

1 概述

1.1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田位于新疆塔里木盆地北部，是中国第一个古生界海相亿吨级大油田，也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一，资源量约 30 亿吨。根据《关于〈中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审〔2022〕147 号），中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划期间实施 23 个探矿权，面积约为 7.825 万平方千米；12 个采矿权，面积约为 0.565 万平方千米。规划实施三维地震勘探 1.05 万平方千米，新增探井 275 口、开发井 1216 口，到 2025 年建成年产 1500 万吨油当量油气田。

本次《塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目》位于西北油田分公司油气勘查开采矿权范围中的塔河油田油气开采范围内，由采油二厂进行管理和开发。采油二厂是一个集油气开采、集输和处理为一体的多功能、高效率现代化采油企业，管辖塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等油田区块。本工程主要位于 12 区内，少部分工程位于 6 区。

本项目包括钻井工程及地面工程，除了 TK6154H 井为钻井工程及配套地面工程、YQ2-6 井、AD29-1CH 井为新建拉油流程外，其余涉及井的钻井工程均已在已批复的区块环评中，由于前期进站不明确，因此配套管线建设内容纳入本次评价。本次工程包括：①新钻井 1 口（TK6154H 井）；②新建 15 座井场的单井出油管道线、掺稀管线以及燃料气管线；新建 12-11 计转站到四号联外输管道，各类管线总长 23.73km；③新建井场加热炉、计量阀组、掺稀阀组、配气阀组及计量装置；④新建 YQ2-6 井、AD29-1CH 井拉油流程；⑤公辅工程：配套结构、通信、电气、自控等公用工程。所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内。油气处理均依托已有地面设施。

本工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。建设对于满足油田开发需要，保障西北油田分公司的可持续发展，提高采油二厂油田效益具有重要意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为石油和天然气开采项目，位于阿克苏地区库车市境内。根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区，同时项目占用国家二级公益林和地方公益林，起源为天然林，评价范围内涉及基本农田。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）》（生态环境部令第16号），本工程属于分类管理名录中“五、石油和天然气开采业”077 陆地石油开采 0711 中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书，报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

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4月2日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于2025年7月对本工程评价区域大气环境、土壤环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。在上述工作基础上，天合公司编制完成了《塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

环评报告编制期间，建设单位于2025年6月26日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状

监测工作。天合公司完成环境影响报告书征求意见稿后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2025年8月4日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第二次公示，同时在工程所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。建设单位于2025年8月6日及2025年年8月13日，在《阿克苏日报》对本工程的环境影响评价信息进行两次报纸公示。建设单位于2025年8月25日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行环境影响评价报批前公示，公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。载体选择符合《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求。根据建设单位提供的《塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目公众参与说明》，公示期间未收到反馈意见。

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

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

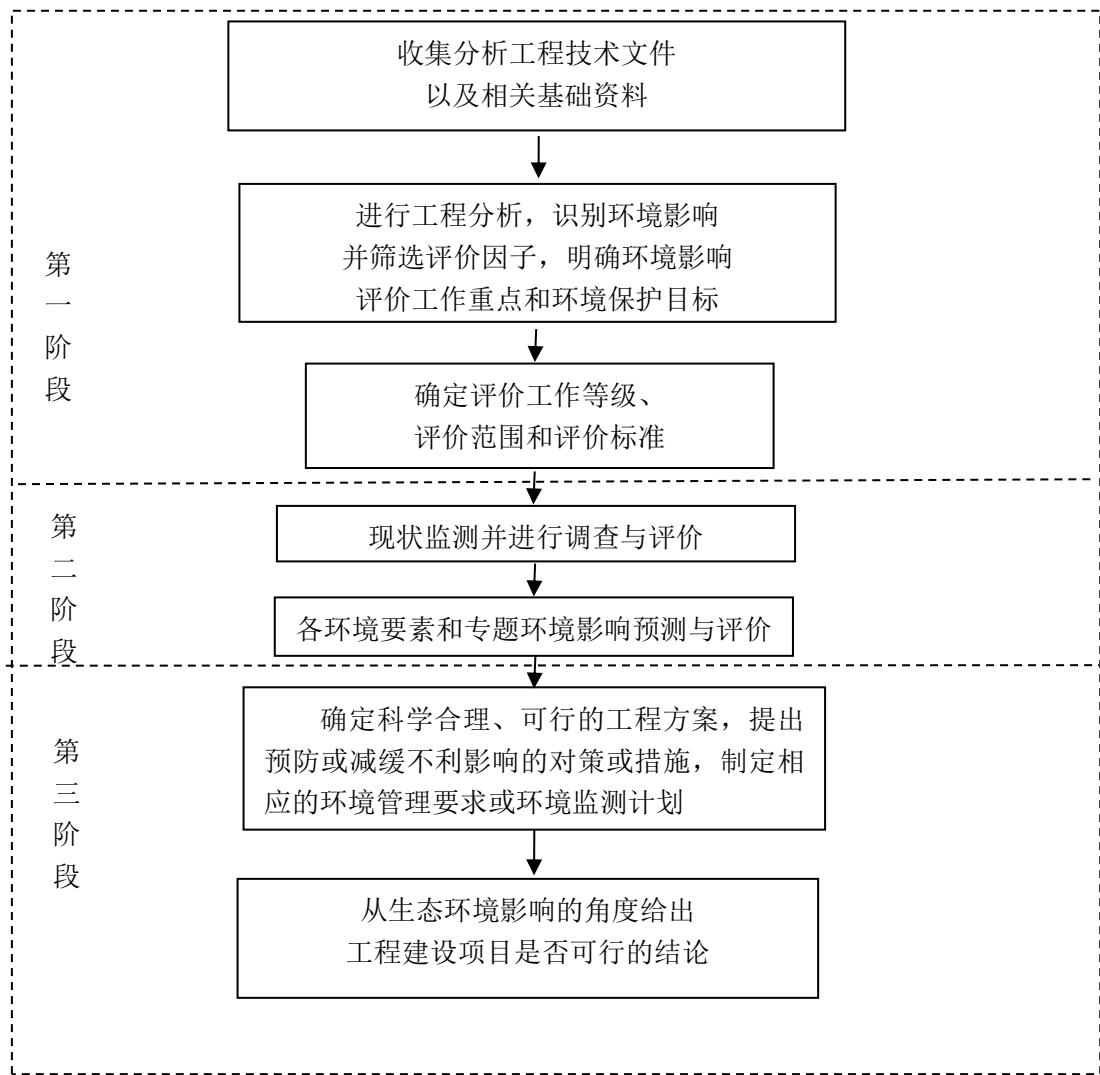


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合分析

本工程属于《产业结构调整指导目录》（2024 年本）中“鼓励类”第七项“石油、天然气”中“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”“油气管网建设/天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施”，为鼓励类产业，拟建项目建设符合国家产业政策。拟建项目的实施，对于保障安全生产及国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》

（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本工程属于西北油田分公司开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》的相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

项目选址符合生态环境分区管控要求，没有位于法律法规明令禁止建设的区域，不涉及生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控要求相符性判定

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65290230001），不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 2.7km。本工程所在区域土壤、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。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89号）《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796号）文件规定，本工程不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合生态环境分区管控要求。

本工程符合国家和自治区相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合自治区经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

根据资料收集和现场调查，本区块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，不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 2.7km，除油区工作人员外，项目区无人居住。

本工程环境影响主要来源于施工期的钻井及井场建设，运营期的采油、管线集输等各工艺过程。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。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气、生活污水、生活垃圾、施工废料等；运营期井场加热炉天然气燃烧烟气及管线集输过程无组织排放烃类、硫化氢污染物、生产废水、井下作业废水、落地油、废防渗材料、清罐底泥、废润滑油等对环境产生的影响。重点保护目标是：塔里木河流域水土流失重点治理区、公益林、基本农田。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”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；项目符合生态环境分区管控要求。项目区需要办理相关用地手续后方可开工建设。采用的各项污染防治措施切实可行，污染物能够达标排放。

评价认为：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，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

国家和地方环境保护法律一览表见表 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
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）	14 届人大 12 次会议	2025-07-01

2.1.2 环境保护法规、规章

国家和地方性法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修订）	国务院令 666 号	2016-02-06
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
10	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
11	国家林业和草原局 财政部关于印发《国家级公益林区划界定办法》和《国家级公益林管理办法》的通知	林资发〔2017〕34 号	2017-04-28
12	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
13	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
14	土地复垦条例	国务院令 592 号	2011-03-05
15	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 698 号	2018-03-19
16	基本农田保护条例	国务院令 257 号	2011-01-08
二	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
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
15	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
16	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
17	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
18	关于印发《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知	环办〔2015〕104号	2015-11-17
19	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
20	国家重点保护野生动物名录(2021年)	国家林业和草原局 农业农村部公告(2021年第3号)	2021-02-05
21	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部令 23 号	2022-01-01
22	危险废物排除管理清单(2021年版)	生态环境部公告(2021年第66号)	2021-12-03
23	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
24	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
25	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
26	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令 第 24 号	2022-02-08
27	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
28	关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知	环发〔2014〕197号	2014-12-31
三	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区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
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)	新政发〔2022〕75号	2022-09-18
5	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
6	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
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
8	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
9	关于进一步加强我区危险废物和医疗废物监督管理工作的意见	新政办发〔2014〕38号	2014-03-31
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
13	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的通知	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-13
14	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
15	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
16	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
17	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
18	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发〔2024〕157号	2024-11-15
19	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
20	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知	/	2024-10-28
21	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
22	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
23	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
24	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95号	2021-10-29
25	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75号	2022-09-18
26	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	13届人大第4次会议	2021-02-05
27	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013年修正本）	12届人大第3次会议	2013-10-01
28	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147号	2022-07-25
29	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024年修订）	自治区14届人大16次会议	2025-01-01
30	新疆维吾尔自治区自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）	新自然资发〔2024〕56号	2024-04-17
31	关于印发《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》的通知	新政办发〔2024〕58号	2024-12-10

2.1.3 环境保护技术规范

环评有关的环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发 建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理 技术规范 坡耕地治理技术	GB/T16453.1-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2019-03-01
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标 （试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境部公告 2012 年 第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
24	危险废物贮存污染控制标准	GB 18597-2023	2023-07-01
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气 开采工业	HJ 1248-2022	2022-07-01
27	石油天然气工程设计防火规范	GB50183-2004	2005-03-01
28	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
29	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB37822-2019	2019-07-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
31	生产建设项目水土流失防治标准	GB/T 50434-2018	2019-04-01

32	一般固体废物分类与代码	GB/T 39198-2020	2021-05-01
33	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/ 43936-2024	2024-08-01
34	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T 5329-2022	2023-05-04

2.1.4 相关文件和技术资料

- (1) 《塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目》环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2025 年 7 月。
- (2) 塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目相关资料，中石化石油工程设计有限公司，2025 年 7 月。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

- (1) 通过实地调查和现状监测，了解工程所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。
- (2) 通过工程分析，明确拟建项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价拟建项目施工期、运营期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。
- (3) 评述拟采取的环境保护措施的可性性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。
- (4) 评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为拟建项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等内容，结合项目特征，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和服务期满退役。

(1) 施工期

施工期的环境影响主要表现为生态影响，主要为施工期以钻井工程、管线敷设及道路等配套工程建设过程中造成的生态影响为主，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

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

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别

环境要素	施工期影响因素				
	占地	废气	废水	固体废物	噪声
		施工机械及车辆废气、施工扬尘、焊接烟尘等	钻井废水、压裂返排液、酸化废液等废水；试压废水、生活污水	钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、弃土弃方、废油和含油废弃物	钻机、发电机组、压裂及测试放喷噪声

环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	-S	/
地下水	/	/	-S	-S	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-L	/	-S	-S	/
生态	-S	-S	/	-S	/

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

(2) 运营期

本工程运营期环境影响主要为站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集输管线、站场、井场发生原油及伴生气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等泄漏对地下水环境的影响。工程运营期产生的环境影响识别矩阵见表 2.3-2。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别

环境要素	运营期影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险
	井场、油气开采集输工程等无组织废气、加热炉废气、温室气体	井下作业废水、采出水	落地油、沾油废防渗材料、废润滑油、废铅蓄电池	设备噪声和放空噪声	原油、天然气、硫化氢等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物
环境空气	-L	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	-S	/	-SA
地下水	/	-S	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	-L	/
土壤	/	-S	-S	/	-SA
生态	/	/	-S	/	-SA

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

(3) 退役期

退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响

等。退役期环境影响因素识别及筛选见表 2.3-3。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

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

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

2.3.2 评价因子筛选

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

表 2.3-4 环境影响评价因子一览表

单项工程 环境要素	油气开采、集输工程		
时期	现状调查	施工期	运营期
大气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CmHn	非甲烷总烃、硫化氢
地表水	废水综合利用不外排的可行性和可靠性		
地下水	水位埋深、井深、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等项目	耗氧量、氨氮、石油类	石油类
土壤	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍	—	石油烃、盐分含量

单项工 环 境 要素	油气开采、集输工程		
	建设用地：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘； 其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。		
噪声	昼间等效连续 A 声级、夜间等效连续 A 声级	昼间等效声级（L _d ）、 夜间等效声级（L _n ）	昼间等效声级（L _d ）、 夜间等效声级（L _n ）
固体废物	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等	生活垃圾、施工土方、焊接及吹扫废渣	落地油、废防渗材料
环境风险	风险物质：天然气、原油，火灾、爆炸伴生/次生污染物：CO； 风险识别：管线泄漏、火灾、爆炸等。	原油、天然气、硫化氢	
温室气体	--	--	CO ₂ 、CH ₄

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

表 2.3-5 施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表

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

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

本工程所在区域的环境功能区划如下。

2.4.1.1 环境空气

本工程远离城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。拟建项目不涉及自然保护区，风景名胜区等。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.1.2 水环境

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

2.4.1.3 声环境

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

2.4.1.4 生态环境

参照《新疆生态功能区划》，本项目涉及塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部/北部荒漠及绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）以及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。

根据新水水保〔2019〕4 号，工程所在库车市为塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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	标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准来源
		年平均	24 小时平均	日最大 8 小时平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150		500	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及修改单中二级标准
2	NO ₂	40	80		200	
3	PM _{2.5}	35	75		/	
4	PM ₁₀	70	150		/	
5	CO	/	4000		10000	
6	O ₃	/	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/		2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	/	/		10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

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

表 2.4-2 地下水质量标准值 (单位: 除 pH 值外, mg/L)

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	16	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.0
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	≤450	17	硝酸盐 (以 N 计)	≤20
3	溶解性总固体	≤1000	18	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	19	汞	≤0.001
5	氯化物	≤250	20	砷	≤0.01
6	铁	≤0.3	21	镉	≤0.005
7	锰	≤0.10	22	六价铬	≤0.05
8	挥发酚 (以苯酚计)	≤0.002	23	铅	≤0.01
9	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	≤3.0	24	钾	/
10	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤0.2	26	镁	/
12	钠	≤200	27	钡	≤0.7

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
13	总大肠菌群 (CFU/100mL)	≤3.0	28	碳酸盐	/
14	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	29	碳酸氢盐	/
15	氰化物	≤0.05	30	石油类	≤0.05

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

运营期项目区占地范围内属于建设用地,土壤质量执行标准为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表1中第二类用地筛选值,见表2.4-3;

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018),见表2.4-4,监测因子为8项基本工程和1项特征因子。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并(a)蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)
1	pH 值	无量纲	/
2	镉	mg/kg	0.6
3	汞	mg/kg	3.4
4	砷	mg/kg	25
5	铅	mg/kg	170
6	铬	mg/kg	250
7	铜	mg/kg	100
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

本工程施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值。柴油发电机烟气参照执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）。本工程运营期井场加热炉燃烧气中颗粒物、SO₂、NO_x 执行《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，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最

高允许排放浓度；油气开采过程中井场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值；井场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准。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 单位：mg/m³

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度	标准来源
施工期	施工场地	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值
运营期	加热炉燃烧废气	颗粒物（烟囱或烟道）	20	《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（燃气锅炉）
		SO ₂ （烟囱或烟道）	50	
		NO _x （烟囱或烟道）	200	
		烟气黑度（烟囱排放口）	≤1	
		非甲烷总烃	120	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度
	无组织排放	非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		非甲烷总烃（厂界内）	10.0（监控点处 1h 平均浓度值）；30.0（监控点处任意一次浓度值）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值
		H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准

（2）废水

施工期生活污水经临时生活区新建的撬装式污水处理设施处理后，执行《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境，见表 2.4-6。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.4-6 《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准

序号	污染物	A 级	B 级	C 级
1	pH	6~9		
2	化学需氧量（COD _{cr} ），mg/L	60	180	200
3	悬浮物（SS），mg/L	30	90	100
4	粪大肠菌群，MPN/个	10000	40000	
5	蛔虫卵个数，个/L	2		

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。

本项目运营期产生的采出水依托塔河油田三号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 《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）的 2 类标准，噪声限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 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和去向，钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理；含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求及《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；生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	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；	管线穿越公益林	不低于二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积不足 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采	/	二级

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
	用其中最高的评价等级。		

根据判定结果，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程以永久占地场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围，本次管线工程穿越重点公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，采油井场按 I 类，集输管线划分为类项目。评价范围内无地下水环境敏感目标，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-2~2.5-4），本工程各工程的评价等级及范围见表 2.5-5。

表 2.5-2 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别 行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气			/	/
37、石油开采	全部	/	I 类	/
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油 II 类，气 III 类	油类，气 IV 类

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级

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

不敏感	上述地区之外的其他地区。
-----	--------------

表 2.5-4 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

表 2.5-5 本工程地下水评价等级及评价范围一览表

建设内容	行政区划	行业分类	敏感程度	评价等级	调查评价范围
井场	库车市	I 类	不敏感	二级	以井场为中心点，以地下水流向为主轴长 5km 的范围，宽 4km，约 20km ² 的范围
集输管线	库车市	II 类	不敏感	三级	管道中心线两侧 200m

2.5.3 地表水评价等级和评价范围

拟建项目废水不排入地表水体，与地表水体无水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。本次评价仅对地表水环境影响进行简要分析。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目井场建设属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别井场为I类，采油管线、掺稀管线类别为II类，燃料气管线为IV类。

（2）影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合本次土壤环境质量监测数据，工程所在区域土壤盐分含量为 24.9g/kg~41.5g/kg，大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中的极重度盐化地区，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型分别判定评价等级。

（3）占地规模

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

（4）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图及现场调查，本工程井场及管线周边存在耕地等土壤环境敏感目标，土壤环境影响敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据区域监测数据，评价区土壤含盐量大于 4g/kg ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（5）评价工作等级判定

本工程土壤评价等级划分依据见表 2.5-6、表 2.5-7，评价等级及范围见表 2.5-8，本工程按一级评价进行综合评价。本工程评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-7 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

表 2.5-8 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

建设内容	项目类别	影响类型	评价等级	调查评价范围
井场	I	生态影响型	一级	井场占地范围内以及占地范围外5km范围
		污染影响型	一级	井场占地范围内以及占地范围外1km范围
采油及掺稀管线	II	生态影响型	二级	管线两侧延伸200m范围
		污染影响型	二级	

燃料气管线	IV	不开展评价
-------	----	-------

2.5.5 环境空气评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

本工程废气排放源主要为 15 台井场加热炉燃烧排放的燃烧废气以及井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。

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

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率, %;

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

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-9。

表 2.5-9 大气评价工作等级

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	$P_{\max} < 1\%$

结合本项目井场处的功能、地形地貌、土地利用类型及气象参数等,估算模式所用参数见表 2.5-10,估算结果见表 2.5-11。

表 2.5-10 估算模型参数表

参数	取值
----	----

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		40.9
最低环境温度（℃）		-27.4
土地利用类型		草地/林地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

本工程有组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-11、无组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-12。

表 2.5-11 有组织估算模式预测污染物扩散结果

名 称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
TH121192X 井加热炉 (200kW, 天然牧草地)	PM ₁₀	1.3040	450	0.29	8.26	110
	SO ₂	1.3040	500	0.26		
	NO _x	9.9089	250	3.96		
TH124126H 井加热炉 (200kW, 其他草地)	PM ₁₀	1.3040	450	0.29		110
	SO ₂	1.3040	500	0.26		
	NO _x	9.9089	250	3.96		
TH121194 井加热炉 (200kW, 灌木林地)	PM ₁₀	2.1803	450	0.48		110
	SO ₂	2.1803	500	0.44		
	NO _x	16.5760	250	6.63		
TK642CH 井加热炉 (200kW 其他林地)	PM ₁₀	2.1803	450	0.48		110
	SO ₂	2.1803	500	0.44		
	NO _x	16.5760	250	6.63		
TH122156X 井加热炉 (400kW 其他林地)	PM ₁₀	2.4775	450	0.61		136
	SO ₂	2.7530	500	0.50		
	NO _x	20.6420	250	8.26		

表 2.5-15 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
TH121192X 井 (天然牧草地)	NMHC	12.9319	2000	0.65	8.08	49
	H ₂ S	0.0380	10	0.38		
TH124126H 井 (其他草地)	NMHC	12.9319	2000	0.65		49
	H ₂ S	0.0380	10	0.38		
TH121194 井 (灌木林地)	NMHC	15.6777	2000	0.78		98
	H ₂ S	0.0461	10	0.46		
TK642CH 井 (其他林地)	NMHC	15.6777	2000	0.78		98
	H ₂ S	0.0461	10	0.46		
YQ2-6 井 (天然牧草地)	NMHC	161.6200	2000	8.08		53
	H ₂ S	0.0282	10	0.28		

经计算可知，本工程最大占标率为：8.26%（来自 TH122156X 井加热炉）， $1\% \leq P_{max} = 8.26 \leq 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.5.2 评价范围

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

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本工程施工期噪声主要来自施工作业机械；运营期噪声主要来自井场设备。

本工程所在区域为《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区，噪声影响范围内无声环境保护目标，工程建设前后评价范围内噪声增高量较小且受影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价工作等级划分原则，确定本工程的噪声影响评价工作等级为二级。

评价范围确定为各井场边界向外 200m 的范围，具体见图 2.5-1 评价范围及环境保护目标分布图。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

2.5.7.1 评价等级

(1) 风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

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

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、 H_2S 。主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内，井场集油器和稀油罐内。

本工程为石油天然气开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油气田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截

断) 阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元, 评价危险单元内危险物质的最大存在量。本次评价同一管径、压力材质的集输管线危险物质最大存在量按照单井至站场各类管线的单根最大长度计算。经计算, 本工程危险物质最大存在量见表 2.5-10。

表 2.5-10 本工程危险物质最大存在量一览表

序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 (t)	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	TH121194 井至 TH12135CH 井集输管线	1.433km 生产管线: DN80 14Mpa	原油	-	7.51	2500	0.0030
			天然气 (甲烷)	74-82-8	0.19	10	0.0190
			H ₂ S	7783-06-4	0.05	2.5	0.020
		1.433km 燃料气管线: Φ48 14Mpa	天然气 (甲烷)	74-82-8	0.19	10	0.0190
		1.433km 掺稀管线: DN50 14Mpa	稀油	-	2.7	2500	0.0011
		TH121194 井至 TH12135CH 井集输管线ΣQ					0.0671
2	TH124127H 井至 TH124116 阀组集输管线	2.132km 生产管线: DN100 13.5Mpa	原油	-	18.23	2500	0.0073
			天然气 (甲烷)	74-82-8	1.55	10	0.1550
			H ₂ S	7783-06-4	0.11	2.5	0.0440
		2.132km 燃料气管线: Φ48 13.5Mpa	天然气 (甲烷)	74-82-8	0.35	10	0.0350
		2.132km 掺稀管线: DN50 13.5Mpa	稀油	-	0.27	2500	0.0001
		TH124127H 井至 TH124116 阀组集输管线ΣQ					0.2414
3	12-11 计转站至四号联外输管道	5.01km 生产管线, DN250, 4.0MPa	原油	-	263.81	2500	0.1055
			天然气 (甲烷)	74-82-8	6.46	10	0.6460
			H ₂ S	7783-06-4	0.49	2.5	0.1960
		12-11 计转站至四号联外输管道ΣQ					0.9475
4	YQ2-6 井场	80 方多功能集油器, 1 座	原油	-	85.79	2500	0.0343

			天然气（甲烷）	74-82-8	0.06	10	0.0060
			H ₂ S	7783-06-4	0.045	2.5	0.0180
		50 方稀油罐，2 座	稀油	-	89.88	2500	0.0360
		YQ2-6 井场ΣQ					0.0943
5	AD29-1CH 井场	80 方多功能集油器，1 座	原油	-	85.79	2500	0.0343
			天然气（甲烷）	74-82-8	0.06	10	0.0060
			H ₂ S	7783-06-4	0.045	2.5	0.0180
		50 方稀油罐，2 座	稀油	-	89.88	2500	0.0360
		AD29-1CH 井场ΣQ					0.0943

注：根据油气资源参数，原油密度取 0.963g/cm³、天然气密度取 0.754kg/Nm³、H₂S 浓度取 56151mg/m³，掺稀油密度取 0.8988g/cm³，燃料气相对密度取 0.5796kg/Nm³

根据上表计算结果，本工程运营期井场、站场及各类集输管线等危险单元 Q 值均 <1 ，判定运营期风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

2.5.7.2 评价范围

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

2.6 环境保护目标

根据工程现场踏勘，拟建项目将大气评价范围内的居民区作为环境空气保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、土壤环境评价范围内土壤环境作为地下水、土壤保护目标；本工程评价范围内不涉及依法划定各类保护地，不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 2.7km，将生态影响评价范围内植被、动物、天然林、公益林、塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态保护目标。本工程不涉及《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HT 2.3-2018）中提到的饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜區，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等地表水环境保护目标。

拟建项目主要环境保护目标见表 2.6-1~2.6-3、图 2.5-1。

表 2.6-1 生态环境、土壤环境、水环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对区块方位	功能要求	备 注
地下水	评价范围内潜水含水层、承压水	评价范围内	GB/T14848-2017 III类	不因项目建设，对评价区域地下水产生污染影响
土壤	土壤环境	本项目不占用基本农田，但 TH124126H 井至 12-10 计转站集输管线、TH124127H 井至 TH124116 阀组集输管线土壤环境评价范围内分布有永久基本农田）	GB36600-2018 中第二类用地土壤污染风险筛选值 GB15618-2018 中其他类别土壤污染风险筛选值	不对评价区域土壤产生污染影响，不加剧区域盐碱化程度

生态环境	公益林	涉及占用国家二级及地方公益林 15.4km, 其中占用国家二级公益林 2.33km, 占用地方公益林 13.07km, 本工程区内的公益林林地类型为荒漠灌木林, 属于天然林,	防止荒漠化	不改变生态功能, 保护野生动植物及其生境不被破坏, 不得破坏占地范围外的野生植物, 不得捕杀野生动物。
	水土流失重点治理区	评价区	塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区	
	黑果枸杞和胀果甘草	评价区	国家二级重点保护野生植物	
	苍鹰、红隼及塔里木兔	评价区	国家二级保护动物	
	野生动植物	评价区	—	

表 2.6-2 环境风险评价保护目标一览表

环境要素		环境敏感特征					
环境风险	大气环境	敏感目标		相对方位/距离		属性	户数(户)/人数(人)
		油区内工作人员		-		-	-
		工程区周边500m范围内人口数				居民区	0人
		工程区周边5km范围内人口数				居民区	0人
	地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与工程区距离/m
1		调查评价范围内第四系含水层	G3	Ⅲ类	D1	-	

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征, 将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾: 采油二厂开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 在建工程: 主要介绍基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点。

		拟建项目： 基本概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析 依托工程： 介绍四号联合站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境影响分析） 运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

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

2.8 评价时段和评价方法

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，以施工期和运营期为主。

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

本项目主要涉及塔河油田 6 区、12 区，本次新钻井 TK6154H 井及其集输管线位于塔河油田 6 区；其余工程均位于 12 区。本项目区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

3.1.1 油田勘探开发历程

采油二厂隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，是集油气开采、集输和处理为一体的石油企业，位于塔克拉玛干沙漠北缘库车市与轮台县交界处，管辖塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区。本项目位于塔河油田 6 区、12 区，行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市。

3.1.1.1 塔河油田 6 区

塔河油田 6 区历经近 26 年不懈探索，主要经历了试采阶段、上产阶段、稳产阶段和递减阶段四个阶段。

(1) 试采阶段：1999 年 10 月—2000 年 8 月

试采阶段共完钻新井 3 口（S66、S67、S74），建产率 100%，阶段末开井 3 口，平均日产油 540t，平均单井日产油 180t，综合含水 0.95%，累产油 11.97×10^4 t，采油速度 0.16%，采出程度 0.16%。

(2) 上产阶段：2000 年 9 月—2003 年 8 月

上产阶段共完钻新井 79 口（侧钻井 5 口），建产 72 口，建产率 91.1%，阶段末开井 65 口，平均日产油 3651t，平均单井日产油 56.2t，综合含水 14.3%，阶段累产油 255.21×10^4 t，采油速度 1.06%，采出程度 3.50%。部署新井主要分布在最主要的岩溶残丘发育带上，大部分油井投产初期产能高，阶段整体具有上产快、低含水的特点。

(3) 稳产阶段：2003 年 9 月—2005 年 5 月

稳产阶段共完钻新井 23 口（侧钻 7 口），建产 20 口，建产率 87%。阶段末采油井开井 69 口，日产油 2916t，含水 21.48%，阶段产油 202.23×10^4 t，阶段末

累产油 $469.41 \times 10^4 \text{t}$ ，采油速度 1.34%，采出程度 6.15%。部署新井主要分布在多井缝洞单元边部，储集体发育程度相对较差，油井投产初期产能明显下降。

(4) 递减阶段：2005 年 6 月～至今

递减阶段共完钻新井 123 口。部署井主要以多井缝洞单元外扩和寻找新缝洞单元为主，其中多井单元外扩和加密效果较好。

3.1.1.2 塔河油田 12 区

塔河油田 12 区历经近 25 年不懈探索，主要经历了勘探—油藏评价阶段、规模建产阶段和稳产阶段三个阶段。

(1) 勘探—油藏评价阶段：2000 年 7 月—2007 年 4 月

2000 年 S85 井的钻探成功具有标志性意义，拉开了塔河油田 12 区开发的序幕。2001 年部署探井 S94 井，对鹰山组 5884~5960m 酸压抽汲出油 30.8m^3 ，测试为稠油层，初步证明了 12 区的含油气性。2003 年部署探井 S104 井，对鹰山组酸压评价为干层，说明 12 区缝洞储集体发育有一定的复杂性。

(2) 规模建产阶段：2007 年 12 月—2016 年 1 月

在前期勘探开发取得突破的基础之上，2008 年 5 月后塔河油田 12 区部署力度逐渐加大，产能建设阵地较多，产能稳步上升，阶段末（2016 年 1 月底）由于国际油价断崖式下跌，分公司限产关掉部分井。

(3) 稳产阶段：2016 年 2 月～至今

随着前期大规模的产建部署，井区井网密度逐渐加大，井控程度较高，潜力落实难度加大，因此，本阶段产建部署力度逐渐降低，但是区块产量趋于稳定。

3.1.2 区块开发现状

3.1.2.1 塔河油田各区块主体工程建设情况

(1) 塔河油田 6 区

塔河油田 6 区行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，由中国石油化工有限公司西北油田分公司采油二厂管辖。根据油田公司提供资料，目前该区块主要开采范围为*，该区块东侧为中石化塔河油田一至五区，南侧为中石化塔河油田 8、11 区，西侧为中石化塔河油田 10、12 区。

塔河油田 6 区目前主要建设有塔河油田二号联合站 1 座、塔河油田二号轻烃厂 1 座、塔库首站 1 座、卸油站 1 座、采油二厂厂部基地 1 座、二号废液处理站 1 座、6-1 计转站、6-2 计转站、6-3 计转站、6-4 计转站共 4 座计转站，T601 注水站、TK614 增压点、TK652 增压点、S80 注水站共 4 座注水增压点；油田现共有 114 口井及井场，其中生产井 92 口、注水井 20 口、长停井 2 口。油田内部建设有较完善的集输管网和油田道路等。

（2）塔河油田 12 区

塔河油田 12 区行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，由中国石油化工有限公司西北油田分公司采油二厂管辖。根据油田公司提供资料，目前该区块主要开采范围为*，南北宽约 28km，东西长约 42km，面积约 880km²，该区块东侧为中石化塔河油田 6、7 区，南侧为中石化塔河油田 10 区、托普台区。

塔河油田 12 区目前主要建设有四号联合站 1 座、中间热泵站 1 座、油服中心供水首站 1 座、TH12330 卸油站 1 座、12-1~12-15 计转站、AD20 计转站、TH12516 混输泵站共 17 座计转站，TH12144 增压点、S94-1 增压点、12-4 增压点、TH12507 增压点、TH12349 增压点、TH12403 罐区、TH12326 增压点、TH12215 罐区、TH12349 增压点、TH12403 罐区、TH12326 增压点、TH12215 罐区共 12 座注水增压站；油田现共有 505 口井及井场，其中油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口。油田内部建设有较完善的集输管网和油田道路等。

表 3.1-1 塔河油田 6 区、12 区主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其他
1	塔河油田 6 区	114 口	6-1 计转站、6-2 计转站、6-3 计转站、6-4 计转站	4 座	二号联合站	油气水依托塔河油田二号联合站处理
2	塔河油田 12 区	505 口	12-1~12-15 计转站、TH12516 混输泵站、AD20 计转站、TH12330 卸油站	18 座	四号联合站	油气水依托塔河油田四号联合站处理

3.1.2.2 塔河油田各区块公辅工程建设情况

（1）给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油二厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在

各联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液送至塔河油田绿色环保处理站处理。

（2）供热

塔河油田内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉，各联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为各联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。采油二厂厂部单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

（3）供电

塔河油田各区块范围内设置有 110kV 或 35kV 变电站，用于区域各联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入，未使用柴油发电机。

（4）集输管线及运输情况

塔河油田 6 区、12 区、于奇区分布有塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站，周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

（5）内部道路建设情况

目前塔河油田周边紧邻沙漠公路、库东公路，气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

（6）储罐、运输及装载系统建设情况

塔河油田各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于各计转站、联合站，其中各计转站现状仅进行计量，原有建设的储罐仅作为应急措施备用，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接通过管道外输。目前塔河油田内各井场均实现采出液管输，联合站分离后的采出水全部通过输水管线送至注水井回注地层，油、气通过单独管道外输，基本不需要单独的装载系统，但各联合站仍预留有装卸口，主要用于试油阶段井场采出液的装卸。

3.1.2.3 环保设施建设情况及运行情况

（1）废气环保设施

废气主要来自燃料燃烧烟气和油气生产集输过程无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢。

燃料燃烧烟气主要来自站场及井场燃气加热炉及生活基地燃气锅炉，其燃料均为天然气，燃烧废气直接经烟囱排放。锅炉所燃烧的天然气为净化处理后的天然气，属于清洁燃料，燃烧产生的废气通过烟囱排放，排气筒高度均大于8m。根据例行监测结果，锅炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值。

无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢为在石油开采、运输、处理过程中，由于阀门、管件泄漏及储罐呼吸造成的气体挥发而形成的。防止烃类气体和硫化氢挥发的主要措施如下：针对大罐呼吸加装抽气回收装置；集输流程上尽量采用管道输送，工艺流程上采用密闭流程，并定期对阀门等生产设备进行检维修，保障生产设施的气密性，尽量减少无组织废气的排放量。根据例行监测结果，油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准。

（2）污水处理系统

塔河油田油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。塔河油田各区块采出水经附近联合站采出水处理系统处理达标后，全部回注地下，不外排。污水处理系统主要包括污水处理工艺主流程及由污水、污油回收流程、污泥处理系统、反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统，采出水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注。根据例行监测结果，采出水处理系统出水中石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

（3）生活污水处理系统

塔河油田生活基地的生活污水均经各基地内的一体化污水处理设备处理，处理工艺采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺，综合污水经机械格栅去除大颗粒杂物后进入隔油调节池，进行隔油、水质水量调节，由提升泵提升进入缺氧池进行脱氮处理，处理后自流进入厌氧池，利用厌氧菌的作用，去除废水中的有机物，进

入好氧池，利用好氧微生物的新陈代谢作用，进一步把有机物分解成无机物，再进入二沉池对小颗粒悬浮物进行泥水分离，沉淀后的污水处理消毒池进行杀菌处理，再经过滤装置过滤后达标排入清水池，可直回用绿化浇灌。

根据例行监测数据，pH、COD、BOD₅、NH₃-N、SS、动植物油、石油类、总氮、粪大肠菌群、总磷等指标均能满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准。

（4）噪声防治措施及设施

油气田开发噪声主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如各场站机泵，井场采油机、井下作业机械等设备、加热炉等。塔河油田各采油厂对产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。收集往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，各区块声环境质量较好。

3.1.3 塔河油田 6 区、12 区“三同时”执行情况

本项目位于塔河油田 6 区、12 区，相关环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 塔河油田 6 区、12 区环保手续履行情况表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函〔2002〕68 号	2002 年 4 月 17 日	自主验收	/	2021 年 11 月 17 日
2		塔河油田 6、7 区奥陶系油藏综合调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕1235 号	2011 年 12 月	原自治区环境保护局	新环函〔2015〕1412 号	2015 年 12 月
3		塔河油田 6 区集中掺稀工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕430 号	2011 年 5 月	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕913 号	2015 年 8 月
4		塔河油田主体区奥陶系报告 2017 年第一期产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1974 号	2017 年 12 月	自主验收	--	2020 年 1 月
5		塔河油田西部奥陶系油藏 TK6153X 井产能建设项目	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2025〕90 号	2025 年 3 月	建设中		
6	环评及验收	塔河油田 12 区北奥陶系油藏 2020 年第二期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2020〕538 号	2020 年 9 月 17 日	自主验收	/	2022 年 5 月 30 日
7		塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕493 号	2013 年 6 月 14 日	自主验收	/	2021 年 11 月 15 日
8		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕165 号	2014 年 2 月 13 日	自主验收	西北油安〔2019〕348 号	2019 年 9 月 4 日
9		塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕196 号	2015 年 2 月 16 日	自主验收	/	2019 年 6 月 17 日
10		塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕644 号	2010 年 10 月 12 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2012〕855 号	2012 年 8 月 17 日
11		塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕31 号	2024 年 2 月 21 日	建设中		
12		塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕252 号	2024 年 11 月 27 日	建设中		

13		塔河油田 2025 年第二期产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	在走批复流程	/	/	/
14	环境风险应急预案	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案	2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案(备案编号: 652923-2024-218-M)				
15	排污许可执行情况	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂联合站	2020 年 6 月 30 日取得排污许可证(证书编号为: 91650000742248144Q083U)，并先后进行 13 次变更，最后一次变更时间为 2023 年 5 月 23 日				
16	环境影响后评价开展情况	塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书	2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见(新环环评函〔2021〕163 号)				
17		塔河油田 12 区环境影响后评价报告书	2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见(新环环评函〔2021〕160 号)				

3.1.4 塔河油田环境影响回顾性评价

3.1.4.1 生态环境影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期, 根据油田开发特点, 对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响, 其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。塔河油田各区经过了多年的开发后, 现在已占用了一定面积的土地, 使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少, 地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后, 不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响, 除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外, 其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖, 随着时间的推移, 被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况, 塔河油田各区的道路地面均进行了硬化处理, 井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理, 站场(计转站等)有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除, 主要为怪柳及棉花等, 西北油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续, 占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。塔河油田各区位于塔里木河冲积平原, 极端的干旱和强烈蒸发, 项目区植被恢复缓慢, 种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水, 因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同, 使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

——井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施工期临时占地均为油田开发规划用地, 区域土壤类型有风沙土、草甸土、草甸盐土、结壳盐土、林灌草甸土等, 所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

——道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。主要原因：虽然油气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油气田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被

的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生动物保护动物的现象。

（3）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 $40\text{m} \times 60\text{m}$ ，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m 。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

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

3.1.4.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔河油田 6 区、12 区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，塔河油田采油二厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

(1) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田各联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

(2) “垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③塔河油田各区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔河油田绿色环保站接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

结合塔河油田 6 区、12 区块历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因塔河油田的开发建设而明显增加，未对区域土壤产生累积性影响。

3.1.4.3 水环境影响回顾

塔河油田 6 区、12 区块施工期钻井全部采用钻井泥浆不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于荒漠灌溉。

运营期塔河油田 6 区、12 区块采出水经周边联合站污水处理系统处理，处理工艺采用“重力除油+压力除油+电化学预氧化+混凝沉降+过滤”。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。结合区域例行监测数据，各联合站污水处理系统出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，根据井场注水需要回注地层；根据西北油田分公司的规定，落地原油 100% 进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托持有危险废物经营许可证的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

塔河油田 6 区、12 区块按频次对地下水进行了自行监测，本次评价搜集塔河油田历年的环评、后评价报告与区块内地下水例行监测数据中地下水环境质量现状监测数据进行比对，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准要求。

塔河油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效，未对区域地下水环境产生累积性影响。

3.1.4.4 大气环境影响回顾

塔河油田 6 区、12 区块现有各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满

足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准。

收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，评价时段内作业区 SO₂、NO₂ 均未超标。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大。

3.1.4.5 固体废物影响回顾

（1）塔河油田12区

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自联合站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，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）要求，可用于铺垫井场和井场道路。根据现场调查，塔河油田 12 区在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至绿色环保站回收处理。由于回收措施严密，井场杜绝了油污散落到地表的現象；含油污泥（砂）委托塔河油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

（2）区块钻井泥浆处理后泥饼综合利用调查

西北油田分公司发布了《随钻泥饼综合利用管理工作指南》，建立健全随钻压滤泥饼转运、利用环节台账，确保每口井、每批任务、每车次信息均可溯源。根据西北油田分公司油田公司油服中心提供的采油二厂 12 区经处理后的泥饼综合利用情况如下：经统计，2024 年至今，12 区共产生 3.99 万 t（约 3.06 万 m³）泥饼，检测合格后用于油区 10 条道路的铺垫维护，原井场均已清场完毕，无剩余。

综上所述，塔河油田采油二厂区块钻井泥浆处理后泥饼满足相应标准后用于

塔河油田油区铺垫井场道路等，均能消纳无剩余。

3.1.4.6 声环境影响回顾

根据收集往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，声环境质量较好。根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

3.1.4.7 环境风险回顾

本项目所在的塔河油田 6 区、12 区块隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂管理。采油二厂已编制完成并发布了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，并于 2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案，备案编号：652923-2024-218-M。塔河油田 6 区、12 区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施基本完善。采取的环境风险防范措施基本有效。

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

2016 年 11 月 10 日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。

2023 年 5 月 23 日，西北油田分公司采油二厂变更了排污许可证（证书编号：91650000742248144Q083U），有效期至 2028 年 6 月 30 日。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油二厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

3.1.4.9 环境管理回顾

本项目由采油二厂管理。采油二厂于 2024 年 12 月 6 日取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编

号为 652923-2024-218-M。采油二厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

与建设单位联系沟通后，塔河油田 6 区、12 区块没有发生过环境污染事故，没有居民投诉。

3.1.4.10 退役设施情况

塔河油田 6 区、12 区块废弃井已按照西北油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

（1）挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。

（2）对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识。

（3）实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（4）清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层。

（5）临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》，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）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求，建议建设单位后续进一步加强区内退役井的管理。

塔河油田区域长停井封井	

3.1.5 区块污染物排放情况

根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》（生态环境部令 第 11 号），完成了排污许可证的申领。本次评价引用后评价报告和近期验收报告中区域已建工程污染物排放相关情况，目前塔河油田 6 区、12 区块现有污染物年排放情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 塔河油田 6 区、12 区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田 6 区现有 污染物排放量	7.42	0.63	48.53	37.2	0.21	0	0
塔河油田 12 区现有 污染物排放量	28.67	3.72	193.57	263.55	1.87	0	0

3.1.6 区块存在环保问题及整改措施

根据现场调查情况，具体存在的问题如下：

- （1）重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCS 的控制和管理措施不够完善；
- （2）信息公开不够规范，未定期公开企业环境管理信息，未能确保周边区域居民及时了解企业相关环保信息；
- （3）土壤自行监测频次低，不满足自行监测中频次及点位要求。

整改方案：目前存在的问题已纳入塔河油田 2025 年度~2026 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

- ①按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOCS 排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

②健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令 第 24 号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发〔2013〕81 号)、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环规环评〔2017〕4 号)等进行企业相关信息公开;

③根据《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 第 3 号)、《重点监管单位土壤污染隐患排查指南(试行)》(生态环境部 2021 年 1 号文)要求,加强土壤自行监测工作,并进行信息公开。

整改进度:采油二厂按照整改意见制定有 2025 年度~2026 年度整改计划,已提高土壤自行监测频次,满足自行监测中频次及点位要求;已对井场临时占地内的水泥块进行清理或综合利用,及时进行场地平整。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本次共涉及 17 座井场，其中 1 口井为新建钻井工程，其余 16 口井的钻井工程均已在已批复的区块环评中，由于前期进站不明确，因此配套管线建设内容纳入本次评价。本项目已建及在建的 16 口钻井工程基本概况基本情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程基本概况一览表

序号	名称	开钻/开工时间	完钻/完工时间	井别	所属区块
1	TH121192X 井	2025/7/13	未完	采油井	12 区
2	TH121193X 井	未开钻	-	采油井	12 区
3	TH122154 井	2025/7/8	未完	采油井	12 区
4	TH123162X 井	未开钻	-	采油井	12 区
5	TH124123H 井	2025/8/4	未完	采油井	12 区
6	YQ2-6 井	未开钻	-	采油井	12 区
7	AD29-1CH 井	2025/8/15	未完	采油井	12 区
8	TH121194 井	未开钻	-	采油井	12 区
9	TH122156X 井	未开钻	-	采油井	12 区
10	TK642CH 井	2025/8/3	未完	采油井	6 区
11	TH122157H 井	未开钻	-	采油井	12 区
12	TH122158X 井	未开钻	-	采油井	12 区
13	TH122159X 井	未开钻	-	采油井	12 区
14	TH124125H 井	未开钻	-	采油井	12 区
15	TH124126H 井	未开钻	-	采油井	12 区
16	TH124127H 井	未开钻	-	采油井	12 区

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

本次工程对已批复的 14 口钻井（TH121192X、TH121193X、TH122154、TH123162X、TH124123H、TH121194、TH122156X、TK642CH、TH122157H、TH122158X、TH122159X、TH124125H、TH124126H、TH124127H）进行配套管线工程，对已批复的 2 口单井（YQ2-6 及 AD29-1CH）建设拉油流程，现有工程及本次管线接入井（站）的环评及验收情况一览表见表 3.1-4 所示。

表 3.1-4 现有工程环评及验收情况一览表

序号	工程名称			项目名称	环评文件			验收文件		
					审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环 评 及 验 收	6 区	TK642CH	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设 工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函〔2002〕68 号	2002 年 4 月 17 日	自主验收	/	2021 年 11 月 17 日
2		12 区	TH12135CH	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项 目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕1004 号	2011 年 10 月 28 日	自主验收	/	2021 年 11 月 15 日
3			TH121192X	塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕31 号	2024 年 2 月 21 日	在建		
4			TH121193X	塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕31 号	2024 年 2 月 21 日	在建		
5			TH121194	塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕31 号	2024 年 2 月 21 日	在建		
6			TH122154	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设 项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕252 号	2024 年 11 月 27 日	在建		
7			TH122156X	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设 项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕252 号	2024 年 11 月 27 日	在建		
8			TH12284 阀组	塔河油田 12 区北奥陶系油藏 2020 年第二 期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2020〕538 号	2020 年 9 月 17 日	自主验收	/	2022 年 5 月 30 日
9			TH123132H	TH123132X 勘探井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2020〕791 号	2020 年 12 月 1 日	自主验收	/	2021 年 11 月 11 日
10			TH123162X	塔河油田塔河十二区 2023 年第一期产能 建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2023〕45 号	2023 年 3 月 14 日	自主验收	/	2024 年 5 月 25 日
11			TH124123H	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设 项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕252 号	2024 年 11 月 27 日	/	/	/
12			AD29-1CH	塔河油田 2025 年第二期产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	走批复流程		/	/	/
13			TH122157H	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设 项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕 252 号	2024 年 11 月 27 日	在建		
14			TH122158X	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕	2024 年 11 月 27 日	在建		
15										

			项目		252 号				
16		TH122159X	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）252 号	2024 年 11 月 27 日	在建		
17		TH124125H	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）252 号	2024 年 11 月 27 日	在建		
18		TH124126H	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）252 号	2024 年 11 月 27 日	在建		
19		TH124127H	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）252 号	2024 年 11 月 27 日	在建		
20		12-4 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2014）165 号	2014 年 2 月 13 日	自主验收	西北油安（2019）348 号	2019 年 9 月 4 日
21		12-7 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2015）196 号	2015 年 2 月 16 日	自主验收	/	2019 年 6 月 17 日
22		12-10 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2010）644 号	2010 年 10 月 12 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2012）855 号	2012 年 8 月 17 日
23		12-12 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2010）644 号	2010 年 10 月 12 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2012）855 号	2012 年 8 月 17 日
24		12-14 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2013）493 号	2013 年 6 月 14 日	自主验收	/	2021 年 11 月 15 日
25		12-15 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2015）196 号	2015 年 2 月 16 日	自主验收	/	2019 年 6 月 17 日
26		YQ2-6	塔河油田 2025 年第一期产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）258 号	2024 年 11 月 29 日	在建		

3.2.3 现有工程污染物达标情况

由于现有井场均为在建和未建状态，故类比 6 区及 12 区块内同类型井场的自行监测数据，加热炉烟气中颗粒物平均浓度为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫平均浓度为 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物平均浓度为 $130\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值。井场厂界无组织废气中非甲烷总烃浓度在 $0.89\text{mg}/\text{m}^3\sim 1.34\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢浓度在未检出 $\sim 0.007\text{mg}/\text{m}^3$ ，无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。

根据验收监测报告，井场四周厂界噪声监测值昼间在 $46\sim 48\text{dB}(\text{A})$ ，夜间在 $39\sim 41\text{dB}(\text{A})$ ，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

现有老井井场现场踏勘期间，井场无历史遗留废弃物产生，结合西北油田分公司现场工作人员反馈，各井场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处理，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

由于本项目涉及的已钻井均属于在建及未建状态，还未正常生产，施工期钻井废水及酸化压裂返排液集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，生活污水经撬装式污水处理站处理达标后用于区域生态林、荒漠灌溉，施工期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。。

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

本次工程涉及 16 口已批复钻井，除 TH121192X、TH12215、TH124123H、AD29-1CH 及 TK642CH 井已开钻外，其余井还未开钻，根据现场调查除 AD29-1CH 井场有少了建筑垃圾及防渗膜未及时清运外，其余井场未见固体废物残留，现场调查过程中未发现环境问题。

--	--

目前存在的问题已纳入塔河油田 2025 年度~2026 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

按照计划对井场临时占地内的建筑垃圾及防渗膜进行清理或综合利用，完成随钻泥饼的清理及综合利用，对井场临时占地及时进行场地平整，临时用地使用人应当自临时用地期满之日起 1 年内完成土地复垦，按照因地制宜的原则，恢复达到可供利用的条件，以利于植被恢复，做到“工完、料净、场地清”。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

3.3.1.1 项目概况

工程名称：塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 等工程产能建设项目；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：阿克苏地区库车市，具体见图 3.3-1 本工程地理位置图。

工程总投资：总投资 4737.06 万元，其中环保投资 161 万元。

建设内容及规模：单井初期平均产油 20~22t/d。

主要建设内容如下：

（1）钻井工程

本次工程新钻井 1 口 TK6154H 井。

（2）地面工程

本次共涉及 17 座井场，其中 2 座井场采用拉油工艺，15 座井场采用集输工艺。

①油气集输工程：新建 15 座井场的单井出油管道线、掺稀管线以及燃料气管线；新建 12-11 计转站到四号联外输管道，各类管线总长 23.73km；

②井场工程：新建井场 200kW 加热炉 14 台、400kW 加热炉 1 台；TH121156 井场新建 6 井式计量阀组、6 井式掺稀阀组、6 井式配气阀组以及 1 台管道泵；TH121194 井场新建计量装置 1 台；TH12135CH 井场新建管道泵 1 台、3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座；

③拉油流程：新建 YQ2-6 井、AD29-1CH 井拉油流程，单座井场新建多功能集油器 1 座、掺稀泵 1 台、稀油罐 2 座、简易火炬 1 套、值班营房 1 套、喂油泵 1 台；

（4）公辅工程：

配套结构、通信、电气、自控等公用工程。

（5）环保工程。

劳动组织及定员：根据数字化、自动化设计水平，油区各井场实现无人值守，

无新增定员。

本工程组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等。本工程建设规模一览表见表 3.3-1。

表 3.3-1 本次工程组成表

序号	项目名称	类型	工程内容及规模	备注
1		产能	13.65t/a	-
2	主体工程	钻井工程	TK6154H 井 新钻井 1 口 TK6154H 井，井深 6609.59m。井场外设置放喷池 2 座，2×200m³；井场设置应急池 1 座，600m³，井场设便携式 H ₂ S 监测仪。	新建
		地面工程	油气集输 新建 TH121192X 井至 TH121156 井、TH121193X 井至 TH121156 井、TH122154 井至 TH12284 阀组、TH123162X 井至 TH123132H 井、H124123H 井至 TH124104 阀组、TH121194 井至 TH12135CH 井、TH122156X 井至 12-7 计转站、TK6154H 井至 6-1 计转站及 TK642CH 井至 TK6130X 井、TH122157H 井至 TH122103 阀组、TH122158X 井至 TH122159X 井、TH122159X 井至 12-11 计转站、TH124125H 井至 TH12441 阀组、TH124126H 井至 12-10 计转站、TH124127H 井至 TH124116 阀组及 12-11 计转站到四号联外输管道共 16 条集输管线，总长 23.73Km。	新建
		井场工程	新建井场 200kW 加热炉 14 台、400kW 加热炉 1 台；TH121156 井场新建 6 井式计量阀组、6 井式掺稀阀组、6 井式配气阀组以及 1 台管道泵；TH121194 井场新建计量装置 1 台；TH12135CH 井场新建管道泵 1 台、3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座。	新建
		拉油工程	本次对 YQ2-6 井、AD29-1CH 两口单井进行拉油流程，每口拉油井场新建 80 方多功能集油器 1 座（带底部装车、自控、电加热）、5m³/h 掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座，DN100 简易火炬 1 套，高度 15m，值班营房 1 套，喂油泵 1 台。	
3	公辅工程	给水工程	生产用水、生活用水采用水罐车就近拉运至井场。	依托
		供电工程	依托区域现有供电系统	依托
		自控工程	井场内均新建站控系统（PLC）1 套。	新建
		通信工程	新建工艺装置区设置视频监控，防爆等级不低于 ExdIIB T4，视频数据采用光缆接入控制室视频监控系统。	新建

4	环保工程	消防工程	新建装置区设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器 30 具，推车式磷酸铵盐干粉灭火器 10 具。	新建
		道路工程	已钻井均依托本工程附近已建道路，本次新钻井钻前工程需修建通井道路，通井道路从就近道路引接，共计新建通井道路 540m，采用单车道砂石路面，路面宽 5m	新钻井新建，其余利旧
		废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。运营期：加热炉使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放。采出液密闭输送原油采用装车拉运，拉油流程的井油气装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理。可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。	-
		废水	施工期：钻井废水连同钻井泥浆（含磺化泥浆）和岩屑进入泥浆不落地系统进行固液分离，分离出的液体优先重复利用，剩余的液体集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。试油采出水采用储液罐内收集运至塔河油田绿色环保工作站处理。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准，达标处理后出水主要用于区域生态林、荒漠灌溉。 运营期：废水包括采出水、生产废水、井下作业废水、生活污水。采出水随采出液最终输送至联合站处理，达标后回注地层，生产废水、井下作业废水经专用储液罐收集后拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。运营期无新增生活污水。 退役期：无废水产生。	-
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备、基础减振。 退役期：合理安排作业时间。	-
		固废	施工期：固废主要为钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和土石方。施工土方全部用于管沟回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系持有危险废	-

				<p>物经营许可证的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置；撬装式污水处理站产生的污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。</p> <p>运营期：运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位接收处置。</p> <p>退役期：退役期废弃建筑残渣等收集后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站妥善处置。</p>	
		生态		<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗。</p> <p>运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道。</p> <p>退役期：地面设施拆除、做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施，落实生态恢复治理方案。</p>	-
		环境风险		<p>施工期：单座井场设置放喷池。</p> <p>运营期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入采油二厂环境风险应急预案。</p>	-
5	依托工程	钻井泥浆、岩屑、落地油、试油期采出水、钻井废水、酸化压裂废水、生产废水、井下作业废水	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站	<p>钻井泥浆、岩屑、落地油，依托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），设计年处理含油污泥的量为6万m³，有4套5项分离装置；受浸土（主要指含油量<5%的污油泥）依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（规模7万吨/a）和阿克苏塔河环保工程有限公司处理（规模15万吨/a）处理；废液处置能力65m³/h，在站内自行处理。钻井废水连同钻井泥浆岩屑一同进入泥浆不落地处理系统处理，处理后的废水全部回用，不外排。试油采出水在储液罐内收集，依托塔河油田绿色环保工作站处置。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后，拉运至塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。生产废水由罐车拉运至塔河油田绿色环保工作站处理。井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。</p>	-
		生活垃圾、一体化污水处理装置污泥、施工废料	库车绿能环保科技有限公司	<p>施工期生活垃圾、一体化污水处理装置污泥及施工废料委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。</p>	-

3.3.1.2 开发方案和总体布局

本项目主要涉及塔河油田6区、12区，本次塔河油田西北油田分公司在6

区新布设一口新井（TK6154H 井），同时为了尽快形成原油生产能力，满足原油上产的需要，提高该区整体开发效益，对各区块部分具备开发条件的井，根据开发建设安排，将已批复区块中，部分进站不明确的钻井工程所涉及的配套管线建设内容纳入本次评价，由西北油田分公司采油二厂开展了本次地面工程设计工作。通过本次地面集输工程，可减少资源浪费，增加油田收益。同时本次针对区块内 YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井布设一套拉油流程。本工程最高日产油 360t/d，最高日产气 5.4 万 m³/d。

根据本工程的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，对于进入集输工程的井场，就近充分利用塔河油田二号联合站及塔河油田四号联合站（其中六区集输工程进入塔河油田二号联合，12 区集输工程进入塔河油田四号联）的原油脱水、污水处理等地面设施能力。油气集输系统采用三级布站方式，即：单井—计量阀组间/计转站-联合站。井口不设置脱硫设施，单井原油就近进入已建站场，最终输往已建塔河油田四号联合站进行油气水处理。

YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井井场内设置值班室、工具间、仪表间、油气分离流程、电加热炉、火炬区，同时预留变压器位置。井口产液经井场油气分离后原油及天然气分别装车拉运至塔一联处理

工程建成后，由西北油田分公司采油二厂负责运行管理。

3.3.2 油气资源概况

3.2.2.1 地质构造特征

本项目所在区域位于阿克库勒凸起的西北侧翼，奥陶系揭示中一下统鹰山组、中统一间房组、上统恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组，上覆地层由西南向东北分别是志留系下统、泥盆系上统、石炭系下统。其中奥陶系中一下统一间房组和鹰山组为主要含油层系。

通过工区多口完钻井地层对比分析，研究区内奥陶系上统（O3）呈楔形向东北抬升减薄。奥陶系中统一间房组（O2yj）、奥陶系中一下统鹰山组（O1-2y），厚度具有南厚北薄的特征，最薄的区域在工区的西北角，最厚的区域在上奥陶统覆盖区的南部和东南部。其主要原因在于：受加里东中期—海西早期构造运动、多期地层剥蚀的影响，由艾丁地区向于奇西地区，奥陶系上统桑塔木组、良里塔

格组和恰尔巴克组，以及奥陶系中统一间房组和奥陶系中一下统鹰山组上部向于奇西地区依次被完全剥蚀，在于奇西和艾丁西北部奥陶系厚度较薄。

3.3.2.2 区带或层系

全区主要发育三条北东向断裂带，西部以“Y”字形逆冲断裂为主，东部以单支断裂为主。

全区主干深大断裂、伴生次级断裂共解释了 14 组，为区块主要断裂，主要发育三条断裂带，形成了全区的断裂体系。其中主干深大断裂 6 组，伴生 8 组主要次级断裂，都为区域挤压应力形成的逆断层，且以逆冲断层为主。

第一条断裂带位于主体区西部，发育由 F1-F3 三组断裂构成的逆冲断裂，为区域性挤压地质应力作用在刚性基底上形成的一组逆冲断裂，以“Y”字型为主，形成局部背形低幅构造。第二条断裂带位于主体区中部，主要由 F6、F7 两组北北东向深大主干平行断裂构成，主要为区域性挤压地质应力作用下形成的扇状褶皱构造样式，两条主干深大断裂共同作用形成了断隆构造。第三条断裂带为主体区东部，主要由 F11 北北东向主干深大断裂构成，主要为区域挤压地质应力形成的单支状深大主干断裂，主干断裂深入基底，伴生多条北北西向次级断裂。

3.3.2.3 储层特征

受到多期构造运动和岩溶作用的影响，塔河地区奥陶系基质物性总体表现相对比较差，储集空间应以溶洞、溶孔、裂缝为主，其中溶洞、溶孔为主要的储集体核心空间，主要受多期次的大规模溶蚀作用形成，形成多个岩溶体系。主要经历了加里东中期表生岩溶、海西早期裸露风化岩溶和埋藏期层状岩溶等三期岩溶作用过程；海西早期裸露风化岩溶是缝洞系统的主要形成时期，该期的古岩溶地貌和古水动力条件是缝洞系统发育的主要影响因素；缝洞系统经历了被不断埋藏所产生的溶蚀和充填改造作用，深部热液作用形成了以层状分布为特征的溶蚀孔洞；塔河油田碳酸盐岩缝洞系统具有类型多样、大小悬殊和分布规律复杂的特点。

3.3.2.4 油气藏流体性质

（1）原油性质

本次涉及 12 区及 6 区块，其中 12 区原油具有“超重质、高粘度、高含蜡、高含硫、流动性能较差”特征，地面原油密度（20℃以下）0.8147~1.0724g/cm³，原油凝固点平均在 33℃；平均含硫 2.7%，平均含蜡量为 4.6%。

塔河油田 6 区奥陶系油藏原油密度介于 $0.8849\sim 1.0575\text{g/cm}^3$ ，平均 0.9632g/cm^3 ，属于中—重质原油；原油运动粘度介于 $7.8\sim 29629\text{mm}^2/\text{s}$ ，平均为 $1823\text{mm}^2/\text{s}$ 。凝固点介于 $-35\sim -1^\circ\text{C}$ ，平均在 -25.2°C ；平均含硫 2.78%，平均含蜡量为 5.16%。

具体见表 3.3-2 所示。

表 3.3-2 原油物性参数表

区块	密度 (g/cm^3)	凝固点 ($^\circ\text{C}$)	含硫 (%)	含蜡 (%)
12 区	$0.8147\sim 1.0724$	33	2.7	4.6
6 区	$0.8849\sim 1.0575$	35	2.7	5.16

(2) 天然气性质

6 区及 12 区天然气甲烷含量为 40.73%~91.49%，平均 73.96%，相对密度为 0.6196~1.1220，平均 0.8091，重烃 (C_2^+) 含量平均 17.98%， N_2 含量平均 5.07%， CO_2 含量平均 2.96%。天然气总体特征是甲烷含量较高、重烃含量较低，属于湿气。其中 12 区天然气中检测到的硫化氢浓度介于 $1545\sim 262468\text{mg/m}^3$ 之间，平均 56151mg/m^3 。6 区天然气中检测到的硫化氢平均浓度为 993mg/m^3 。

(3) 地层采出水物性

区块平均地层水密度为 1.141g/cm^3 、pH 值为 6.3、总矿化度为 $21.49\times 10^4\text{mg/L}$ ， Cl^- 为 133522mg/L 。为 CaCl_2 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水。

(4) 掺稀油物性

本工程掺稀所需的稀油来自项目周边已建联合站，稀油的原油物性：原油密度 0.8988g/cm^3 、粘度 $21.7\text{m}^2/\text{s}$ (30°C)，掺稀比约为 2~4。

(5) 燃料气物性

井场加热炉的天然气干气，由已建配气站、联合站天然气管网交汇供气，燃料气物性组分见表 3.3-3。

表 3.3-3 燃料天然气组分

组分及主要物性	单位	含量 (%)
C_1	Mol%	96.226
C_2	Mol%	1.77
C_3	Mol%	0.3
i C_4	Mol%	0.062
n C_4	Mol%	0.075
i C_5	Mol%	0.02

nC ₅	Mol%	0.016
C ₆	Mol%	0.051
CO ₂	Mol%	0.475
N ₂	Mol%	1.005
H ₂ S	mg/Nm ³	20
低位发热值	MJ/Nm ³	33.812
密度	kg/Nm ³	0.6982
相对密度（标准状态）	kg/Nm ³	0.5796

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-4。

表 3.3-4 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	井场、站场	新钻井	口	1
			采油井场	座	16
			拉油井场	座	2
3			日产原油	t/d	374
4			集输管道	km	23.73
5	综合指标	总投资		万元	4737.06
6		环保投资		万元	161
7		永久占地面积		hm ²	0.72
8		临时占地面积		hm ²	20.2
9		劳动定员		人	不新增
10		工作制度		h	7920

3.3.4 工程组成

本项目主要包括主体工程（钻井工程、集输工程、拉油工程）、储层改造工程、公辅工程及依托工程。

3.3.4.1 主体工程

（1）钻井工程

钻井工程包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程

①钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式污水处理站安装等内容，新建通井道路 0.54km，采用单车道砂石路面，路面宽 5m。具体建设内容及工程量如表 3.3-5 所示。钻井井场示意图见图 3.3-3。

表 3.3-5 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	hm ²	1.08	新建, 90m×120m
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	主放喷池	100m ³	座	1	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放; 新建, “环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m ³	座	1	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放; 新建, “环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	非磺化岩屑池	400m ³	座	1	暂存非磺化岩屑; 新建, “环保防渗膜+水泥压边”防渗
	磺化岩屑池	300m ³	座	1	暂存磺化岩屑; 新建, “环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	撬装式污水处理站	处理规模 20m ³ /d	座	1	包括 1 套微生物处理系统, 1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置、1 套脱色装置
	活动房	--	座	42	人员居住; 撬装装置, 井场 42 座活动房
6	井场道路	路面宽 5m	km	0.54	--

②钻井工程

本次共部署钻井 1 口 (TK6154H 井), 新钻井均采用三级井身结构, 单井井深 6606.59m (斜) -7809.59m (垂), 井身结构见下图。

本次新建的井在开发后期, 若单井原油产量下降, 为维持区块原油生产能力, 增大塔河油田整体开发效益, 将会对单井进行侧钻。

侧钻斜造点选在 5120m 处, 两个方位各侧钻 1 次, 共侧钻 2 次, 单次侧钻进尺均为 600m, 故本次单井侧钻总进尺为 0.12×10⁴m, 钻井液体系为聚磺防塌体系。井身结构图如下。

③钻井液体系设计

本项目钻井液体系见表 3.3-6。

表 3.3-6 钻井液体系表

井段 (m)	钻井液体系	选择依据
0~600	膨润土-聚合物	地层疏松易垮塌, 采用高粘聚合物体系保持井眼稳定。
600~5791.5	聚合物	泥岩地层易造浆, 砂岩易渗漏, 体系包被抑制性强。
5791.5~6606.59	聚磺防塌	井温升高, 侏罗系以深泥岩易水化剥落, 体系抗温、防塌性能好。

④固井方案

一开、二开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式。三开采用套管+筛管完井或裸眼完井。

⑤钻机选型及钻井周期

钻井使用 ZJ70 型钻机，同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防装备。项目单座井场工程井队人数约 60 人，单座新井施工天数 150d，单座老井侧钻施工天数 40d。

⑥主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 单座井场施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m ³	7 个
振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2

⑦原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。由于涉及具体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	1140	--	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	689	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料 (膨润土)	t	57	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料 (Na ₂ CO ₃)	t	5	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	10	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物 /80A51/ NM1-4 等	t	5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	3	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明黏稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物 /LP++等	t	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/ 双聚铵盐 NP-2 等	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/ TSH-2 等	t	21	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	38	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制黏度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	21	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	151	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	43	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	5	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂

16	防塌剂 (胶体) / SY-A01 等	t	13	黑色胶状物、均匀分散, 无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉剂) /FT-1A/KH-N/ DYFT-2	t	18	磺化沥青, 粉状, 可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散, 吸附在页岩微缝上阻止水渗入, 改善井壁泥饼润滑性, 抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/ TRH-1 等	t	15	芳烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	33	无色立方晶体或白色结晶, 可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力, 抑制盐岩井段盐溶, 钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	10	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂, 调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/ SHR-102 等	t	3	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂 /TYSD-1/ TP-2 等	t	8	灰白色粉末, 随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵性能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害。	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	4	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 无荧光干扰, 不影响地质录井	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂

(3) 储层改造工程

①射孔工艺

考虑电缆传输射孔需要多次下入射孔枪, 作业周期长、风险大; 管柱传输射孔是主要射孔方式, 射孔作业实施情况良好, 工艺技术成熟, 本项目新钻井采用管柱传输射孔工艺。

射孔参数推荐: 枪型: 127 型, 弹型: 欧文弹或 127 聚能弹, 孔密: 16 孔/米, 校深方式: 采用 GR+CCL 校深。

②储层改造工艺

结合塔河油田区域已实施的钻井作业储层改造工艺, 本项目钻井采用酸化压裂工艺。

③压裂方案

选用 31/2" 油管进行施工, 采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液, 其中单座井场压裂液用量为 300m³, 胶凝酸用量为 280m³, 滑溜水用量为 150m³, 单座井场总液量为 730m³。压裂返排液产生量为 438m³, 返排率 60%。由于涉及商业机密, 本次酸化压裂液未给出具体配比, 井场酸化压裂施工程序如表 3.3-9。

表 3.3-9 井场酸化施工泵注程序

阶段	序号	工序	液量	排量	累计液量	预计泵压	备注
			m ³	m ³ /min	m ³	MPa	
试解堵	1	正挤滑溜水	30	0-2.0	30	≥42	将压井液挤入地层
	2	正挤胶凝酸	50	3.0-4.0	80	≥48	控制排量注酸
	3	正挤滑溜水	40	≥2.0	120	≥44	将酸液顶入地层, 顶替结束后停泵观察 30min
①若停泵压降小, 解堵不明显则执行第 4-7 步; ②若停泵压降大, 解堵明显沟通则结束施工。							
小型酸压	4	正挤一体化压裂液	200	4.0-5.0	320	≥72	控制排量泵注, 若出现较大压降则停止泵注压裂液并切换酸液
	5	正挤胶凝酸	220	≥5.5	540	≥68	刻蚀深部裂缝通道
顶替	6	正挤滑溜水	60	≥4.0	600		将酸液顶入地层
测压降	7	停泵测压降 30min					

表 3.3-10 塔河油田钻井改造液体系配方

液体类型	配方
压裂液	纳米乳液稠化剂、破乳剂、破胶剂、清水
胶凝酸	31%盐酸、胶凝剂、缓蚀剂、铁离子稳定剂、破乳剂、清水
滑溜水	纳米乳液稠化剂、清水

④压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.3-11。

表 3.3-11 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

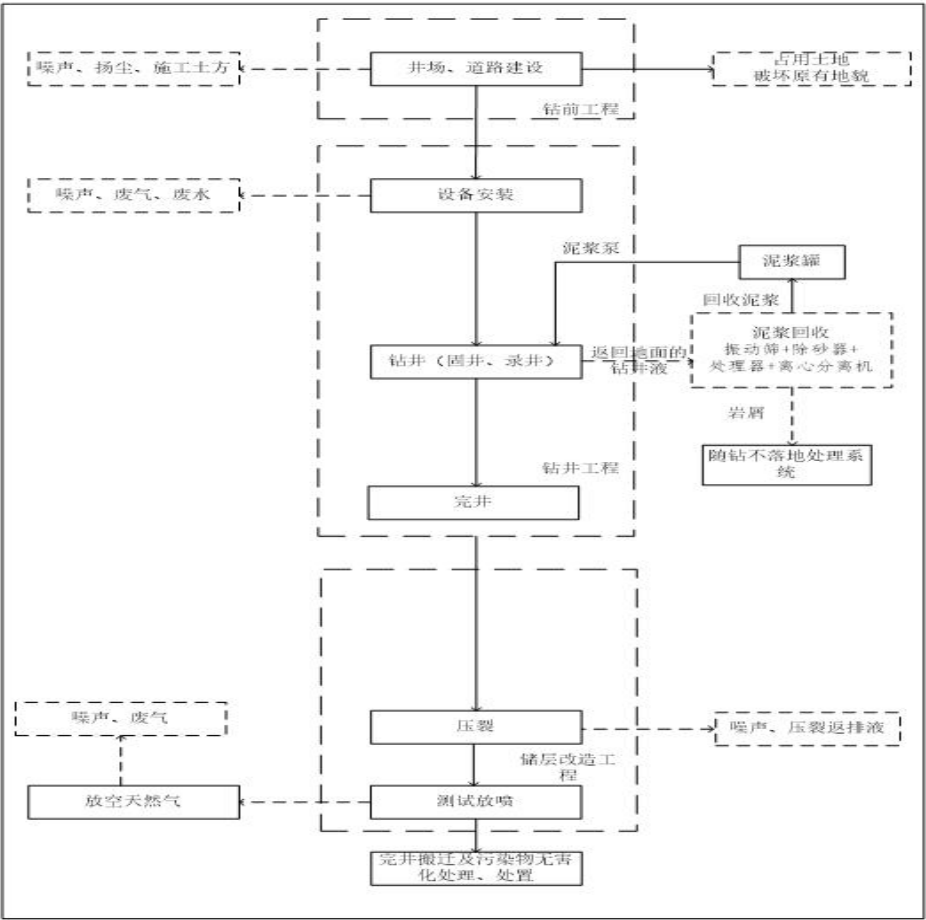


图 3.3-7 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

(4) 地面工程

本次地面工程包括井场工程、管线工程及拉油工程。本次共涉及 17 座井场，其中 2 座井场采用拉油工艺，15 座井场采用集输工艺。具体工程见表 3.3-12。

表 3.3-12 本项目地面工程内容一览表

序号	名称	工程内容
1	TH121192X 井至 TH121156 井集输管道	新建生产管线 DN80，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 200kW 加热炉 1 台，TH121156 井新建 6 井式计量阀组，6 井式掺稀阀组及 6 井式配气阀组及 1 台管道泵。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
2	TH121193X 井至 TH121156 井集输管道	新建生产管线 DN80，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 200kW 加热炉 1 台，生产管线进 TH121156 阀组，掺稀管线、燃气管线接 TH121143 井。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
3	TH122154 井至 TH12284 阀组集输管道	新建生产管线 DN100，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 200kW 加热炉 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
4	TH123162X 井至 TH123132H 井集输管道	新建生产管线 DN100，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 200kW 加热炉 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
5	TH124123H 井至 TH124104 阀组集输管道	新建生产管线 DN125，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 200kW 加热炉 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
6	YQ2-6 单井拉油流程	新建 80 方多功能集油器 1 座（带底部装车、自控、电加热）、5m ³ /h 掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座，DN100 简易火炬 1 套，高度 15m，值班营房 1 套，喂油泵 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
7	AD29-1CH 单井拉油流程	新建 80 方多功能集油器 1 座（带底部装车、自控、电加热）、5m ³ /h 掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座，DN100 简易火炬 1 套，高度 15m，值班营房 1 套，喂油泵 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
8	TH121194 井至 TH12135CH 井集输管道	新建生产管线 DN80，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 200kW 加热炉 1 台，单井计量装置 1 台，TH12135CH 新建 3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座。管道泵 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
9	TH122156X 井至 12-7 计转站集输管道	新建生产管线 DN80，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 400kW 加热炉 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
10	TK6154H 井至 6-1 计转站集输管道	新建生产管线 DN80，掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，井场安装 200kW 加热炉 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
11	TK642CH 井至 TK6130X 井集输管道	新建掺稀管线 DN50，燃气管线 $\Phi 48 \times 4$ ，沿路铺设，井场安装 200kW 加热炉 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。

		工程。
12	TH122157H 井至 TH122103 阀组集输管道建设工程	新建 DN100 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台
13	TH122158X 井至 TH122159X 井集输管道建设工程	新建 DN100 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台及单井计量装置 1 台。
14	TH122159X 井至 12-11 计转站集输管道建设工程	新建 DN125 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台。
15	TH124125H 井至 TH12441 阀组集输管道建设工程	新建 DN80 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台
16	TH124126H 井至 12-10 计转站集输管道建设工程	新建 DN100 生产管道至 12-10 计转站, 掺稀、燃气管线从 TH124115 井场接, 井场新建 200KW 加热炉 1 台。
17	TH124127H 井至 TH124116 阀组集输管道建设工程	新建 DN100 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台。
18	12-11 计转站到四号联外输管道建设工程	新建 1 条 DN250 生产管线至四号联, 采用钢管+HTPO 工艺, 压力等级 4.0MPa。

①井场工程

——本次在 15 座井场设置加热炉：其中在 TH121192X 井、TH121193X 井、TH122154 井、TH123162X 井、TH124123H 井、TH121194 井、TK6154H 井及 TK642CH、TH122157H、TH122158X 井、TH122159X 井、TH124125H、TH124126H 及 TH124127H 井共 14 座井场设置 1 台 200kW 加热炉, 在 TH122156X 井设置 1 台 400kW 加热炉。

——本次在 3 座井场设置计量阀组等设备：在 TH121156 井新建 6 井式计量阀组, 6 井式掺稀阀组及 6 井式配气阀组及 1 台管道泵；TH121194 井场新建计量装置 1 台；TH12135CH 新建 3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座。管道泵 1 台；

②管线集输工程

拟建工程新建 15 座井场的集油管线、燃料气管线、掺稀管线及 1 条 12-11 计转站到四号联油气外输管线共计 23.73km, 采用同沟敷设。管线敷设情况见表 3.3-13。

表 3.3-13

本次新建管线部署一览表

序号	管线名称	起点	终点	长度 (km)	管径和材质	设计压力 (MPa)
1	TH121192X 井至 TH121156 井	*	*	*	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7
2	TH121193X 井至 TH121156 井	*	*	*	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7
3	TH122154 井至 TH12284 阀组	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
4	TH123162X 井至 TH123132H 井	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
5	TH124123H 井至 TH124104 阀组	*	*	*	生产管线: DN125, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	15.0/13.2
6	TH121194 井至 TH12135CH 井	*	*	*	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7
7	TH122156X 井至 12-7 计转站	*	*	*	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7
8	TK6154H 井至 6-1 计转站	*	*	*	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7

9	TK642CH 井至 TK6130X 井	*	*	*	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7
10	TH122157H 井至 TH122103 阀组	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
11	TH122158X 井至 TH122159X 井	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
12	TH122159X 井至 12-11 计转站	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
13	TH124125H 井至 TH12441 阀组	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
14	TH124126H 井至 12-10 计转站	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
15	TH124127H 井至 TH124116 阀组	*	*	*	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2
16	12-11 计转站到四号联外输管道	*	*	*	DN250 生产管线, 采用钢管+HTPO 工艺	4.0MPa
合计				*		

③拉油流程

新建 YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井拉油流程，各井场均新建 80 方多功能集油器 1 座（带底部装车、自控、电加热）、5m³/h 掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座，DN100 简易火炬 1 套，高度 15m，值班营房 1 套，喂油泵 1 台。

各油井经多功能集油器后由导油车拉运至 TH12330 卸油站，进行简单的油气油水分离，油由管线输送至四号联合站，水由注水管线至区块内注水井进行回注地层。

（4）封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、

《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

3.3.4.2 公辅工程

（1）供电工程

本项目供电依托井场、站场现有供电系统。

（2）供排水工程

①给水

项目给水采用罐车就近从塔河供水首站或末站拉水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水。运营期井场为无人值守井场，不涉及新增用水。

②排水

施工期每座侧钻井场单独建设 1 座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表

二的 B 级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

运营期采出水随油气混合物输送至周边联合站处理，处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。

（3）供热工程

拟建工程钻井期生活区供暖方式采取电采暖。

运营期单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 65℃ 后外输。加热炉燃料气气源为联合站内处理后的天然气。本项目井场加热炉年使用时间 7920h，燃料气年消耗量 299.84 万 m³。燃料气低位发热值为 33.4MJ/m³。其组分见表 3.3-14。

表 3.3-14 燃料气组分一览表

燃料气来源	组分	C1	C2	C3	C4	C5	CO ₂	N ₂	总硫 (mg/m ³)
联合站	含量, mol%	89.06	2.96	0.51	0.03	0	0.45	6.71	≤20

（4）道路工程

本项目 1 座新井钻前工程需修建通井道路，通井道路从就近道路引接，共计新建通井道路 0.54km，采用单车道砂石路面，路面宽 5m。

（5）防腐工程

拟建工程集输管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温。

（6）自控工程

井场关键参数设置检测仪表，通过 RTU 将仪表信号上传上级站场，实现远程监控。站场扩建工艺部分关键参数设置检测仪表，信号接入站场控制系统。

（6）危废暂存点

钻井期每座井场建设 1 座撬装危废暂存点，占地面积 10m²，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能，危废暂存间底部及四周裙角采取重点防渗措施，产生的含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料暂存于危废暂存间内，含油废物采取桶装形式密闭后存放在危废暂存点内，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠后打包存放在危废暂存点内，并与含油废物存放有一定的界限，危险废物定期由钻井队委托有资质单位接收处置。

3.3.5 硫平衡

根据项目资料，本项目所在区域硫化氢浓度介于 1545~262468mg/m³，平均为 56151mg/m³，本项目最高年伴生气产生量约 $0.01 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 56.151t/a。天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分全部进入联合站处理。

3.3.6 依托工程

塔河油田现有环保设施比较齐全，依托的联合站配套有采出水处理系统，区域还建有阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。运营期采出水处理、落地油及废防渗材料危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.3.6.1 塔河油田二号联合站和二号轻烃站

塔河油田二号联合站和二号轻烃站于 2002 年 4 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2002〕68 号），2009 年 4 月 15 日对二号联合站进行第一次扩建，取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2009〕151 号），并于 2015 年 8 月 12 日取得备案意见（新环函〔2015〕909 号）；第二次扩建工程于 2015 年 4 月 9 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2015〕353 号），2019 年 6 月进行了自主验收。

（1）二号联合站

塔河油田二号联合站包括原油处理系统和污水处理系统，主要负责塔河油田 6 区、7 区、10 区、12 区油区的原油处理任务。包括 2 套原油处理装置。

二号联合站处理装置主要生产流程：计转（量）站来油→进站加热炉→三相分离器→原油脱硫装置→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→净化油储罐→外输泵→输油首站

流程描述：接转站进站原油加药后进加热炉加热，温升至 75℃后进油气三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水≤15%的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水小于 5%的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，温升至 80℃后进原油储

罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

二号联合站处理主体工艺见图 3.3-9，平面布置图见图 3.3-10。

(2) 二号联合站轻烃站

二号联轻烃站主要负责二号联来气、6、7 区来气及 10 区北、12 区伴生气主管网来气的处理，采用“压缩机增压+湿法脱硫+分子筛脱水+丙烷、膨胀机制冷+DHX 分馏”等工艺将进站高含硫原料气进行增压、脱硫、脱水、制冷、分馏等处理，最终形成净化气、液化石油气及 I 号稳定轻烃等产品。

天然气处理流程：天然气来自原油装置区→原料气分离器→一级压缩机→酸气预分离器→酸气过滤分离器→MDEA 吸收塔→净化气分离器→二级压缩→净化气分水器→分子筛前置聚结器→分子筛干燥器→粉尘过滤器→膨胀机增压端→增压出口冷却器→主换热器→丙烷蒸发器→副换热器→低温分离器→膨胀机膨胀端入口→低温吸收塔→副换热器→主换热器→外输压缩机组→干气外输

液化气、轻烃生产流程：低温吸收塔→低温泵（部分回流）→脱乙烷塔顶部→塔底重沸器（部分回流）→轻油换热器→液化气管中→塔底重沸器→轻油换热器→轻油冷却器→储罐

↓

液化气管顶部→回流罐→回流泵→液化气储罐

3.3.6.2 塔河油田四号联合站

塔河油田四号联合站于 2012 年 11 月 16 日取得原国家环境保护局批复（新环评价函〔2012〕1152 号），于 2015 年 11 月 3 日取得原自治区环境保护厅竣工环境保护验收意见（新环函〔2015〕1183 号）。塔河油田四号联合站位于 12 区主干公路以东，由胜利油田勘察设计研究院有限公司设计，胜利油田石油化工建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，是中石化西北油田分公司在二〇一二年启动的塔里木盆地大会战的三大重点工程之一。四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定（脱硫）、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

原油处理：采用两级热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油。

天然气处理系统：四号联天然气处理及加工部分分为六部分，分别为：大罐抽气回收装置、原油负压稳定（脱硫）装置、伴生气及轻油外输装置、仪表风装置、火炬放空装置、混烃处理及销售。工艺流程图和平面布置图见图 3.2-11~3.2-12。

塔河油田二号联合站和四号联合站相互联通，处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配。本项目依托的各个联合站处理情况及可依托情况见下表 3.3-15。

表 3.3-15 联合站原油处理系统数据平衡表

名称	最大处理能力（万 t/a）	现状实际处理量（万 t/a）	剩余处理能力（万 t/a）	本项目新增最大产能（万 t/a）	可依托性
二号联合站	958	750	208	13.65	可以依托
四号联合站					

3.3.6.3 采出水处理系统及依托可行性分析

（1）二号联采出水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过 500m³ 缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。二号联采出水系统位于二号联合站内东侧区域，呈长方形，自北向南可依次分为采出水处理区（主要是采出水接收罐、核桃壳过滤器、电化学预氧化装置、缓冲罐、加药装置等）、罐底水回收区（主要是回收池）。工艺流程为：二号联合站污水处理系统主要生产流程：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。二号联合站污水处理能力平衡分析情况见表 3.2-15，二号联合站污水处理系统可接纳本项目产生含油污水。

（2）四号联采出水处理系统

四号联采出水处理系统于 2013 年投运。采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。

主要流程说明：新建四号联合站内油站分离出的含油污水进入 2 座 1000m³ 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200 m³ 污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余油污，出水投加阻垢剂后进入 3 座φ3.0m 全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，

最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500 m³外输缓冲罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

四号联合站污水处理能力平衡分析情况见表 3.3-16，塔河油田四号联合站现有污水处理系统剩余处理能力可接纳本项目产生含油污水。

表 3.3-16 联合站采出水处理系统数据平衡表

名称	最大处理能力 (m³/d)	现状处理量 (m³/d)	剩余处理能力 (m³/d)	本项目新增采出水 (m³/d)	可依托性
二号联合站	6000	5500	2600	304	可以依托
四号联合站	4800	2700			

3.3.6.4 塔河油田绿色环保站及依托可行性分析

(1) 环保手续

塔河油田绿色环保站（原塔河油田一号固废液处理站），其全称为西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站。本项目产生的受浸土及废液，依托绿色环保站处理。绿色环保站于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复（阿地环函字（2014）236 号），并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复（阿地环函字（2015）501 号）；2015 年 7 月 13 日取得了扩建工程环评批复（新环函（2015）811 号），并于 2016 年 12 月 27 日取得竣工环保验收批复（新环函（2016）2005 号）。环保手续详见附件 9。

(2) 处理工艺

塔河油田绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，距离东南侧一号联合站约 4km，距离西侧的塔河油田二号联合站约 15km，离西南侧的塔河油田三号联合站约 34km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。绿色环保站位于本项目的东部，距离最近的 TH121107CH2 约 18.1km。

按处理对象，绿色环保站内主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。油污泥处理系统，其中受浸土（含油量<5%）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量>5%），自行在绿色环保工作站内处理降低含油后，进一步委托站内塔河环保公司或西南环保公司采取热解析处理处置；废液在站内自行处理。

①含油污泥处理系统

塔河油田绿色环保站内油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），首期工程始建于 2011 年，处理规模为 50m³/d，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建。

目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套（5 相分离装置），主要处理流体油污泥（含油量 $>5\%$ ），每套处理能力为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m^3 ，年处理含油污泥的量为 6 万 m^3 。现状实际年处理含油污泥量 3.9 万 m^3/a ，富裕 2.1 万 m^3/a 。

②受浸土处理系统

“受浸土”（主要指含油量 $<5\%$ 的污油泥）主要来自修井作业、管线穿孔和井喷等突然事故等产生的落地油、污染土，其含油量波动很大，其组分比较复杂而不稳定，除含原油、泥沙外，通常还会含有杂草等机杂，主要呈固态状。该部分危险废物，按照危险废物管理流程全过程管理，“受浸土”运至站内后，由“油田工程服务中心”外委中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理在站内处理。

本区块产生的“受浸土”均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（危险废物经营许可证编号：6529230040）或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。其中，阿克苏塔河环保工程有限公司处理能力为 15 万吨/a，中石化西南石油工程有限公司巴州分公司处置能力为 7 万吨/a。受浸土经处理后达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。危废经营许可证详见附件 10。

③废液处理系统

塔河油田绿色环保站废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占 80%。

主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注至 TK512 井。

塔河油田绿色环保站废液处理系统现有 1 座 9000m^3 废液接收池（包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池）、1 套井下作业废水处理设施（包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池等），废液处理系统主要工艺流程为：接收、隔油、

调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层。

（3）依托可行性分析

塔河油田绿色环保站废液处理系统设计废液处置能力处理能力为 $1430\text{m}^3/\text{d}$ （52.19 万 m^3/a ），现状废液处置量约为 $580\text{m}^3/\text{d}$ （21.14 万 m^3/a ）。本项目整个钻井期间产生的钻井废水共 91.84m^3 （折合为 $1.53\text{m}^3/\text{d}$ ），酸化压裂返排液 438m^3 （折合为 $7.3\text{m}^3/\text{d}$ ），运营期井下作业工程产生的井下作业废水最大为 $1.77\text{m}^3/\text{d}$ ，可依托其处理。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及排污节点分析

3.4.1.1 施工期

（1）井场建设

本次井场工程包括在 15 座井场设置加热炉；在 3 座井场设置计量阀组等设备；在 YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井井场内新建 80 方多功能集油器 1 座（掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座、简易火炬 1 套等。井场设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采气设备或阀组拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

（2）钻井工程

工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场、构筑钻井设备地基和布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机、泥浆罐及泥浆固相控制系统。井场配有控制室（车）。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口经钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用。在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具黏附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井

和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。完井后清理井场，随即可开展采气生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

本工程计划部署 1 口井（TK6154H 井），钻井总进尺 6606.59m。

（3）管线

项目施工过程主要包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

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。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置作业带并取管沟一侧作为挖方存放点。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证合适的净距，以保证生产和施工安全。

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

②管沟开挖及下管

一般地段管顶埋深为 1.4m，施工作业带宽度 8m。项目沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新敷设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。沟深 1.6m，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土。将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。施工作业带断面布置图见图 3.4-1。

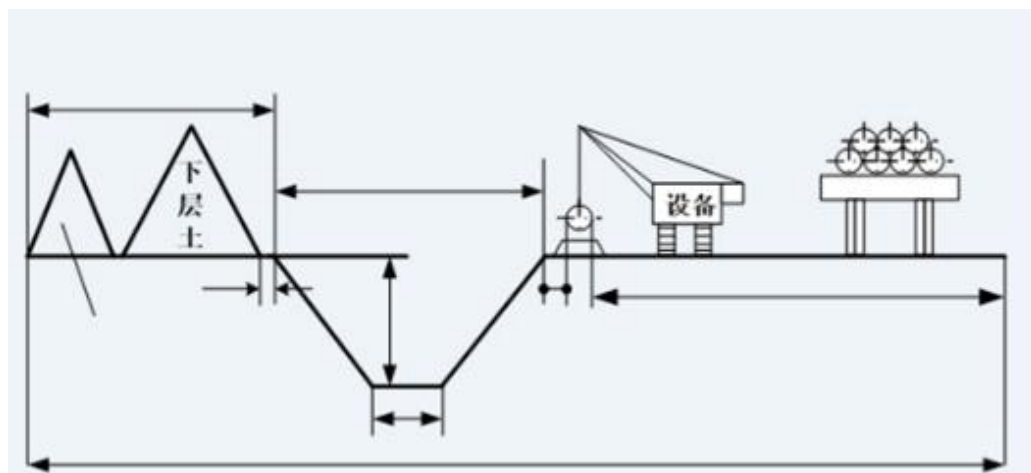


图 3.4-1 施工作业带断面布置图

③穿越工程

a 公路穿越

管道穿越公路设计应严格执行《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)及《中华人民共和国公路管理条例》(国务院令第 543 号)、《公路安全保护条例》(国务院令第 593 号)有关规定,并遵循以下原则:

1) 管道穿越道路须征求公路交通主管部门的意见。管道穿越位置,宜选在稳定的公路路基下,尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。

2) 管道穿越道路时,尽量垂直,特殊情况下不应小于 30°。在路基下不允许管道有转角或曲线敷设出现。

3) 公路穿越应根据公路的等级、路基地质、填土高度、地形条件等具体情况分别采取穿越方式。

4) 开挖穿越造价低,施工简单,不受路基地质、地形的影响,宜优先采用。开挖穿越公路时,应先得到公路部门的批准,尽量不中断交通。

5) 保证管道安全,管道穿越公路时加保护套管。保护套管用钢筋混凝土套管,套管应伸出路基坡角或路边沟外 2m。大开挖穿越采用钢筋混凝土套管(RCPIII 1200×2000 GB/T11836-2009),顶管采用 DN1500 钢筋混凝土套管(DRCPIII 1500×2000 GB/T11836-2009),套管和输气管道之间设置聚乙烯绝缘支撑,套管端部支撑间距 500mm,中间部分支撑间距为 2m。

6) 管道在公路路基下或路基填压管道时,为减少套管穿越对路基的影响,套管顶距已建、拟建公路路面的埋深 $\geq 1.4\text{m}$ (如果公路部门要求,需按照公路部门要求完成),距公路边沟底面不小于 1.0m 。

7) 管道穿越公路套管两端与内管之间的环形空间进行防水密封。防水密封材料要密实、抗渗透水,有一定的黏聚柔软性。

8) 穿越公路设置管道穿越公路标志桩。

与管道交叉时,两管间净距不小于 0.3m ,并在交叉位置放置废旧轮胎等方法将两管道隔离:管沟开挖前,首先探明被穿越管道位置,并作出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖,管道暴露后,采用橡胶板对被穿越管道进行包裹保护。本工程管道应位于被穿越管道下方,两管间距不小于 0.3m ;穿越处应采用沟下连接,尽量避免本工程管道端口位于被穿越管道下方,以方便连接工作。穿越处管道应作为重点段突击完成,以免被穿越管道长时间暴露。

(4) 管道连接及试压

本工程集输管线采用无缝钢管,采用人工焊接。本工程所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成,只在施工现场进行连接。管线连接完毕后,对管道采用压缩空气进行吹扫,保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口,进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水,集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用,试压结束后就地泼洒抑尘。

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压废水及设备噪声。

(5) 管沟回填

管线连接成功并试压合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填,回填时分二次回填,回填土应与管沟自然土相似,首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填,最大回填粒径不超过 10mm ,然后采用原挖方进行回填,管顶距自然地坪不小于 1.4m 且管沟回填土高出自然地面 300mm ,沿管线铺设方向形成垄,作为管道上方土层自然沉降富余量,且可以作为巡视管线的地表标志,剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填,第二次回填可采用机械回填,机械回填时,严禁施工机械碾压管道。管沟回填后,在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

(6) 清理现场、恢复地貌

各项工程完工后，应立即迅速清理施工现场四周的施工杂物，维护工程中因不慎破坏的道路设施，保证道路及施工现场整洁。同时定时、定员清扫施工现场周围环境，及时对施工作业带等临时占地恢复地貌。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

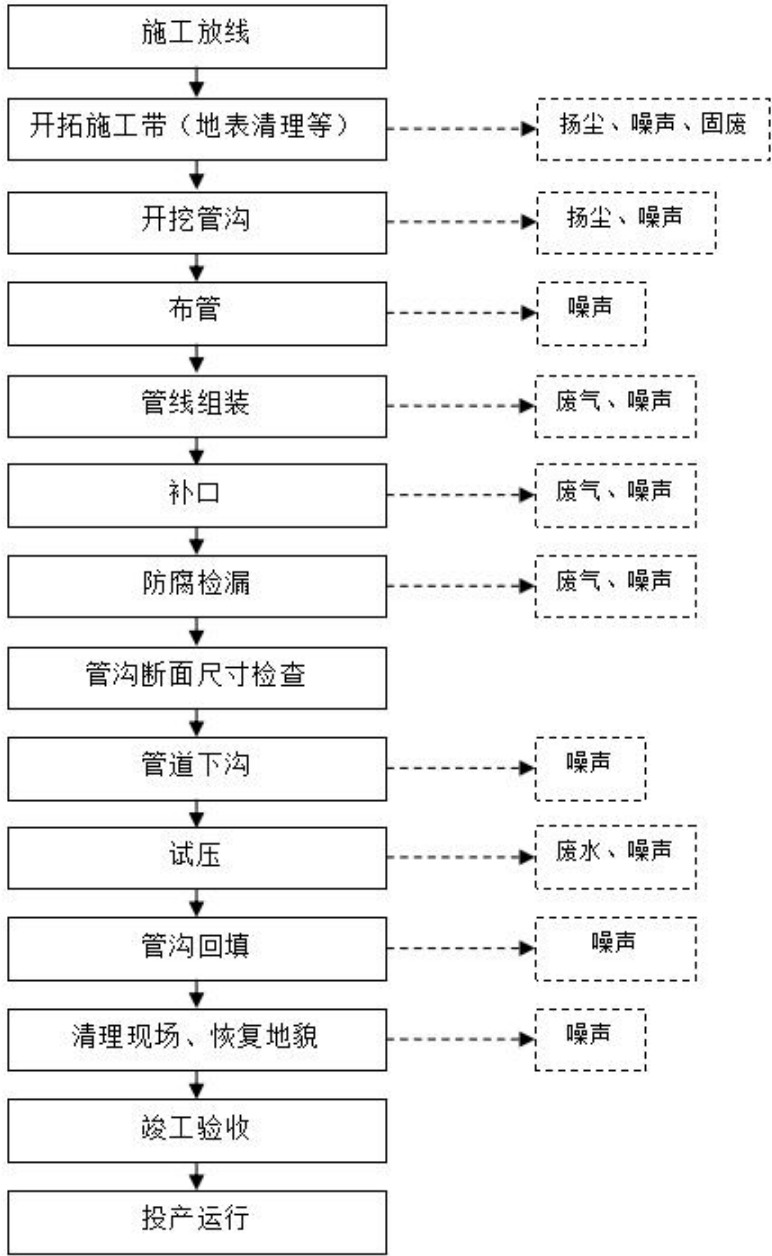


图 3.4-2 管线工程施工工艺流程及排污节点图

3.4.1.2 运营期

(1) 采油（气）

采油（气）就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采

中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，6区、12区选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

（2）井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

（3）掺稀工艺

本次掺稀所需的稀油来自一号联和三号联，稀油的原油物性：原油密度 0.8988g/cm^3 、粘度 $21.7\text{m}^2/\text{s}$ (30°C)。

（4）油气集输

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建塔河油田四号联合站和二号联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往区内联合站进行处理。

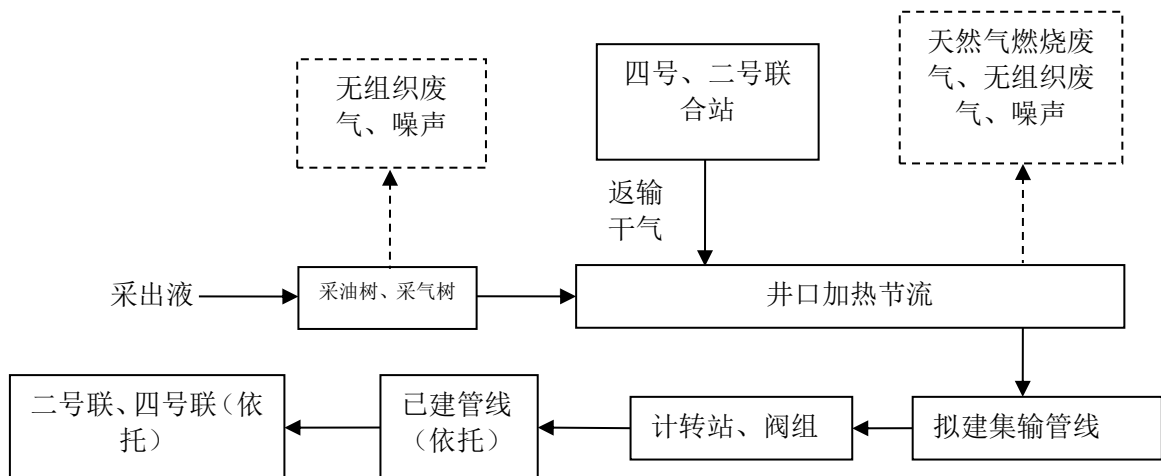


图 3.4-4 运营期工艺流程示意图

（5）单井拉油

新建 YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井拉油流程，各油井经多功能集油器后由导

油车拉运至 TH12330 卸油站，进行简单的油气油水分离，油由管线输送至四号联合站，水由注水管线至区块内注水井进行回注地层。

3.4.1.3 退役期

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

(1) 封井措施

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

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

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

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

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

5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

(2) 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃管线等设施按照资产报废程序由油田公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清

理等工作过程中的危险废物，直接由有具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

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

表 3.4-2 退役期主要产污环节一览表

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

3.4.2 施工期主要污染源及防治措施

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。本工程均为永久占地，本次工程占地范围内涉及类型为天然牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地及少部分水浇地。地面工程施工作业包括井场场地平整、管线组装等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地约 20.92hm²，其中永久占地 0.72hm²，临时占地 20.2hm²，详见表 3.4-3。

表 3.4-3 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.45	0.87	1.32	本项目新钻井 1 口，单个井场规格 110m×120m，永久占地面积为 4500m ² （60m×75m），临时占地面积为 8700m ² 。临时占地内将修建主、副两座放喷池，占地均为 200m ² 。
2	集输管线	0	18.98	18.98	掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设，新管线 23.73km，作业带范围 8m。
3	道路	0.27	0.11	0.38	新建道路 0.54km。路面平均宽度 5m，路基宽 6m，扰动范围路基外两侧 2.0m；均按照 20cm 天然砂砾进行铺筑
4	生活区	0	0.24	0.24	每个井场临时生活区占地面积 2400m ²
合计		0.72	20.2	20.92	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本项目在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。

①施工扬尘

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

②施工车辆尾气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③焊接废气

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

④钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1~2d。

⑤储层改造废气

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

(2) 废水

本项目产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液和生活污水。

① 钻井废水

钻井废水主要为钻台、钻具、设备等的冲洗水以及钻井泵等机械冷却废水。钻井废水其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

根据塔河油田多年运行的数据可知，钻井期间产生设备冲洗和机械冷却水的最大量约为 100m³/口。本项目新钻 1 口井，钻井期间共产生约 100m³ 设备冲洗废水和机械冷却水，集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

② 酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为 60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为 730m³，则单座井场压裂返排液产生量为 438m³，产生的压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

③ 生活污水

本项目钻井期单井施工人员 50 人，新井施工期 60 天，管线施工期 40 天，新合计施工周期 100d。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 10000m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则钻井期内生活污水总产生量总计为 800m³，生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准，处理达标后的水用于区域生态林、荒漠灌溉。

④ 施工废水

施工期场地采用洒水抑尘，洒水频次 2 次/天，用水量约 5m³/次，施工期约 96 天，总用水量为 960m³，全部蒸发损耗。

(3) 固体废物污染源

①废弃钻井泥浆

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体，是液体、固体和化学处理剂的混合物，也称为钻井泥浆。钻井过程中会有受污染无法利用的泥浆，即为废弃钻井泥浆，其余部分泥浆（钻井液）循环利用；废弃钻井泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，废钻井泥浆排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（4500m 以上）采用非磺化水基泥浆，二开下部及三开（4500m 以下）均采用磺化水基泥浆。利用上述公式计算出钻井期内单井钻井泥浆产生量为 698.23m³，其中非磺化泥浆产生量为 439.1m³，磺化泥浆产生量为 259.13m³；分别收集在废泥浆罐内拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆罐中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times a \times 50\%$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼直径，m；

a——膨胀系数，取 2；

h——井深 m。

本项目总进尺 6606.59m，利用上述公式计算出钻井期内单井产生的岩屑量为 328.22m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 293.09m³，磺化泥浆钻井岩屑 35.13m³。

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部

及三开、侧钻井均采用磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离出的液相优先回用于钻井液配置，不能回用的液相（即废弃钻井液）集中收集在废液罐内拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

③生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析，本项目钻井期单井施工人员 50 人，新井施工期 60 天，管线施工期 40 天，合计施工周期 100d。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 2.5t，生活垃圾依托当地有资质单位处理。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建各类集输管线 23.73km，施工废料产生量约为 4.74t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

⑤撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。生活污水 SS 产生浓度为 220mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，钻井期间生活污水产生总量为 384m³，则撬装式污水站污泥产生量为 0.08t。

⑥土石方

本项目共开挖土方 13.32 万 m³，回填土方 16.19 万 m³，借方 2.527 万 m³，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场。本项目土石方平衡见下表 3.4-5。

表 3.4-5 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	3.92	6.24	2.32	区域井场还原土	0	—
管道工程	9.7	9.7	0	0	0	—
道路工程	0	0.25	0.25	周边砂石料场	0	—
合计	13.32	16.19	2.57	—	0	—

⑦废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存装置中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/井，本项目部署钻井 1 口，废机油量产生量为 0.1t，属于危险废物 HW08（废物代码 900-214-08），废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

⑧废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本项目部署钻井 1 口，烧碱废包装袋产生量为 0.05t，属于危险废物 HW49（废物代码：900-041-49），废烧碱包装袋折叠打包后，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

⑨废防渗材料

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

根据建设单位提供的资料，本工程施工期产生的废防渗材料约为 0.2t/a。作业施工结束后，由施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

表 3.4-6 施工期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

固废名称	产生环节	产生量	单位	固废属性	固废代码*	物理性状	环境危险特性	贮存方式	利用处置方式排放去向
------	------	-----	----	------	-------	------	--------	------	------------

钻井泥浆	钻井	698.23	m ³	一般工业固废	SW12 071-001-S12	固体	无	暂存池	采用泥浆不落 地技术在井场 进行固液分 离，分离后的 液体优先回用 于钻井液配 备，分离后的 固相经检测满 足相关标准后 铺垫井场、道 路等
钻井岩屑	钻井	328.22	t	一般工业固废	SW12 071-001-S12	固体	无		
施工废料	地面施工	4.74	t	一般工业固废	900-007-S17	固体	无	车间	回收利用
污水站污泥	生活污水处理	0.08	m ³	一般工业固废	900-099-S59	固体	无	污泥池	一般工业固废填埋场
生活垃圾	生活	2.5	t	生活垃圾	/	固体	无	垃圾箱	由库车绿能环保科技有限公司清运处置
废机油	机械维修	0.1	t	危险废物	HW08 900-214-08	固体	T, I	撬装式危废暂存间	委托有资质单位进行处置
废烧碱包装袋	钻井液配置	0.05	t	危险废物	HW49 900-041-49	固体	T, I		
废防渗材料	修井	0.2	t	危险废物	HW08 900-249-08	固体	T, I		

备注：*危废代码依据《国家危险废物名录（2025 版）》，一般工业固废代码依据《一般固体废物分类与代码》。

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-7。

表 3.4-7 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离 [dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

（5）施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-8。

表 3.4-8 施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场进场道路	扬尘机械、车辆尾气放喷伴生气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO ₂	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	100m ³	集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
		酸化压裂返排液	COD、挥发酚、硫化物	438m ³	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	800m ³	生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准，处理达标后的水用于区域生态林、荒漠灌溉。
固体废物	井场	钻井岩屑	废弃磺化岩屑	328.33m ³	钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开、侧钻井均采用磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离出的液相优先回用于钻井液配置，不能回用的液相（即废弃钻井液）集中收集在废液罐内拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。
		钻井废弃泥浆	废弃磺化泥浆	698.23m ³	
		生活垃圾	/	2.5t	集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。
		撬装式污水处理站产生污泥	SS	0.08m ³	库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

		施工废料	/	4.746t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。
		废机油	/	0.1t	采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位处置。
		废烧碱包装袋	/	0.05t	定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位处置。
		废防渗材料	/	0.2t	定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位处置。
噪声	钻井、压裂、地面施工	施工机械、压裂车、运输车辆	80~90dB (A)		声环境

3.4.3 运营期工程污染源源强核算

3.4.3.1 废气

本工程运营期的废气排放源主要为井场、集输过程中无组织废气排放、加热炉产生的有组织废气和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

(1) 有组织废气

有组织废气来源为井场加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。燃气加热炉耗气量计算公式如下：

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

式中：A 为燃气量，m³；

P 为真空加热炉功率，0.2MW/0.4MW；

ε 为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

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

t 为真空加热炉运行时间，h，满负荷运行 330d（7920h），根据现有锅炉运行情况，锅炉在夏季运行较少，有效运行时间一般小于 330d，本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。

则本项目各类加热炉燃气量情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时(h)	单台锅炉燃气量(万 m ³ /a)	总燃气量(万 m ³ /a)
----	----	-------	----------	------------------------------	---------------------------

1	200kW 加热炉	14	7920	18.74	262.36
2	400kW 加热炉	1	7920	37.48	37.48
合计		15	-	-	299.84

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）附录 F 中产排污系数表（燃气工业锅炉）计算污染物产生量；燃料为处理后的返输干气，含硫量根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 天然气质量要求，S 取二类气最大值 100；

实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放以《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准中颗粒物的标准浓度限值进行核算。

表 3.4-10 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表—燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室锅炉	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 ^①	直排	0.02S ^①
				氮氧化物	千克/万立方米—原料	15.87（低氮燃烧-国内一般）	直排	15.87
						6.97（低氮燃烧-国内领先） ^②	直排	6.97

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。S 取 100。②本项目对 0.7MW 以上的锅炉采用低氮燃烧-国内一般系数。

加热炉污染物产生排放情况见下表 3.4-11。

表 3.4-11 本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	10 ⁴ m ⁴ /a	10 ⁴ m ³ /a	SO ₂		NO _x		颗粒物	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³
14 台 200kW 井场加热炉	262.36	2827.01	0.524	18.54	4.16	147.15	0.56	19.81
1 台 400kW 井场加热炉	37.48	403.85	0.075	18.56	0.595	147.28	0.08	19.95
合计	299.84	3224.86	0.599	-	4.755	-	0.64	-
标准限值	-	-	-	50	-	200	-	20

根据上表可知，本项目新建加热炉 SO_2 、 NO_x 、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准限值（ SO_2 : $50\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x : $200\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物： $20\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

根据项目所在地阿克苏地区生态环境局要求，燃气加热炉须根据《工业源挥发性有机物通用源项 产排污核算系数手册》中“附表 1.燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表”核算挥发性有机物，该手册中天然气加热炉挥发性有机物产污系数为 1.68 千克/万立方米—燃料，本工程运营期总耗气量约 $299.84 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，燃气加热炉产生的挥发性有机物约 $0.504\text{t}/\text{a}$ ，据此根据烟气量 $3224.86 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 核算后的燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 $16.245\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（2）无组织废气

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

（2）无组织废气

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

①储罐无组织挥发非甲烷总烃

本工程有两座拉油井场，单座井场内设置 1 座 80m^3 多功能储集器，2 座 50m^3 稀油罐。储集器均采用固定顶罐，罐体因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃。小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

计算公式为：

$$\text{小呼吸：LB} = 0.191 \times \text{MP} / (100910 - \text{P}) \times 0.68 \times \text{D}^{1.73} \times \text{H}^{0.51} \times \Delta \text{T}^{0.45} \times \text{FP} \times \text{C} \times \text{Kc} \times \eta_1 \times \eta_2$$

$$\text{大呼吸：LW} = 4.188 \times 10^{-7} \times \text{M} \times \text{P} \times \text{KN} \times \text{Kc} \times \eta_1 \times \eta_2$$

式中：LB——储罐的呼吸排放量（kg/a）；

LW——固定顶罐的工作损失（kg/m³投入量）；

M——储罐内蒸汽的分子量；

P——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；

D——罐的直径（m）；

H——平均蒸汽空间高度（m）；

ΔT ——一天之内的平均温差（℃）；

FP——涂层因子（无量纲），根据油气状况取值在1~1.5之间，取1.25；

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

Kc——产品因子（石油原油取0.65）。

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

η_1 ——内浮顶储罐取0.05，拱顶罐1；

η_2 ——设置呼吸阀取0.7，不设呼吸阀取1。

表 3.4-12 各参数取值一览表

序号	M	P (Pa)	D/m	H (m)	ΔT (°C)	FP	C	K _c	K _N	η_1	η_2
1	50	23548.5	3	4	15	1.25	0.5572	0.65	0.81	1	0.7
2	50	23548.5	3	4	15	1.25	0.5572	0.65	0.44	1	1

通过上述公式计算可知，单座多功能储集器静置损失 0.06t/a，工作损失 0.63t/a，单个多功能储集器总损失 0.69t/a。本工程 2 座拉油井场，共 2 座多功能储集器大小呼吸非甲烷总烃排放量为 1.38t/a。

单座稀油罐静置损失 0.09t/a，工作损失 1.17t/a，单个稀油缓冲罐总损失 1.26t/a。则本工程 2 座拉油井场，共 4 座稀油罐大小呼吸总损失 5.04t/a。

②油气处理过程中非甲烷总烃（NMHC）

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

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

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-13 设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1；根据燃料气组分分析表，燃料气 $WF_{\text{VOCs},i}$ 核算值为 2.294%， $WF_{\text{TOC},i}$ 核算值为 98.52%， $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.02。根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-14 所示。

表 3.4-14 设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

序号	设备类型	排放系数 (kg/h/排放源)
----	------	-----------------

1	连接件	0.028
2	开口阀或开口管线	0.03
3	阀门	0.064
4	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5	泵	0.074
	法兰	0.085
6	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，本工程井场的阀门、法兰数量如表 3.4-15 所示。

表 3.4-15 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称	密封点数量	排放速率 $e_{TOC, i}$ / (kg/h)	年排放量 (t)
1	阀门	26	0.064	0.040
2	法兰	52	0.085	0.105
合计				0.145

经核算，本工程单座井场油气处理过程中烃类挥发量为 0.145t/a，则本工程油气处理过程无组织烃类挥发总量为 2.61t/a。

综上，本工程两座拉油井场多功能储集器大小呼吸非甲烷总烃排放量为 1.38t/a，稀油罐大小呼吸总损失 5.04t/a，油气处理过程中烃类挥发量为 2.61t/a。本工程 18 座井场非甲烷总烃排放量共计 9.03/a。

(3) 硫化氢 (H₂S)

根据项目资料，本项目所在区域硫化氢浓度介于 1545~262468mg/m³，平均为 56151mg/m³，本项目最高年伴生气产生量约 $0.01 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 56.151t/a。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为 0.0056t/a。针对本项目所在区域奥陶系油藏油井伴生气中含硫化氢，整个油气处理工艺从井口—计量阀组—处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止硫化氢的泄漏。

3.4.3.2 废水

(1) 采出水

塔河油田油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增

加呈逐渐上升状态。采出液在塔河油田二号、四号联合站进行脱水处理。根据开发方案，本项目运行期累计采出油藏采出水最大为 $304\text{m}^3/\text{d}$ ($10.03 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)。油藏采出废水进入塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注地下，不外排。

(2) 生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

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

本工程不涉及压裂作业，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的废水。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.4-10），计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-16 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透油藏储层，根据表 3.4-16 计算井下作业废水产生量为 $76.04\text{t}/\text{井次}$ ，化学需氧量产生量为 $104525.3\text{g}/\text{井次}$ ，石油类产生量为 $17645\text{g}/\text{井次}$ 。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t 、化学需氧量 52262.7g 、石油类 8822.5g ，则本项目产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 $646.34\text{t}/\text{a}$ 、 $0.89\text{t}/\text{a}$ 、 $0.15\text{t}/\text{a}$ 。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理达标回注。

3.4.3.3 固体废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险

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

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油，属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 0.1t/井·次，作业频次一般 2 年。落地油回收率为 100%，本项目 1 口井，产生落地油量为 0.05t/a。落地油不在施工井场储存，在作业施工现场回收至密闭的专用罐车，统一由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理。

严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。

（2）废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1~2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程产生废弃防渗布最大量约 0.5t/a。

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

（3）清罐底泥

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

（4）废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废润滑油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约 0.5t/a，交由有危废处置资质单位进行处置。

根据《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）和《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.4-17。

表 3.4-17 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08	0.05	井下作业、油气处理	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	T, I	由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。
2	清罐底泥	HW08	071-001-08	0.1	井场储罐	半固体	废矿物油	间歇产生	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	井场	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	废润滑油进入联合站回收利用

3.4.3.4 噪声源

本工程井场产噪设备主要为泵撬等设备运转噪声，噪声值为 60~90dB(A)。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强约 100~110dB(A)。各噪声污染源噪声强度及治理措施情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 噪声源设备（单座井场） 单位：dB（A）

序号	装置区名称	噪声源	数量（台/套）	噪声强度	声源控制措施	降噪效果	运行时段
1	井场工艺装置区	加热炉	14	70~80	减振、隔声、消声	10	昼夜
2		泵撬	1	60~90	减振、隔声、消声	10	昼夜
3		火炬	1	100~110	/	10	事故状态

3.4.3.5 运营期污染源汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-13。

表 3.4-13 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO ₂	0.599t/a	0.599t/a	大气
		NO _x	4.76t/a	4.76t/a	大气
		颗粒物	0.64t/a	0.64t/a	大气
		非甲烷总烃	0.504t/a	0.504t/a	大气
	无组织排放	非甲烷总烃	9.03t/a	9.03t/a	大气
		硫化氢	0.0056t/a	0.0056t/a	大气
废水	井下作业废水	井下作业废水量	646.34t/a	0	井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田绿色环保工作站处理。
		COD	0.89t/a	0	
		石油类	0.15t/a	0	
固体废物	落地油	石油类	0.05t/a	0	落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。
	废防渗材料	石油类	0.5t/a	0	施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	0.5t/a	0	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃

设施等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，委托有资质的单位运至固废填埋场进行填埋处理。

3.4.5 非正常排放

本工程建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

井喷主要是在油田井下作业过程中发生的事故。本工程中在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

本工程非正常排放主要包括井下作业时，井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入临时放喷池。拟建工程非正常排放见表 3.4-14。

表 3.4-14 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.8	0.17	1
		硫化氢	0.001		

(2) 井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

3.4.6 清洁生产分析

本工程除 YQ2-6 井、AD29-1CH 井采用拉油流程外，其余井均为密闭集输。

3.4.6.1 油气处理清洁生产工艺

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

(2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 本工程单井来油经多功能集油器后由导油车拉运至 TH12330 卸油站，进行简单的油气油水分离，油由管线输送至四号联合站。油品装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，可有效减少 VOCs 的产生。

3.4.6.2 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

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

(3) 在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田绿色环保工作站处理。

3.4.6.3 节能及其他清洁生产措施分析

(1) 优化运输路线，降低生产运行及车辆运输时间。

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

(3) 采油区采用自动化管理，提高管理水平。

3.4.6.4 建立有效的环境管理制度

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

3.4.6.5 清洁生产技术指标对比分析

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

(1) 评价指标体系

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

① 定量评价

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

②定性评价

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

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标。二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。

(2) 评价基准值及权重值

①评价基准值

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值。凡国家或行业对该项指标尚无明确要求的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中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。

②权重分值

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

(3) 本评价基准值及权重值

采气和拉运作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.3-19~21。

(4) 评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

A.定量评价二级指标的单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi} ——第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} ——第 i 项评价指标的评价基准值。

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

B.定量评价考核总分值的计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-15。

表 3.4-15 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-15 计算得出：本工程钻井作业定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价 92.5 分；井下作业定量指标 100 分，定性指标 80 分，综合评价 92 分；采气和拉运定量指标 80 分，定性指标 80 分，综合评价 80 分。本工程清洁生产企业综合评价指数介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

表 3.4-16

钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积		hm²	15	符合行业标准要求	6.54	15
		新鲜水消耗		t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率		%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率		井深 2000m 以下	10	≥40%		
				井深 2000~3000m		≥50%		
				井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率		%	10	≥80%	100%	10
		污油回收率		%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量		t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量		m³/100m 标准进尺	10	≤10	≤15	5
		石油类		mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD		mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度		-	5	符合排放标准要求	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) 资源和能源消耗	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10		10	

指标		柴油消耗	具有节油措施	5	5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机 等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-17 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20

(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	mg/L	5	≤10	0	5
					≤50	0	
		COD	mg/L	5	≤100	0	5
					≤150	0	
		含油污泥	kg/井次	5	≤50	5	5
					≤70	5	
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	0	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	0	

		制订节能减排工作计划	5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求	20	20

表 3.4-18

采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标			单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗			kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	34.32	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率			%	10	≥60	无	0
		油井伴生气回收利用率			%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率			%	10	≥90	0	0
(3) 污染物产生指标	40	石油类			mg/l	5	≤10	0	5
		COD			mg/l	5	≤150	0	5
		落地原油回收率			%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率			%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率			%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率			%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标									
一级指标	权重值	二级指标						指标分值	得分
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	5
		采	采气过程回收设施	10	采油	套管气回收装置			10

		气	天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		拉油流程			具有油气回收装置		10	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	0
		制定节能减排工作计划					5	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	5

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后采油二厂“三本账”的情况见表 3.4-19。

表 3.4-19 拟建工程实施后“三本账”的情况一览表 单位：t/a

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	拟建工程实施后采油二厂排放量	拟建工程实施后增减量
1	废气	NO _x	0	4.76	0	4.76	4.76
		SO ₂	0	0.599	0	0.599	0.599
		颗粒物	0	0.64	0	0.64	0.64
		非甲烷总烃	0	9.534	0	9.534	9.534
		硫化氢	0	0.0056	0	0.0056	0.0056
2	废水	生产废水	0	636.34	0	636.34	636.34
		生活污水	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油废物	0	4.85	0	4.85	4.85
		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.4.8 污染物排放总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

(1) 废气污染物

本工程除 YQ2-6 井、AD29-1CH 井采用拉油流程外，其余井均为密闭集输，井场内新建加热炉，主要废气污染物为井场内加热炉有组织烃类气体排放和油气处理过程中无组织烃类气体的挥发。

(2) 废水污染物

运营期产生的生产废水由罐车拉运至塔河油田绿色环保工作站处理。井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田绿色环保工作站处理。

经核算，本工程 14 台 200kW 燃气加热炉及 1 台 400kW 燃气加热炉产生有组织排放的二氧化硫为 0.599t/a，有组织排放的氮氧化物为 4.76t/a，有组织排放的 VOCs 为 0.504t/a。油气处理过程产生无组织排放的 VOCs 为 9.03t/a，不排放废水污染物。

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”“2.油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，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。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

(1) 与相关政策、法规符合性分析

本项目属于西北油田分公司石油天然气开采以及油气管网建设项目，与相关的政策、法规符合性分析见表 3.5-1。

表 3.5-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环 境部公告 2012 年第 18 号）	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	本项目建成后，污染物排放量通过趋于完善的控制和处置措施，污染物排放均能达到相应排放标准要求，固体废物全部得到合理利用或处置。	符合
	新建 3000m³及以上原油储罐应采用浮顶形式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本项目不涉及。	符合

	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。	本项目采取分区防渗。	符合
	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	西北油田分公司采油二厂设有突发环境事件专项应急预案,该预案已在当地生态环境主管部门备案。	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(第13届人大第7次会议)	第三十七条规定:各级人民政府应当加强对建设工程施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理,保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放,科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积,防治扬尘污染。	本项目施工期产生的建筑垃圾由施工队集中收集后及时清运至当地填埋场处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理,可减少扬尘影响。	符合
	第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地,并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施;施工便道应当硬化。	本项目井场施工周期较短,且采取洒水抑尘措施,运输车辆采取减速慢行和苫盖措施,可有效降低扬尘。	符合
	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划,应当依法同步编制环境影响篇章或说明;编制油气开发相关专项规划,应当依法同步编制规划环境影响报告书,报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见,应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据,规划环评资料和成果可与项目环评共享,项目环评可结合实际简化。	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已开展《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》,目前已取得审查意见(具体见附件)。本项目所在区块的开发已纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划中。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函(2019)910号)	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。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人于2020年1月,就《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》答记者问中提到:“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后,企业可以根据生产或管理需要、按照油(气)藏分布情况等,自行确定开展环评范围和建设内容”。本项目由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂结合塔河油田6区、12区的建井能力、产能状况等情况进行了立项及方案设计,为支撑油田上产和集输需求,本项目本次建设TK6154H井,工程内容不属于单井形式,在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程的可行性和有效性;同时对现有工程也进	符合

		行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	
	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对 LDAR 情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。	符合
	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目产生的各项危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由持有危险废物经营许可证单位处置。	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。	本项目施工期采取了各项生态环境保护措施，降低生态环境影响。	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	西北油田分公司采油二厂设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在阿克苏地区生态环境局库车市分局备案（备案编号 652923-2024-218-M）。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目建设符合相关规划，符合区域生态环境分区管控要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地。	符合
	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，	西北油田分公司采油二厂建有完备的自动化管控系统，本次新建井场为全过程自动化管理。	符合

		实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。		
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	本项目井下作业带罐作业；运营期定期巡检，加强井筒维护、采取分区防渗措施、并落实跟踪监测、应急响应等措施。	符合
		防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	本项目建成后归属西北油田分公司采油二厂管辖，西北油田分公司采油二厂具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本项目实施范围纳入应急预案。	符合
		按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气共藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	本项目运营期井口采出物集输进塔河油田二号联合和塔河油田四号联合站处理；井下作业带罐作业，防止落地油产生，井下作业过程中产生的井下作业废液进入塔河油田二号联合和塔河油田四号联合站采出水处理系统，不外排；事故状态下的含油污泥委托持有危险废物经营许可证的单位接收、转运和处置。	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）		对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本项目已提出一系列生态环境保护措施。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资源部〔2021〕2号）	临时用地选址要求和期限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目临时占地类型主要为天然牧草地、灌木林地、其他草地。工程施工前应办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
		临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资源部〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复	本项目不占用永久基本农田。	符合

	垦验收等有关规定。		
	临时土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。临时土地使用期限，从批准之日起算。	根据西北油田分公司之前办理的临时用地手续，临时土地使用期限为两年。	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。	西北油田分公司不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。本项目施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；并按照相关部门的要求进行恢复等。本项目不占用耕地。	符合
《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（环发〔2014〕197号）	严格落实污染物排放总量控制制度，把主要污染物排放总量指标作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。排放主要污染物的建设项目，在环境影响评价文件（以下简称环评文件）审批前，须取得主要污染物排放总量指标。	本项目新建 15 座加热炉，产生的燃烧废气中 NO _x 、VOCs 排放量为投产后主要总量控制指标，总量来自西北油田分公司内容。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（第 13 届人大第 6 次会议）	排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者应当依法取得排污许可证。	2023 年 5 月 23 日，西北油田分公司采油二厂变更了排污许可证（证书编号：91650000742248144Q083U）	符合
	矿产资源勘探、开发单位，应当对矿产资源勘探、开发产生的尾矿、煤矸石、粉煤灰、冶炼渣以及脱硫、脱硝、除尘等产生的固体废物的堆存场所进行整治，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施。	本项目产生的危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由持有危险废物经营许可证的单位处置。	符合
	企业事业单位应当依法制定突发环境事	西北油田分公司采油二厂编制了	符合

		件应急预案，报环境保护主管部门和其他相关部门备案，并定期进行演练。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向所在地县级以上人民政府及其环境保护、安全生产监督等有关部门报告。	《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》（备案编号 652923-2024-218-M）。	
《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）	选址与空间布局	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。	本项目建设符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》和《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的要求。	符合
	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、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施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修；项目井场加热炉燃烧气中颗粒物、SO ₂ 、NO _x 执行《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。非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度；油气开采过程中井场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值；井场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准。本项目不属于高含硫天然气开采项目。	符合
		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	本项目井口采出物通过管线管输至塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理。本工程不涉及碳捕集、利用与封存（CCUS）技术。	符合

	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。		
	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。	本项目采出水依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站进行处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。	符合
	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注，井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理。	符合
	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%。	危险废物交由持有危险废物经营许可证的单位回收处理；采油二厂已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环	本项目尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减	符合

	境噪声排放标准》（GB12348）要求。	振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 工业企业厂界环境噪声排放限值 2 类标准。	
	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。	本项目对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，提出了生态修复方案。	符合
《关于印发〈新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58 号）	实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs 深度治理。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，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	本项目采用密闭集输，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放，各装置的管路及设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小。本项目新建 8 座加热炉，产生燃烧废气中 NO _x 、VOCs 排放量为投产后主要总量控制指标。	符合
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测，及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备。对于含高浓度 VOCs 的废气，宜优先采用冷凝回收、吸附回收技术进行回收利用，并辅助其他治理技术实现达标排放。企业应建立	本项目阀门、法兰、连接件等设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小，同时采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，根据 GB37822-2019 的要求，建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对 LDAR 情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。	符合

健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。		
--	--	--

(2) 与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于库车市，所在地涉及的相关地方规划的协调性分析结果参见表 3.5-2。

表 3.5-2 本项目与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
《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》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本项目属于塔里木盆地能源资源勘查开发区。	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本项目行政区隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市管辖，本项目所在区域属于重点开发区域。本项目所在区域不在生态红线内，不占用自然保护区以及重要水源地等需要特殊保护的区域。本项目属于石油天然气开采行业，符合“全国重要的能源基地”定位。本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	“坚决遏制‘两高’项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府‘一支笔’审批制度、环境保护‘一票否决’制度，落实‘三线一单’生态环境分区管控要求，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。”	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于“两高”项目以及产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。	符合
《阿克苏地区生	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储	本项目运营期采取的废气污染防	符合

态环境保护“十四五”规划》	罐改造,使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀,推进低泄漏设备和管线组件的更换,中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理,加快更换装载方式。	治措施可有效减少有组织废气、无组织非甲烷总烃和 H ₂ S 的排放,减轻对大气环境的影响。	
	持续开展地下水环境状况调查评估,以傍河型地下水饮用水水源为重点,防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施,开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网,推进城镇污水管网全覆盖,落实土壤污染和地下水污染的协同防治,切实保障地下水生态环境安全。	本项目运营期产生的废水依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理,废水均不向外环境排放;严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求,进行分区防渗;制定完善的地下水监测计划;切实保障地下水生态环境安全。	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点,开展油气资源开发区域土壤环境质量专项调查,建立油气资源开发区域土壤污染清单,对列入土壤污染清单中的区域,编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用,开展油气资源开发区域历史遗留污染场地治理,对历史遗留油泥坑进行专项排查,建立整治清单、制定治理与修复计划。	西北油田分公司对油田内土壤环境定期监测,危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位处置;生活垃圾、一般工业固废运至油田垃圾填埋场填埋处理。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》	塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作。	本项目实施后,可有效增加开采效率,保证区域开采系统稳定运行。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见(新环审〔2022〕147号)	(一)严守生态保护红线,加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导,严守生态保护红线,严格维护区域主导生态功能,积极推动绿色发展,促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划,进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求,协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调,切实维	本项目不在生态保护红线范围内;本项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《新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》《阿克	符合

	护区域生态系统的完整性和稳定性。	苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》等相关要求；本项目严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性。	
	（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，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。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。	本项目符合西北油田分公司整体开发方案布局，本项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	本项目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、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；输送采用密闭集输，可减少废气污染物的排放，实现污染物达标排放；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目运营期废水处理回用，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施。本项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。	符合
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本项目已提出一系列生态环境保护措施。	符合

	<p>（五）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。</p>	<p>本项目环境管理由西北油田分公司采油二厂负责，本项目日常环境管理工作纳入采油二厂现有HSE管理体系，并长期开展跟踪监测，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。</p>	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035年）》	<p>严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。</p> <p>严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。</p> <p>严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。</p>	<p>本项目属于塔河油田石油开采项目，本项目不占用永久基本农田。本项目所在区域不涉及生态保护红线以及城镇开发边界，本项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小。</p>	符合
	<p>根据矿产资源现状分布以及矿产勘查开发保护布局。</p>	<p>本项目属于矿产能源发展区、油气国家规划矿区。</p>	符合

根据表 3.5-2 的分析，本项目与新疆的相关规划协调一致。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）及《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》的符合性分析分别见表 3.5-3~5。

综上所述，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）及《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》，本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不涉及生态保护红线，距离

天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 2.7km。本项目建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

3.6 选址选线合理性分析

本工程组成包括集输管线、井场建设等油气集输工程以及配套的供配电、防腐、结构、仪表等工程。

3.6.1 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于采油二厂管理范围内，位于城市建成区以外，除涉及塔里木河流域水土流失重点治理区、基本农田、天然林外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；不涉及生态红线，管道距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近距离为 2.7km。从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型主要为天然牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地及少部分水浇地。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

由于项目所在区域库车市属于塔里木河流域重点治理区，本项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减轻因工程建设带来的不利影响，减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

3.6.2 井场选址符合性分析

本次工程在 6 区新钻井 1 口 TK6154H 井，占地土地类型主要为灌木林地，，拟建项目区内的公益林林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。钻井工程考虑地质条件、资源埋藏深度等技术因素无法调整井位，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林，不涉及一级林地，钻井位置已经尽量选择植被相对稀疏

地带，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，施工过程中尽量避开植物茂密区域。本项目选址符合《国家级公益林管理办法》、《建设项目使用林地审核审批管理办法》、《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》以及《钻前工程及井场布置技术要求》。

本工程井场占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号）进行，在井场布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用。井场占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。选址符合相关要求，选址合理。项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，井场选址可行。

3.6.3 管线选线合理性分析

管线沿线不涉及城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本草原、文物保护单位、集中居民区等环境敏感区，管线布设符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004，2022年修正）《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）“原油、成品油管道与城镇居民点或独立的人群密集的房屋的距离不应小于15m”的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。由于各井井场位于库车市境内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本次16条管线中有14条管线涉及公益林（天然林），最终经过路由比选，但由于项目区公益林分布较为密集，同时部分管线出入站场就已在公益林内，管线路由具有唯一性，无法避开公益林，本次线路对具有可避让条件的管线进行了比选，最终TK642CH井至TK6130X井避开了公益林，TH121194井至TH12135CH井集输管道建设工程减少了占用国家二级公益林及地方公益林的长度，涉及公益林情况见表3.6-1。

表 3.6-1 本工程管线涉及占用公益林情况

工程内容	穿越长度	占用面积 (hm ²)	公益林级别	避让方案
TH124127H 井至 TH124116 阀组	*	*	地方公益林(8号林班 15号小班)	已建井场及阀组均在公益林范围内，无法避让
TH122156X 井至 12-7 计转站集输管道	*	*	地方公益林(8号林班 12号小班)	公益林分布集中度较高，呈面状连续分布，无法避让
TH122154 井至 TH12284 阀	*	*	国家二级公益林(8	已建井场在公益

组集输管道			号林班 61 号小班)	林范围内, 无法 避让
TH123162X 井至 TH123132H 井集输管道	*	*	地方公益林(8 号林 班 78 号小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让
TH124126H 井至 12-10 计转 站集输管道	*	*	地方公益林(8 号林 班 15 号小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让
TH124126H 井至 H124115X 井集输管道	*	*	地方公益林(8 号林 班 15 号小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让
TH122159X 井至 12-11 计转 站集输管	*	*	地方公益林(8 号林 班 15 号小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让
TH122157H 井至 TH122103 阀组集输管道	*	*	地方公益林(8 号林 班 112 号小班)	已建井场在公益 林范围内, 无法 避让
TH124123H 井至 TH124104 阀组集输管道建设工程	*	*	地方公益林(8 号林 班 15 号小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让
TK6154H 井至 6-1 计转站集 输管道建设工程	*	*	国家二级公益林 (54 号林班 53 号 小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让
TH122158X 井至 TH122159X 井集输管道	*	*	地方公益林(8 号林 班 15 号小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让
TK642CH 井至 TK6130X 井 集输管道	*	*	-	完全避开
TH121194 井至 TH12135CH 井集输管道建设工程	*	*	国家二级公益林 (54 号林班 5 号小 班)	可比选 最终避开国家二 级公益林, 仅占 用地方公益林
12-11 计转站到四号联外输 管道建设工程	*	*	地方公益林(8 号林 班 15 号小班)	公益林分布集中 度较高, 呈面状 连续分布, 无法 避让

3.6.3.1 TK642CH 井至 TK6130X 井管线避让方案

该管道起点 TK642CH 井, 终点至 TK6130X 井, 新建掺稀管线及燃气管线。最终经比选, 管道路由完全避开公益林段。具体线路比选方案见表 3.6-2。线路比选示意图见图 3.6-2。

表 3.6-1 TK642CH 井至 TK6130X 井管线方案比选

项目	推荐线路	比选线路	推荐
占地情况 (hm ²)	全长 1.088km, 占地 0.87hm ²	全长 0.83km, 占地 0.66hm ²	比选线
占用公益林长度 (km)	无	穿越长度0.362km, 占国家二级公益林0.28hm ²	推荐线
生物多样性	较丰富	较丰富	相当
声环境、大气环境	不穿越居民区	不穿越居民区	方案二
水环境	不涉及地表水环境保护目标	不涉及地表水环境保护目标	相当
环境风险	不穿越公益林, 环境风险相对较小	穿越公益林, 环境风险相对较大	推荐线
推荐意见	推荐线		

3.6.3.2 TH121194 井至 TH12135CH 井避让方案

该管道起点 TH121194 井, 终点至 TH12135CH 井, 新建掺稀管线及燃气管线。最终经比选, 工程减少了占用国家二级公益林及地方公益林的长度。具体线路比选方案见表 3.6-3。线路比选示意图见图 3.6-3。

表 3.6-1 TH121194 井至 TH12135CH 井管线方案比选

项目	推荐线路	比选线路	推荐
占地情况 (hm ²)	全长 1.433km, 占地 1.15hm ²	全长 1.16km, 占地 0.93hm ²	比选线
占用公益林长度 (km)	穿越长度0.422km, 其中国家二级公益林0.19km, 地方公益林0.232km	穿越长度0.869km, 其中国家二级公益林0.614km, 地方公益林0.255km	推荐线
生物多样性	较丰富	较丰富	相当
声环境、大气环境	不穿越居民区	不穿越居民区	方案二
水环境	不涉及地表水环境保护目标	不涉及地表水环境保护目标	相当
环境风险	不穿越公益林, 环境风险相对较小	穿越公益林, 环境风险相对较大	推荐线
推荐意见	推荐线		

3.6.3.3 比选结论

根据以上比选结果可知, 项目选址符合生态环境分区管控要求, 不位于法律法规明令禁止建设的区域, 避开了生态保护红线, 远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区, 已尽量减少占用公益林及植被茂密的公益林段, 管线布设符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004, 2022 年修正)《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 规范的要求; 降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。由于项目区位于库车市境内, 不可避让塔里木河流域水土流失重点治理区。管线选址靠近现有道路, 方便运输、施工和生产维护管理。工程所在地环境质量现状良好, 项目采取有效污染防治及风险防范措施后, 建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控, 项目管线选址可行。本工程施工期前需要办理征地手续, 严格控制占地范围, 加强施工管理, 尽量减少对植被的破坏, 施工结束后及时进

行生态恢复，可以确保区域生态环境功能不降低。从环境保护角度看，选线可行。

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

文件要求		本项目	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65290230001）。本项目周围无自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》对比分析，本项目所在区域不在生态保护红线内，工程布局符合生态保护红线的管控要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目为石油开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置。生活垃圾集中收集后，委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目占地类型主要为天然牧草地、灌木林地、其他草地，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。本项目运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，节约了水资源，消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合

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

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

单元编码	单元名称	单元属性
ZH65290230001	库车市一般管控单元	一般管控单元
控维度	管控要求	符合性
空间布局约束	1 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。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。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	工程占地范围内涉及类型为天然牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地及少部分水浇地，不占用永久基本农田。本项目产生的有害物质、危险废物均能妥善处置。
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及畜禽养殖。本项目不使用高毒、高残留农药。本项目产生的废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位清运处置。本项目产生的生活垃圾集中收集后，委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。本项目对土壤的污染影响在可控范围内。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要	本项目纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境

	坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及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。	事件应急预案。本项目产生的污染物合理处置，不向外环境排放。本项目对井场进行了严格的分区防渗，能有效防止污染土壤和地下水。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.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。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

表 3.5-5 本项目与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本项目所在区域不属于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，井场建设完成后，采取措施及时恢复占地，进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本项目位于库车市，距离塔里木河较远，运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，生产废水等进行综合利用，不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控，基本不会对塔里木河水环境产生影响。	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本项目已提出土壤污染防治措施，本项目不涉及涉重金属行业污染防控，产生的危险废物委托有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合

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

库车市位于天山中部南麓，塔里木盆地北缘，地理位置为*之间，东与巴音郭楞蒙古自治州的轮台县为邻，东南与尉犁县相接，南靠塔克拉玛干沙漠，西南与沙雅县相连，西以渭干河为界与阿克苏地区的新和县隔河相望，西北与拜城县接壤，北部与巴音郭楞蒙古自治州和静县毗连，属阿克苏地区东端。县境南北长 193km，东西宽 164km，全县面积 $1.52 \times 10^4 \text{km}^2$ ，西距行署驻地阿克苏市直线距离 220km，公路里程 257km。

本项目位于库车市南部，中心地理坐标为*，地理位置见图 3.2-1。

4.1.2 地形地貌

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，呈东西走向，在乌（乌鲁木齐）喀（什）公路（314 道）以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜（低山）和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400~2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔小于 1200m。平均坡降 0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。

塔河油田构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，阿克苏凸起西部为哈拉哈塘凹陷，北部为雅克拉凸起，南部为顺托果勒隆起，东南部为满家尔

拗陷，东部为草湖凹陷。本项目位于洪冲积平原带，地势平坦，略有起伏，地表海拔 967~1003m，西部稍高，东部略低，坡度较小。

4.1.3 工程地质

本项目所在区域构造位置属于阿克库勒凸起西北翼斜坡区，阿克库勒凸起位于新疆塔里木盆地沙雅隆起中段南翼，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔拗陷。

阿克库勒凸起于加里东中—晚期形成凸起雏形，海西早期受区域性挤压抬升形成向西南倾伏的东北向展布的大型鼻凸，在长期的抬升暴露风化剥蚀过程中，使凸起大部分地区普遍缺失志留系—泥盆系及中、上奥陶统。海西晚期运动使凸起再次抬升暴露风化剥蚀，形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统，断块活动特征较为明显，大部分地区仅仅保留石炭系下统（缺失石炭系上统及二叠系），局部地区奥陶系碳酸盐岩暴露，同时造成海西早期运动形成的区域不整合面进一步南倾。这种构造面貌一直持续演化至印支—燕山期。印支—燕山期主压应力为 NE—SW 方向，持续性的稳定挤压，形成盐边三叠、侏罗系中的 NEE 向右行扭动张性断裂组合，同时导致工区东南侧下石炭统盐体的大规模塑性流动形成三叠、侏罗系盐边低幅度背斜构造带。

4.1.4 水文及水文地质

（1）区域地质构造控水作用

①塔里木盆地构造控水条件

塔里木盆地是发育在地台上的一个大型断陷盆地，是一个复杂的叠合式复合盆地，具有多旋回的发展历史。新构造作用使地台缓慢抬升，以基底的拗陷、隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

②第四系松散地层赋水介质分布

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使

该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。

（2）区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都—孔雀河、渭干河、阿克苏河及其它河流出口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠中。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流（盆地西南缘为由西南向东北径流）至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。

4.1.5 气候气象

本项目所在地库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气

候干燥、炎热，光照充足，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。库车市主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	7	年平均风速	2.6m/s
2	极端最高气温	41.5℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-27.4℃	9	年最大降雨量	194.7mm
4	月平均最高气温（7 月）	32.9℃	10	年最小降雨量	33.6mm
5	月平均最低气温（1 月）	-18.0℃	11	年平均降雨量	66.7mm
6	年平均相对湿度	43%	12	平均年蒸发量	2900mm

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划及评价单元划分

4.2.1.1 生态功能区划

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）和塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。

项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。工程所在区域生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态 功能 分区 单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）	
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）	
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻

主要保护措施	节水灌溉、开发地下水、完善水利工程施工、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业,建设石油和天然气基地	加大保护力度,建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下,有规划地开发利用油气资源,对废弃物进行无害化处理,恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复,加强防洪“导流”工程,实现油气开发与生态环境保护的双赢

由表可知,工程所在生态功能区的主要生态服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”和“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”;保护目标为“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”和“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”;适宜发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业,建设石油和天然气基地”和“加大保护力度,建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下,有规划地开发利用油气资源,对废弃物进行无害化处理,恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复,加强防洪“导流”工程,实现油气开发与生态环境保护的双赢”。

4.2.1.2 评价单元生态环境概况

本工程新钻井 1 口 TK6154H 井,对已批复的 16 口钻井新建 16 组单井出油管道线、掺稀管线以及燃料气管线;新建 12-11 计转站到四号联外输管道,各类管线总长 23.73km;新建井场 200kW 加热炉 14 台、400kW 加热炉 1 台;TH121156 井场新建 6 井式计量阀组、6 井式掺稀阀组、6 井式配气阀组以及 1 台管道泵;TH121194 井场新建计量装置 1 台;TH12135CH 井场新建管道泵 1 台、3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座;新建 YQ2-6 井、AD29-1CH 井拉油流程,单座井场新建多功能集油器 1 座、掺稀泵 1 台、稀油罐 2 座、简易火炬 1 套、值班营房 1 套、喂油泵 1 台。根据项目区的遥感影像、地形地貌、地表土壤、植被特征,项目所有工程内容均位于库车河冲积洪积缓倾斜细土平原,主要生态要素特点见表 4.2-2。

表 4.2-2 项目生态单元划分

生态单元	工程内容	地貌类型	土壤类型	植被类型	土地利用类型
12区西部	TH124123H 井至 TH124104 阀组集输管道 TH122158X 井至 TH122159X 井集输管线 TH122159X 井至 12-11 计转站集输管线 TH124125H 井至 TH12441 阀组集输管线 TH124126H 井至 12-10 计转站集输管线 TH124127H 井至 TH124116 阀组集输管线 12-11 计转站到四号联外输管道 YQ2-6 井、AD29-1CH 两口单井进行拉油流程	库车河冲洪积平原	盐土	柽柳、盐穗木、花花柴 植被覆盖度为 10%-20%	其他草地、盐碱地
12区东部	TH121192X 井至 TH121156 井集输管道 TH121193X 井至 TH121156 井集输管道 TH122154 井至 TH12284 阀组集输管道 TH123162X 井至 TH123132H 井集输管道 TH121194 井至 TH12135CH 井集输管道 TH122156X 井至 12-7 计转站集输管道 TH122157H 井至 TH122103 阀组集输管道	库车河冲洪积平原	盐土	柽柳、盐穗木、植被覆盖度、为 10%-30%	天然牧草地、灌木林地
6区	TK6154H 井至 6-1 计转站集输管道 TK642CH 井至 TK6130X 井集输管道	库车河冲洪积平原	草甸土	柽柳植被覆盖度为 20%-30%	天然牧草地、灌木林地

4.2.2 生态系统调查

4.2.2.1 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段,根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)的分类方法,对评价区生态系统进行分类,项目评价范围生态系统主要以草地生态系统为主,占总面积的 89.56%,其次为荒漠生态系统,占总面积 5.06%,灌丛生态系统占总面积的 4.44%,之后依次为城镇生态系统及农田生态系统。具体生态系统类型分布情况见图 4.2-2。各类生态系统统计见表 4.2-3。

表 4.2-3 本次工程评价区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	面积 (hm ²)	比例
1	草地生态系统	5629.47	89.56%
2	城镇生态系统	15.73	0.25%
3	灌丛生态系统	278.91	4.44%
4	荒漠生态系统	317.96	5.06%
5	农田生态系统	30.71	0.49%
6	森林生态系统	13.07	0.21%
合计		6285.84	100.00%

4.2.2.2 生态系统特征

(1) 草地生态系统

评价区的生态系统基本为草地生态系统,主要为荒漠草原,生活于本生态系

统中主要以啮齿类食草动物为主，食草的大型哺乳动物分布较少。在草原生态系统中的能量流和营养物质循环，一方面通过生物小循环来实现，另一方面通过食物链来进行，食草的食物链和碎屑食物链在这里得到良好的发展，食肉动物捕食碎屑链动物而产生这两个链之间能量联系而使得草原生态系统更加稳定。

（2）灌丛生态系统

评价区的灌丛生态系统主要分布在十二区东部和六区，由灌木组成的生物群落，通常分布在干旱或半干旱地区。由于生长环境的限制，这些植物通常具有较长的根系和较小的叶片，以适应干燥和高温的气候条件。灌丛生态系统在维持生物多样性和生态平衡方面起着重要作用。灌丛为许多植物提供了理想的生长环境。由于灌丛植物的根系较长，能够固定土壤，减少水土流失的风险。此外灌丛植物的根系还能够吸收和储存水分，减少土壤中的水分蒸发，提供给其他植物和动物使用。同时灌丛生态系统具有显著的碳汇功能，其碳储量的增加被认为是我国陆地生态系统碳储量增加的主要原因之一。

（3）荒漠生态系统

评价区的荒漠生态系统主要为盐碱地，由半灌木、小半灌木构成初级生产力，土壤为典型盐土，属于典型的盐生荒漠。荒漠野生动物构成规划范围内野生动物群的主体。主要为耐旱和适应缺水环境的爬行类、鸟类和哺乳类。荒漠生态系统虽然结构简单，但因其分布面积大，又处于生态环境较敏感的地区，所以在防止荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面仍具有十分重要的作用。

（4）农田生态系统

评价区涉及的农田生态系统主要分布十二区西部。本工程涉及的农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其他生物群落相互作用，共同生存，受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中、低产土壤；受干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植棉花等作物，亩产量约 500kg。总体看，区内农田生态质量环境处于中低水平。

（5）城镇生态系统

评价区的城镇生态系统主要为油田设施和油田内部道路，评价区内无村镇居民区分布。

4.2.3 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。根据项目区土地利用现状图（见图 4.2-3），核查出项目评价范围各类型土地面积列于表 4.2-4。从土地利用现状表可以看出评价范围内草地占比最大，其次为灌木林地、盐碱地。本次工程占地范围内涉及类型为天然牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地及少部分水浇地。

表 4.2-4 本工程评价范围各类型土地面积表

土地利用类型	面积（公顷）	占评价区比例（%）
采矿用地	*	*
村庄	*	*
沟渠	*	*
灌木林地	*	*
裸地	*	*
其他草地	*	*
其他林地	*	*
人工牧草地	*	*
沙地	*	*
水浇地	*	*
天然牧草地	*	*
盐碱地	*	*
合计	*	*

4.2.4 区域植被现状调查

4.2.4.1 区域自然植被区域类型

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，本工程所在的植被区划属新疆荒漠区。该区域的主要植被类型有：灌木荒漠、小半灌木荒漠、半灌木荒漠、多汁木本盐柴类荒漠等 4 种类型。具体内容见表 4.2-5。

表 4.2-5 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二)新疆荒漠区(亚非荒漠区的一部分)	B.东疆-南疆荒漠亚区(亚中荒漠亚区的一部分)	VII.塔里木荒漠省	b.塔克拉玛干荒漠亚省	15.阿克苏-库尔勒洲

按中国植被自然地理区划，工程区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，植被多为耐旱型、耐盐碱，主要为多枝怪柳、盐穗木、花花柴等群系。区域植被区划见图 4.2-4。

4.2.4.2 评价区植被类型

评价区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。区域野生植物情况见表 4.2-6，评价范围植被类型图见图 4.2-5。

(1) 自然植被

评价区域的自然植被多为荒漠类型的灌木、半灌木为主，植被类型主要为怪柳、盐穗木、花花柴、疏叶骆驼刺等。多枝怪柳群系分布于塔里木盆地河漫滩及古老冲沟分布区，是向盐化草甸过渡的类型，群落中建群种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，植被盖度 20%-30%。灌木层下有草本分布，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，伴生种主要有花花柴、疏叶骆驼刺等。区域植被盖度见图 4.2-6。

表 4.2-6 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>

科	种名	拉丁名
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
藜科	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>
豆科	盐豆木	<i>Halimodendron halodendron</i>
	苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
茄科	黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>
夹竹桃科	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>

科	种名	拉丁名
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

（2）人工植被

本工程所在区域人工栽培的作物以棉花为主，地面植被丰富，植被覆盖度约为 70%~90%。

（3）野生植物重要物种

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号）及《关于印发<新疆国家重点保护野生植物名录>的通知》（新林护字〔2022〕8 号），项目所在区内分布有国家二级重点保护野生植物 2 种：黑果枸杞 *Lycium ruthenicum* 和胀果甘草 *Glycyrrhiza inflata*。根据现场调查，本次井场及管线生态评价范围内无占用重点保护野生植物，重要保护野生植物重要物种见表 4.2-7。

4.2.4.3 植被群落样方分析

A. 布设原则

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

评价人员于 2025 年 7 月 2 日对评价区进行了现场踏勘,根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19—2022)要求,选取的典型生境为灌丛。

B. 样方调查内容

样方调查选择纵贯评价区的调查线路,使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述:

本次针对评价区涉及的柽柳灌丛、盐穗木灌丛设置 5m×5m 的灌木植被样方各 3 个,共计 6 个样方,记录该样方的 GPS 坐标和周围地形,同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

本次评价主要样方情况见表 4.2-8 至表 4.2-13。根据样内和样外记录,结合以往有关研究等资料进行分析,由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

经过对评价区进行详细的植被调查,由收集资料、植物样方调查以及现场踏勘,其中广泛分布的种类是多枝柽柳及盐穗木,其他植物物种属多度小频率也小的类型。在评价区范围内多数呈单优群落出现,灌木层下草本很少,只有在水分条件较好的部分地段,灌木层下的草本较丰富,主要有花花柴、疏叶骆驼刺等,多数都具有耐旱和耐盐碱的特性。

4.2.5 区域动物现状调查

4.2.5.1 区域野生动物调查

按中国动物地理区划,评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知,区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-14。

表 4.2-14 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
	两栖类		

序号	种名	拉丁学名	保护级别
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	
爬行类			
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana Blanford</i>	
3	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata Günther</i>	
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii Strauch</i>	
鸟类			
5	鸬鹚	<i>Phalacrocorax carbo</i>	
6	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea Pallas</i>	
7	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos Linnaeus</i>	
8	鸢	<i>Milvus korschum</i>	
9	苍鹰	<i>Accipiter gentilis Linnaeus</i>	国家II级
10	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家II级
11	环颈雉	<i>Phasianus colchicus Linnaeus</i>	
12	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	
13	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus Linnaeus</i>	
14	原鸽	<i>Columba livia Gmelin</i>	
15	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur Linnaeus</i>	
16	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto Frivaldszky</i>	
17	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	
18	凤头百灵	<i>Galerida cristata Linnaeus</i>	
19	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris Linnaeus</i>	
20	喜鹊	<i>Pica pica Linnaeus</i>	
21	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone Linnaeus</i>	
22	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti Temminck</i>	
23	沙白喉莺	<i>Rhodopechys obsoleta Lichenstein</i>	
24	漠雀	<i>Rhodopechys Cabaris, Mus.Heis.</i>	
哺乳类			
25	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	
26	长耳跳兔	<i>Euchouetes naso Sclater</i>	
27	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso Pallas</i>	
28	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus Gmelin</i>	

4.2.5.2 野生动物重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月），项目所在区域共有国家级重点保护动物 3 种，分别为苍鹰、红隼及塔里木兔。现场勘查时未见塔里木兔、苍鹰、红隼等保护动物。野生保护动物主要分布在项目区南侧靠近塔里木河胡杨林附近，本次工程生态评价范围内未见重点保护动物分布。

表 4.2-15 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	苍鹰（ <i>Accipiter gentilis</i> ）	国家二级	近危 NT	否	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，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	红隼（ <i>Falco tinnunculus</i> ）	国家二级	无危 LC	否	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，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		否
3	塔里木兔（ <i>Lepus yarkandensis</i> ）	国家二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田		否

4.2.5.3 动物样线调查

野生动物调查主要采用样线法，本次环评评价区范围内共布置调查样线 3 个。分别布设在十二区东部、十二区西部和六区项目管线附近。

样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法，按照评价区域野生动物生境类型分别设置 3 条样线，样线调查要求：样线 1 调查长度 2560m，样线 2 调查长度 1720m，样线 3 调查长度 1080m，观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用 8 倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。野生动物调查样线见表 4.2-16 及图 4.2-7。

4.2.6 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。经核查，本工程所在区域位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目所在区域位于“II风力侵蚀类型区”中的“III‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本工程区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本工程所在区域容许土壤流失量取值为2000t/km²·a。

(3) 水土保持基础功能类型

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

(4) 水土流失预防范围及对象

项目所在区域水土流失预防范围为：评价区十二区西部和东部的草场、六区的灌丛区，区域内重要野生植物资源生境等。

水土流失预防对象为：a.天然林草、植被覆盖率较高的草地等；b.植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c.水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动；d.重要的水土流失综合防治成果；e.重要野生植

物资源生境。

（5）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在六区加强对灌丛植被的保护，对十二区退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

（6）水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区；b.水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；c.项目运营期油气资源开发建设活动；d.其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（7）水土流失治理措施

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

4.2.7 土地沙化现状

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

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

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

本次沙化监测与第五次沙化监测结果相比，全区沙化土地面积净减少 2.43

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

项目所在区为沙化土地，沙化土地类型属于有明显沙化趋势的沙地，根据新疆维吾尔自治区沙化土地程度分布，本工程生态评价范围内沙化土地程度属于轻度，本工程新建管道沿线的植被覆盖度大部分在 20-30%之间，主要为怪柳和盐穗木为主的灌木群系，地表结皮类型主要为盐碱结皮，盐碱结皮能够增加表层土壤的水分含量，增强地表的抗风蚀能力，从而有效降低地表风蚀量。

4.2.8 生态敏感区调查

4.2.8.1 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、盐渍化等生态敏感脆弱区域。

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区的新和县、沙雅县和库车市和巴州的轮台县、尉犁县等。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有塔里木兔、塔里木马鹿等珍稀野生动物，肉苁蓉等珍稀野生植物。土地沙化防控主要生态功能为防风固沙，主要保护要求为在风沙危害大的区域，转变传统畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草定畜，严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度，恢复草地植被。拟建项目 TK642CH 井至 TK6130X 井集输管道距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 2.7km，不在红线内，位置关系见图 4.2-10。

4.2.8.2 永久基本农田

本工程不占用永久基本农田，但 TH124126H 井至 12-10 计转站集输管线、TH124127H 井至 TH124116 阀组集输管线土壤环境评价范围内分布有永久基本农田。保护内容主要为水土流失防治、土壤肥力、农田面积等，虽不属于生态敏感区，但其属于环境敏感区之列，在此做简要调查评价。本工程所在区域分布基本农田主要种植作物为棉花。工程不占用基本农田，项目建设不会对项目周边永久基本农田产生影响。本工程与永久基本农田位置关系见图 4.2-11。

4.2.8.3 公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据《中华人民共和国森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497 号）等有关规定，不得占用国家一级公益林，办理建设项目使用林地手续。

本工程位于库车市，根据《新疆维吾尔自治区库车市重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，库车市重点公益林共有 2 个二级林种，其中水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.9%；防风固沙林 1924285 亩，占 75.1%。就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。库车全市共区划重点公益林林班 151 个，小班 2766 个，其中天山林场有 90 个林班，1766 个小班；胡杨林管理站 52 个林班，894 个小班；县属的 9 个林班，106 个小班。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场、库车市胡杨林管理站和林业工作站。

本工程 TH124127H 井至 TH124116 阀组、TH122156X 井至 12-7 计转站集输管道建设工程、TH122154 井至 TH12284 阀组集输管道建设工程等 13 条管道及

新建的 TK6154H 井分布有重点公益林，重点公益林类型为灌木林地，优势树种为桤柳，工程占用公益林情况见表 4.2-17，具体以工程所在区域林草部门核查结果为准。本工程区内的公益林林地类型为荒漠灌木林，属于天然林，主要作用为防风固沙。本工程涉及公益林情况见图 4.2-12。

表 4.2-17 本工程涉及占用公益林情况

工程内容	穿越长度	占用面积 (hm ²)	公益林级别
TH124127H 井至 TH124116 阀组	*	*	*
TH122156X 井至 12-7 计转站集输管道建设工程	*	*	*
TH122154 井至 TH12284 阀组集输管道建设工程	*	*	*
TH123162X 井至 TH123132H 井集输管道建设工程	*	*	*
TH124126H 井至 12-10 计转站	*	*	*
TH124126H 井至 TH124115X 井	*	*	*
TH122159X 井至 12-11 计转站集输管	*	*	*
TH122157H 井至 TH122103 阀组	*	*	*
TH124123H 井至 TH124104 阀组集输管道建设工程	*	*	*
TK6154H 井至 6-1 计转站集输管道建设工程	*	*	*
TH122158X 井至 TH122159X 井集输管道	*	*	*
TH121194 井至 TH12135CH 井集输管道建设工程	*	*	*
12-11 计转站到四号联外输管道建设工程	*	*	*
TK6154H 井	*	*	*
合计	*	*	*

4.2.9 生态环境现状小结

根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）和塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。根据现场调查及资料收集，工程建设范围无自然保护区、世界自然和文化遗产地等生态敏感区，不涉及生态保护红线，距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 2.7km；集输管线已尽量选择少占公益林，但由于项目区公益林分布集中度较高，呈面状连续分布，本次集输管线不可避免地穿越 15.4km 重点公益林。

本工程位于库车市境内，库车市属于自治区级塔里木河流域重点预防区和重点治理区。项目区土地利用类型主要以草地占比最大，其次为灌木林地及盐碱地，生态系统以草地生态系统为主，占总面积的 89.56%。自然植被主要为多枝柽柳、盐穗木、花花柴等群系，植被盖度 20%-30%，评价区内分布有国家二级重点保护野生植物 2 种：黑果枸杞和胀果甘草；评价区域涉及国家级重点保护动物 3 种，分别为苍鹰、红隼及塔里木兔，但现场勘查时未见以上及其他保护动物。根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程位于塔里木盆地北缘，属于有明显沙化趋势的土地。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次引用监测点位与项目区均属于同一水文地质单元，具有代表性和时效性，可以说明项目所在区域的地下水环境质量现状。本次评价引用点位共 5 个，引用《于奇西奥陶系油藏于奇 901 井区 2023 年产能建设项目》中 3#井的监测数据、《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程环境影响报告书》中 S3 井、S4 井的监测数据、《塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目环境影响报告书》中 1#井、2#井。5 个引

用监测点中，有 4 个为潜水含水层监测点，1 个为承压水含水层监测点。具体监测点设置情况见表 4.3-1，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

点位	坐标	监测层位	水位埋深 m	与本项目位置关系	监测时间	监测单位
1#	*	潜水	6.4	TH124123H井西侧 4.93.4km处（侧向）	2023年11月	新疆广宇众联 环境监测有限 公司
2#	*	潜水	5.8	TH123132H井西南 侧16km（下游）	2023年11月	
3#	*	潜水	6	TH121194 井东北侧 11km 处（上游）	2023年9月	
S3	*	潜水	5.36	TH121156井南侧 4km处（项目内）	2023年6月	新疆齐新环境 服务有限公司
S4	*	承压水	4.56	TH122154井东南侧 2.5km处（项目内）		

（3）监测频率

监测 1 天，每个点位采样 1 次。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：水位埋深、井深、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等项目。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	-
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物	1.0 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
3	溶解性总固体	理指标》(GB/T 5750.4-2023)	-
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 (HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分: 有机物综合指 标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2023) 5.2 滤膜法	-
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	-
9	亚硝酸盐(氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分: 无机非金属指 标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光 度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10 ⁻⁵ mg/L
14	砷		3×10 ⁻⁴ mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属 指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分 光光度法	5×10 ⁻⁴ mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》 (GB 7467-87)	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属 指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分 光光度法	2.5×10 ⁻³ mg/L
18	钡	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属 指标》(GB/T 5750.6-2023) 19.1 无火焰原子吸收分 光光度法	1.0×10 ⁻² mg/L
19	硫酸根 (硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、 SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018 mg/L
20	氯离子 (氯化物)		0.007 mg/L
21	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、 Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根 和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
26	碳酸氢根		

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，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。

(3) 监测及评价结果

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.3-3~5。由表 4.3-3~5 可以看出，监测

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

4.4 地表水环境现状调查与评价

本项目不涉及地表水体。因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价，仅对地下水进行评价。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目所在区域土壤类型主要以漠境盐土、盐土及草甸土，其中 12 区主要为盐土及漠境盐土，6 区为草甸土。评价区土壤类型见图 4.5-1。

4.5.1.1 漠境盐土

漠境盐土是漠境地区由于气候干旱，淋洗微弱而形成的积盐土壤。其特点是盐分在剖面不同深度累积，漠境盐土亚类主要分布于洪积扇前部，是山洪将含盐风化物 and 地层中的盐分与洪积物一起带至洪积扇上沉积，随物质沉积与水分蒸发，而使土壤表层与心土层盐分累积而形成盐土。漠境盐土分布地区气候异常干旱，少雨多风蒸发强烈。山地母岩和成土母质含有大量的可溶性盐，并有几乎纯质的盐分结晶，这些盐类，无法被雨水淋洗，往往溶解于天山雪水或山洪中，使流经盐岩的径河和河水矿化度增高，径流流至平原地区，流速减缓，受强烈干燥气候蒸发的影响，大量盐分富积地表。但也有部分径流补充入地下水，因而在高矿化度地下水的影响下，土壤大量积盐，全剖面可见白色的盐结晶，往往形成盐壳，盐盘或盐晶簇。漠境盐土的盐分组成比较复杂，既有以中性盐为主形成的氯化物、硫酸盐氯化物、氯化物硫酸盐、硫酸盐盐土；也有受当地植被影响而形成的硝酸盐盐土。漠境盐土除含大量的可溶性盐外，还含有大量的碱土金属碳酸盐和石膏。

漠境盐土由于所处干旱的环境，加之本身含有大量的盐分，因此大面积的开垦农
用存在极大困难，应尽可能保持现有植被，骆驼刺等盐生植物，作为放牧用地。

4.5.1.2 盐土

盐土分布在塔里木河北岸远离河道的广阔区域，本次主要位于本次 12 区西
部区域，项目区主要是典型盐土亚类。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一
步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2~3m，
地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为
主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为
主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。

4.5.1.3 草甸土

草甸土主要分布在本次工程 6 区所在范围，主要是盐化草甸土亚类。盐化草甸土是由地
下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤。地下水埋深一
般在 1~3m，矿化度 1~3g/l，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见
芨芨草和芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。

4.5.2 土壤理化性质调查

本项目同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据项目工程分析
情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土壤结构、土壤质地、
阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为
本项目附近土壤，分析结果见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化性质表

点号		6-1 计转站	TK6154H
点位坐标		*	*
采样深度		*	*
现场 记录	*	*	*
	*	*	*
	*	*	*
	*	*	*
	*	*	*
实 验	*	*	*
	*	*	*

室 测 定	*	*	*
	*	*	*
	*	*	*
	*	*	*

4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目项目类别应按照土壤污染影响型和生态影响型考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样和 6 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型主要为盐土、漠境盐土及草甸土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

4.5.3.1 监测布点

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。

（1）占地范围内：

占地范围内共布设 5 个表层样监测点：TN1（YQ2-6X 井）、TN2（AD29-1CH 井）、TN3（6-1 计转站）、TN4（TK6154H 井）、TN5（TH122156X 井）。

占地范围内共布设 5 个柱状样监测点：TN6（YQ2-6X 井）、TN7（AD29-1CH 井）、TN8（6-1 计转站）、TN9（12-10 计转站）、TN10（TH124104 阀组）。

（2）占地范围外：

占地范围外共布设 6 个表层样监测点：TW1（YQ2-6X 井井场外 50m）、TW2（AD29-1CH 井井场外 50m）、TW3（6-1 计转站场外 50m）、TW4（TK6154H 井井场外 50m）、TW5（TK642 井井场外 50m）、TW6（TH122156X 井井场外 50m）。

具体监测点位及监测因子见表 4.5-2。

4.5.3.2 监测频率

监测 1 天，监测 1 次。

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆中测测试有限责任公司对土壤环境质量现状

进行了监测，监测时间为 2025 年 7 月。其中 12-10 计转站及 TH124104 阀组引用已批复的《塔河油田西部奥陶系 2025 年第二期产能建设项目地面工程环境影响报告书》中新疆广宇众联环境监测有限公司 2025 年 1 月的监测数据。

4.5.3.3 监测项目及分析方法

（1）监测项目

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本次评价的监测项目包括：

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分含量、石油烃共计 11 项。

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的基本因子+特征因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺式-1，2-二氯乙烯、反式-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a，h）蒽、茚并（1，2，3-cd）芘、萘、pH、石油烃、土壤盐分含量共计 48 项。

（2）分析方法

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

4.5.4 土壤环境现状评价

4.5.4.1 评价标准

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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $6.5 < \text{pH} \leq 7.5$ 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）“表 2 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地风险筛选值。

4.5.4.2 评价方法

评价方法采用标准指数法。

4.5.4.3 监测及评价结果

本次环评土壤监测及评价结果见表 4.5-3~4.5-7，根据表格结果可以看出，监测期间，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $6.5 < \text{pH} \leq 7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-8，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-9。本项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，本项目所在区域土壤盐化、酸化和碱化现状见表 4.5-10。

表 4.5-8 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（g/kg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区

未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

表 4.5-9 土壤酸化、碱化分级标准

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

表 4.5-10 土壤盐化、酸化、碱化现状

检测项目	pH	含盐量 (SSC) / (g/kg)	盐化程度	碱化程度
TN1 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	无酸化或碱化
TN2 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	无酸化或碱化
TN3 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	无酸化或碱化
TN4 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	轻度碱化
TN5 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	轻度碱化
TN6 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	无酸化或碱化
TW1 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	轻度碱化
TW2 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	无酸化或碱化
TW3 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	轻度碱化
TW4 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	轻度碱化
TW5 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	轻度碱化
TW6 表层 0-0.2m	*	*	极重度盐化	轻度碱化

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区库车市，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，空气质量现状主要指标包括：细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、可吸入颗粒物（PM₁₀）、一氧化碳（CO）、臭氧（O₃）。

本次评价采用阿克苏地区行政公署发布的《2023 年阿克苏地区各县（市）环境空气质量状况公示报告》中库车市的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.6-1。

表 4.6-1 库车市基本污染物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
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	*	60	*	达标
NO ₂	年平均	*	40	*	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	*	4000	*	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	*	160	*	达标
PM _{2.5}	年平均	*	35	*	超标
PM ₁₀	年平均	*	70	*	超标

由表 4.6-1 可知，PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，本工程所在区域环境空气质量属于不达标区。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）调查方法

大气环境现状调查采用现场监测法。

（2）监测点位

本次评价对区域环境空气质量现状进行补充监测，在项目所在区域布设 2 个监测点位，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）

的数量和分布要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.6-2，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-2 监测点位设置情况及基本信息表

序号	监测点位名称	地理坐标	与本项目 位置关系	监测因子	监测时间	监测 单位
1	YQ2-6X 井	*	项目区上 风向	非甲烷总 烃、H ₂ S	2025年7月	新疆中 测测试 有限责 任公司
2	TK6154H井	*	项目区下 风向			

(3) 监测频率

连续 7 天，每天采样 4 次。

(4) 监测单位

本次评价大气监测委托新疆中测测试有限责任公司对大气环境质量现状进行了监测，监测时间为 2025 年 7 月。

(5) 监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价的监测项目包括：非甲烷总烃、H₂S。

②分析方法

采样按照《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ664-2013）执行，监测分析方法按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）有关标准和规范执行。

表 4.6-3 大气环境监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	空气质量 硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法	GB/T 14678-1993	mg/m ³	0.001
2	非甲烷 总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

(6) 评价标准

非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准，硫化氢 1 小时平均浓度执行《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 0.01mg/m³ 的浓度限值要求。

(7) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

(8) 评价结果

监测及评价结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 非甲烷总烃、 H_2S 监测评价结果表： mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率/%	达标情况
YQ2-6X 井	非甲烷总烃	1小时平均	2	*	*	达标
	硫化氢	1小时平均	0.01	*	*	达标
TK6154H井	非甲烷总烃	1小时平均	2	*	*	达标
	硫化氢	1小时平均	0.01	*	*	达标

从表 4.6-4 可以看出，在监测期内，本项目区域特征污染物 H_2S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S 、非甲烷总烃均达标。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

(1) 调查方法

声环境现状调查采用实测法。

(2) 监测布点

本次评价在项目所在区域布设 3 个监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.7-1，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.7-1 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位名称	地理坐标		监测因子	监测时间	监测单位
1	YQ2-6X 井井场噪声	北厂界	*	等效连续 A 声级(Leq)	2025 年 7 月	新疆中测测试有限责任公司
		西厂界	*			
		南厂界	*			
		东厂界	*			
2	6-1 计转站噪声	北厂界	*			
		西厂界	*			
		南厂界	*			
		东厂界	*			
3	TK6154H 井背景噪声	*				

(3) 监测频率

监测 1 天，昼间、夜间各 1 次。

(4) 监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，本次评价的监测项目为等效连续 A 声级（ L_{eq} ）。

②分析方法

监测分析方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）有关标准和规范执行。

4.7.2 声环境现状评价

(1) 评价标准

项目所在区域已建井场、站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。背景噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(2) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对

比。

(3) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位		监测日期	昼间			夜间		
				实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	YQ2-6X 井井场	北厂界	2025 年7月	*	60	达标	*	50	达标
		西厂界		*		达标	*		达标
		南厂界		*		达标	*		达标
		东厂界		*		达标	*		达标
2	6-1 计转站	北厂界		*		达标	*		达标
		西厂界		*		达标	*		达标
		南厂界		*		达标	*		达标
		东厂界		*		达标	*		达标
3	TK6154H 井背景噪声					*			达标

从表 4.7-2 可以看出，在监测期内，本项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态环境影响

5.1.1.1 占地影响分析

根据估算，本工程总占地约 20.92hm²，其中永久占地 0.72hm²，临时占地 20.2hm²。其中其他草地 10.81hm²、天然牧草地 7.34hm²、盐碱地 1.66hm²、灌木林地 1.01hm² 及工矿交通用地 0.11hm²。工程新增永久占地在评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小，施工结束后，永久占地被油田生产设施构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；工程临时占地以管沟开挖及电力线架设用地为主。从线性工程占用土地情况看，主要是施工期间的临时性占地。在施工过程中，施工便道等均为临时性占地，一般仅在施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变，大部分用地在施工结束后短期内（1~2 年内）能恢复原有利用功能。

表 5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容		占地面积（hm ² ）		土地利用类型 （hm ² ）	备注
			永久占地	临时占地		
1	井场工程	TK6154H 井	0.45	0	灌木林地	本工程新建采油井场 1 座；新建井场道路 0.54km，新建钻井生活区 1 处
		井场道路	0.27	0.11	灌木林地	
		钻井生活区	0	0.24	灌木林地	
2	管线工程	集输管线	0	10.81	其他草地	掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设，新管线 23.73km，作业带范围 8m。
			0	7.34	天然牧草地	
			0	1.66	盐碱地	
			0	0.11	工矿交通用地	
			0	0.05	灌木林地	
合计			0.72	20.2	--	—

管道工程临时占地主要在管道开挖埋设施工过程，由于管道施工分段进行，施工时间较短，每段管线从施工到回填土约三个月左右，施工完毕后，在敷设完成后该地段土地大部分可恢复为原利用状态。

管道中心线两侧各 5m 范围内不能再种植深根植物，一般情况下，该地段可以种植根系不发达的草本植物。管线临时性占地主要为灌木林地、乔木林地、其他草地，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。施工作业带在施工结束后绝大部分将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

施工期施工作业带对沿线生态环境的影响主要有：

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

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

5.1.1.2 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。井场施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场位置一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

（1）植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为多枝桤柳-盐穗木群系，在评价区范围内多数呈单优群落出现。灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木、疏叶骆驼刺、花花柴等。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

（2）扬尘对植被的影响

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

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

（3）施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，施工材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

（4）施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对自然植物的践踏、碾压等。从生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，评价区单位面积上人口活动密度的增大，将导致项目开发范围（施工范围）内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化、盐渍化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

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

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的

破坏,改变了十分脆弱的原有自然生态,造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同,这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(5) 生物损失量

本工程总占地约 20.92hm²,其中永久占地 0.72hm²,临时占地 20.2hm²,工程永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算:

$$Y=S_i \times W_i$$

式中:Y——生物量损失,t;

S_i ——占地面积, hm²;

W_i ——单位面积生物量, t/hm²。

表 5.1-2 项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量	占地面积 (hm ²)		生物损失量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
灌木林地	4.50t/hm ²	0.72	0.29	3.24	1.305
天然牧草地	1500kg/hm ²	0	7.34	0	11.01
其它草地	750kg/hm ²	0	10.81	0	8.1075
盐碱地	750kg/hm ²	0	1.66	0	1.245
合计		0.48	4.066	3.24	21.6675

工程占地主要为草地、灌木林地、盐碱地等,永久占地主要为井场工程占地;临时占地主要为新建管线占地。根据当地平均生物量计算,本工程将造成 24.91t,其中永久占地造成的生物量损失为 3.24t,临时占地造成的损失为 21.67t。新增植被损失主要来自临时占地,项目建设位于现有油田开发区内,施工期间加强施工管理,做好施工结束后的迹地恢复工作,占用公益林建议缩短施工作业带宽度(人工开挖或其他先进机械设备),减少占地和植被破坏,工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

(1) 施工期对野生动物的影响

项目建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地,使野生动物的原始生存环境被破坏或改变;间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

项目所在区域共有国家级重点保护动物 3 种，分别为苍鹰、红隼及塔里木兔，野生保护动物主要分布在项目区南侧靠近塔里木河的胡杨林，本次工程生态评价范围内未见重点保护动物分布。项目评价区主要为草地生态系统，动物以一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等为主，一般在离项目区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设过程中，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

（2）运营期对野生动物的影响

管道工程完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响消失。

5.1.1.4 对水土流失的影响分析

工程井场、管沟建设实施过程中，会使占地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，导致盐渍化、荒漠化作用加剧，可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期。

（1）土壤粗粒化

当地营力作用对地表产生侵蚀时，便产生风蚀、水蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗。

（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。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。

（3）对油区公路、管线、井场的影响

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层受到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流

失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

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

本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被盖度较高，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较好，须加强水土保持工作，减小因项目的建设而产生的水土流失。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，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。

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

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。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

评价范围生态系统以草地生态系统为主，其次为灌丛生态系统及荒漠生态系统，区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。评价区域内的灌丛主要分布在评价区大部。生态系统内优势种为多枝怪柳及盐穗木，灌木层下有草本分布，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺等。

拟建项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，拟建项目永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管道作业带占地。由于新建井场及采油管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对区域植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，

但评价区动物多为常见种类,在评价区及周边地区分布广泛,且一般具有趋避性,随着工程建设的结束,生态环境逐渐恢复,种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复,采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施,区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看,拟建项目不会减少生态系统的数量,不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为,采取必要的生态保护措施后,对评价区内的生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.1.6 对重点公益林的影响分析

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

本工程占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第 18、19 条有关规定,办理建设项目使用林地手续,经审批同意使用的,实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此,要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开林木茂密区域,在条件允许时,减少砍伐林木的数量,最大程度地保护沿线的林业生态环境。

本工程开发过程中穿越国家二级林地 2329.14m,将占用公益林面积约 1.86hm²,穿越地方公益林 13071.95m,将占用公益林面积约 10.46hm²,TK6154H 井占用国家二级公益林 1.32hm²,由于项目建设所占用公益林树种组成较为单一,林型、林龄均与周围邻近地段的植被生长状况一致,由项目建设导致的公益林破坏,对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时,本工程使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

建设单位需严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字〔2015〕497 号)要求,不得占用国家一级公益林;井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行,井场及管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的,又是永久性的,因此,要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域,在条件允许时,减少砍伐林木的数量,最大程度地保护沿线的林业生态环境。管线及道路尽量沿现有油田道路布置,减少破坏原生植被,将重点公益林的影响降到最低。

5.1.1.7 对景观生态结构的影响分析

从景观生态现状调查评价得出，沿线区域杜加依灌丛景观主导性比较明显，管道沿线受到人类活动干扰和控制的程度较小，全线呈现出以自然生态系统为主的生态格局。

项目管线经过的大部分地区，几乎没有人类长期生产活动干扰过的痕迹，对于管线经过的区域而言，在建设期施工带内的地表植被将被破坏殆尽，形成显著的植被破口，由于该区域水土流失较严重将很容易造成荒漠化趋势，同时对管道两侧未受干扰的植被来说也会产生一定的威胁。从景观尺度来看，该区域景观类型数保持不变，但景观内部格局发生了变化，从而影响景观的优势度及均匀度，最终可能影响到原有系统的稳定性。

5.1.1.8 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	适度

标准		生态系统完整性					工程 区域
		高	好	适度	差	恶化	
种	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	很高
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	适度
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

结果显示,工程区生态完整性受本工程影响较小,工程开发加大了评价区人为干扰的力度,促使局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势,但是由于工程占地面积有限,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。拟建工程实施后,由于植被破坏,导致生态系统净初级生产力水平下降,使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统向不稳定的方向发展,异质化程度也随之增高,造成区域各生态系统的稳定性和阻抗稳定性整体有轻微变化。同时,由于管线敷设形成的管廊切割效应,导致了地域连续性发生了一定的变化,整个生态系统完整性会受到小范围的影响,但不会造成整个生态系统发生变化。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小,其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

5.1.2 运营期生态环境影响

项目运营期对生态的影响主要表现在对生物多样性、土壤肥力、生态系统完整性等影响。

(1) 对生物多样性的影响分析

运营期项目不新增用地,占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小,对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少,并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期主要影响集中在井场内,运营期废水合理处置,厂界噪声达标排放;道路行车主要是油气田巡线的自备车辆,车流量很小,夜间无车行驶,一般情况下,野生动物会自行规避或适应,不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育,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,对进行野生动物保护法的宣传教育,严禁惊扰、猎杀野生动物。

运营期由于占地活动的结束,管线所经地区处于正常状态,主要影响集中在井场内,运营期废水合理处置,厂界噪声达标排放,危险废物委托有资质单位接收处置,对地表植被无不良影响。非正常状况下,如漏油、爆炸等,产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线,发现问题及时采取紧急关闭阀门及时维修等措施,管线泄漏一般影响时间较短,造成植被损失较小。

(2) 土壤肥力影响分析

运营期由于占地活动的结束，管道开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层循序回填压实，以保护植被生长层；同时管线施工完工后，对拟建项目占压进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境，运营期不涉及土石方的开挖与回填，不会扰动原土体构型，正常状况下对区域土壤养分、水分含量及肥力状况无不良影响。

（3）生态系统完整性影响分析

拟建项目管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。拟建项目管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

在油田开发如井场、管道等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，拟建项目建设可行。

5.1.3 退役期生态环境影响

退役期井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，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。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为井场、管线、电力线工程等的建设带来的生态环境影响。本工程临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后逐步恢复原有生态功能。总体而言，施工期、运营期、退役期严格落实各项生态环境保护措施，施工结束后，随着生

态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，工程实施对区域生态环境的影响将逐渐减小，生态环境影响可接受。

表5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失、土壤盐渍化等）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：(62.86)km ² ；水域面积：()km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 评价区水文地质条件

5.2.1.1 地下水赋存条件

本项目所在的塔河油田属塔里木河中下游冲积平原、渭干河与库车河冲洪积扇的扇缘地带，第四系地层厚度大于 200m，赋存第四系松散岩类孔隙水，含水层岩性以细砂、粉细砂为主，隔水层的岩性为粘土、亚粘土。含水层为潜水和承压水多层结构。

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量，统一换算为降深 5m、井径 12 吋（ $\Phi=325\text{mm}$ ）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。

表 5.2-1 含水层富水性级别划分 单位： m^3/d

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏
单井涌水量	>5000	1000-5000	100-1000	10-100	<10

本项目所在区域的为潜水、承压水富水性均为水量中等。从地层岩性的角度分析，地层垂直向上分为四层（从上到下）：第一层为第四系粉砂和粉细砂。第二层为第四系粉砂、细砂和粉细砂。第三层为第四系粉砂与粘土互层，第四层为第三系的泥岩、砂岩互层。

区内潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲洪积细砂、粉细砂。潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数小于 10m/d 。从含水层的岩性及厚度变化规律来看，自西南向东北，潜水含水层渗透系数呈现由大到小的变化趋势。根据区域水文地质调查中的地下水位埋深资料，区内潜水埋深主要受补给源和地形控制，区内北部地区的潜水水位埋深在 $7\text{m}\sim 10.5\text{m}$ 之间，中部、南部的潜水水位埋深在 $4\text{m}\sim 7\text{m}$ 之间，南部地区的潜水埋深在 $2\sim 4\text{m}$ 之间。根据区内已有的一眼潜水钻孔及物探、钻探成果资料，潜水含水层的底板埋藏深度一般小于 60m ，局部地区在 100m 左右，潜水含水层的厚度在 40m 以内。

根据承压含水层的顶板埋藏深度，又可分为承压含水层的顶板埋深 $50\sim 100\text{m}$ 区和 $<50\text{m}$ 区，分别叙述如下：

(1) 承压含水层的顶板埋深 50-100m 区

该区呈片状分布在评价区。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 3m~10m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<20\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $107.3\text{--}1000.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.05\text{ m/d} \sim 3.82\text{m/d}$ ，影响半径为 $180.07\text{--}350.45\text{m}$ 。承压含水层的顶板埋深为 50-100m；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<150\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $197\text{--}991\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.98\text{--}4.19\text{m/d}$ ，影响半径为 $182.27\text{--}315.97\text{m}$ 。

第四系承压水含水层的顶板埋藏深度的变化规律是：区域东北部，淡水含水层的顶板埋藏深度最大，最大达到 100m。西南部，第四系承压水的顶板埋藏深度较小，最小 55m。区块中部地区，承压水含水层的顶板埋藏深度一般为 60m~80m，这种埋藏深度的分布范围最广。

(2) 承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ 区

该区呈片状分布在项目区的西北部。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 2m 到 $>5\text{m}$ 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<50\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $100\text{--}614\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.89\text{--}2.59\text{m/d}$ ，影响半径为 $221.09\text{--}350.45\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $2.05\text{m} \sim 3.96\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $233.0\text{--}801\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.57\text{--}3.99\text{m/d}$ ，影响半径为 $192.37\text{--}325.97\text{m}$ 。

5.2.1.2 地下水补给、径流与排泄

(1) 潜水的补给、径流与排泄

① 补给条件

区块内潜水的补给来源主要有西北部地下水的侧向流入补给和区内地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘、塔里木河冲洪积平原的一部分，接受上游地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

②径流条件

区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水流向为西北向东南方向。根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰~0.8‰。

③排泄条件

区块内的潜水以侧向流出，蒸发蒸腾及少量的人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。

（2）承压水的补给、径流及排泄

①补给条件

承压水的补给来源主要是西北方向地下水的侧向流入补给。

②径流条件

区块内的含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，承压水径流比较缓慢。

③排泄条件

承压水的排泄途径主要是从区块东南方向侧向流出。另外，由于承压水的水头比潜水的水位高，在弱隔水层段可能会存在少量的越流排泄。

5.2.1.3 地下水动态特征

评价区位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区。区内地下水位动态类型为渗入-蒸发型，动态曲线为多峰型。含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，水动力条件较差。动态曲线呈现为多峰型：每年 1~2 月地下水处于低水位期；3 月份水位开始上升，至 4 月~5 月达到最高值，之后水位开始回落；在 8 月份由于强烈的蒸发、蒸腾作用，水位略有上升，形成一小的峰值；9 月份开始下降，受冬灌影响，于 11~12 月形成另一峰值，一般在次年 1~2 月达到最低水位。年内变幅 2.44~11.37m。

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内承压水水位随季节发生变化，低

水位期在冬季 12 月，高水位期在夏季 8 月份，最大水位变幅可达到 1m。

表5.2-2 本次评价区内地下水水位统测结果一览表

序号	地面标高 (m)	水位埋深 (m)	水位标高 (m)
T02	*	*	*
T03	*	*	*
T04	*	*	*
T05	*	*	*
T06	*	*	*
T07	*	*	*
T08	*	*	*
T09	*	*	*
T14	*	*	*
T17	*	*	*
T18	*	*	*
T25	*	*	*

5.2.1.4 地下水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成分的控制。

(1) 潜水的水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，从评价区的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度逐渐升高，地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468~132.1g/L 之间。水化学类型也由 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}(\text{Mg} \cdot \text{Ca})$ 型水。

评价区内地下水主要接受地表水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给；地下水从西北部向东南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用，水化学类型复杂，

主要以 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ (或 SO_4)— $\text{Na} \cdot \text{Mg}$ (或 $\text{Mg} \cdot \text{Na}$)、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ — Na (或 $\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 、 $\text{Na} \cdot \text{Mg} \cdot \text{Ca}$)及 Cl — Na (或 $\text{Na} \cdot \text{Mg}$)型水为主。

(2) 承压水的水化学特征

从评价区的北部、中部向南部，承压水的水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部、中部到南部，水化学类型由

$\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ — $\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ — $\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ — Na

($\text{Mg} \cdot \text{Ca}$) 型水。承压水的矿化度也有逐渐升高的趋势，但在评价区的不同地段，其升高的幅度有所不同。

评价区内承压水主要接受上游地下水的侧向径流补给，地下水从北部向南部径流，通过人工开采、向下游径流等方式最终排泄至塔里木河。其补给受上游潜水的补给条件影响较大。

5.2.1.5 地下水开发利用现状

区内地下水矿化度一般大于 5g/L ，部分大于 10g/L ，矿化度较高，地下水水质极差，均为不宜饮用的地下水。咸水作为区内地下水资源的背景资源，不宜大量开采，只能在灌区或牧区为解决人畜饮用少量开采。微咸水作为咸水的淡化水，其分布特征与区内故河道的规模、展布方向密切相关，一般呈条带状，具有埋藏浅、分布厚度小、分布不稳定、易变、易受外界影响的特点，其开采开发不易形成规模，有布井距离大、成井深度小、维护困难等特点。根据调查，本项目区处在人烟稀少的荒漠地带，区内地下水主要用于农业灌溉，没有开采利用及规划。

5.2.1.6 包气带特征及污染状况调查

根据搜集资料，塔河油田区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂，第四系包气带厚度 $2\sim 10.5\text{m}$ 。根据区内已进行过的渗水试验成果，粉质粘土垂直渗透系数 $5.56\times 10^{-5}\sim 1.11\times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，粉土垂直渗透系数 $1.67\times 10^{-4}\sim 6.67\times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，细砂垂直渗透系数为 $6.11\times 10^{-4}\sim 8.89\times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，包气带防污性能为“弱”。

根据本次评价中包气带污染现状调查的调查结果，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

5.2.1.7 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，分布有少量农田，污染物排放方式以农药、化肥为主的面源污染为主，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

5.5.2.1 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

5.5.2.2 钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的表层套管的下入深度600m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

5.5.2.3 管道施工对地下水影响分析

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

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

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常状况下水环境影响分析

(1) 废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本项目采出水及井下作业废液经联合站污水处理站处理达标后回注油层。

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），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。

各联合站采出水经处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注地下，未回注与油气开采无关的废水，回注层为奥陶系鹰山组 and 一间房组，均为现役油气藏层。综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与第四系含水层之间不存在水力联系。在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，有效保护地下水层，满足《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）的相关要求。

(2) 落地油

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

(3) 输送管线

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 3m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.5.3.2 非正常工况对地下水的影响分析

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

本工程开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

穿透污染：本工程共部署 17 座采油井场。在采油过程中，污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

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

则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。项目所在油田区域属于超稠油，粘度大，在自然条件下基本无外泄井喷可能，根据与油田相关工作人员咨询，压力未控制合适的情况下，才有可能出现井喷情况，但发生概率微乎其微。管线与法兰连接处、管线泄漏事故、拉油井场泄漏事故等会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

（1）情景 1：穿透污染（窜层污染）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价，考虑采油时发生泄漏，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，若未及时发现，工程区内的污染物通过空隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本工程按 I 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 的规定，预测方法可以采用数值法或者解析

法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d。

④预测因子

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

⑤预测模型

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

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

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

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附

录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$C_0 \left[1 - \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2\sqrt{D_L t}} \right) \right]$$

以上式中： x —距注入点的距离，m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$\operatorname{erfc}(\)$ —余误差函数。

⑥预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-3。

表 5.2-3 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	0.024 m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，本次评价取 10m/d，根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰~0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.24 m^2/d	$D_L=aLu$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	33.6 %	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.42 \times 0.8=0.336$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 1d、100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑦预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（1 天、100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-4、表 5.2-5，图 5.2-3。

表 5.2-4 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污 染 物	1d		100d		1000d		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)	距离 (m)	浓度 c(mg/l)
石 油 类	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*

表 5.2-5 预测结果统计表（情景 1）

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	1d	*	*	*
	100d	*	*	*
	1000d	*	*	*
	3650d	*	*	*

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：石油类浓度在预测 1d、100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 2.1m、23m、88m、209m，影响距离分别为 2.4m、26m、99m、229m，在各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中 1d、100d 的影响范围在井场范围内，不会影响范围到外环境，若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。油井生产期间，采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法，可将套损发现时间缩短至数小时内，确保技术在套损

发生后，及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下，窜层对地下水的影响不会超出井场场界，属可接受范围。

（2）情景 2：渗透污染（集输管线泄漏事故）

①预测情景

本工程集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面 100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面 100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。集输管线两端设有紧急切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在 10 分钟以内，本次预测按照 10 分钟计算。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

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

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d。

④预测因子

结合前文分析，集输管线泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

拟建项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施

远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），根据前文表 3.3-13，本次建设的 12-11 计转站至四号联外输管道全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，长度 5.01km，直径 250mm，管道体积为 $245.93m^3$ ；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，输量按 2907t/d 计算，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 20.1875t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 61.9078bbl，合 8.667t。

则非正常状况下，总泄漏量为 28.855t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（2.89t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

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

- a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率。

表 5.2-6 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速	0.024m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，评价区内含水层主

		度		要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，本次评价取 10m/d，根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰~0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.24m ² /d	$D_L=aL$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	D_T	横向弥散系数	0.024m ² /d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（ D_T/D_L ）一般为 0.1，则横向弥散系数为 0.024m ² /d。
4	n	有效孔隙度	33.6%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.42 \times 0.8=0.336$ 。
5	M	含水层厚度	25m	根据评价区水文地质资料，含水层平均厚度按 25m 进行预测。
6	t	时间	计算发生瞬时泄露后，1d、10d、100d、1000d 时各预测点的浓度	
7	C_0	污染物浓度	根据前文计算，原油泄漏量取 2.89t。	

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（1d、10d、100d、1000d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-7，图 5.2-4~5.2-7。

表 5.2-7 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	超标面积（m ² ）	影响面积（m ² ）	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
1d	*	*	*	*	*
10d	*	*	*	*	*
100d	*	*	*	*	*
1000d	*	*	*	*	*

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、10d、100d、1000d 的污染物超标范围分别为 14.84m²、123.69m²、1045.49m²、8399.18m²，影响范围分别为 16.14m²、141.34m²、

1198.41m²、9575.53m²。污染物的迁移对地下水有一定影响，各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位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，建设单位可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，对外环境产生影响。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

（2）情景 3：渗透污染（拉油井场泄漏事故）

每口拉油井场新建 80 方多功能集油器 1 座、5m³/h 掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座，DN100 简易火炬 1 套。非正常状况下，储罐（多功能集油器、稀油罐）、阀门、场内管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。本工程在非正常状况下，发生泄漏事故后可快速发现并通过切断阀控制泄漏量，结合环境风险章节中核算的存在量，稀油罐发生泄漏事故后，泄漏的油品下渗对地下水环境产生的影响较大。故综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：稀油罐泄漏，如不及时修复，罐中的油类物质可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下稀油罐破裂情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

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

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、10d、100d、1000d。

④预测因子

结合前文分析，储罐泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测模型

同情景 2。

⑥预测源强及参数

水文地质预测参数：与情景 2 一致。

泄露源强：根据环境风险影响章节，单个 50m³的稀油储罐一次事故最大泄漏量约 89.88t。而包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（8.988t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑦预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（1 天、10 天、100 天、1000 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-8，图 5.2-8~5.2-11。

表 5.2-8 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 3）

预测时间	超标面积（m ² ）	影响面积（m ² ）	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
1d	*	*	*	*	*
10d	*	*	*	*	*
100d	*	*	*	*	*
1000d	*	*	*	*	*

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，储罐发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、10d、100d、1000d 的污染晕超标范围分别为 15.78m²、136.77m²、1152.83m²、9481.42m²，影响范围分别为 17.33m²、151.67m²、1300.46m²、11081.27m²，污染物的迁移对地下水有一定影响，但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中 1d、10d 的影响范围在厂界内，不会影响范围到外环境。本工程井

场储罐基座采取了必要的防渗措施，井场设有值班人员，故在储罐发生泄漏后，建设单位可在 1 天内立即发现并采取切断措施，及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的污染物，避免出现泄漏的污染物运移至井场外。综上，建设单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.5.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境的影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

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

5.5.5 地下水环境影响小结

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

(2) 本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，本工程井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位及时启动应急预案，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，建设单位可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免

出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移,使影响范围控制在项目征地范围内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,采取地下水污染防治措施的情况,非正常状况下,对地下水的影响属可接受范围。

5.3 地表水环境影响评价

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

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、生活污水。本项目评价范围内无地表水体,距离最近水体为库车河,约 7.8km。正常情况下,钻井废水、其他施工废水为 960m³,全部蒸发损耗,不排入地表水体中,对地表水环境无影响。

(1) 钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物,其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关,主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。本项目钻井废水产生量为 100m³,集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

(2) 酸化压裂返排液

钻井固定完毕后,需进行压裂完井,在储层改造过程中排出的压裂返排液中,项目酸化压裂返排液产生量为 438m³,储层改造过程中产生的压裂返排液含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。本项目压裂返排液排入回收罐中,运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理,处理达标后回注。

(3) 生活污水

施工期内生活污水总产生量总计为 800m³,生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等。生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表二的 B 级标准,处理达标后的水用于区域生态林、荒漠灌溉。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水，采出水进入已运行的塔河油田二号、四号联合站污水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注，井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理达标回注。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
评价等级	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位(水深) <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>

5.4 土壤环境影响分析

5.4.1 土壤影响识别

(1) 项目类型

本项目属于陆上石油开采项目，根据导则附表 A.1，采油井场建设属于 I 类项目，单井集输管线、掺稀管线建设属于 II 类项目，燃料气管线建设属于 IV 类项目。

(2) 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目施工期主要为井场及管道敷设，施工过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

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

本项目不同时段对土壤影响类型与途径见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	-	-	-	-	-	√
运营期	-	-	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

5.4.2 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土方开挖、场地平整以及管线敷设、车辆行驶和机械施工等人为对土壤的扰动以及各种废弃物处置不当对土壤的污染影响。

(1) 井场工程施工对土壤的环境影响

井场工程在土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程井场施工过程中，临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱；永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（2）管线敷设对土壤环境的影响

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，涉及天然林区域管道施工作业带宽度应控制在 6m 范围内，施工作业带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（3）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

（4）废弃污染物污染影响分析

本工程施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本工程施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水等；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾以及钻井过程中产生的钻井泥浆和岩屑。根据前述分析，本工程施工期产生的废水和固废均能妥善处理，因此在落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

5.4.3 运营期土壤环境影响分析

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

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

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 3.67m^3 。采出液中的氯根在 133522mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=3.67 \times 133522 = 490025.74\text{g}$ 。

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

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b—表层土壤容重，kg/m³；

A—预测评价范围，m²；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s 取

值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.59 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 41.5g/kg 。预测年份为 0.027a(10 天)。

根据上述计算结果，采出液发生泄露后，在 10 天内，单位面积土壤中盐分含量的增量为 0.15g/kg ，叠加现状值后的预测值为 41.65g/kg 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

(2) 污染影响型

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，集输管线出现破损采出液中的石油烃泄露对土壤垂直下渗的污染。

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg 。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.4-2。

表 5.4-2 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度 (m)	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈黏稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸

作用和吸收作用。

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在各类废水、固体废物均妥善处理的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.5 土壤环境影响评价结论

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

5.4.6 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-3。

表 5.4-3 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类型图
	占地规模	(0.72) hm ²	永久占地/小型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化 污染影响型：占用灌木林，属国家二级和地方级公益林	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（ ）	
	全部污染物	全盐量、石油类	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ； II 类 <input checked="" type="checkbox"/> ； III 类 <input type="checkbox"/> ； IV 类 <input type="checkbox"/>	
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>	
	评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	
现状	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ； b) <input checked="" type="checkbox"/> ； c) <input checked="" type="checkbox"/> ； d) <input type="checkbox"/>	
	理化特性	见表 4.5-1	同附录 C

调查内容	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位 布置图
		表层样点数	5	6	20cm	
		柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
现状评价	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分				
	评价因子					
	评价标准	GB 15618☑；GB 36600☑；表 D.1☐；表 D.2☐；其他				
影响预测	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求				
	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E☑；附录 F☐；其他（☑）				
	预测分析内容	影响范围（集输管线以泄漏点为中心 20m×20m 范围） 影响程度（在 10 天内，单位面积土壤中盐分含量的增量为 0.15g/kg，叠加现状值后的预测值为 41.65g/kg）				生态影响 型
		影响范围（输油管线事故泄漏）影响程度（原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大）				污染影响 型
预测结论	达标结论： a) ☐； b) ☐； c) ☑ 不达标结论： a) ☐； b) ☐					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他（ ）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		重点公益林、牧草地区域的油井	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬 盐分含量、pH	1 次/3 年		
	信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH				
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。				
注 1：“☐”为勾选项，可 √；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。						

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

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

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

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

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

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，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。

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

5.5.2.2 车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等；金属材料管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和

运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短,从影响范围和程度来看,焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的,又因其排放量较小,其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

拟建工程位于阿克苏地区库车市,距离该项目最近的气象站为库车市气象站,项目周边地形、气候条件与库车市一致,本次评价气象统计资料分析选用库车市气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51644	一般站	*	*	90	1082	2022	风速、风向、总云量、干球温度

根据库车市气象站近 20 年气象资料,对当地温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年平均温度月变化统计表 单位: °C

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
温度(°C)	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	4.67	-6.60

由表 5.5-2 和图 5.5-1 可见,库车市气温变化明显,四季分明,其中冬季 12 月、1 月平均气温在冰点以下,以 1 月气温最低,为-6.6°C;夏季(6、7、8 月)气温为全年最高,以 7 月温度最高,平均气温为 24.66°C。

(2) 风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年均
平均风速	1.36	1.74	2.09	1.96	2.13	2.22	2.01	1.89	1.70	1.51	1.51	1.42	1.36

由表 5.5-3 及图 5.5-2 可见，库车市月平均风速变化不大，在 1.36~2.22m/s 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速 1.80m/s，有利于大气污染物扩散，也容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速 1.80m/s，不利于大气污染物扩散。

(3) 风速、风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-3。由图分析可知，库车市近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 N 风向的频率最大，其次是 NNW 风向。

5.5.2.2 有组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

本项目有组织废气来源为井场加热炉等排放烟气，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x、SO₂ 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。估算模型参数见表 2.5-10，污染物排放参数见表 5.5-5。

表 5.5-5 运营期有组织大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
TH121192X 井加热炉 (200kW, 天然牧草地)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
TH124126H 井加热炉 (200kW, 其他草地)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
TH121194 井加热炉	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

(200kW, 灌木林地)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
TK642CH 井加热炉 (200kW 其他林地)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
TH122156X 井加热炉 (400kW 其他林地)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

(2) 预测结果

本项目井场估算结果见表 5.5-6。

表 5.5-6 有组织估算模式预测污染物扩散结果

名 称	评价因子	Ci	评价标准	Pi	Pmax	最大浓度出现 距离
单 位	--	*	*	*	%	m
TH121192X 井加热炉 (200kW, 天然牧草地)	PM ₁₀	*	*	*	*	*
	SO ₂	*	*	*		*
	NO _x	*	*	*		*
TH124126H 井加热炉 (200kW, 其他草地)	PM ₁₀	*	*	*		*
	SO ₂	*	*	*		*
	NO _x	*	*	*		*
TH121194 井加热炉 (200kW, 灌木林地)	PM ₁₀	*	*	*		*
	SO ₂	*	*	*		*
	NO _x	*	*	*		*
TK642CH 井加热炉 (200kW 其他林地)	PM ₁₀	*	*	*		*
	SO ₂	*	*	*		*
	NO _x	*	*	*		*
TH122156X 井加热炉 (400kW 其他林地)	PM ₁₀	*	*	*		*
	SO ₂	*	*	*		*
	NO _x	*	*	*		*

由表 5.5-6 可知, 加热炉有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 20.6420 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 8.26%; 二氧化硫最大落地浓度 2.7750 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 0.50%; 烟尘最大落地浓度 2.4775 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 0.61%, D_{10%}均未出现。

预测结果表明, 本项目正常工况下排放的 SO₂、NO_x、颗粒物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

5.5.2.3 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 污染源参数

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类和硫化氢无组织挥发。

根据工程分析,运营期井场和站场产生的无组织排放污染物参数见表 5.5-7。

表 5.5-7 单井井场面源参数表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度	纬度									
TH121192X 井 (天然牧草地)	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	NMHC	*
	*	*	*	*	*	*	*			H ₂ S	*
TH124126H 井 (其他草地)	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	NMHC	*
	*	*	*	*	*	*	*			H ₂ S	*
TH121194 井 (灌木林地)	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	NMHC	*
	*	*	*	*	*	*	*			H ₂ S	*
TK642CH 井 (其他林地)	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	NMHC	*
	*	*	*	*	*	*	*			H ₂ S	*
YQ2-6 井 (天然牧草地)	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	NMHC	*
										H ₂ S	*

(2) 预测结果

本项目各井场和阀组无组织排放源强预测结果见表 5.5-8。

表 5.5-8 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
TH121192X 井 (天然牧草地)	NMHC	*	*	*	*	*
	H ₂ S	*	*	*		
TH124126H 井 (其他草地)	NMHC	*	*	*		*
	H ₂ S	*	*	*		
TH121194 井 (灌木林地)	NMHC	*	*	*		*
	H ₂ S	*	*	*		
TK642CH 井 (其他林地)	NMHC	*	*	*		*
	H ₂ S	*	*	*		

YQ2-6 井 (天然牧草地)	NMHC	*	*	*		*
	H ₂ S	*	*	*		

根据表 5.5-8 预测结果可知:无组织废气污染源排放的 NMHC 最大落地浓度 161.6200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 8.08%; 硫化氢最大落地浓度 0.0461 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 0.46%。NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0 mg/m^3 的标准要求, 硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

5.5.2.3 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-9。

表 5.5-9 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m³)	
有组织排放						
1	加热炉	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	*	*
2		NO _x			*	*
3		颗粒物			*	*
无组织排放						
4	井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施、密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	厂界外 4.0mg/m³	*
5		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 新建项目二级标准	*	*

5.5.2.4 非正常工况影响分析

(1) 污染源强

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

评价将 TH121192X 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.5-10。

表 5.5-10 非正常工况下污染物排放一览表

污染源	非正常排放原因	面源起点坐标		海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	排放工况	评价因子	应对措施
		X	Y								
放喷口	井口压力过高	4917	3431	936	6	6	0.8	0.17	非正常工况	非甲烷总烃	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置
							0.01			硫化氢	

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-11。

表 5.5-11 非正常排放 P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	放喷口	非甲烷总烃	*	*	*	*	*
		H_2S	*	*	*	*	*

由表 5.2-8 计算结果表明，非正常工况条件下，NMHC 最大落地浓度为 $3773.7000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 188.69%， $D_{10\%}$ 对应距离为 260m；硫化氢最大落地浓度为 $47.1690\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 471.69%， $D_{10\%}$ 对应距离为 430m。

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

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

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

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-12。

表 5.5-12 大气环境影响评价自查表

工作内容			自查项目				
评价等级与范围	评价等级	一级□	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（PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、甲醇）			包括二次 PM _{2.5} □ 不含二次 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	(2023) 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	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 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（非甲烷总烃）		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
	正常排放短期浓度贡献值		C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大标率>10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大标率>30% <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	C _{本项目} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值		C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>		C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>	
	区域环境质量的整体变化情况		k≤-20% <input type="checkbox"/>		k>-20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC、H ₂ S）			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子（ ）			监测点位数（ ）	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>				
	大气环境防护距离	距厂界最远（ ）m				
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.565)t/a	NOx: (4.461)t/a	颗粒物: (0.6)t/a	无组织 NMHC: (9.03)t/a H ₂ S: （0.0056)t/a	

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 施工噪声贡献值

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

$$LP(r) = LP(r_0) - 20lg(r/r_0)$$

式中：LP(r) ——预测点处声压级，dB(A)；

LP(r₀) ——参考位置 r₀ 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r₀ ——参考位置距声源的距离，m。

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

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值 (dB(A))										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	—	—	—	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	—	—	—	

5.6.1.2 影响分析

根据表 5.6-1 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 在不采取减振降噪措施的情况下, 土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求; 设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求; 钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。

5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下, 埋深大于 1.2m, 油气集输不会对周围声环境产生影响; 拟建项目井场产噪设备主要为井场采油(气)树和真空加热炉; 老井井场布置基本一致, 本次选择 TH121192X 井场进行预测; 2 座拉油流程布局基本一致, 本次选择 YQ2-6 井场进行预测。

5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021), 在环境影响评价中, 应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减, 计算预测点的声级, 计算公式为:

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

式中: $L_p(r)$ ——预测点处声压级, dB;

L_w ——由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带), dB;

Dc——指向性校正, dB;

Adiv——几何发散引起的衰减, dB;

Agr——地面效应引起的衰减, dB;

Aatm——大气吸收引起的衰减, dB;

Abar——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

Amisc——其他多方面效应引起的衰减, dB。

在只考虑几何发散衰减时, 可按下列公式计算:

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

式中: $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

Adiv——几何发散引起的衰减, dB。

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

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

式中: L_{eq} ——预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值, dB。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强 (声功率级) [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	新建井场 (TK6154H)	采油树	30	40	2	85	基础减振	昼夜
2		加热炉	25	21	2	90	基础减振	昼夜
3	老井井场 (以 TH121192X 井为 例)	加热炉	25	21	2	90	基础减振	昼夜
3	井场 (以 TH121156 井为 例)	管道泵	50	39	1	90	基础减振	昼夜
4	拉油流程 (以 YQ2-6 井为 例)	掺稀泵	53	35	1	90	基础减振	昼夜
5		喂油泵	53	28	1	90	基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

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

表 5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	现状值	预测值	标准值		结论
新建井场 (TK6154H)	东场界	43	40	45	昼间	60	达标
			38	44	夜间	50	达标
	南场界	49	40	50	昼间	60	达标
			38	49	夜间	50	达标
	西场界	49	40	50	昼间	60	达标
			38	49	夜间	50	达标
	北场界	47	40	48	昼间	60	达标
			38	48	夜间	50	达标
老井井场（以 TH121192X 井 为例）	东场界	41	47	48	昼间	60	达标
			39	43	夜间	50	达标
	南场界	48	49	52	昼间	60	达标
			36	48	夜间	50	达标
	西场界	48	48	51	昼间	60	达标
			38	48	夜间	50	达标
	北场界	45	48	50	昼间	60	达标
			37	46	夜间	50	达标
井场（以 TH121156 井 为例）	东场界	43	47	48	昼间	60	达标
			39	44	夜间	50	达标
	南场界	42	49	50	昼间	60	达标
			36	43	夜间	50	达标
	西场界	39	48	49	昼间	60	达标
			38	42	夜间	50	达标
	北场界	47	48	51	昼间	60	达标
			37	47	夜间	50	达标
拉油流程 (以 YQ2-6 井 为例)	东场界	48	41	49	昼间	60	达标
			38	48	夜间	50	达标
	南场界	47	40	48	昼间	60	达标
			36	47	夜间	50	达标
	西场界	41	39	43	昼间	60	达标
			37	42	夜间	50	达标
	北场界	47	40	48	昼间	60	达标
			38	48	夜间	50	达标

由表 5.6-3 可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 39~49dB(A)，与现状贡献值叠加后，叠加后场界对场界的噪声预测值为 42~52dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

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

5.6.4 声环境影响评价结论

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

5.6.5 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□		
	评价范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□		
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	200 m□		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 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“□”为勾选项，可 <input checked="" type="checkbox"/> ；“()”为内容填写项。		

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本项目在施工期产生的固体废物主要包括：钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥以及施工人员生活垃圾。

(1) 钻井泥浆

本项目侧钻井使用水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用，少部分不能回用的即废弃钻井泥浆，本项目产生的废弃钻井泥浆产生量为 698.23m³，其中非磺化泥浆产生量为 439.1m³，磺化泥浆产生量为 259.13m³；分别收集在废泥浆罐内拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

(2) 钻井岩屑

钻井期内产生的岩屑量为 328.22m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 293.09m³，磺化泥浆钻井岩屑 35.13m³。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开、侧钻井均采用磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离出的液相优先回用于钻井液配置，不能回用的液相（即废弃钻井液）集中收集在废液罐内拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

(3) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，

施工废料产生量约为 4.74t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

（4）撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。撬装式污水站污泥产生量为 0.08t。

（5）生活垃圾

本项目施工期施工人员产生的生活垃圾为 2.5t，现场集中收集后依托当地有资质单位处理。

（6）废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。本项目废机油产生量为 0.1t，废机油采用桶装密闭收集暂存于撬装式危废暂存装置，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

（7）废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋。本项目废烧碱废包装袋产生量为 0.05t，施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于钻井井场撬装化危废暂存装置，施工结束后委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（8）废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物。类比同类钻井工程，本项目废防渗材料产生量为 0.2t，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

钻井期间考虑到危险废物转运期间的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时暂存点，其建设严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

本工程开挖土方主要为新建管线管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回

填，可以做到“取弃平衡”。综上所述，工程施工期固体废物均能妥善处置，对环境的影响较小。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等。

(1) 落地油

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等，属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，本项目产生的落地油量为 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

(2) 废防渗材料

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。本项目产生废弃防渗布最大量约 2.0t/a，危废代码为 HW08900-249-08。井下作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(3) 废润滑油

废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，本项目运营期井下作业或机械维修中废润滑油产生量约 0.2t/次，属于危险废物 HW08（废物代码：900-214-08），交由有危废处置资质单位进行处置。

5.5.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012) 相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

(2) 危废运输过程影响分析

①内部运输

本项目运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至西北油田分公司采油四三厂三号联合站内已建暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

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

（3）危险废物的处置

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

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

5.7.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.7.4 固废环境影响评价小结

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

5.8 风险环境影响分析

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、 H_2S 。主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内，井场集油器和稀油罐内。

本工程为石油天然气开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油气田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。本次评价同一管径、压力材质的集输管线危险物质最大存在量按照单井至站场各类管线的单根最大长度计算。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

经计算，本工程危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

序号	危险单元	危险物质名称	存储装置参数	最大存在量 (t)
1	TH121194 井至	原油	1.433km 生产管线：DN80 14Mpa	7.51

	TH12135CH 井 集输管线	天然气（甲烷）		0.73
		H ₂ S		0.05
		天然气（甲烷）	1.433km 燃料气管线：Φ48 14Mpa	0.19
		稀油	1.433km 掺稀管线：DN50 14Mpa	2.70
2	TH124127H 井 至 TH124116 阀 组	原油	2.136km 生产管线：DN100 13.5Mpa	18.23
		天然气（甲烷）		1.64
		H ₂ S		0.11
		天然气（甲烷）	2.136km 燃料气管线：Φ48 13.5Mpa	3.60
		稀油	2.136km 掺稀管线：DN50, 13.5Mpa	0.27
3	12-11 计转站到 四号联外输管道	原油	5.01km 生产管线，DN250, 4.0MPa	263.81
		天然气（甲烷）		7.01
		H ₂ S		0.49
4	YQ2-6 井场	原油	80 方多功能集油器，1 座	85.79
		天然气（甲烷）		0.06
		H ₂ S		0.045
		稀油	50 方稀油罐，2 座	89.88
5	AD29-1CH 井场	原油	80 方多功能集油器，1 座	85.79
		天然气（甲烷）		0.06
		H ₂ S		0.045
		稀油	50 方稀油罐，2 座	89.88

注：根据油气资源参数，原油密度为 0.963g/cm³、天然气密度 0.754 kg/Nm³、H₂S 浓度 56151mg/m³，掺稀油密度 0.8988g/cm³，燃料气相对密度 0.5796kg/Nm³

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.8 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程风险潜势为 I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.8 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程 Q<1，判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质为原油（稠油、稀油）、天然气（甲烷）、H₂S，

风险物质危险特性见表 5.8-2～表 5.8-4。

(1) 原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-2。

表 5.8-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%～87%和 11%～14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材	

	料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处 置与储 存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控 制/个体 防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化 特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃ 以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性 和反应 活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学 资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD50：4300mg/kg（大鼠经口）</p> <p>LC50：无资料</p>			
生态学	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。			

资料	生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性： 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），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（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

（2）天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5%~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A. 甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.8-3。

表 5.8-3 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m ³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

B.H₂S

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,经人体黏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。

其危险性和危害特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称: 硫化氢		英文名称: Hydrogen sulfide	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化特性	沸点(℃)	-61.8	比重(水=1)	
	饱和蒸汽压(kPa)	无资料	熔点(℃)	-82.9
	蒸气密度(空气=1)	无资料	溶解性	易溶于水,亦溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味		
火灾爆炸危险数据	闪点(℃)		爆炸极限	爆炸上限%(V/V): 46.0; 爆炸下限%(V/V): 4.0
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水		
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。		
	危险特性	易燃,其蒸气与空气可形成爆炸性混合物,遇明火、高热或与氧化剂接触,有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应,易爆炸。其蒸气比空气重,能在较低处扩散到		

		相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应 活性 数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物	无资料			
健康 危害 数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m³, 4 小时	
急救 措施	吸入：如果吸入本品蒸气或燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。						
急性 中毒	职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现：硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入 70~150mg/m³ 1~2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2~5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m³ 1 小时，6~8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m³ 15~60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m³ 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。						
泄漏 紧急 处理	撤离并进行隔离。根据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。作业时使用的所有设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。						
/	工程控制	生产过程密闭，全面通风。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，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于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，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

5.8.3.2 生产系统危险性识别

（1）井场

①井喷

钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。根据统计，国内油田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。多数井喷事故的发生属责任事故，由操作者起钻时不注意或不按规定注钻井液等造成。

本项目主要为稠油开发，稠油黏性大，需要掺稀开发等，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

（2）井场储罐

本工程 2 口拉油井分别在井场内设有 1 座 80m³ 多功能集油器、2 座 50m³ 稀油储罐，主要危险有油气泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染

本工程井场设置了可燃气体检测报警仪，硫化氢检测仪等，井场设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。

采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。

(3) 集输系统

油井采出液通过单井管线输送至现有集输干线，最终输至依托就近联合站进行处理。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。燃料气管线泄漏的天然气遇火有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气集输管线泄漏、井场储罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线、井场储油罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-5。

表 5.8-5 危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
施工期	井喷	钻井过程	原油、天然气、H ₂ S	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气、H ₂ S 扩散至环境空气中，可能引发天然气、硫化氢中毒事件。	大气、土壤、地下水
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植	大气

			物 CO 等	被破坏。	
运营期	泄露	集输管线	原油、天然气、H ₂ S	集输管线发生泄漏，油气中天然气泄漏、硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气、硫化氢中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
	泄露	掺稀管线、稀油罐	稀油	稀油泄漏，通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	储罐、掺稀管线油气发生泄漏，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
	泄露	燃料气管线	天然气	天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气
	火灾爆炸		天然气及次生污染物 CO 等	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
	泄露	集油器	原油、天然气、H ₂ S	发生泄漏，油气中天然气泄漏、硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气、硫化氢中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	储罐、掺稀管线油气发生泄漏，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

(1) 井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本项目为油气含有硫化氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，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，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目区人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

(2) 井场储罐对大气环境的影响

本项目在 2 口拉油井场设置 1 座 80 方多功能集油器、2 座 50m³稀油罐 1 台，集油器、稀油缓冲罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的油气会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加，其中集油器中还含有硫化氢，可能会造成硫化氢中毒事件；若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本工程井场设置了可燃气体检测报警仪，硫化氢检测仪等，井场设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。

(3) 集输管线对大气环境影响分析

本项目集输管线内为采出液，主要为原油以及含硫化氢的天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液中的天然气、硫化氢气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目采出液含有硫化氢，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本项目的油气发生泄漏遇明火燃烧，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。

本项目一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。且由于井场及管道大多数位于灌木林，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本工程不涉及地表水环境风险事故。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影

响地下水。

(1) 井喷

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0~20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

(2) 井漏

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

(3) 井场集油器、稀油罐对地下水环境风险影响分析

井场集油器、稀油罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管道管理，做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

(4) 集输管线、掺稀管线对地下水的环境影响分析

集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

本项目评价区土壤类型主要为漠境盐土、盐土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。因此，即使发生集输管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

5.8.5.4 土壤环境风险事故分析

（1）井场集油器、稀油罐对土壤的环境影响分析

井场集油器、稀油罐发生原油泄漏进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

（2）集输管线、掺稀管线对土壤环境影响分析

集输管线、掺稀管线泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施,严格遵守钻井、井下作业的安全规定,在井口安装防喷器和控制装置,杜绝井喷的发生。

(2) 抓好井场建设,根据气候特点,做好井场的防护规划,钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理,处理后的液相全部回用于配备钻井液,不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后,方可综合利用。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

(4) 在钻开油气层前必须加重泥浆的密度,使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa,井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍,并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 井控操作实行持证上岗,各岗位的钻井人员有明确的分工,并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进,每班进行一次防喷操作演习。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志;井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求,井场安装探照灯,以备井喷时钻台照明。

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

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

(9) 钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

5.8.6.2 井喷事故风险防范措施

本项目主要为稠油开发,稠油黏性大,需要掺稀开发,虽然井喷的可能性很小,但也并非绝对不可能,因此必须要高度重视安全生产,要积极采取预防井喷发生的措施:

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置,同时采用随时调整泥浆密度,

修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

(1) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

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

(3) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

(4) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

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

5.8.6.3 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《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》(SY6277-2005) 和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》(SY/T6137-2005) 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检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排风扇，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在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②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。

③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。

④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。

5.8.6.4 窜层污染事故的防范措施

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

5.8.6.5 井场、站场风险防范措施

（1）井场、站场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场、站场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(2) 在井架上、井场路口、站场等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 储罐设置在井场、站场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度监测报警装置、硫化氢检测仪，以便及时发现事故隐患。

(6) 在集油器、稀油罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的原油收集后判断能否利用，对不能利用的稀油委托有资质单位进行处理。

5.8.6.6 管线事故风险预防措施

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土

开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

5.8.6.7 危险废物运输事故风险防范措施

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.8.6.9 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

本项目由采油二厂管理。采油二厂已编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案。采油二厂于 2024 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号：652923-2024-218-L。塔河油田各采油厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，定期开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

本评价建议将本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入各采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.10 环境风险应急处置措施

一、井喷失控事故应急措施

（1）伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

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

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

二、泄漏的应急措施

（1）井场、站场泄漏处置

1) 伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

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

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

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

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

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

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

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

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1) 输油管道破裂泄漏时:

- ①如出现人员伤亡, 在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员;
- ②切断管道泄漏源, 封闭事件现场和危险区域, 周边设置警示标识, 同时组织人员切断周边着火源, 防止事态扩大和引发次生事故;
- ③配合地方政府有关部门设置警戒线, 划定安全区域, 组织撤离、疏散周边居民、群众;
- ④组织输油管道泄漏的围控、处置;
- ⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理;
- ⑥对污染现场进行清理, 并确保达到环境保护要求。

2) 输气管道破裂泄漏时:

- ①应迅速停运泄漏管道, 必要时实行紧急放空。同时, 封闭事故现场, 发出天然气泄漏报警;
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员;
- ③监测有害气体浓度, 根据现场风向, 加强现场人员的个人防护, 疏散现场及周边无关人员和公众;
- ④条件允许时, 迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业;
- ⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉, 当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

3) 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时:

- ①立即切断泄漏源, 封闭泄漏现场;
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员;
- ③组织现场消防力量进行灭火;
- ④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修;
- ⑤对污染物进行隔离, 并组织清理;
- ⑥采取隔离、警戒和疏散措施, 避免无关人员进入事发区域, 并合理布置消防和救援力量;
- ⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时, 应进行有毒有害气体检测;
- ⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救, 并根据需要配备医疗救护人员、治疗

药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

三、火灾应急处置措施

(1) 立即阻断火源，并组织灭火；

(2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

(4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

四、危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1～2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

(1) 消除火源；

(2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

(3) 应急处理人员戴好防护口罩；

(4) 作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ

169-2018) 附录 B, 本工程施工期和退役期不涉及危险物质, 运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、 H_2S 。主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内, 井场集油器和稀油罐内。

可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气集输管线泄漏、井场储罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线、井场储油罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放, 井漏会对地下水造成影响。本工程应落实各项井场、站场制度, 降低井喷、井漏发生概率, 本工程区所在区域地势平坦, 扩散条件较好, 发生事故后, 及时采取相应的措施, 不会对周围环境空气产生明显影响; 当泄漏事故发生时, 及时采取措施、彻底清除被污染的土壤, 污染物不会进入地下水中, 对地下水水质没有不良影响。因此, 发生事故后, 在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下, 不会对周围环境产生明显影响。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施, 负责实施的西北油田分公司采油二厂应结合本工程新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后, 可将事故发生概率减少到最低, 减少事故造成的损失, 环境风险是可防控的。本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-5。

表 5.8-5 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市			
地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	本工程施工期和退役期不涉及危险物质, 运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、 H_2S 。主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内, 井场集油器和稀油罐内。			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气集输管线泄漏、井场储罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线、井场储油罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放, 井漏会对地下水造成影响。			

风险防范措施要求	<p>①制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；</p> <p>②落实井场、站场、管线、危险废物运输风险防范措施、</p> <p>③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；</p> <p>④完善环境风险应急预案，定期演练。</p> <p>详见 5.7.6 节</p>
结论：拟建工程实施后，负责实施的西北油田分公司采油二厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。	

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 设计期生态环境保护措施

本工程的环境影响主要集输管线，管线设计阶段可通过合理的选线和施工作业方式在前期尽可能避免管线后期施工、运营阶段对管线沿线周围环境造成的影响。

(1) 合理选线

线路走向的选择是管道前期工作的重要内容，同时也是决定管道施工对管线沿线周围环境影响程度的关键环节。

建设单位在考虑沿线地形地貌特点的前提下，在确保管道运行安全、稳定、可靠的条件下，尽量避让重点公益林等敏感目标，在管线设计阶段尽可能减小管线施工、运营对管线沿线造成的环境影响。

(2) 选择合理的施工方式和防护措施

管道工程穿越公益林段，减少施工作业宽度，减少临时占地。

6.1.2 施工期生态环境保护措施

本工程施工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。

6.1.2.1 井场生态保护措施

(1) 工程施工占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

(2) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

(3) 井场施工在开挖地表、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。

(4) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.1.2.2 管线工程生态防护措施

(1) 对管线的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划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。

——管线在公益林区段施工临时占地作业带宽度一般不超过 5m。

(2) 严禁任何施工活动进入生态保护红线区内。

(3) 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。

(4) 施工期充分利用现有道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(5) 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。

(6) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶埋深 1.4m。按设计标准规定，严格控制施工作业带范围，不得超过作业标准规定。

(7) 管线施工时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。

(8) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，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。

(9) 施工结束后恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，减少水土流失。

6.1.2.3 野生动物的生态保护措施

(1) 施工前组织进行沿线陆生野生保护动植物排查工作。划定施工范围，尽量减少施工扰动区，文明施工，对场地附近出现的野生动物不猎捕，尽量做到不惊扰、驱赶。

(2) 加强施工人员的环保教育，禁止施工人员随意猎捕野生动物和破坏国家野生动物及其生存环境。施工单位与林业部门配合在施工营地内张贴拟建公路可能涉及的国家及自治区重点野生保护动物宣传画及材料，禁止施工人员随意破坏植被和猎捕野生动物；施工中一旦发现以上野生保护动物，应立即通知当地林业部门。

(3) 在施工期发现鸟类有繁殖行为时，如求偶、筑巢等，应减弱相应路段的施工强度。施工时间避开动物繁殖季节施工。

(4) 施工中尽量控制声源、通过减少施工震动、敲打、撞击和禁止施工车辆长时间鸣笛等措施降低对野生动物的惊扰。

(5) 合理安排施工时段，在动物迁移和早晚饮水时应适当避让动物的活动，避免在野生动物活动较为频繁的晨昏及夜间时段进行高噪声施工，为该区域动物保留较安宁的活动环境。

(6) 在施工现场设置“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。。

6.1.2.4 野生植物的生态保护措施

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

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

(3) 管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证

顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 施工过程中若发现野生保护植物，对于能够避让的保护植物应优先采取就地保护措施：周边设置警示牌并登记备案，在植株周围设置防护围栏，禁止施工活动进入围栏保护区域，以保证植株周围的地表土壤不被开挖，植株根系不会受到施工破坏。加强施工降尘、废水收集等措施，以减缓或防止项目施工对其带来的影响。

(5) 加强对施工人员的野生保护植物的宣传教育，在工地及周边地区设立保护植物科普宣传牌（包括名称、照片、生物学习性及保护要求等）。

(6) 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。典型植被恢复措施见图 6.1-1。

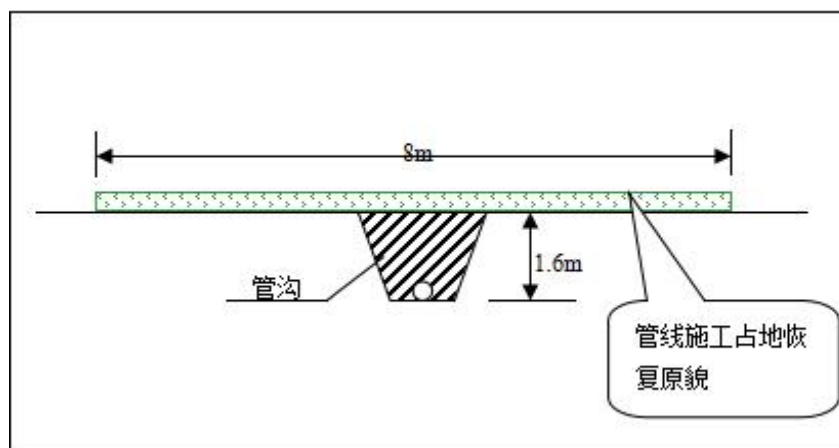


图 6.1-1 管线的典型植被恢复措施设计图

6.1.2.5 重点公益林生态保护措施

(1) 公益林保护要求

根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第九条：“严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。”

根据《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3号）

第十五条：“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续；占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少”。

根据《中华人民共和国森林法》第十八条：“进行勘查、开采矿藏和各项建设工程，应当不占或少占林地；必须占用或征用林地的，经县级以上人民政府林业主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，并由用地单位依照国务院有关规定缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。上级林业主管部门应当定期督促、检查下级林业主管部门组织植树造林、恢复森林植被的情况。”

（2）公益林避让措施

本工程管线工程穿越公益林区，公益林属于生态敏感区，在最终管线路由选址上应考虑采取避让措施避开植被茂密区域。

（3）公益林生态防护、生态恢复措施

在进行项目建设前应根据技术经济因素，并从保护公益林的角度出发，调整地面设施布置方案，将建设对公益林造成的损失降低到最小。

严格控制施工范围，并通过施工管理尽量减少施工作业带在公益林段的宽度。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

项目完工后，要对本工程占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

（4）生态补偿等措施

根据公益林相关法律法规以及工程实际情况，工程占地涉及地方公益林。根据新疆维吾尔自治区人民政府令第228号《关于将20项自治区级林业和草原权责事项委托地级林业和草原主管部门实施的决定》，建设需征占用地方公益林的，

应依法向县林业主管部门办理审批手续后实施。

对于受工程影响造成的林地损失，应根据《中华人民共和国森林法》《财政部、国家林业局关于印发〈森林植被恢复费征收使用管理暂行办法〉的通知》（财综〔2002〕73号）及新疆维吾尔自治区林业厅《关于公布自治区林业厅行政许可涉及收费项目的通知》（新林策字〔2014〕649号）等规定收取林地补偿费、安置补助费、林木补偿费。

后续项目建设中需采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则，依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。确保工程区林地的数量和质量不因矿区开发而减少，最大程度地减少对区域生态环境的影响。

应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件、阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

6.1.2.6 水土流失保护措施

本工程区块开发建设工程施工期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。管线施工作业带区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

（2）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。限行彩条旗典型设计图见图 6.1-2。

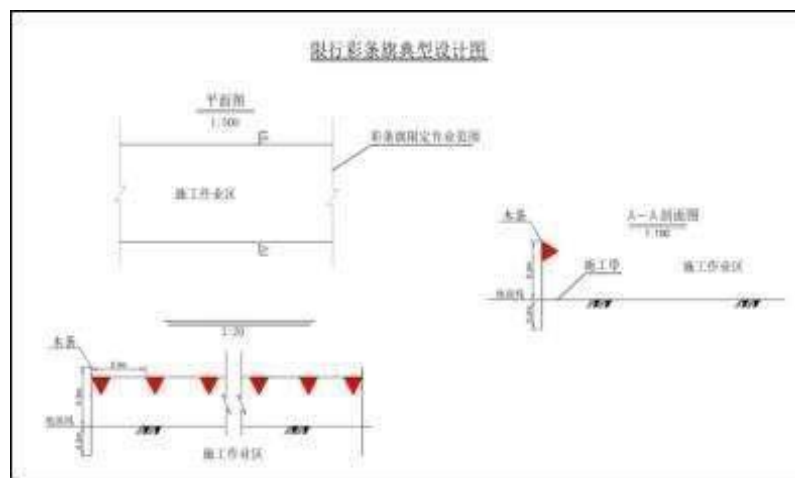


图 6.1-2 限行彩条旗典型设计图

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，在施工占地范围内划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

（3）工程防治措施

①管道穿越沟渠段需要进行水工保护，设混凝土连续覆盖防护。

②管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积。

④对管线边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑤施工作业结束后，对可进行植被恢复的区域进行人工辅助植被恢复。

（4）各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.1.2.7 防沙治沙措施

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程位于塔里木盆地北缘，处于草地生态系统，属于有明显沙化趋势的沙地，在施工过程中，不得随意碾压项目区内已有固沙植被。合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，减少植被破坏。施工期间严格落实防沙治沙生态保护措施，不得造成或加剧沙化。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

（1）法律法规、技术规范

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）；

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)。

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，得到有效保护。

（3）治沙措施

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量

缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，在施工作业带边界拉彩条旗以示明车辆行驶边界，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(4) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在项目建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

(5) 方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

1) 邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

2) 项目区域自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目环保投资中考虑。

④生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计植被覆盖度能维持现状。

(6) 开展环境监理

委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，保护植物的移栽，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线工程项目承包招标书中。

本项目防沙治沙措施实施后，区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

(7) 其他生态保护措施要求

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

2) 项目结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.1.3 运营期生态恢复措施

本工程实施后，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含油污水泄事故要及时控制扩散面积并回收外泄含油污水。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，从管理上加强对作业人员宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(3) 管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

(4) 及时开展生态环境恢复治理工作, 对农田段的临时占地采取人工辅助恢复植被的措施, 使由于项目建设造成的植被尽早恢复。

6.1.4 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 本工程为陆地石油天然气开采类, 属采掘类项目, 应开展全生命周期生态监测。

表 6.1-1 生态监测计划一览表

序号	时期	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
1	施工期	公益林郁闭度、植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化、水土保持等	资料收集法、现场调查法、遥感解译	施工前后	评价范围内
2	运营期	对公益林、重要物种的实际影响, 生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果	现场踏勘、遥感解译	1 次/年	工程扰动范围内
3	退役期	生态修复措施有效性、生态跟踪	现场踏勘、遥感解译	1 次	占地范围内

建设单位在施工期、运营期、退役期分别在评价范围内、工程扰动范围内、占地范围内选取有代表性的监测点, 在公益林区、重要物种分布区等区域适当增加调查密度、频次。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法; 必须采取必要监测制度, 一旦发现地下水遭受污染, 就应及时采取措施, 防微杜渐; 尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对本工程可能发生的地下水污染, 地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则, 从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制: 主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施, 防止和降低污染物跑、冒、滴、漏, 将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

分区防治: 结合建设项目的生产设备、管道、污染物储存等布局, 实行重点

污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施。

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

6.2.1.1 源头控制措施

(1) 禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

(2) 污染物防控措施

①施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②本工程采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤站内管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性

能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须抬高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的第四系含水层。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照 SY/T 6596 保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废

弃泥浆、岩屑等按照规范处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的含水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

(1) 防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井及储层改造工程基础区域、放喷池、危废贮存设施等划分为重点防渗区，油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井及储层改造工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、放喷池	重点防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$
危废贮存设施	重点防渗	按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)，防渗层为至少 1 m 厚黏土层(渗透系数不大于 10^{-7}cm/s)，或至少 2 mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料 (渗透系数不大于 10^{-10}cm/s)，或其他防渗性能等效的材料。
柴油罐区（备用）、泥饼暂存池、泥浆泵区、危险化学品间	一般防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

(2) 严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

(3) 钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部投入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

(4) 建议在泥浆循环罐周围设置约 50cm~60cm 防渗污水收集渠或事故截污沟，阻止暴雨时或其他事故情况下池水满溢外排。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

(1) 少量采出水依托塔河油田绿色环保工作站水处理系统处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地下，不外排。

(2) 定期对井场、储罐、管线的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

(3) 定期对站内管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

(4) 生产井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对生产井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(5) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 分区防治措施

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

(1) 已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

(2) 未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表、天然包气带防污性能分级参照表、地下水污染防渗分区参照表，提出防渗技术要求。

表 6.2-2 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-3 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
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 6.2-4 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型 重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易		
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，工程区含水层为易受到污染，结合运营期油气集输及处理过程中主要污染物及周边地下水环境敏感程度，运营期将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-5 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	油气集输/井口各装置基座	等效防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能

6.2.2.3 管道刺漏防范措施

(1) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(2) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(3) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，自动关闭阀门。

6.2.2.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件，需在建设项目上游、项目区附近、下游各设置 1 个跟踪监测点。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248—2022)，本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-6。

表 6.2-6 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	地下水上游	孔隙潜水/ 单管单层	地下水环境背景值对照井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬等。
G2	项目区附近		地下水环境影响跟		

			踪监测井		
G3	地下水下游		地下水环境 影响跟踪 监测井		

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田的管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ③查明并切断污染源。
- ④探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- ⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。
- ⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。
- ⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。
- ⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水及生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水主要为钻台、钻具、设备等的冲洗水以及钻井泵等机械冷却废水。钻井废水其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD等。本项目钻井期间产生的设备冲洗废水和机械冷却水等，集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司处理。

（2）酸化压裂废水

本工程产生的酸化压裂废水，采用专用废液收集罐收集后，由阿克苏塔河环保工程有限公司处理。对本工程产生的危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（3）生活污水

本工程生活污水经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的B级标准后用于区域生态林、荒漠灌溉。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。井场采出水依托塔河油田二号、四号联合站处理；井下作业废水依托阿克苏塔河环保工程有限公司废水处理系统处理达标后回注地层。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，单井采出水随油气混合物输送油藏采出废水进入塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理，经处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准回注地层，可保持地层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

二号、四号联合站的采出水处理装置运行稳定，可稳定达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），各联合站采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求，采出水可实现全部回注油藏用于驱油，项目采出水处理依托联合站可行。

（2）井下作业废水

井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司，处理后的井下作业废液均不外排。

阿克苏塔河环保工程有限公司主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液，主要工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注地层。阿克苏塔河环保工程有限公司剩余处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均经处理后，全部回注，不外排。废水污染防治措施合理可行。在生产运行过程中，应强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

本工程退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施可行性论证

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

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程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进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施可行性论证

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄露；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施可行性论证

（1）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成油气开采的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 钻井过程大气污染防治措施

（1）钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（2）钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

（3）钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

（4）井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（5）井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（6）针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

(7) 钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

6.5.1.2 地面施工大气污染防治措施

(1) 场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

(2) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

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

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

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

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

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(8) 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。

(9) 在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，位于敏感点附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过火炬点燃放空。

(10) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(11) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

6.5.1.3 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.5.1.4 储层改造废气污染防治措施

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

综上，施工期大气污染防治措施简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的有组织烟气、井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO₂ 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过不低于 8m 高排气筒排放。

(2) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 在日常生产过程中, 加强 NMHC 无组织排放例行监测, 对典型井场厂界 NMHC 每年监测一次, 确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 无组织排放监控限值要求。

(5) 本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019) 等相关要求, 进行排污许可文件的申请, 并进行例行监测等。

(6) 进一步开展节能减排工作, 加强质量控制和技术研发, 降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能, 大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术, 开发清洁能源替代现有能源, 从而减少温室气体排放。

(7) 温室气体管控: ①进一步开展节能减排工作, 加强质量控制和技术研发, 降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能; ②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术, 开发清洁能源替代现有能源; ③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; ④加强对密闭管线及密封点的巡检, 一旦发生泄漏立即切断控制阀, 并尽快完成修复; ⑤加强油井生产管理, 减少温室气体的跑、冒, 做好油井的压力监测, 并准备应急措施, 从而减少温室气体排放。

综上, 本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工, 防止水泥等的洒落与飘散; 尽量避开大风天气进行作业。

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

综上所述, 采取的大气环境保护措施是可行的。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

施工期主要噪声为钻机、泥浆泵、施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 确定工程施工场界, 合理科学地布局施工现场。

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

(3) 施工设备选型时, 在满足施工需要的前提下, 尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(4) 加强施工机械的维护保养, 避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(5) 运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输, 运输线路应该尽量避开村庄和学校, 若无法避让在通过村庄和学校时控制车速、禁鸣, 加强车辆维护, 来减轻噪声对周围声环境的影响。

(6) 修建地面放喷池, 周边用砂土作堆, 堆高超过 2m, 尽量缩短放喷时间
本工程施工期是短期的、暂时的, 噪声影响将随着各施工活动的结束而消除, 施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响, 保护措施切实可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采油树、加热炉、机泵等产生的噪声。采取的降噪措施如下:

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理, 根据各种设备类型所产生噪声的特性, 采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平, 尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(3) 对采油树、加热炉等设备采取基础减振措施。

(4) 设备采用巡检的方式, 由操作人员定期对装置区进行检查, 尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上, 运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响, 措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

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

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

6.7.1.1 钻井废弃物处理措施

(1) 处置工艺

本项目钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物产生。本项目侧钻井全部使用磺化泥浆体系，废弃磺化泥浆采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。

工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。主要工艺及相关流程如下：

共设置两套接收搅拌装置，作用是实现振动筛+除砂器+处理器+离心分离机等排出的废弃物接收、搅拌、储存并输送至泥浆脱稳搅拌装置。废磺化泥浆回收效率达到 98% 以上。首先进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与打入量相匹配量的沥水剂（聚合氯化铝），主要目的是对磺化泥浆进行调质，吸附重金属离子和降低 pH，在碳酸钙表面产生絮凝作用，加速沉降，将电离出的高价态金属阳离子与泥浆中带负电荷的胶体颗粒相互作用，颗粒表面的双电层被压缩，降低体系电位，不产生其他成分物质；加入破稳降粘剂（过碳酸钠浓度进一步降低。随后污泥打入二级螺旋式混拌装置，同时加入混凝剂（硫酸亚铁），改变磺化废弃泥浆的物理、化学性质，通过吸附架桥作用使脱稳后的较小颗粒快速凝聚成较大颗粒，进入固液分离装置进行泥水分离，泥水分离采用离心分离机，依靠离心作用实现液相和固相分离。整个反应过程采用专用加药搅拌设备，分离小罐加药、快速搅拌及转移，提高絮凝、降解工序的

时间效率。

处置过程通过添加聚合氯化铝、过碳酸钠、生石灰、硫酸亚铁等化学药剂实现废弃泥浆及岩屑的脱稳、破胶、氧化作用，发生脱稳氧化反应、降解有害物质，使胶体失去稳定性并粘结聚集形成絮状物，再经过机械压滤等措施将絮状物固液分离，分理出泥饼后固废量减少到原来泥浆量的 50%，分离后的泥饼暂存于岩屑池，经处置检测合格并按规定进行留样，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《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要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(1) 处置效果

目前，西北油田分公司已有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑。根据西北油田分公司固废历史检测数据结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。具体数值见表 6.7-1。

表 6.7-1 处置后固体废物检测结果 单位：mg/kg, pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	pH	无量纲	*	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中表 1 综合利用标准限值，同时含油率满足《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要求(含油率 $<0.45\%$)	2.0~12.5	达标
	六价铬	mg/kg	*		≤ 13	达标
	铜		*		≤ 600	达标
	锌		*		≤ 1500	达标
	镍		*		≤ 150	达标
	铅		*		≤ 600	达标
	镉		*		≤ 20	达标
	砷		*		≤ 80	达标
	苯并(a)芘	$\mu\text{g/kg}$	*		≤ 0.7	达标
	含水率	%	*		≤ 60	达标
	含油率	%	*		≤ 2	达标
	COD	mg/L	*		≤ 150	达标

西北油田分公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口均进行监测，钻井泥浆经处理后其泥饼经检测 12 项指标均达到《油气田钻井固体废物

综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求, 含油率可满足《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要求(含油率 $<0.45\%$)。根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017), 达到污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源, 可用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场填充材料的利用方式, 同时根据西北油田分公司固废历史检测数据结果, 岩屑含水率一般在 $10\%\sim 20\%$ 左右, 综合利用用于铺垫油区内的井场、道路等可行。

同时, 西北油田分公司在优化、改进处置工艺设备的同时健全了配套管理制度, 加强了现场采样监督抽查管理, 建立了自行监督检测、委托第三方单位抽测、处置单位自行检测的三级抽样质量监督管控机制, 同时, 为确保装置稳定达标, 处置单位根据生产情况采取 1 天 \sim 2 天采样一次, 采样过程采取分层、均匀布设采样点, 最终送检混合样的方式确保装置处理后的还原土检测结果能确保钻井废弃泥浆合规处置、稳定达标, 环境风险可控受控, 实现了钻井泥浆资源化、减量化和井场的清洁生产。

综上所述, 钻井废弃物影响集中在井场内, 基本对外环境没有造成污染。

6.7.1.2 危险废物处理措施

钻井期间考虑到危险废物转运期间的时间间隔, 钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存间, 其位于井场西南角, 见图 3.3-4 钻井平面布置示意图。撬装式危险废物临时贮存点面积约为 5m^2 , 其建设严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的相关要求建设。本项目钻井期间危废产生量较小, 在撬装式危险废物临时贮存点暂存, 定期由有危废处置资质的单位进行处置, 可满足本项目钻井期间的危废的暂存要求。

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内, 严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物, 含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的 $3/4$ 。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收, 钻井队与之签订危废转移协议, 并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.7.1.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于 60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

6.7.1.4 施工废料处理措施

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.2.7.1 危险废物处置措施可行性分析

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。废防渗材料和废润滑油主要在修井作业和机修维修过程中产生，施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（1）危险废物收集

采油二厂严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

（2）危险废物贮存

本项目运营期新建井场内不设置危险废物临时贮存点，依托联站内已建危废暂存设施，危废暂存设施建设满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)，并定期委托有资质单位进行处置。

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 6.7-3 所示；
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 6.7-4 所示；

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

(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联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

(4) 危废运输要求

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险

废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

(5) 危废委托处置

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

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

采油二厂要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本工程运营期环境管理要求见表 6.7-1。

表 6.7-1 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废暂存设施，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259—2022)中 4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259—2022)，建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治

	设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生地面废弃设备和废弃建筑残渣，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

类比采油二厂现有退役井采取的固体废物处置措施，本工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程井场新增加热炉 14 台，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本工程井场多功能集油器分离出气相通过站场火炬放空，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施放空废气中的甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场加热炉	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	井场多功能集油器分离出气相 通过站场火炬燃烧放空	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	-

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 等工程	包括油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂燃烧}——企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i——化石燃料的种类；

j——燃烧设施序号；

AD_{ij} ——燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{ij} ——设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

OF_{ij} ——燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本工程燃料燃烧碳排放计算主要核算为 14 台 200kW 井场加热炉及 1 台 400kW 井场加热炉。根据核算，本工程年天然气消耗量为 299.84 万 Nm^3 。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31GJ/万 Nm^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.96 吨碳/万 Nm^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 4866.82t。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中： $E_{GHG_火炬}$ ——火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ ——由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4_正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4_事故火炬}$ ——事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告, 100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力, 因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中: i ——火炬系统序号;

$Q_{正常火炬}$ ——正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量, 单位为万 Nm^3 ;

$CC_{非CO_2}$ ——火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ;

OF ——第 i 号火炬系统的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

V_{CO_2} ——火炬气中 CO_2 的体积浓度, 取值范围为 0~1;

V_{CH_4} ——为火炬气中 CH_4 的体积浓度。

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中: j ——事故次数;

$GF_{事故,j}$ ——报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度, 单位为万 Nm^3 /小时;

$T_{事故,j}$ ——报告期内第 j 次事故的持续时间, 单位为小时;

$CC_{(非CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ;

OF ——火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

$V_{(CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度;

V_{CH_4} ——事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

②计算结果

本工程核算火炬燃烧活动温室气体排放主要为事故状态下井场、站场的放空燃烧。相关参数见表 7.1-3。

表 7.1-3 单座火炬燃烧排放活动相关参数一览表

场所	工况	火炬气流速 (万Nm ³ /h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外其 他含碳化合物的总含 碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧的 碳氧化率	火炬气中 CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积浓度
井场	事故 工况	0.0833	2	5.96	0.98	0.0104	0.8322

根据表中参数，结合公式计算可知，14 座井场火炬燃烧排放温室气体量为 49 吨 CO₂ 和 0.28 吨 CH₄。

(3) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自油气开采过程中井口装置逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

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

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

j ——不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；接转站为 0.18 吨/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本工程开采逃逸的 CH₄ 为：

$$\begin{aligned}
 E_{CH_4-开采逃逸} &= Num_{gas,井口装置} \times EF_{gas,井口装置} \\
 &= 2 \times 2.5tCH_4 \\
 &= 5tCH_4
 \end{aligned}$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 5t，折算成 CO₂ 排放量为 5×21=105t。

（4）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ ——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ ——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ ——热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 1962MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 1308.85t。

（5）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$\begin{aligned}
 E_{GHG} &= E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\
 &\quad \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}
 \end{aligned}$$

式中： E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2-燃烧}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG-火炬}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s ——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ ——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{CO_2-回收}$ ——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-4。

表 7.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2 ）	占比（%）
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放	4866.82	32.85
	火炬燃烧排放	49	0.34
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	0.28	4.96
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放	1308.85	61.85
	合计	6175.95	100

根据表 7.1-4 分析可知，本工程 CO_2 总排放量为 6175.95 吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 挥发性有机物与甲烷协同控制

本工程采用自动系统对采气工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员。本工程单井来油经多功能集油器后由导油车拉运至 TH12330 卸油站，进行简单的油气油水分离，油由管线输送至四号联合站。油品装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，可有效减少 VOCs 的产生。

7.2.2 节能降耗技术

供电采用网电。采油二厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

7.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 6175.95t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。环境影响、社会影响、综合影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

8.1 环境效益分析

8.1.1 施工期环境效益

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 本项目占地造成的环境损失。
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失。
- (3) 其他环境损失。

本项目占地主要为井场永久占地和管沟开挖临时占地等。本项目建设对所在区域的直接影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对本项目所在区域生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本项目加热炉使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放，采出液密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

废水包括生产废水、井下作业废水、试油期采出水、生活污水。生产废水、

井下作业废水、试油期采出水依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站污水处理系统处理。运营期工作人员由采油二厂内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 固体废弃物

本项目产生的落地油、废防渗材料和废润滑油属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期工作人员由采油二厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

(4) 噪声

本项目通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 环保投资估算

本项目总投资为 3160 万元，其中环保投资 161 万元，占总投资的 5.09%。
估算见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	/	4
	井场加热炉燃烧废气	以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱	SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤150mg/m ³ 颗粒物 ≤20mg/m ³	5
	无组织排放	装置做好日常维护，做好密闭措施	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	2
噪声	设备噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	4
固体废物	地面工程施工	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置	妥善处理	2
	生活垃圾、一体化污水处理装置污泥	集中收集后，委托库车绿能环保科技有限公司清运处置	妥善处理	4
	钻井泥浆、岩屑	泥浆不落地处理系统处理，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)	妥善处理	7

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
		中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等		
	落地油	落地油由塔河油田绿色环保站清运处置	妥善处理	7
	废润滑油、废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	妥善处理	5
生态	占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	7
	水土流失	防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	8
环境 风险 管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	7
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	4
废水 处理	生活污水	生活污水经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准后用于井场及道路降尘	妥善处理	3
	酸化压裂废水、生产废水、井下作业废水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	妥善处理	17
地下水、 土壤	分区防渗	分区防渗	满足防渗要求	19
环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		45
		环保培训，演练		11
环保投资合计				161

8.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势。同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施补充和加快了油田基础设施的建设，具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本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。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的环境效益、社会效益和综合效益。在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 161 万元，环境保护投资占总投资的 5.09%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划（孟瑗）

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

本项目由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂运营管理。采油二厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。采油二厂 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，采油二厂环境保护领导小组为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油二厂设置安全环保中心，负责采油二厂工业现场“三标”、HSE 管理体系执行、环境保护、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效地开展环保工作提供了依据。本项目日常环境管理工作纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现有 HSE 管理体系。

采油二厂安全环保中心职责：

（1）负责领导采油二厂 HSE 工作，负责审查批准采油二厂 HSE 管理体系及内审报告。

（2）每季度召开 HSE 管理委员会会议，听取各专业部门、小组汇报，分析解决 HSE 重点问题，研究和决定采油二厂 HSE 工作重大事项，保证 HSE 投入的有效实施。

（3）负责采油二厂 HSE 目标管理、培训和考核工作，决定对集体和个人的奖惩。

（4）负责组织制定突发事件应急预案，组织开展应急演练，组织开展事故应急处置工作。

（5）负责协助国家、地方政府、集团公司及油田公司对事故进行调查处理。

（6）建立健全全员安全环保责任制并监督落实；及时调整各领导小组成员；明确安全生产职能与职权；依法设置安全管理机构，配备专（兼）职安全生产管理人员。

9.1.2 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门,以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度,以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运营期的 HSE 管理体系纳入采油二厂 HSE 系统统一管理。

(2) 根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011)要求,开展企业自主验收,贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责井场的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查,如生态恢复、环境监测等。

(4) 根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011),及时更新企业事业单位突发环境事件应急预案备案表。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动,推广先进技术和科研成果,对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作,建立完整、规范、准确的环境基础资料,环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故,并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果,协同有关部门制定防治污染事故的措施,并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

(1) 加强施工质量管理,避免出现封井不严等非正常工况的泄漏。

(2) 负责井场的定期进行检查,清除各种固体废弃物,不得遗留在场地内。

9.1.5 环境管理计划

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

(1) 行政手段

制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

（2）技术手段

从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

（3）经济手段

制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个工作环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

（4）教育手段

气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，要加强教育，通过环境保护宣传和教育提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.1.6 环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关工程环境监理经验，实行工程环境监理，或将环境监测纳入工程监理中。

由建设单位聘请环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期生活污水、钻井废水、酸化压裂废水的环境保护处理措施；钻井泥浆和岩屑、施工废料、废润滑油、生活垃圾、废防渗材料和一体化污水处理装置污泥主要处理措施；钻井废气、储层改造废气、施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气的大气环境影响控制措施；土方施工、各类施工机械和运输车辆的声环境控制措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对井场、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

本项目运营期环境监督管理计划见表 9.1-1。

表 9.1-1 运营期环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行。 ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况,防止造成环境污染。 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果,防止超标排放。		
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测,防止废气影响。 ②组织地下水环境监测,防止水环境污染。 ③组织厂界环境噪声监测,防止厂界超标。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求,油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后,应在 5 年内开展环境影响后评价工作,对本项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性,切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

排污口是否规范,是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出,采油二厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌,废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范,废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理,并自行开展了相关监测。采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围,已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》

《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油二厂进一步建立了完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油二厂已取得排污登记回执（登记编号为：91650000742248144Q083U）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油二厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油二厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 公开方式及时间要求

(1) 公示方式

通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

(2) 公示时间要求

环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律法规另有规定的，从其规定。

9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染源排放清单

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO ₂	**t/a	**t/a	大气
		NO _x	**t/a	**t/a	大气
		颗粒物	**t/a	**t/a	大气
		非甲烷总烃	**t/a	**t/a	大气
	无组织排放	非甲烷总烃	**t/a	**t/a	大气
		硫化氢	**t/a	**t/a	大气
废水	生产废水	生产废水、采出水	**t/a	0	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理。
	井下作业废水	井下作业废水量	**t/a	0	井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理。
		COD	**t/a	0	
		石油类	**t/a	0	
固体废物	落地油	石油类	**t/a	0	落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。
	废防渗材料	石油类	**t/a	0	施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	**t/a	0	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

本项目在运营期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），制定环境监测计划见表 9.4-1。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 9.4-1 环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	井场加热炉	1 次/季度	竣工环保验收后开始	非甲烷总烃、硫化氢
噪声	站场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）
地下水	项目区域周边、上游及下游	1 次/半年		水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等

土壤	井场采油井口	1 次/5 年		石油类、石油烃、汞、砷、六价铬
生态环境	项目区及管线周围	1 次/5 年		生态恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成）及水土保持措施落实情况

本项目事故预案中需包括应急监测程序，本项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

9.5 环保设施“三同时”验收

建设单位按照国务院生态环境部门规定的标准和程序，如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

9.5.1 验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），确定本项目竣工环境保护验收调查范围为：

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

9.5.2 验收调查建议

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”验收一览表（建议）

类别	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料遮盖	-	-
	钻井废气、储层改造废气、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-
废水	生活污水	经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理	不外排	-

		排放标准》(DB65 4275-2019)表二的 B 级标准后用于井场及道路降尘		
	钻井废水	进入泥浆不落地处理系统处理,处理后的废水全部回用	不外排	-
	酸化压裂废水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	不外排	-
噪声	土方施工、钻井工程、各类施工机械和运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	-	-
固废	钻井泥浆、岩屑	进入泥浆不落地处理系统处理,固相使用专用罐收集后,拉运至塔河油田绿色环保工作站处理	不外排	-
	废润滑油、废防渗材料	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-	-
	施工土方	全部用于井场回填,场地平整	-	-
	施工废料	首先考虑回收利用,不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置	-	-
	生活垃圾、一体化污水处理装置污泥	集中收集后,委托库车绿能环保科技有限公司清运处置	-	-
生态	生态恢复	检查道路沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-
运营期				
废水	生产废水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	-	-
	井下作业废水	自带回收罐回收井下作业废水,依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	-	-
	试油期采出水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	-	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质标准要求后回注
	生活污水	采油二厂内部调剂解决,故不新增生活污水	-	-
废气	井场加热炉	使用净化后的天然气为燃料,排气筒高度应不低于 8m	颗粒物 20mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》
			SO ₂ 50mg/m ³	

			NOx 150mg/m ³	(GB13271-2014) 表 3 燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值
	井场无组织废气	阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
噪声	设备运转噪声	基础减震	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值
固废	落地油	依托塔河油田绿色环保站清运处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	废润滑油	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-	
	废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-	
	生活垃圾	由采油二厂内部调剂解决, 故不新增生活垃圾	-	-
防渗	分区防渗	分区防渗	满足防渗要求	-
风险防范措施	井场	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理与监测	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
	井场	按照监测计划, 委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	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	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	废弃建筑垃圾	收集后委托手续完备的处置场所 合规处置	妥善处置	-
	设施拆除过程产生的油泥	委托持有危险废物经营许可证的 单位利用处置	妥善处置	-
生态	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复 原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井 回填技术指南 (试行)》

10 结论

10.1 建设项目情况

本项目主要涉及塔河油田 6 区、12 区，本次新钻井 TK6154H 井及其集输管线位于塔河油田 6 区；其余已批复的钻井井场地面工程及两座拉油流程井均位于 12 区。整个项目区位于阿克苏地区库车市境内。

(1) 工程内容包括：钻井工程：①新钻井 1 口 TK6154H 井；②地面工程：新建各类管线总长 23.73km；③井场工程：新建井场 200kW 加热炉 13 台、400kW 加热炉 1 台；TH121156 井场新建 6 井式计量阀组、6 井式掺稀阀组、6 井式配气阀组以及 1 台管道泵；TH121194 井场新建计量装置 1 台；TH12135CH 井场新建管道泵 1 台、3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座；④拉油流程：新建 YQ2-6 井、AD29-1CH 井拉油流程，单座井场新建多功能集油器 1 座、掺稀泵 1 台、稀油罐 2 座、简易火炬 1 套、值班营房 1 套、喂油泵 1 台；⑤公辅工程：配套结构、通信、电气、自控等公用工程。

(2) 本工程总投资 4737.06 万元，其中环保投资 161 万元。

(3) 拟建项目运营期无需新增定员。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。本工程选址符合生态环境分区管控要求，建成后对环境的影响属可接受的范围，选址基本合理。

10.3 环境质量现状

(1) 环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

地下水监测结果表明：各监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

（3）声环境质量现状

项目所在区域代表性拟建井场区域和已建站场声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $\text{pH}>7.5$ 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。

（5）生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（Ⅳ），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（Ⅳ1），渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）和塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。根据现场调查及资料收集，工程建设范围无自然保护区、世界自然和文化遗产地等生态敏感区，不涉及生态保护红线，距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 2.7km；集输管线已尽量选择少占公益林，但由于项目区公益林分布集中度较高，呈面状连续分布，本次集输管线不可避免地穿越 15.4km 重点公益林。

本工程位于库车市境内，库车市属于自治区级塔里木河流域重点预防区和重点治理区。项目区土地利用类型主要以草地占比最大，其次为灌木林地及盐碱地，生态系统以草地生态系统为主，占总面积的 89.56%。自然植被主要为多枝柽

柳、盐穗木、花花柴等群系，植被盖度 20%-30%，评价区内分布有国家二级重点保护野生植物 2 种：黑果枸杞和胀果甘草；评价区域涉及国家级重点保护动物 3 种，分别为苍鹰、红隼及塔里木兔，但现场勘查时未见以上及其他保护动物。根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程位于塔里木盆地北缘，属于有明显沙化趋势的土地。

10.4 污染物排放情况

表 10.4-1 污染源排放清单

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO ₂	0.565t/a	0.565t/a	大气
		NO _x	5.28t/a	5.28t/a	大气
		颗粒物	0.6t/a	0.6t/a	大气
		非甲烷总烃	0.47t/a	0.47t/a	大气
	无组织排放	非甲烷总烃	19.54t/a	19.54t/a	大气
		硫化氢	0.0056t/a	0.0056t/a	大气
废水	井下作业废水	井下作业废水量	646.34t/a	0	井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田绿色环保工作站处理。
		COD	0.89t/a	0	
		石油类	0.15t/a	0	
固体废物	落地油	石油类	0.43t/a	0	落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。
	废防渗材料	石油类	4.2t/a	0	施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	0.5t/a	0	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态环境影响分析

本项目不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要为区域重要物种、天然林及水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，本工程总占地约 20.92hm²，其中永久占地 0.72hm²，临时占地 20.2hm²。其中其他草地 10.81hm²、天然牧草地 7.34hm²、盐碱地 1.66hm²、灌木林地 1.01hm² 及工矿交通用地 0.11hm²。本工程将造成 24.91t，其中永久占地造成的生物量损失为 3.24t，临时占地造成的损失为 21.67t。施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用天然林及牧草地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域林草业的生态影响在可接受范围内。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

10.5.2 水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

10.5.3 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；运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，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。

10.5.4 固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井废弃物、生活垃圾、施工废料、含油废物、废防渗材料等。其中钻井废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理后综合利用；生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置；含油废物、废防渗材料等危险废物暂存于井场撬装式危废暂存间中，由钻井队委托具有危废处置资质的公司接收处置。项目运营期产生的废防渗材料由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

10.5.5 大气环境影响分析

施工期废气源主要是钻井废气、施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气、储层改造废气、测试放喷废气等，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期大气影响主要为加热炉烟气和油气集输过程中的烃类挥发。根据预测结果，加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值；井场的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中

2.0mg/m³ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》

（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³ 的要求，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

10.5.6 声环境影响分析

本工程噪声主要为施工机械和各种车辆发出的噪声，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，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。

10.5.7 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H₂S，主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内，稀油存在于稀油缓冲罐内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏、稀油缓冲罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线、稀油缓冲罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本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；西北油田分公司各采油厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

10.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

（1）生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门

许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的防沙治沙措施，防止土地沙漠化。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期间，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

（2）大气污染防治措施：本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境；加热炉选用高效燃气加热炉，建议采用低氮燃烧技术，可有效地控制大气污染物排放量。

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。

（3）废水防治措施：井下作业废水带罐作业，拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层。采出水依托塔河油田四号联合站污水处理系统处理达标后，回注油层。

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。

（4）固体废物防治措施：本项目钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行处理并固液分离：非磺化泥浆（含岩屑）干化处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化泥浆（含岩屑）采用泥浆不落地系统处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要

求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路。含油废物等清运至塔河绿色环保站处理。

（5）土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

（6）风险防治措施：做好原油、硫化氢、伴生气气体泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

10.9 环境管理与监测计划

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实。为环境保护措施得以有计划地落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本工程对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目建设经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 项目可行性结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社

会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”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；项目符合生态环境分区管控方案要求。

评价认为：本工程符合国家产业政策和自治区经济发展规划，公众认同性较好。工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。