柱状，夹砂岩薄层，呈互层中厚层状，顶部为薄层强风化。该层未揭穿，最大揭露厚度 11.5m。

5.3.2.3 地下水类型及富水性

评价区地下水类型根据赋存形式、含水介质、水理性质，可分为松散岩类孔隙水和碎屑岩裂隙孔隙层间水两大类型。

（1）松散岩类孔隙水

评价区内的松散岩类孔隙水主要是下更新统砾岩含水岩组。一般来说，上部松散，以含孔隙水为主，下部层位胶结较好，以含裂隙水为主，属于裂隙孔隙潜水类型。其富水性取决于所处的构造部位，胶结程度和补给条件等。

评价区内下更新统砾岩含水层处于中山地区，上部的松散层多被剥蚀，剩下胶结好的层位，含水性不均一。由于评价区两侧山势低矮，干燥少雨，又无常年性河流通过，北部山区基岩裂隙水也为第三系地层阻挡，仅靠夏季不定期的雨洪和有限的干沟潜流补给，致使其水储存最不大，北部及西部局部地段砂砾层不含水或不均匀含水，其水质普遍较差，矿化度一般在 1-3g/L。以 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Mg} \cdot \text{Na}$ 或 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}(\text{Ca})$ 型水为主。

根据现有资料分析，评价区内的第四系沉积物基本不含水或含少量水，地下水埋深浅数十米，其水质较差，不适于开发利用。另一方面，大部分地区，地下水位以上，降水入渗后被包气带地层阻隔，短期内形成局部上层滞水，地下水或以毛细水、结合水形式存在，正是这些主要接受少量、不定期降水补给的少量重力水、毛细水甚至结合水的存在，成为当地植被得以维系的前提和关键。

（2）碎屑岩类孔隙-裂隙水

评价区内碎屑岩类孔隙-裂隙水的含水层主要为白垩系、老古近系—新近系

砾岩、砂岩类及部分泥质灰岩组成，主要分布于评价区东部和南部，所处地貌部位为中高山的斜坡，岩层无植被覆盖，大气降水易于流失，因此，单泉流量一般小于0.1L/s，富水性较差，水质极差。矿化度大于3g/L，多为Cl—Na及Cl•SO₄—Na型水，无供水意义。

5.3.2.4 地下水补给、径流、排泄条件

项目区内地下水的补给、径流、排泄主要受地形、地貌、地层岩性、构造、气象、水文等诸多因素综合影响，总体而言：评价区地下水补给来源较少，北部及东部山区为区内地下水的形成区，主要接受大气降水、暴雨洪流垂直入渗补给和山区地下水的侧向径流补给，由西北向东南径流；东南部山前冲洪积平原为地下水的主要径流区，主要接受北部山前带的泉水、暴雨洪流垂直入渗补给和沟谷潜流侧向补给，径流条件较好，水力坡度约5‰；再往东南方向为地下水的径流、排泄区，地下水的径流条件变差，主要通过地表河流流出区域。评价区没有地下水开采活动，且潜水埋深一般大于20m，潜水蒸发可忽略不计，故区内地下水排泄主要通过侧向径流排泄。

（1）松散岩类孔隙水的补径排条件

①补给

地下水的补给主要为大气降水补给、暴雨洪流补给、侧向径流补给。评价区北部的中高山地地夏季降雨更多，雨洪的泻下渗入更显重要。

②径流

评价区地下水水力坡度在5‰左右，洪积扇北侧地下水在接受北部山区地下径流侧向补给后，地下水向东南径流。

③排泄

排泄方式主要有泉水排泄，地下水侧向径流排泄。

其中泉水排泄是由于南部为新近系地层阻挡，大部分以泉水形式排泄，泉水排泄主要集中在洼地东南部沟口附近；地下水侧向径流排泄主要为向东南部排泄。

（2）碎屑岩裂隙孔隙层间水的补径排

区内中、低山地带的碎屑岩裂隙孔隙层间水，3~4月，主要补给来源乃是冬季10~25cm的积雪融化水，如考虑到强烈的蒸发作用，其补给量是很少的。5~8月大气降水多以暴雨形式降落，约占年降水量150~200mm的60~70%，往往形成

洪流从地表排走，对补给基岩区碎屑岩类裂隙孔隙水极为不利。因此，这些地区的碎屑岩类裂隙孔隙地下水的富水性较弱。一般来说，山区地下水的径流多是沿裂隙、断裂带经短途径流，于沟谷坡脚以泉水形式排入河水，或以暗流泄入沟谷第四系松散含水层。在山前与第四系松散层及中新生界碎屑岩接触的地段，直接泄入山前松散层潜水含水层和碎屑岩裂隙孔隙层间含水层。

由于项目区南部红层裂隙孔隙层间水的含水层主要是细砂岩和粉细砂岩，粒度细，基岩裂隙水或侏罗系裂隙孔隙层间水的直接泄入量不会太多；受地貌影响，红层多组成缓倾斜的背斜构造，春季融雪水及夏季降雨的渗入难以进行，尤其在研究区内的低山地带，这方面的补给就更微弱。红层层间承压水的径流，比其他类型地下水径流途径要长，运动缓慢，动态比较稳定，其排泄主要以泉的形式泄入河谷中。这些泉主要分布在横穿含水层的较深的沟谷内。

5.3.2.5 地下水化学特征

区内地下水的水化学是在复杂的自然条件下形成与演变的，从水化学特征来看，其形成是与地下水的补给、径流、排泄，含水介质的岩性及气象条件息息相关。在某种程度上，区内大面积分布的中新生代红层对区内水化学的形成，起着重要的作用。山区基岩地下水的水化学是属于溶滤盐分矿化过程，平原及谷地地下水属蒸发浓缩盐分积聚的矿化过程。区内海拔 3200m 以下的中低山则是氯化物的富集带。

区内碎屑岩裂隙空隙层间水分布较多的是中新生界的红层裂隙孔隙层间水，盐分含量较高，矿化度为 3~10g/L，以 SO_4 型水为主，在贫水的含水层中，为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{—Na}$ 型水。项目区北部有少量侏罗统的一般碎屑岩类孔隙裂隙层间水，水质较差，其矿化度为 1~2.5g/L，氯化物及硫酸盐超过要求指标。水化学类型比较复杂，主要为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl—Na}$ 型水或 $\text{Cl} \cdot \text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{—Na}$ 型水。

5.3.2.6 地下水化学特征

地下水的动态主要有径流型、入渗径流型等动态特征。

根据区域资料，评价区内松散岩类孔隙水地下水水位变化较小，地下水动态类型多属于径流型或水文-径流型。每年的 6~8 月份为地下水位高水位期，主要为进入 6 月份后随着气温的升高，随着山区来水量增加，地表水补给地下水的水量也随之增加，地下水水位缓慢上升。地下水低水位期主要出现在每年的 2 月，

由于河流水量的减少，地下水的补给量减少，地下水水位下降。地下水位变幅一般都较小，小于1.0m。

碎屑岩类孔隙裂隙水地下水动态类型为入渗（越流）—径流型，其高水位、低水位滞后于孔隙潜水，水位变化平缓，水位变化幅度一般不大。

5.3.2.7 地下水污染源调查

评价范围内除气田已钻单井站场外，无其他工业企业及居民区分布。已钻井各类废水不外排，正常工况下，不会有泄漏情况发生，也不会对地下水环境造成影响。

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，本项目施工期的生产废水和生活污水不外排，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

本项目管道在敷设过程中，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。

本项目管顶埋深为1.2m，根据调查，在管线沿线区域地下水埋深很深，大于20m，本项目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，本项目在施工过程中，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，输运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，本项目运营期废水主要为采出水、生活污水。本项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水外运，生活污水进入专用污水罐，拉运处置。本项目的生产废水和生活污水不外排，不会对地下水环境产生影响。

本项目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制结构，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 设计地下水污染防渗措施的建设项目，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，本项目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。

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；集输管线和污水罐运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂、污水罐泄露等，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，会通过越流进入潜水含水层，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）集输管线泄露影响预测

①预测情景

根据工程分析，输送管线正常工况不会对地下水造成影响，但在事故工况下可能会对地下水造成污染，对潜水含水层有潜在风险。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于污染物的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。本项目井口采出物经加热节流后无采出水，根据项目特点，主要考虑集输管线泄露后，天然气中的汞进入到包气带，并通过包气带土壤全部入渗到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

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

②预测方法

本项目地下水环境影响评价等级为三级，按照导则要求，可采用解析法和类比法进行分析，本次评价结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，采用地下水溶质运移解析法进行预测评价。

③预测模型

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

由于收集及调查的水文地质资料有限，因此在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计，主要原因有：

①地下水中污染物运移过程十分复杂，不仅受对流、弥散作用的影响，同时受到物理、化学、微生物作用的影响，这些作用通常在一定程度上造成污染物浓度的衰减；而且目前对这些反应参数的确定还没有较为确定的方法。

②此方法作为保守性估计，即假定污染质在地下运移过程中，不与含水层介质发生作用或反应，这样的污染质通常被称为是保守型污染质，计算按保守性计算，可估计污染源最大程度上对地下水水质的影响。

③保守计算符合工程设计的理念。

项目区的地下水主要是从西北向东南方向流动，预测情景下，污染物在潜水含水层中的迁移，可概化为二维瞬时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中

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

式中：x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C(x, y, t)——t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M——含水层厚度，m；

m_t ——单位时间内污染物的质量，kg/d；

m_M ——瞬时注入污染物的质量，kg；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T ——横向弥散系数， m^2/d ；

π ——圆周率；

erfc () ——余误差函数；

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；(可查《地下水动力学》获得)；

$W(u^2 t / 4D_L, \beta)$ ——第一类越流系统井函数(可查《地下水动力学》获得)。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。具体见表 5.3-1。

表 5.3-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.38m/d	地下水的平均实际流速 $u = KI / n$ ，评价区内含水层岩性为砂砾，根据《水文地质手册》表 2-3-8，卵石、砾石、粗砂、具溶洞的灰岩的渗透系数为大于 10m/d，结合区内历史抽水试验成果，渗透系数为 16.5m/d，本次取 16.5m/d；根据水文地质资料，区内地下水水力坡度约 5‰。
2	D_L	纵向弥散系	$3.8m^2/d$	$D_L = \alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效

		数		应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合项目区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录C中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取10。
3	D_T	横向弥散系数	$0.38\text{m}^2/\text{d}$	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（ D_T/D_L ）一般为0.1，则横向弥散系数为 $0.38\text{m}^2/\text{d}$ 。
4	n	有效孔隙度	21.6%	依据《水文地质手册》中表2-3-2，砾石孔隙度为0.27，而根据以往生产中经验，有效孔隙度一般比孔隙度小10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.27 \times 0.8=0.216$ 。
5	M	含水层厚度	1m	含水层厚度按1m进行预测。
6	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
7	mM	瞬时注入污染物的质量	根据工程分析非正常工况污染源计算，计算汞的泄漏量为 $3.54 \times 10^{-6}\text{kg}$ 。考虑最不利情况，按照汞全部进入到含水层中计算。	

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，汞在预测情景下，不同天数（100天、1000天、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况见图5.5-5。

图5.3-2 发生泄露后污染物浓度变化趋势图（100d）

图5.3-3 发生泄露后污染物浓度变化趋势图（1000d）

图5.3-4 发生泄露后污染物浓度变化趋势图（3650d）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，汞在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，汞浓度在预测100d、1000d、3650d时均未超标，故在处理及时的瞬时泄露情境下对该地区地下水影响较小。

（3）污水罐泄露影响预测

①预测情景

本项目设置 1 座生活污水罐，项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，井口产生的采出水进入采出水罐，外运处置。本次对污水罐泄漏可能对地下水含水层产生的影响进行预测。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。根据《多孔介质污染物迁移动力学》（王洪涛，2008 年 3 月），一维短时泄露点源预测模型的计算公式如下：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

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

④预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。具体见前文表 5.3-1。

⑤预测因子

根据地下水导则中 9.5 中关于预测因子的要求，本次评价根据工程分析中废水污染源，本项目废水中主要污染物为生活污水中的 COD、NH₃-N、总磷、总氮等，及采出水中的氯离子、溶解性总固体等，均为“其他类别污染物”。考虑最不利情况下废水泄露，对各项因子在各类废水中的最大浓度采用标准指数法进行排序，取标准指数最大的因子（氯离子）作为预测因子，将氯离子>250mg/L 浓度定为超标范围，>检出限 2mg/L 的浓度定为影响范围，泄露浓度取 77300mg/L。

表 5.3-2 本项目污水罐主要污染物浓度及等标污染负荷值

污染因子	生活污水罐				采出水罐	
	COD	氨氮	总氮	总磷	氯化物	溶解性总固体
C _i (mg/L)	460	52.2	71.2	4.27	77300	129000
S _i (mg/L)	3	0.5	1	0.2	250	1000
P _i	153.3	104.4	71.2	21.35	309	129
备注	生活污水中 COD、氨氮、总磷、总氮的污染物浓度参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中浓度。				前期节流后不产生采出水，后期产生。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，氯离子在预测情景下，泄露后不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.3-3、表 5.3-4，图 5.3-5。

表 5.3-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)
0	82.800	0	0.005	0	0.000
20	264.000	100	0.491	200	0.000
40	437.000	200	12.200	400	0.000
60	398.000	300	79.100	600	0.001
76	245.000	400	134.000	800	0.112
100	60.200	500	60.200	1000	4.080

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)
120	10.200	600	7.13	1200	35.000
135	1.890	641	2.030	1400	70.500
160	0.058	700	0.224	1600	33.400
180	0.002	800	0.002	1800	3.720
200	0.000	900	0.000	2000	0.098

表 5.3-4 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内居民 饮用水井
氯离子	100d	76	135	无
	1000d	0	641	无
	3650d	0	0	无

图 5.3-5 发生泄露后污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，氯离子在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。氯离子浓度在预测100d、1000d、3650d时超标距离约76m、0m、0m，在此距离内无地下水保护目标，故在处理及时的短时泄露预测情境下对该地区地下水影响属可接受范围。

5.3.4.3 小结

正常状况下，各站场内采气树、集输管线、污水罐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，可避免污染物泄露而对地下水产生污染影响。在非正常状况下，泄露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。

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

5.3.5 退役期水环境影响分析

当气井开发接近尾声时，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 地下水环境评价结论

(1) 在正常情况下，本项目产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

(2) 非正常情况下，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位

对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，在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝设备、储罐事故性排放点源的存在，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目建设、生产运行对周边及下游地下水环境的影响是可以接受的。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

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

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，本项目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，本项目在运输、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)）。工程区 2km 内无居民，本项目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 LNG 撬装处理站设备的运转噪声，噪声源强调查，见表 5.4-2。

表 5.4-2 采出液均衡增压一体化装置噪声源强调查清单（室外声源）

声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（任选一种）		声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	（声压级/距声源距离）/ （dB(A)/m）	声功率级 /dB(A)		
胺液循环泵	—				—	75	隔声、吸声、减震	昼间、夜间
空冷器	—				—	85	隔声、吸声、减震	昼间、夜间
脱水空冷器	—				—	75	隔声、吸声、减震	昼间、夜间
液化装置制冷剂压缩机	—				—	85	隔声、吸声、减震	昼间、夜间
丙烷预冷压缩机	—				—	85	隔声、吸声、减震	昼间、夜间
空气压缩机	—				—	85	隔声、吸声、减震	昼间、夜间

注：表中坐标以厂界中心（）为坐标原点，正东向为 X 轴正方向，正北向为 Y 轴正方向。

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

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

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

本项目主要为室外声源，根据室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式。

本项目预测条件概化如下：

(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、风及地面其它效应等引起的衰减，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 厂界噪声预测结果与达标分析表

预测方位	最大值点空间相对位置 /m			时段	贡献值 (dB(A))	标准限值 (dB(A))	达标情况
	X	Y	Z				
东侧				昼间	46	60	达标
				夜间	46	50	达标
南侧				昼间	35.6	60	达标
				夜间	35.6	50	达标
西侧				昼间	39.8	60	达标
				夜间	39.8	50	达标
北侧				昼间	31.8	60	达标
				夜间	31.8	50	达标

本项目噪声预测结果显示：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 声环境影响评价小结

通过类比分析可知，本项目施工期昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区 200m 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。

本项目运营期间的噪声源主要为 LNG 撬装处理站站内设备，噪声预测结果可知显示：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。不会对周围声环境产生影响。

5.4.4 声环境影响自查表

本项目声环境影响自查表，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 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	200 m ☒		大于 200 m ☐		小于 200 m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		国外标准 ☐	
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☒		中期 ☐	远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	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 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 ☒				其他 ☐	
	预测范围	200m ☒		大于 200 m ☐		小于 200 m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒			不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐			不达标 ☐		
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 ☒	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（/）			监测点位数（/）		无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					

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

本项目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。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置；临时施工营地生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置；本项目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

本项目运营期产生的固体废物主要为：井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。井下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处置资质单位处置；废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的，具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置；废防渗材料、分离器检修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；废分子筛、废脱汞剂、废活性炭均不在厂区储存，由厂家定期回收；生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

5.5.2.1 危废收集过程影响分析

本项目运营期产生的危险废物暂存于阿克莫木天然气处理厂危废暂存间，严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

5.5.2.2 危废运输过程影响分析

本项目运营期产生的危险废物委托有危险废物运输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《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

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 小结

本项目施工期固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置；临时施工营地生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置；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：井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。

井下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处置资质单位处置；废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的，具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置；废防渗材料、分离器检修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；废分子筛、废脱汞剂、废活性炭均不在厂区储存，由厂家定期回收；生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

本项目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。本项目评价区域内土壤类型主要是棕漠土，植被覆盖度较低，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

本项目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

本项目管线施工作业带宽12m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。本项目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

本项目为天然气开采项目，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，天然气泄露导致天然气中的汞通过大气沉降对土壤的影响。

5.6.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目运营期正常工况下，本项目采出水、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

本项目为干气藏，不含凝析油。本次土壤环境影响主要考虑运营期非正常工况下，集输管道以及站场设备事故状态下，天然气中的汞泄露，通过大气沉降对土壤的影响。

运营期本项目土壤影响类型与途径，见表 5.6-1；影响因子，见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	√	/	/	/
退役期后	/	/	/	/

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
站场、管线	/	大气沉降	汞	事故工况

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为大气污染物事故排放情况下对下风向土壤环境的影响，预测泄露天然气中汞通过大气沉降进入周边土壤中的累积影响程度。

(1) 土壤沉降

土壤预测模型使用《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录E提供的方法。

a) 单位质量土壤中某种物质的增量值，如下式：

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

式中： ΔS —单位质量表层土壤中污染物的增量，g/kg；

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中物质的输入量，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物质经径流排出的量，%；

ρ_b —表层土壤容重，kg/m³，类比同类型土壤，取1343kg/m³；

A —预测评价范围，m²，本项目根据土壤导则判定评价等级为二级，影响类型为污染影响型，调查范围为项目周边0.2km的矩形区域，评价范围面积为75300m²；

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 。

根据土壤导则，本项目涉及大气沉降影响，可不考虑输出量，因此上述公式可简化为如下：

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

b) 单位质量土壤中某种物质的预测值根据其增量叠加现状值进行计算，如下式：

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S_b —单位质量土壤中污染物的现状值， g/kg ；

S —单位质量土壤中污染物的预测值， g/kg 。

c) 表层土壤中某种物质的输入量计算（ I_s ），如下式：

$$I_s = C \times V \times T \times A$$

式中： C —污染物浓度， g/m^3 ；本次Hg最大落地浓度取值 $2.89 \times 10^{-6} mg/m^3$ ；

V —污染物沉降速率 m/s ；由于项目排放的重金属粒度较细，粒度小于 $1 \mu m$ ，沉降速率取值为 $0.1 cm/s$ （即 $0.001 m/s$ ）；

T —一年内污染物沉降时间， s ；取全年365天（每天24小时）连续排放沉降， $31536000 s$ ；

A —预测评价范围， m^2 。

预测结果见表 5.6-3~5.6-6。

表 5.6-3 5 年土壤中污染物累积量

表 5.6-4 10 年土壤中污染物累积量

表 5.6-5 20 年土壤中污染物累积量

表 5.6-6 30 年土壤中污染物累积量

由预测结果可知，由于本项目天然气中的汞含量较低，叠加背景值后预测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值和《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 $\text{pH}>7.5$ 所列标准，说明本项目的运行对周围土壤环境产生影响较小。

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

5.6.3 小结

综上，本项目为干气藏，不含凝析油，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，泄漏的天然气中汞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，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.4 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-7。

表 5.6-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		塔里木油田阿图什气藏恰探1井、阿北1JS井试采项目						备注
响 识 别	影响类型	污染影响□；生态影响型□；两种兼有☑						
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地☑						土地利用类型图
	占地规模	(3.07) 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☑；地面漫流□；垂直入渗□；地下水位□；其他□						
	全部污染物	石油烃、汞						
	特征因子	石油烃、汞						
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类□；II类☑；III类□；IV类☑；						站场属于II类项目，评价等级划分为二级；集输管线属于IV类项目，可不开展土壤环境影响评价工作。
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□；						
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□						
状 调 查 内 容	资料收集	a) ☑；b) ☑；c) ☑；d) ☑；						
	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	1	4	0-0.2m			
		柱状样点数	3	-	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						
评价因子	GB15618☑；GB36600☑；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、汞						
	预测方法	附录E☑；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，天然气中的汞泄露，通过大气沉降对土壤的影响。） 影响程度（较小）						
	预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) ☑ 不达标结论：a) □；b) □						
治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）						
	跟踪监测	层位	LNG撬装站外	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	-	-	0-3m			
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项目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

本项目实施过程中，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，评价提出防范措施。

6.1.2 生态保护措施

6.1.2.1 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）加强工程区的野生动物保护，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。

（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，由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12m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，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(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

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

3) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

（2）生态防护

1）管线施工范围应严格限制在12m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，切实提高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，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

（4）生态补偿

本工程占用天然牧草地，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，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（2）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

本工程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，仍是区域的景观模地。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，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

（2）在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，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

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

(1) 工程防治措施

1) 站场工程区

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

2) 管道工程区

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

(2) 水土保持管理措施

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

1) 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，避免加行开辟新路，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。

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拓路线，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）站场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 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。

6.1.2.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地为天然牧草地，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。

——施工机械在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，切实提高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项目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，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。

(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，本项目施工期采取的水污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

本项目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，使本项目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，首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置。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。施工营地生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

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，本项目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、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(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，切实提高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) 定时巡查站场、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) 站场、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

本项目运营期的废气排放源主要为燃气导热油炉燃烧烟气以及集输过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体排放。

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；硫化氢无组织排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目厂界二级标准要求；汞及其化合物的排放速率和排放浓度满足《大气污染物综合污染物排放标准》（GB16297-1996）表2新污染源大气污染物排放限值要求。

一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少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；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，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、硫化氢无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃、硫化氢每季度监测一次，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；硫化氢无组织排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目厂界二级标准要求。

（6）本项目加热炉采用高效的燃烧设施（低氮燃烧），燃烧废气通过 8m 排气筒排放。

（7）加热炉采用净化后的天然气为燃料，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。

（8）本项目脱碳装置放空酸气主要成为 CO_2 （90.67%）无法点燃，高点放空，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。

（9）温室气体管控：

1）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；

2）大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；

3）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；

4) 加强对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；

5) 加强气井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

6.2.3.1 采出水、生活污水

本项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）；

生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。

6.2.3.2 站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，本项目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，采出物中含少量汞；装置区涉及到脱汞处理，涉及到重金属汞；LNG为脱汞处理后的天然气，不考虑汞污染物；综合以上，根据工程布局及污染物特征，将天然气处理区、采出水处理相关区域划分为重点防渗区，生活区、LNG装车区、事故水池划分为一般防渗区、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，应加强管线和警戒标志的管理工作，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，本项目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。

本项目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

本项目运营期产生的固体废物主要为：井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。

6.2.5.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

（1）井下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处置资质单位处置。

(2) 废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的，具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。

(3) 废防渗材料、分离器检修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。

(4) 废分子筛、废脱汞剂、废活性炭均不在厂区储存，由厂家定期回收；

(5) 生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

(6) 加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(7) 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即定计划进行危废管理。

(8) 加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

(9) 加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(10) 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。本项目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，本项目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

结合本项目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，可有效的防止管线腐蚀穿孔，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《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤已级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测，在LNG撬装站外设置1个表层样监测点，每1年监测1次。

综上所述，正常情况下，本项目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

本项目施工期生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理；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) 正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成），经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回用，不外排。

2) 定期对站场、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。

3) 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 分区防治措施

对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。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（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 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		

一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s ， 或 参 照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性 有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，本项目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，采出物中含少量汞；装置区涉及到脱汞处理，涉及到重金属汞；LNG为脱汞处理后的天然气，不考虑汞污染物；综合以上，根据工程布局及污染物特征，将生产装置区、井口区、检修污水罐、放空区划分为重点防渗区，生活区、LNG装车区、事故水池划分为一般防渗区、简单防渗区。具体划分方案，见表6.2-4。分区防渗图见图6.2-1。

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点防渗区	生产装置区、井口区、检修污水罐、放空区	防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层的防渗性能，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。
一般防渗区	生活区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
	事故水池	
	LNG 装车区	
	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，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化。

图 6.2-1 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，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

(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 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 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

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）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，本项目地下水监测计划，见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

井号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
喀拉铁克村水井	项目区下游	孔隙潜水/ 单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每半年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬。
克孜勒阿根村水井	项目区上游				

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）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

（2）技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年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，并纳入到作业区应急预案中。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，本项目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，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 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，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）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：

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。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。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

1) 贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

2) 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。

3) 土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

(2) 站场生态恢复治理

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12m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) 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。

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，应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环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；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。经估算本项目环保投资 235 万元，占总投资的 1.85%。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，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理	2

	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	拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置	5
		生活垃圾	运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置	2
	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	本项目前期现场节流后无采出水产生，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划 2029 年建成）	20
		生活污水	经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。	10
	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
		燃气导热油炉	以净化后的天然气为燃料，采用低氮燃烧技术，燃烧烟气通过 8m 高烟囱排放	20
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备、基础减振、隔声等	10
	固废	废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣	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
		井下作业废液	井下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处置资质单位处置	20
		废分子筛、废脱汞剂、废活性炭	由厂家定期回收	20
	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			235	

6.4.2 环境效益

本项目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

本项目井口密封，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

本项目运营期废水包括采出水、生活污水，本项目前期现场节流后无采出水产生，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）；生活污水经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。

（3）固体废弃物

本项目运营期产生的固体废物主要为：井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。

井下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处置资质单位处置；废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的，具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置；废防渗材料、分离器检修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；废分子筛、废脱汞剂、废活性炭均不在厂区储存，由厂家定期回收；生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

（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。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，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大的削减。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，大大减低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。

本项目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复垦费。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。

本项目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。

本项目建设期短，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

本项目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，本项目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 12700.81 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

本项目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 235 万元，环境保护投资占总投资的 1.85%。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 2.5.4 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，本项目危险特性为 P4，大气敏感程度为 E3，大气环境风险潜势为 I；地下水敏感程度为 E2，地下水环境风险潜势为 II，由此判定本项目大气环境风险评价工作等级为简单分析，地下水环境风险评价工作等级为三级。

7.1.2 评价范围

地下水环境风险评价范围同本项目地下水评价范围。

7.2 风险调查

本项目为干气藏，不含凝析油。项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为天然气、硫化氢、LNG、乙烯、丙烷、汞，主要存在于 LNG 撬装站站内设备及集输管线内。涉及的风险主要为运行过程中站场及集输管线事故造成的天然气的泄漏。

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、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

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，筛选本项目环境风险评价因子主要为天然气、硫化氢、LNG、乙烯、丙烷、汞。

（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。其它组分如丙烷、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	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。 侵入途径：吸入。 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。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	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。 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。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。有害燃烧产物：一氧化碳。 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。			
泄漏应急处理	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。			
操作处	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作			

置与储存	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。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
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	其它有害作用：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	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			

（2）液化天然气

液化天然气常温常压下为气态，经压缩或冷却后为液态的丙烷、丁烷及其混合物。液化天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表，见表 7.4-2。

表 7.4-2 液化气理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化常数	中文名称	液化石油气		
	英文名称	Liquefied petroleum ges		
	别名	液化石油气；压凝汽油		
	主要成分	丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等	蒸汽压	<1380kP(37.8℃)
	分子量	-	闪点	-74℃
	外观与性状	无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味。	溶解性	不溶于水。
	相对密度	(水=1): 0.5~0.6 (空气=1): 1.5~2.0	稳定性	稳定
	爆炸极限	空气中 5~33% (体积)	引燃温度	426~537℃
	主要用途	用作石油化工的原料，也可用作燃料。		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体 燃烧与爆炸特性： 极易燃，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。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。			
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：本品有麻醉作用。 急性中毒：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。 慢性影响：长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及植物神经功能紊乱等。			
毒理学资料	毒性：IV，轻度危害。 急性毒性：LD50：无资料；LC50：无资料			
环境标准	职业接触限值： MAC(mg/m³): -- TWA(mg/m³): 1000 STEL(mg/m³): 1500			
泄漏应急	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建			

处理	议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。提供良好的自然通风条件。 呼吸系统防护：高浓度环境中，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其它防护：工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 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。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：给饮牛奶或用植物油洗胃和灌肠。就医。
灭火方法	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、卤素分开存放，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。

（3）硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

硫化氢的危险、有害特性详见表 7.4-3。

表 7.4-3 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值 (8h 加权平均值)。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。 5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康 (IDLH)，参见 (美国) 国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

(4) 丙烷

丙烷理化性质、危险危害特性及防护措施表，见表 7.4-4。

表 7.4-4 丙烷理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名：丙烷				危险货物编号：21011	
	英文名 propane				UN 编号：1978	
	分子式：C ₃ H ₈		分子量：44.10		CAS 号：74-98-6	
理化性质	外观与性状	无色气体，纯品无臭。				
	熔点（℃）	-187.6	相对密度(水=1)	0.58	相对密度(空气=1)	1.56
	沸点（℃）	-42.1	饱和蒸气压（kPa）		53.32/ -44.5℃	
	临界温度（℃）	96.8	临界压力（MPa）		4.25	
	溶解性	微溶液于水，溶液于乙醇、乙醚。				
毒性及健康危害	侵入途径	吸入。				
	毒性	LD ₅₀ ：LD ₅₀ 5800mg/kg(大鼠经口)；20000mg/kg(兔经皮) LC ₅₀ ：				
	健康危害	1%丙烷，对人无影响；10%以下的浓度，只引起轻度头晕；在较高浓度的丙烷、丁烷混合气体中毒时，有头痛、头晕、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、流涎、血压轻度降低、脉缓、神经反射减弱、无病理反射；严重者出现麻醉状态、意识丧失；有的发生继发性肺炎。液态丙烷可致皮肤冻伤。				
	急救方法	脱去并隔离被污染的衣服和鞋。接触液化气体，接触部位用温水浸泡复温。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	燃烧分解物		一氧化碳、二氧化碳。	
	闪点(℃)	-104	爆炸上限（v%）		9.5	
	引燃温度(℃)	450	爆炸下限（v%）		2.1	
	建规火险分级	甲	稳定性	稳定	聚合危害	不能出现
	禁忌物	强氧化剂、卤素。				
	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。液体能腐蚀某些塑				

		料、涂料和橡胶。能积聚静电，引燃其蒸气。
	储运条件与泄漏处理	储运条件： 储存于阴凉、通风良好的仓间内。远离火种、热源；防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、氧化剂等分开存放。搬运时应轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。 泄漏处理： 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、干粉、二氧化碳。如果该物质或被污染的流体进入水路，通知有潜在水体污染的下游用户，通知地方卫生、消防官员和污染控制部门。在安全防爆距离以外，使用雾状水冷却暴露的容器。如果容器遇明火或长时间暴露于高温下，立即撤离到安全区域。

(5) 乙烯

液化乙烯理化性质、危险危害特性表，见表 7.4-5。

表 7.4-5 液化乙烯的理化性质及危险特性及防护措施表

标识	中文名：乙烯[液化的]；液化乙烯				危险货物编号：21017	
	英文名 ethylene, refrigerated liquid				UN 编号：1038	
	分子式：C ₂ H ₄		分子量：28.06		CAS 号：74-85-1	
理化性质	外观与性状	无色液化气体，略具烃类特有的臭味。				
	熔点（℃）	-169.4	相对密度(水=1)	0.61	相对密度(空气=1)	0.98
	沸点（℃）	-103.9	饱和蒸气压（kPa）		4083.4/0℃	
	溶解性	不溶于水，微溶于乙醇、酮、苯，溶于醚。				
毒性及	侵入途径	吸入。				
	毒性	LD ₅₀ ： LC ₅₀ ：95000ppm(小鼠吸入)				

健康危害	健康危害	具有较强的麻醉作用。		
	急救方法	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	燃烧分解物	一氧化碳、二氧化碳。
	闪点(℃)	-136	爆炸上限 (v%)	36.0
	引燃温度(℃)	425	爆炸下限 (v%)	2.7
	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。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。		
	储运条件与泄漏处理	储运条件： 储存于阴凉、通风良好的仓间内。远离火种、热源；防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、氧化剂等分开存放。搬运时应轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。 泄漏处理： 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		

(6) 汞

汞理化性质、危险危害特性表，见表 7.4-6。

表 7.4-6 汞的理化性质及危险特性及防护措施表

理化性质	CAS 号	7439-97-6		
	中文名称	汞、水银		
	英文名称	mercury		
	分子式	Hg	外观与性状	纯品为银白色液态金属，在常温下可挥发。
	分子量	200.59	饱和蒸汽压	0.31kPa/126.2℃
	沸点	356.9℃	闪点	无意义
	熔点	-38.9℃	溶解性	不溶于水、盐酸、稀硫酸，

				溶于浓硝酸，易溶于王水及浓硫酸
	密度	相对密度（水=1）13.5℃； 相对密度（空气=1）7.0	稳定性	禁配物：氯酸盐、硝酸盐、硫酸
	爆炸极限	无意义	引燃温度	无意义
	临界温度（℃）	>1550	临界压力（MPa）	>20.26
	主要用途	用于制造汞盐，也用于仪表工业		
危险特性	侵入途径：吸入 健康危害：短期内大量吸入汞蒸气后引起急性中毒，病人有头痛、头晕、乏力、多梦、睡眠障碍、易激动、手指震颤、发热等全身症状，并有明显口腔炎表现。可有食欲不振、恶心、腹痛、腹泻等。部分患者皮肤出现红色斑丘疹。呼吸道刺激症状有咳嗽、咳痰、胸痛胸闷等。严重者可发生化学性肺炎。可引起肾脏损伤。口服可溶性汞盐引起急性腐蚀性胃肠炎，严重者发生昏迷、休克、急性肾功能衰竭。慢性中毒：最早出现头痛、头晕、乏力记忆减退等神经衰弱综合征，并有口腔炎。严重者可有明显的性格改变，汞毒性震颤及四肢共济失调等中毒性脑病表现，可伴有肾脏损害。 环境危害：对环境有严重危害，对水体和土壤可造成污染。 燃爆危险：本品不燃，有毒。			
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止立即进行人工呼吸。就医。 食入：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。			
消防措施	危险特性：与叠氮化物、乙炔或氨反应可生成爆炸性化合物。与乙烯、氯、三氮甲烷、碳化钠接触引起剧烈反应。 有害燃烧产物：氧化汞。灭火方法：本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、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。			
泄漏应急处理	应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。尽可能切断泄漏源。小量泄漏：转移回收。可用多硫化钙或过量的硫磺处理。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。收集回收或运至废物处理场所处置。			
操作处	操作注意事项：密闭操作，提供充分的局部排风。采取降温措施。操作人员必须经			

置与储存	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（全面罩），戴化学安全防护眼镜，穿胶布防毒衣，戴橡胶手套。远离易燃、可燃物。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与酸类接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与易（可）燃物、酸类等分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料
接触控制/个体防护	职业接触限值： 中国 MAC（mg/m³）： 0.02 前苏联 MAC（mg/m³）： 0.2 TLVTN： OSHA 0.1mg/m³[上限值]； ACGIH 0.0025mg[Hg]/m³[蒸气][皮] TLVWN： 未制定标准 监测方法：冷原子吸收光谱法；双硫脲分光光度法；氢化物发生—原子吸收光谱法 工程控制：严加密闭，提供充分的局部排风。采取降温措施。提供安全淋浴和洗眼设备。 呼吸系统防护：空气中浓度超标时，必须佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿胶布防毒衣。手防护：戴橡胶手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，彻底清洗。单独存放被毒物污染的衣服，洗后备用。实行就业前和定期的体检。
毒理学资料	急性毒性：LD50：无资料 LC50：无资料
生态学资料	生态毒理毒性：水中浓度 0.02mg/L 时，使废水的 BOD₅ 降低 20%。生物富集或生物积累性：汞主要以颗粒物、元素蒸气、二氯化汞蒸气、无机亚汞、甲基汞化合物等形式释入环境。大部分汞以无机的和苯基的形态进入水环境、通过细菌的甲基化活动进入水生物链，在对人类重要食物链中，特别是在鱼类体内、发生生物蓄积。汞还可经由食物种子动物的途经进入陆生食物连。会对掠鸟、猎鸟、鸣禽以及啮齿动物造成严重的危害。
废弃处置	废弃处置方法：根据国家和地方有关法规的要求处置。或与厂商或制造商联系，确定处置方法。
运输信息	UN 编号：2809 包装方法：装入金属罐内，密封后再装入坚固木箱，每箱净重不超过 35kg；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶（罐）外普通木箱，每瓶净重不超过 0.25kg。运输注意事项：起运时包装要完整，装载应稳妥。运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与易燃物或可燃物、酸类、食用化学品等混装混运。运输时运输车辆应配备泄漏应急处理设备。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。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。

法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），经中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）；《危险化学品目录（2022调整版）》（自2015年5月1日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2022调整版）》和《危险化学品安全技术全书》。

7.4.2 工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中采气、天然气集输及处理等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响，见表7.4-7。

表 7.4-7 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途经
工艺设备、工艺管线	设备及工艺管线泄漏	管道腐蚀、施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂、设备泄漏，最终发生泄漏事故	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

7.4.3 环境风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括运行过程中站场及集输管线事故造成的天然气的泄漏，会污染土壤和大气，泄漏的天然气若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染大气环境。

7.5 环境风险分析

本项目涉及风险物质主要为天然气。天然气泄露进入大气引起人员中毒事故，大气中的非甲烷总烃浓度升高；天然气遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是H₂O和CO₂，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的CO，引发周围人员CO中毒事件（次生灾害），但CO产生量较少、扩散较快，所以项目实施后对周围环境的影响是可以接受的。

区域气藏为干气藏，不含凝析油，管线、生产装置主要存在物质为天然气，天然气泄漏可能造成窒息事故影响的物质为甲烷，甲烷为气态，主要对大气环境造成影响较大，对土壤和地下水产生的影响较小。

7.5.1 对大气环境的影响分析

本项目 LNG 撬装站进站管线非正常工况下泄露，按照两口井最大日产气量 $17 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，泄露时间按 0.5h 计，事故状态大管线最大泄漏量为 3542m^3 ，根据原料气组分数据，区块天然气中汞含量为 $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，故泄露的天然气中汞的泄漏量为 $3.54 \times 10^{-9} \text{t}$ ，排放速率 $7.08 \times 10^{-6} \text{kg}/\text{h}$ 。

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，LNG 撬装站进站，泄露废气中汞的最大落地浓度为 $2.89 \times 10^{-6} \text{mg}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.96%。

由以上分析可知，由于本项目原料气汞含量较低，为 $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，事故状态下排放对环境空气影响较小，但仍建议做好定期巡检工作，确保井场、站场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

7.5.2 对地下水环境的影响分析

非正常工况下，气田生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，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；集输管线和污水罐运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂、污水罐泄露等，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，会通过越流进入潜水含水层，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）集输管线泄露影响预测

本项目井口采出物经加热节流后无采出水，根据项目特点，主要考虑集输管线泄露后，天然气中的汞进入到包气带，并通过包气带土壤全部入渗到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

详见 5.3.4.2 非正常状况下地下水环境影响分析。

7.5.3 对土壤环境的影响分析

本项目为干气藏，不含凝析油。本次土壤环境影响主要考虑运营期非正常工况下，集输管道以及站场设备事故状态下，天然气中的汞泄露，通过大气沉降对土壤的影响。

由预测结果可知，由于本项目天然气中的汞含量较低，叠加背景值后预测值均低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值和《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 $\text{pH}>7.5$ 所列标准，说明本项目的运行对周围土壤环境产生影响较小。

详见 5.6.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析。

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.6.2 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T 6137-2017）要求进行。

1) 作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ），第2级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ），进入上述区域应注意是否有报警信号。

- 2) 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。
- 3) 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm) 时, 作业人员应检查泄漏点, 准备防护用具, 迅速打开排风扇, 实施应急程序。
- 4) 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时, 作业人员应该迅速打开, 疏散人员。作业人员应戴上防护用具, 进入紧急状态, 立即实施应急方案。
- 5) 当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时, 应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训, 经考核合格后方能持证上岗。

- 1) 为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚, 可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。
- 2) 应特别注意低洼的工作区域, 比如井口方井, 由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积, 可能会达到有害的浓度。
- 3) 当人员在达到硫化氢危险临界浓度 ($150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)) 的大气环境中执行任务时, 应有接受过救护技术培训的值班救护人员, 同时应备有必要的救护设备, 包括: 适用的呼吸器具。

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复耕一般农作物及种植浅根系植被。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小。

（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范》（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长距离变化时，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。

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，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

（3）工程建成后运营期间，随时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

（4）根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

（5）在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

（6）从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

（7）重要危险点的仪表（流量、压力等）应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

（8）通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

（9）定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

（10）加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(11) 治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

7.6.4 站场设计的防范措施

(1) 站场选用可靠的工艺设备和密闭性能要求高的阀门，最大程度降低天然气泄漏。进出站设自动切断阀，站场设置现场和远程联锁的自动控制系统。站内安全系统设置了安全阀，在站内超压下能够自动泄放站内的设备、管道系统中的天然气，保护站内生产人员和设备、管道的安全。

(2) 对放空的自然气，放空系统设置了节流截止阀以控制排放速度。对容易泄漏的放空、排污选用双阀以减少天然气泄漏。

(3) 工艺装置区等易泄漏处设置固定可燃气体报警检测装置。在进入有限空间作业前，必须进行空气置换，确信氧含量浓度符合要求时方可进入。

(4) 集输生产过程为密封流程，正常情况下不存在天然气泄漏问题。

(5) 站内的电气设计按防爆范围等级采用防爆电气，以避免可能泄漏的天然气遇电器火花而产生爆炸。

7.6.5 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。

7.6.6 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箱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而又未经安全性处置的危险废物。

（4）转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接受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 LNG 装车风险防范措施

（1）液化天然气汽车装卸车鹤位应单独设置；

（2）液化天然气汽车装卸车鹤位之间的距离不应小于4m，双侧装卸车栈台相邻鹤位或同一鹤位相邻鹤管之间的距离应满足鹤位正常操作和检修的要求；

（3）液化天然气汽车装卸车栈台装卸车鹤位与其他液化烃及可燃液体汽车装卸栈台相邻鹤位之间的距离不应小于8m；

（4）汽车装卸车场地应采用现浇混凝土地面；

（5）装卸车区的进、出口宜分开设置；当进、出口合用时，装卸车区内应设置回车场；

（6）液化天然气装卸区域内的地面应坡向导液沟，集液池与装车鹤位的距离不应小于15m。

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，使制度落实到实处，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。

7.6.9 环境风险应急预案

项目投产后，由泽普采油气管管理区管理，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。

7.7 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质主要为天然气、硫化氢、LNG、乙烯、丙烷、汞，可能发生的风险事故包括：运行过程中站场及集输管线事故造成的天然气的泄漏，会污染土壤和大气，泄漏的天然气若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染大气环境。

区域气藏为干气藏，不含凝析油，事故状态下主要对大气环境造成影响较大，对土壤和地下水产生的影响较小。

发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。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。本项目环境风险程度属于可以防控的。

7.8 风险自查表

本项目环境风险影响评价自查表，见表 7.8-1。

表 7.8-1 环境风险影响评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	天然气	乙烯	丙烷	汞
		存在总量/t	40.065	1.9	4.85	1.06×10^{-9}
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数小于 500 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			0 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3√
			包气带防污性能	D1√	D2□	D3□
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1□	1≤Q<10√	10≤Q<100□	Q>100□
		M 值	M1□	M2□	M3√	M4□
P 值		P1□	P2□	P3□	P4√	
环境敏感程度	大气	E1□	E2□	E3√		
	地表水	E1□	E2□	E3□		
	地下水	E1□	E2√	E3□		
环境风险潜势	IV□	IV□	III□	II√	I√	
评价等级	一级□	二级□	三级√	简单分析√		
风险识别	物质危险性	有毒有害√		易燃易爆√		
	环境风险类型	泄漏√		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放√		
	影响途径	大气√	地表水□		地下水√	
事故情形分析	源强设定方法	计算法☑	经验估算法□	其他估算法□		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m			
	地表水	最近环境敏感目标____，到达时间____h				
	地下水	下游厂区边界到达时间____d				
最近环境敏感目标____，到达时间____d						
重点风险防范措施	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。					
评价结论与建议	项目区周围无居民区等环境敏感区，在做好相应的环境风险防范措施的前提下，本工程的环境风险是可以防控的。					

8 环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 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，与自治区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。

8.1.2 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，本项目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。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环境影响评价报告书，指导克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局、阿图什市生态环境分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局、阿图什市生态环境分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，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。

8.2 施工期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本项目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。

8.2.2 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。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，

建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规要求。

（1）环境监理人员要求

- 1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地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) 站场

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：管线作业带宽度 12m。

（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 8.2-1。

表 8.2-1 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

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划，见表 8.3-1。

表 8.3-1 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	克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局、克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局
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	建设单位	克孜勒苏柯尔克孜自治州生态环境局

监督 管理 项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
	标排放		阿图什市 分局
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。

本项目前期现场节流后无采出水产生，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）。

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

由于本项目在运行过程中，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。

8.3.2 运营期环境监测计划

根据本项目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，制定本项目的监测计划。环境监测计划，见表 8.3-2。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1 次/年	燃气导热油炉排气筒	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、格林曼黑度	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
		1 次/季度	LNG 撬装站厂界（上风向设置 1 个参照点，下风向设置 3 个污染监控点）	NMHC、H ₂ S	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）		
环境质量现状	地下水	1 次/半年	喀拉铁克村水井、克孜勒阿根村水井	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《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。		
	土壤	1 次/年	LNG 撬装站外	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第二类用地筛选值		

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。

8.3.3 污染物排放清单

本项目符合环境准入要求。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。

本项目运营期污染物产生及排放情况，见表 8.3-3。

表 8.3-3 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	900kW 燃气导热油炉燃烧烟气	以净化后的天然气为燃料，采用低氮燃烧技术，燃烧烟气通过8m 高烟囱排放		颗粒物	8000	13.11	0.26	20	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271—2014)	
		—		SO ₂	8000	37.32	0.74	50			
		—		NO _x	8000	147.25	2.92	200			
		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	8000	—	1.518	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	
				—	硫化氢	8000	—	—	0.06	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 中新建项目二级标准	
				—	汞	8000	—	—	0.0012	《大气污染物综合污染物排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 新污染源大气污染物排放限值	
		温室气体	降低井场机泵工作能耗，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	8000	—	—	—	—	
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	项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理。				—	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)
	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、氨氮	生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置。				—	不外排	—	—	《农村生活污水处理排放标准》 (DB65 4275-2019) 三级标准限值
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	站场设备运转噪声		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		
序号	污染源名称		固废类别	处理措施							
固废	井下作业废液		—	井下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处置资质单位处置。							
	废弃含油抹布、劳保用品		HW49	具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。							
	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。							
	分离器检修废渣		HW08								
	生活垃圾		—	生活垃圾集中收集后运至运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。							
	废分子筛		HW49	不在厂区储存，由厂家定期回收。							
	废脱汞剂		HW29								
	废活性炭		HW49								
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行								

8.3.4 “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 8.3-4。

表 8.3-4 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-	-
	2	施工机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-	-
废水	1	试压废水	循环利用	-	-	-
	2	生活污水	生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理	-	-	-
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	-	-	-
固废	1	施工土方	全部用于管沟和站场回填。	-	-	-
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置。	-	-	-
	3	生活垃圾	生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。	-	-	-
生态	1	生态恢复	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-	-
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	验收标准
废气	1	燃气导热油炉	以净化后的天然气为燃料，采用低氮燃烧技术，燃烧烟气通过 8m 高烟囱排放	2	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
	2	无组织非甲烷总烃	密闭管道、阀门的检修和维护。	-	4.0 mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB

						39728-2020)
	3	无组织硫化氢		-	0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)
	4	无组织汞		-	0.0012mg/m ³	《大气污染物综合污染物排放标准》 (GB16297-1996)
废水	1	采出水	本项目前期现场节流后无采出水产生，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）。	-	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	生活污水	生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置。	-	不外排	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）三级标准限值
噪声	1	井场、站场	基础减震	-	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区排放限值
固废	1	井下作业废液	井下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处置资质单位处置。	-	不外排	调查委托处置去向及资质。
	2	废弃含油抹布、劳保用品	具备条件时，应尽可能分类收集，交由具有相关有资质单位处置	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），调查委托处置去向及资质。
	3	废防渗材料	严格按危险废物相关技术要求和	-	-	
	4	分离器检修废渣	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。	-	-	
	5	生活垃圾	生活垃圾集中收集后运至运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。	-	-	-
	6	废分子筛、废脱汞剂、废活性炭	不在厂区储存，由厂家定期回收。	-	-	调查委托处置去向及资质。
防渗	1	重点防渗区	防渗性能不应低于6m厚渗透系数为1.0×10 ⁻⁷ cm/s的黏土层的防渗性能，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。			
	2	一般防渗区	防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10 ⁻⁷ cm/s的黏土层的防渗			

			性能，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。			
	3	简单防渗区	一般地面硬化			
	4	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐		防腐性能良好	—
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	—	—	保证实施
	2	污染源及环境质量监测	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	—	—	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	—	—	保证实施
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	—	—	—
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置。	—	妥善处置	—
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托具有相关危险废物处置资质单位进行处置。	—	妥善处置	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	—	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

8.4 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。

9 结论与建议

9.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州阿图什市境内，东南距阿图什市约 37 千米，南距喀什市约 41km，西距乌恰县 40km，中心地理坐标为：（恰探 1 井）。

本项目新建加热节流型标准化采气井场 2 座（恰探 1 井、阿北 1JS 井）；新建集气管线 2.02km、燃料气管线 2.02km；新建（10+10）万方/天 LNG 撬装处理站 1 座，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

本项目总投资为 12700.81 万元，其中环保投资 235 万元，占总投资 1.85%。

9.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本项目属于油气开采项目，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，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本项目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、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本项目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》，本项目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。因此本项目的建设符合《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》，本项目所在区域属于Ⅲ 天山山地温性草原、森林生态区-Ⅲ3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区-天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区。本项目占地面积较小，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

本项目为新区块开发项目，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，本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本项目土地利用类型为天然牧草地。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。

本项目在选址、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；本项目运营期废气主要为燃气导热油炉燃烧烟气、天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体排放，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，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，本项目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

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《克孜勒苏柯尔克孜自治州“三线一单”生态环境分区管控方案（2023年）》要求，本项目位于阿图什市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65300130001），

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。

本项目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。

9.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目地处荒漠戈壁区域，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，涉及水土流失治理区，生态系统较为脆弱，经现场调查，评价区域内分布有圆叶盐爪爪、琵琶柴等原始天然植被。项目新增永久占地面积 3.07hm^2 ，临时占地面积 2.42hm^2 ，总占地面积为 5.49hm^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III 天山山地温性草原、森林生态区-III3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区-天山南坡西段荒漠草原水土流失敏感生态功能区。项目区气候干燥，属轻度侵蚀区，类型为风力侵蚀，土壤主要为棕漠土，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：2022 年项目所在地克孜勒苏柯尔克孜自治州 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年平均浓度及 CO 、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，占标率为 111.43%。

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。

特征因子补充监测结果表明，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； H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求；汞及其化合物小时平均值均未检出，能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

（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：监测期间项目区地下水水质各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类限值。

（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，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）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。

9.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况，见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染物产排情况一览表

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	36960t/a（后期最大量）	0	项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划 2029 年建成）。
	生活污水	SS、COD、BOD ₅	160m ³ /a	0	生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。
废气	燃气导热	颗粒物	0.26t/a	0.26t/a	采用低氮燃烧技术，废气经 8m

气	油炉燃烧	SO ₂	0.74t/a	0.74t/a	高排气筒排放。
	烟气	NO _x	2.92t/a	2.92t/a	
	井场、站场无组织排放	非甲烷总烃	1.518t/a	1.518t/a	大气。
		硫化氢	4.14×10 ⁻⁵	4.14×10 ⁻⁵	
		汞	1.63×10 ⁻⁸	1.63×10 ⁻⁸	
	温室气体	CO ₂	17341.88t	17341.88t	
固体 废 物	井下作业废液	废压裂液	527.96m ³ /次	0	井下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处置资质单位处置。
		废酸化液	164.6m ³ /次	0	
		废洗井液	50.58t/次	0	
	废弃含油抹布、劳保用品	石油类	-	-	具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置。
	废防渗材料	石油类	0.5t/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。
	分离器检修废渣	石油类	6kg/a	0	
	生活垃圾	-	1.67t/d	1.67t/d	生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。
	废分子筛	石油类	7.52t/3a	0	不在厂区储存，由厂家定期回收
	废脱汞剂	石油类	6.23t/5a	0	
	废活性炭	石油类	8.60t/3a	0	

9.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目地处戈壁荒漠区域，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，项目对野生动植物影响不大。工程所在区域不涉及天然林，占地区域基本无植被。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段才能完全恢复。工程区属于塔里木河流域重点治理区，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。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

（2）大气环境影响分析

本项目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。

运行期项目对大气环境影响主要为燃气导热油炉燃烧烟气、天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃、硫化氢、汞以及温室气体排放。

根据工程分析核算，本项目导热油炉废气污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物：20mg/m³、SO₂：50mg/m³、NO_x：200mg/m³）。经预测，导热油炉氮氧化物最大落地浓度0.013284mg/m³，占标率6.64%；二氧化硫最大落地浓度0.004428mg/m³，占标率0.89%；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》2000μg/m³的标准；硫化氢下风向最大落地浓度均远低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³；无组织排放汞下风向最大落地浓度均远低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）附录A中参考浓度限值要求（0.3μg/m³）。

本项目油气开采、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、硫化氢、汞的排放量。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。

综上所述，项目在施工期和运行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，运行时期为持续的长期影响，但各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，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

本项目施工期生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理；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或区域绿化用水。

运营期正常状况下，各站场内采气树、集输管线、污水罐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，可避免污染物泄露而对地下水产生污染影响。在非正常状况下，泄露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。

本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目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，本项目施工期昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区 200m 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。

本项目运营期间的噪声源主要为站场设备的运转噪声，噪声预测结果可知显示：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。不会对周围声环境产生影响。

（5）固体废物影响分析

本项目施工期固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置；临时施工营地生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置；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。

本项目运营期产生的固体废物主要为：井下作业废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。

井下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处置资质单位处置；废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、

储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的，具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置；废防渗材料、分离器检修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；废分子筛、废脱汞剂、废活性炭均不在厂区储存，由厂家定期回收；生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

本项目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。

（6）土壤影响分析

本项目为干气藏，不含凝析油，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，泄漏的天然气中汞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，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质主要为天然气、硫化氢、LNG、乙烯、丙烷、汞，可能发生的风险事故包括：运行过程中站场及集输管线事故造成的天然气的泄漏，会污染土壤和大气，泄漏的天然气若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染大气环境。

区域气藏为干气藏，不含凝析油，事故状态下主要对大气环境造成影响较大，对土壤和地下水产生的影响较小。

发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。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，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.6 环境保护措施

本项目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12m，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，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。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，切实提高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：本项目投入运营后，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；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；燃气导热油炉使用净化后的天然气为燃料，采用高效的燃烧设施（低氮燃烧），排气筒高度应不低于8m；本项目脱碳装置放空酸气高点放空，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。

（3）噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

（4）废水防治措施：本项目正常生产前期现场节流后无采出水产出，为纯干气，后期采出水量增大，产生的采出水拉运至阿克莫木气田天然气处理厂二期拟建采出水处理装置处理（二期工程计划2029年建成）。

生活污水通过污水管道收集，经化粪池预处理后排入生活污水罐，拉运至阿克莫木气田天然气处理厂一体化生活污水处理装置处理。

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：本项目运营期产生的固体废物主要为：井下作业

废液、废弃含油抹布、劳保用品、废防渗材料、分离器检修废渣、生活垃圾以及废分子筛、废脱汞剂、废活性炭。井下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处置资质单位处置；废弃的含油抹布、劳保用品产生量极少，在未分离收集情况下，收集、储存、运输、处置可以不按照危险废物管理，属于全过程豁免的，具备条件时，应尽可能分类收集，交相应的危废处置单位处置；废防渗材料、分离器检修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；废分子筛、废脱汞剂、废活性炭均不在厂区储存，由厂家定期回收；生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置。

（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：本项目所涉及的危险物质主要为天然气、硫化氢、LNG、乙烯、丙烷、汞，可能发生的风险事故包括：运行过程中站场及集输管线事故造成的天然气的泄漏，会污染土壤和大气，泄漏的天然气若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染大气环境。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的危害。本项目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，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.7 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泽普采油气管理区负责实施，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/14763>）公开，时间为2025年1月15日。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

9.8 环境影响经济损益分析

本项目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，经估算本项目环境保护投资约215万元，环境保护投资占总投资的1.85%。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。

9.9 环境管理与监测计划

塔里木油田分公司开发公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了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。

9.10 综合结论

本项目为石油天然气开采项目，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》《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求。

项目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，本项目建设是可行的。