

采油三厂 TP-7 片区集输站处理能力提升工 程环境影响报告书

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂

2025 年 3 月

1.概述

1.1 项目特点

塔河油田托甫台区块位于塔河油田的西南部北临 10 区和 12 区，东临 11 区，行政区划属阿克苏地区库车市和沙雅县，东北方向距库车市城约 70km，西北方向距沙雅县城约 40km 处。托甫台地区构造位置位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起南部，区块面积 899.2km²，已提交探明储量含油气面积 555.36km²，探明地质储量 19714.51×10⁴t，溶解气储量 142.23×10⁴t。塔河油田托甫台区包括托甫台北区块和托甫台南区块，区域内钻探工作始于 2003 年 3 月，2009 年全面投入开发建设。生产系统包括油、气、水井，计转站、混输泵站、计量间，站内外油气管线；产品主要有原油、天然气。

塔河油田奥陶系油藏属于碳酸盐岩油藏，产量递减快，采收率低。自采油三厂投入注水开发以来，有效减缓了地层能量递减的趋势、提高了采收率，取得了很好的开发效果。随着油田开发的时间增长，为保持或提高油层压力，从而维持油井的产量，注水量年年递增，处理量也随之增长，塔河油田 TP-7 片区处理能力已不满足未来油田生产开发的需求。TP-7 片区油、气主要输送至 TP-7 计量间，再混输至 10-2 站，10-2 站分离后，油相输送至三号联处理，水相输送至三期注水管网，气相经处理后变为干气，干气输送至 TP-1 计转站、TP-7 计量间等站场或单井。

而 TP-7 计量间设计处理液量 700m³/d，目前处理液量 1107m³/d、气量 3700m³/d，负荷 158%，进站压力 1.2MPa，周边 6 口生产井回压超 1.5MPa，而塔河油田单井到计量间压力整体运行压力维持在 1MPa 以下。同时 TP-7 片区后期提液生产，2030 年 TP-7 计量间液量将升至 1916m³/d，超负荷 274%，集输系统压力将升至 2.7MPa，无法满足生产需求，且 TP-7 片区来液进 10-2 站生产，液量由 3340m³/d 增长至 5278m³/d，将导致 10-2 站超负荷 122%（设计处理规模 4320m³/d），影响正常生产，同时存在注水往返输送能耗高、注水时效低等问题

为解决上述问题，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂拟对 TP-7 计量间集输系统进行提升改造，配套结构、电力、自控等公辅工程。本次扩建可提高 TP-7 计量间处理能力，降低 TP-7 片区运行压力，避免 10-2 计转站

超负荷运行，从而保障托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行，在保障油田安全生产的同时有助于提高塔河油田托甫台区块原油采收率。本工程建设不仅有利于安全生产、生态环境保护 and 周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益。

1.2 环境影响评价过程

本工程为油气田内部站场改扩建工程，所有工程均在已开发油气田范围内，为老区块改建项目；本工程所在区域分布有国家二级公益林，属天然林，且依据（新水水保〔2019〕4 号）文，本工程所在地库车市、沙雅县属于水土流失重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）第三条中的环境敏感区。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》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年），本工程占用国家二级公益林，且涉及“两区”，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油、天然气开采行业，需要编制环境影响评价报告书。根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）〉的通知》（新环环评发〔2023〕91 号），本工程涉及国家二级公益林和塔里木河流域水土流失重点治理区，本工程审批权限在自治区生态环境厅。

2024 年 12 月 21 日，西北油田分公司采油三厂委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件 1）。

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

受天合公司委托，新疆昇腾环保科技有限公司对本工程区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《采油三厂 TP-7 片区集输站处理能力提升工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后,可以作为本工程建设期的环境保护管理依据。

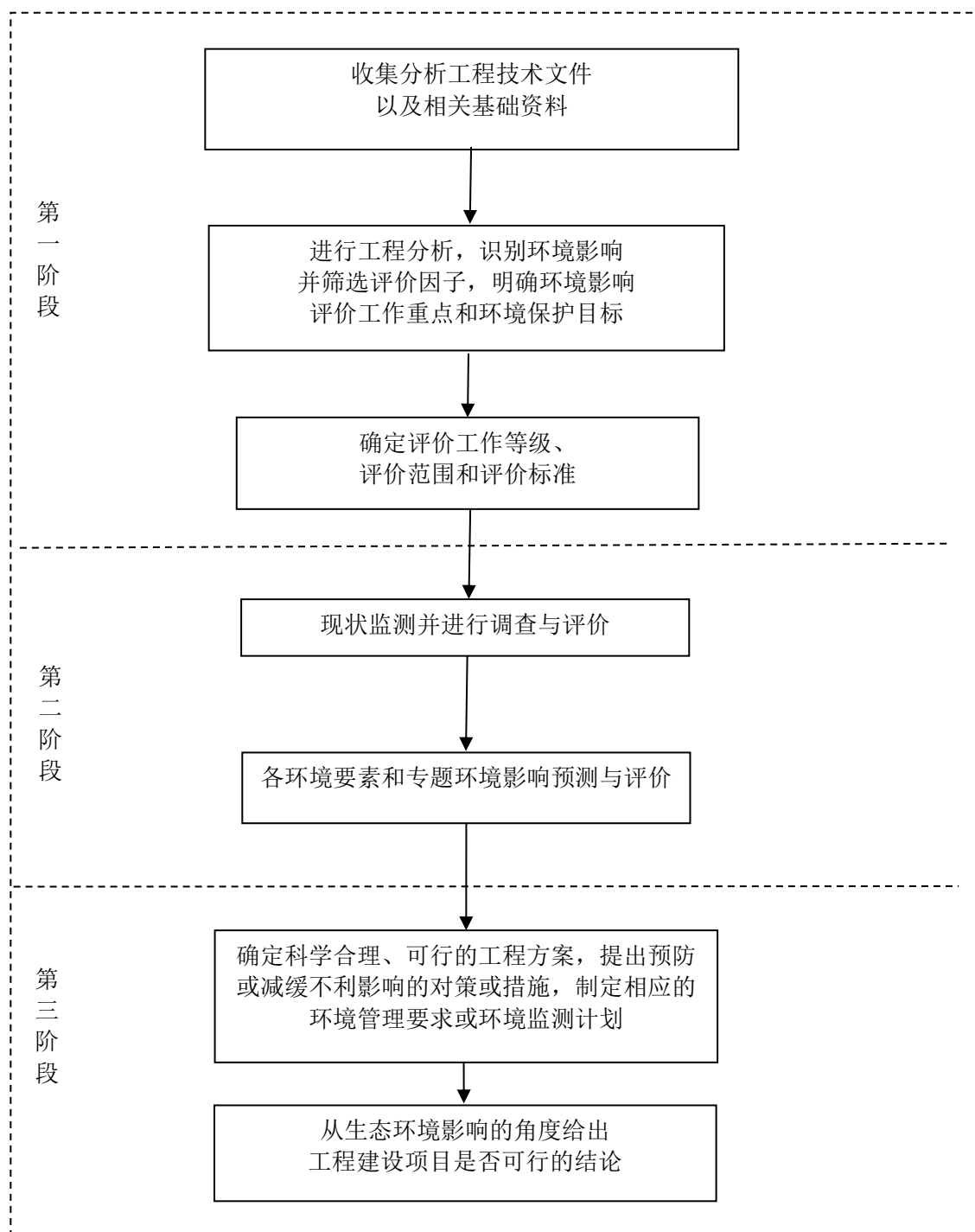


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程为油气田内部站场改扩建工程，属于石油天然气开采辅助工程，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属鼓励类项目，本工程的建设符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程，选址选线除涉及公益林及塔里木河流域水土流失重点治理区外不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《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

本工程为油气田内部站场改扩建工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《西北油田分公司“十四五”发展规划》的相关要求。

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

对照《新疆生态功能区划》，项目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）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。本工程为油气田内部站场改扩建工程，TP-7 计量间改扩建不新增占地，配套的集油、集气管线为临时占地，且占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）选址选线合理性分析判定结论

本工程的实施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

根据现场调查和资料搜集，工程不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等生态敏感区，本工程土地利用类型主要为灌木林地、其他草地、采矿用地等，不涉及基本农田，涉及的部分灌木林地属于国家二级公益林，项目所在区域内草地、林地的平均植被覆盖度约为 20%~30%。本工程在站场选址和管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动。本工程运营期废气主要为站场无组织挥发的烃类、硫化氢，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置。

综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内塔河油田托甫台区块，不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）和新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《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）和阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）。本工程区位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001）和沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292430001），不在划定的生态保护红线内。

项目区土壤、噪声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；本工程运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当；正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环

境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控动态更新成果要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为油气田内部站场改扩建工程，环境影响主要来源于施工期的站场建设、集输管线，以及运营期的油气处理、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。根据现状调查，本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。重点保护目标为本工程占用的国家二级公益林和塔里木河流域水土流失重点治理区等。

本次评价关注的主要环境问题为施工期临时占地及生态破坏对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

1.5 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“石油天然气开采辅助工程”属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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》《西北油田分公司“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，部分工程占用国家二级公益林；项目符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求。西北油田分公司采油三厂按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

2. 总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目的现状和存在问题，掌握所在区域的自然环境状况、自然资源及土地利用情况以及项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工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) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

(5) 分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	12 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
13	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
14	中华人民共和国突发事件应对法	14 届人大第 10 次会议	2024-6-28
15	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
16	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
17	中华人民共和国矿产资源法（2024 修订）	14 届人大第 12 次会议	2024-11-08
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	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
6	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
7	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令 120 号	2011-01-08
8	中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	新华社北京 11 月 7 日电	2021-11-07
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 16 号	2021-01-01

2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2021-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024 本）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-2-1
5	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
6	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
7	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
8	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
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发（2012）77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发（2012）98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发（2013）16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
15	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
16	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
17	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
18	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发（2015）163 号	2015-12-10
19	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
22	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
23	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01
24	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 第 1 号	2020-01-04
25	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
26	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
27	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告（2016）第 7 号	2016-01-26
28	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告（2021）第 66 号	2021-12-03
29	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
30	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
31	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
32	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
33	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
34	污染地块土壤环境管理办法（试行）	中华人民共和国环境保护部令第 42 号	2017-07-01

35	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04
四 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8号	2022-03-09
4	新疆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	2021-07-28
5	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-11-16
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
8	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389号	2011-07-29
9	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
10	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
11	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
12	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-13
13	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
14	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	12届人大第29次会议	2017-05-27
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	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
18	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
20	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
21	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
22	《关于印发阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》	阿行署发〔2021〕81号	2021-07-10
23	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知新环环评发〔2020〕142号	新环环评发〔2020〕142号	2020-07-30
24	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
25	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
26	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
27	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
28	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11

	告		
29	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年第 18 号	2012-03-17
30	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
31	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26
32	阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划及 2035 年远景目标	阿克苏地区人大工作委员会第一次会议	2021-2-27

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年第 18 号	2012-03-17
16	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
17	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
18	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ651-2013	2013-07-23
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB18599-2020	2021-07-01
20	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01

2.2.3 其他

- （1）环评委托书，西北油田分公司采油三厂，2024.12.21。
- （2）TP-7 片区集输站处理能力提升工程可行性研究报告，中石化江汉石油工程设计有限公司，2024.12。
- （3）工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程对 TP-7 计量间进行扩建，新建集油管线 2km，集气管线 2.0km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

本工程主要包括地面工程、油气水处理集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期。施工期以站场建设、管线敷设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气水处理和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程为站场建设、管线敷设等内容，以生态影响为主。

①站场建设

本工程对 TP-7 计量间进行扩建，构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

生态环境影响主要表征为：站场建设带来对土地表层的扰动和水土流失等。

水环境影响表征为：施工人员产生的生活污水等对水环境的影响。

大气环境影响表征为：施工机械排放的废气和施工产生的扬尘。

声环境影响表征为：施工期施工机械产生的机械噪声。

固体废弃物污染环境因素表征为：施工期产生的建设施工废料、弃土（渣）和生活垃圾等。

②管道建设

本工程新建集油管线 2km，集气管线 2.0km。管线建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘对大气环境的影响。

生态环境影响主要表征为：管沟开挖对土地表层的扰动、地貌改变、地表植被的破坏、土地利用格局变化；施工临时道路占用土地，水土流失和地表植被破坏。

水环境影响表征为：河沟开挖穿越、清管试压排放水、施工人员产生的生活污水排放对水环境的影响；

大气环境影响表征为：施工机械排放的废气和施工产生的扬尘。

声环境影响表征为：施工期施工机械产生的机械噪声。

固体废弃物污染环境因素表征为：施工期产生的弃土（渣）、施工废料和生活垃圾。

（2）运营期

本工程为油气田内部站场改扩建工程，运营期采用密闭处理、集输工艺，加强操作管理，减少无组织逸散；废水主要为采出水，采出水经 TP-7 计量间进行三相分离及除油处理，处理达标后回注地层，不外排；固废主要为清管废渣、清罐底泥、落地油、废药剂包装物。清管废渣采用桶装密闭收集，交由具有相关危废处理资质的单位进行无害化处置；清罐底泥、落地油集中收集后送至塔河油田绿色环保站处理；废药剂包装物由厂家回收利用；运营期不会带来新的生态影响，受施工期影响的生态环境按相应的环境保护措施，逐步恢复重建。

本工程开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和施工工艺特征，对施工期、运营期环境影响因子识别见表 2.3-1。环境影响要素识别见表 2.3-2。

表 2.3-1 环境影响表征识别

阶段	建设内容	环境影响因子及其表征
施工期	1.站场	①施工噪声对声环境的影响； ②施工扬尘、施工机械尾气对大气环境的影响； ③施工废水、生活污水排放对水环境的影响； ④施工垃圾、生活垃圾排放对环境的影响；
	2.管线建设	①管沟开挖造成的生态破坏和损失以及对土地表层的扰动； ②临时占地造成的生态破坏和生态损失； ③施工噪声对声环境的影响； ④施工扬尘、施工机械尾气对大气环境的影响； ⑤清管试压废水、清管废水排放对水环境的影响； ⑥施工废料排放对环境的影响； ⑦弃土（渣）引起的水土流失；
	3.公路、砂石路穿越	①砂石路大开挖，以及公路顶管穿越产生弃土及其处置对环境的影响； ②施工机械噪声、扬尘对环境的影响；
运营期	正常工况	①运营期间站场机泵等设备产生的噪声对声环境的影响； ②清管产生的清管废渣、清罐底泥、落地油、废药剂包装物； ③站场无组织烃类、硫化氢挥发对大气环境的影响； ④运营期采出水对地下水、土壤的影响
	非正常工况	①输油管线泄漏对土壤、地表水、地下水环境的影响； ②站场原油及天然气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响。

表 2.3-2 环境影响要素识别

类	环境要素	施工期	运营期	非正常工况
---	------	-----	-----	-------

别		有利影响	不利影响	影响程度	有利影响	不利影响	影响程度	有利影响	不利影响	影响程度
自然生态环境	地形地貌	-	有	一般	-	-	-	-	-	-
	植被与水土流失	-	有	明显	-	-	-	-	有	一般
	土壤	-	有	一般	-	-	-	-	-	-
	土地利用	-	有	显著	-	有	一般	-	-	-
	野生植物	-	有	明显	-	-	-	-	有	一般
	野生动物	-	有	明显	-	-	-	-	有	一般
	农业	-	有	一般	-	-	-	-	有	一般
	林业	-	有	明显	-	-	-	-	有	一般
	景观	-	有	一般	-	-	-	-	-	-
环境质量	地表水	-	有	一般	-	-	一般	-	有	一般
	地下水	-	有	一般	-	-	-	-	有	一般
	环境空气	-	有	一般	-	-	-	-	-	-
	声环境	-	有	明显	-	有	一般	-	-	-

本工程对环境的影响主要表现在施工期对自然生态环境的影响，主要表征为施工过程中对自然生态环境（地形地貌、植被、土壤与水土流失、动植物与生态、农业、林业与土地利用）的影响；运营期正常情况下不新增污染物排放，存在站场原油及天然气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响；以及管道破裂导致原油泄漏污染地表水、土壤及地下水风险。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-3。

表 2.3-3 环境影响因子筛选表

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
生态环境	施工过程的开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度。	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度等； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性和完整性； 自然遗迹：遗迹多样性、完整性等。	施工期：地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等。 运营期：生物多样性、生态系统完整性等
地表水环境	油气处理、集输工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏对地表水体的影响	pH、溶解氧、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、总氮、氟化物、粪大肠菌群、阴离子表面活性剂、挥发酚、石油类、硫酸盐、氯化物、硝酸盐	/
地下水环境	油气处理、集输工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的的影响	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、色度、嗅和味、浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、	施工期：石油类、SS 等。 运营期：石油类等。

		硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、苯、甲苯、石油类。	
声环境	施工设备噪声，交通噪声	等效连续 A 声级	施工期：昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）。 运营期：/
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘。	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃	施工期：颗粒物。 运营期：非甲烷总烃、硫化氢
土壤环境	地面工程对土壤影响	pH、石油烃、土壤理化性质、土壤盐分含量和《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘； 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），监测项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	施工期：石油类、土壤盐分含量等 运营期油气集输：石油类等
固体废物	施工生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土等； 运营期油气处理、集输过程中产生的清罐底泥、废药剂包装物、清管废渣等	/	施工期：建筑垃圾、土石方。 运营期：清罐底泥、废药剂包装物、清管废渣、落地油
环境风险	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响	/	原油、天然气等；二次污染物：CO、CO ₂ （1）对油田站场可能发生的石油、天然气泄漏事故进行 影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间站场、输油管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县境内，西北侧距库车市城约 78km，西侧距沙雅县城约 64km 处，远离城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.2 水环境

本工程无涉地表水的工程，故不对区域内地表水进行现状调查。

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

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目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）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。

本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县塔河油田托甫台区块内，根据现场调查和资料搜集，工程不涉及自然保护区和饮用水水源保护区等敏感区。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》、新水水保〔2019〕4 号和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021 年 4 月），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区；工程占用国家二级公益林。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准， H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO_2)	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮 (NO_2)	50	80	200	
3	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米， $\text{PM}_{2.5}$ ）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米， PM_{10} ）	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O_3)	/	160	200	
7	氮氧化物 (NO_x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢 (H_2S)	/	/	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

本工程地处塔克拉玛干沙漠北缘，项目无涉地表水的工程，故不对区域内地表水进行现状调查。

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值单位: mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤15	20	钠 (mg/L)	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤3.0
3	浊度 (NTU)	≤3	22	细菌总数 (CFU/mL)	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤1.0
5	pH (无量纲)	5.5≤pH<6.5	24	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤20.0
6	总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)	≤450	25	氰化物 (mg/L)	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物 (mg/L)	≤1.0
8	硫酸盐 (mg/L)	≤250	27	碘化物 (mg/L)	≤0.08
9	氯化物 (mg/L)	≤250	28	汞 (mg/L)	≤0.001
10	铁 (mg/L)	≤0.3	29	砷 (mg/L)	≤0.01
11	锰 (mg/L)	≤0.10	30	硒 (mg/L)	≤0.01
12	铜 (mg/L)	≤1.00	31	镉 (mg/L)	≤0.005
13	锌 (mg/L)	≤1.00	32	铬 (六价) (mg/L)	≤0.05
14	铝 (mg/L)	≤0.20	33	铅 (mg/L)	≤0.01
15	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	34	苯 (μg/L)	1.0
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	35	甲苯 (μg/L)	140
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	36	石油类 (mg/L)	≤0.05
18	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	≤0.50	37	三氯甲烷	≤0.06
19	硫化物 (mg/L)	≤0.02	38	四氯化碳	≤0.002

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

占地范围内土壤质量执行《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;占地范围外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018)相关标准。见表 2.5-4、2.5-5。

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值

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

表 2.5-5 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	准限值（mg/kg）pH>7.5
		单位	
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃（mg/kg）	mg/kg	4500

注：石油烃参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。油气处理、集输过程中站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

时段	污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	（GB16297-1996）
运营期	无组织	NMHC	企业边界污染物控制浓度	GB39728-2020
		H ₂ S	厂界标准	GB14554-93

(2) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

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

(3) 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，处理后的出水水质指标应达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准后，回注油藏，标准值见表 2.5-7。工作人员由油田内部调剂，不新增生活污水。

表 2.5-7 《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				

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

本工程新增废气排放源主要为 TP-7 计量间非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（ H_2S ）作为因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值, 如项目位于一类环境空气功能区, 应选择相应的一级浓度限值; 对该标准中未包含的污染物, 使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的, 可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市人口数)	/
最高环境温度 ($^{\circ}\text{C}$)		40.5
最低环境温度 ($^{\circ}\text{C}$)		-25.5
土地利用类型		农作地
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 ($^{\circ}$)	/

本次预测估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表 (无组织)

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
TP-7 计量间	NMHC	16.29	2000	0.81	0.81	89
	H_2S	0.01	10	0.15		

经计算可知, 本工程最大占标率为: 0.81 (来自 TP-7 计量间排放 NMHC), 最大占标率 $P_{\max} < 1\%$, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 的要求, 本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本工程不设大气评级范围。

2.6.2 地下水

(1) 建设项目类别

本工程为油气田内部站场改扩建工程，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，本工程站场建设属于I类项目，集输管线建设属于II类项目。

(2) 地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.6-4）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.6-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

(3) 工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，本工程项目涉及不同场地，应分别判定评价等级。拟建工程站场地下水环境影响评价I类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；集输管线按照II类建设项目开展地下水环境影响评价，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。地下水评价工作等级划分依据见表 2.6-5 和表 2.6-6。

表 2.6-5 新建站场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 2.6-6 新建集输管线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

(2) 评价范围

本工程所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内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，渗透系数取导则中表 B.1 中的经验值 10m/d；

I—水力坡度，根据区域水文地质条件，区内水力坡度很小，为 0.2‰～0.8‰，本次计算按最大值 0.8‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 42%；

L—下游迁移距离，m。

经计算，L 约为 190m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围确定为：本工程站场外扩 190m，集输管线地下水评价范围为管线两侧向外延伸 200m。

评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.6-7。

表 2.6-7 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m³/d); 水污染物当量数 W/ (无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—
注 1: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。		
注 2: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。		

本工程无涉地表水的工程, 故不对区域内地表水进行现状调查, 运营期产生的采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理, 处理后的出水水质指标达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注, 不外排。本工程与地表水无水力联系, 项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.6.4 生态

（1）评价等级

根据新水水保〔2019〕4 号, 本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内, 属于自治区级水土流失重点治理区 II₃ 塔里木河流域重点治理区。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线, 评价区域内的塔里木河流域重点治理区, 不属于重要生态敏感区, 属于一般区域。本工程总占地面积为 1.97hm², （其中永久占地为 0.97hm², 临时占地为 1hm²），占地面积 < 20km²。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件, 判定过程详见表 2.6-10。根据判定可知, 本工程新建集输管线占用国家二级公益林, 因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 2.6-8 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；	公益林（国家二级公益林）	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；	本工程占地面积为 0.0197km ² < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	/

（2）评价范围

结合《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），公益林及“两区”不属于生态敏感区。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定本工程生态环境影响评价范围为站场边界向外扩展 50m 范围，管线两侧各 300m 带状区域的范围，评价范围约 94.23km²。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.6-9。

表 2.6-9 环境风险评价等级划分

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

A 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

项目运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气、硫化氢，涉及的风险为运行过程中站场设备、集输管线破损造成的天然气、原油、硫化氢的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）本工程风险评价等级判定如下：

(1) 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6-10 确定环境风险潜势。

表 2.6-10 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境轻度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV+为极高环境风险				

(2) P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.6-11。

表 2.6-11 本工程重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等）	/	2500

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本次新建管线主要为 TP-7 计量间至井场的集气管线 2.0km，TP104 井至 TP-7 计量间集油管线 2.0km，站场和井场之间均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照各类管线最大长度，以及站场设备最大储存量计算。

根据区域油气资源流体性质，地面原油密度 0.8962g/cm^3 ，天然气相对密度取 0.866，天然气中硫化氢平均含量约硫化氢取 230.76mg/m^3 。

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 ，集输管线压强 4.0Mpa ；

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。

本工程辨识结果详见表 2.6-12。

表 2.6-12 辨识结果表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
三相分离器 等设备内	1	天然气	74-82-8	0.05	10	0.005
	2	原油	-	1.04	2500	0.00042
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	0.00004
集油管线	1	原油	—	56.3	2500	0.02252
集气管线	1	天然气	74-82-8	0.68	10	0.068
	2	硫化氢	7783-06-4	0.00014	2.5	0.00006
Q 值Σ						0.09604

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.09604$ ， $Q<1$ 。判断本工程风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.6.6 声环境

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设工程边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设工程所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据工程特点，本次环评声环境评价范围为站场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)土壤盐化、酸化和碱化地区,建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型,按相应等级分别开展评价工作。根据“4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定和 4.6.2.3 土壤盐化判定”章节,项目所在区域属于土壤盐化、碱化地区,本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑,按相应等级分别开展评价工作。

(1) 建设项目类别

本工程对 TP-7 计量间进行扩建,以及新建集气管线 2.0km,集油管线 2.0km。根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),本工程站场建设属于I类项目,集输管线建设属于II类项目。

(2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)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($\leq 5\text{hm}^2$)”,本工程总占地面积为 1.97hm^2 ,其中永久占地为 0.97265hm^2 ,临时占地为 1hm^2 ,占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地,占地范围内及周边土壤为林灌草甸土;项目建设所在地周边有耕地,故土壤敏感程度为敏感。

② 生态影响型

表 2.6-13 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a>2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH}\leq4.5$	$\text{pH}\geq9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq1.5\text{m}$ 的，或 $1.8<\text{干燥度}\leq2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq5.5$	$8.5\leq\text{pH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

根据本次土壤监测数据，本工程项目区土壤 pH 值在 6.37~8.56 之间，土壤盐分含量在 4.4~49.9g/kg 之间，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.6-14 和表 2.6-15。

表 2.6-14 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 2.6-15 土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 敏感程度 评价等级	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	-	-

本工程土壤项目类别为I类（站场）、II类（集输管线），工程总占地面积为 1.97hm²，（其中永久占地为 0.97265hm²，临时占地为 1hm²），项目区周边存在耕地等土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“敏感”。因此生态影响型评价工作等级和污染影响型评价工作等级划分均为一级。

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为站场边界向外扩展 5km，集输管线两侧各 0.2km 带状区域范围。评价范围见图 2.6-1。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段为施工期、运营期。

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

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

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内，属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在施工期的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

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

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

2.8.2 环境保护目标

本工程地理位置位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县境内，距离库车市东南侧约 78km，距离沙雅县东侧约 62km，东南距准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区最近距离约 2km，地处塔克拉玛干沙漠北缘，项目区属于塔里木河流域重点治理区。现场踏勘结果表明，本工程不涉及自

然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标，评价范围内无居民区等环境敏感点。

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/ 环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	不改变生态功能，防止水土流失现象的发生。
		国家二级公益林	本工程新建管线临时占用国家二级公益林长度约 134m，面积为 0.067hm ²	灌木林地，优势种怪柳、胡杨，盖度约为 20-30%。
		永久基本农田	位于 TP-7 计量间周边，最近距离 25m。	种植作物为小麦、棉花、玉米等，对基本农田采取避让措施，保障区域农业生产和生物安全，本工程施工不得占用基本农田。
		重要物种	评价区域内公益林、塔里木兔等保护动、植物及其生境等	对重要物种分布区优先采取避让措施，无法避让的，会同林草部门采取移栽、异地保护等减缓措施，尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
2	大气环境	评价区大气	评价范围内	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量
3	声环境	工程区声环境	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。
4	水环境	区域潜水含水层及可能影响的有供水价值的承压水	评价范围内	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
5	土壤环境	评价区内土壤	站场周边 5km，管线两侧 200m	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；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）。
		基本农田	位于 TP-7 计量间周边，最近距离 25m。	对基本农田采取避让措施，本工程施工不得占用基本农田，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）标准要求
6	环境风险	项目区大气、土壤、地下水、公益林等	评价范围内	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控。

2.9 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、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 2.9-1。

表 2.9-1 评价内容一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中国石油化工股份有限公司西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田之一，资源量约 30 亿吨，已探明开发 16 个区块，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。

塔河油田托甫台区块位于塔河油田的西南部北临 10 区和 12 区，东临 11 区，行政区划属阿克苏地区库车市和沙雅县，东北方向距库车市城约 70km，西北方向距沙雅县城约 40km 处。托甫台地区构造位置位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起南部，区块面积 899.2km²，已提交探明储量含油气面积 555.36km²，探明地质储量 19714.51×10⁴t，溶解气储量 142.23×10⁴t。塔河油田托甫台区包括托甫台北区块和托甫台南区块，区域内钻探工作始于 2003 年 3 月，2009 年全面投入开发建设。生产系统包括油、气、水井，计转站、混输泵站、计量间，站内外油气管线；产品主要有原油、天然气。

托甫台区整体呈北东高、南西低的构造斜坡，局部构造以中小规模低幅褶曲为主，主要发育 NNE 向、NNW 向两组断裂体系，依据断裂性质划分为三级不同规模断裂，主控断裂在差异受力作用下形成断续状分段特征。北部 TP8 井区在良里塔格组和桑塔木组顶面发育三条古水系；托甫台区以断控岩溶为主，纵向上有利缝洞体主要集中在 T74 以下 0~60m 范围内，以裂缝—孔洞型储层为主，平面上沿主控断裂呈带状、次级断裂带和断裂区局部成片状分布。

托甫台区块探明地质储量 1.9 亿吨，未动用储量 4872 万吨，属于典型断溶体油藏，目前日均产液量 5100m³/d，采出程度仅 9.7%，综合含水 71%。因断裂整体能量较充足、整体含水缓慢上升，且目前油藏由早期的弹性驱开发逐步转变为天然底水驱和人工水驱，导致采出水量逐渐增加。目前正通过开展主干断裂构建井网、次级断裂注水补充能量等措施提液开发，预计至 2025 年计划液量提升至 6100m³/d，注水量至 3900m³/d；下步围绕主断裂注水注气保压提采速、次断

裂及中深层滚动加快产建工作，预计 2028 年以后，液量将提升至 7000m³/d，注水量至 4400m³/d

根据现场调查结合收集资料，截至目前托甫台区共有计转站 6 座（TP-1、TP-2、TP-10、TP-11、TP-13、TP-15）、混输泵站 3 座（TP-17、TP-18、TP-19）、计量间 10 座（TP-2、TP-3、TP-4、TP-5、TP-6、TP-7、TP8、TP-9、TP-13-1、TP-13-2）、注水增压站 1 座（TH1001）、油气井 306 口（油气生产井 233 口、长停井 4 口、三类封井 69 口）。区域内各类管线全长约 937km，油田主干道路 110km 及附属设施（采油三厂管理二区基地、采油一厂管理三区托甫基地、污水处理设施等）。

本次拟对采油三厂托甫台区原 TP-7 计量间进行扩建，并建设配套输油、输气管道，可提高 TP-7 计量间处理能力，降低 TP-7 片区运行压力，避免 10-2 计转站超负荷运行，从而保障托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行，在保障油田安全生产。

塔河油田托甫台区块主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田托甫台区块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	管线	其它
1	塔河油田托甫台区	306 口	TP-1 计转站、TP-2 计转站、TP-10 计转站、TP-11 计转站、TP-17 混输泵站、TP-18 混输泵站、TP-19 混输泵站、TP-2 计量间、TP-3 计量间、TP-4 计量间、TP-5 计量间、TP-6 计量间、TP-7 计量间、TP8 计量间、TP-13-2 计量间	计转站 4 座，混输泵站 3 座，计量间 8 座	--	区域内各类管线全长约 937km	各计转站采出液汇入塔河油田三号联合站处理

3.1.2 现有工程环境影响回顾评价

3.1.2.1 现有工程“三同时”执行情况

2019 年~2020 年，西北油田分公司塔河油田托甫台区块开展了环境影响后评价工作，后评价报告为《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田托甫台区块环境影响后评价报告书》。

后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于 2021 年 2 月 25 日获得了备案意见（备案意见见附件）。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，对工程区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。本工程涉及站场及相关集输管线的环评及验收情况见表 3.1.2。

表 3.1-2 本工程相关工程“三同时”执行情况表

序号	工程名称	项目名称	环评文件			验收文件			备注
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间	
8	托甫台区块	塔河油田托甫台区块油气开发一期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函（2010）653 号	2010 年 10 月 18 日	原自治区环境保护厅	新环评价函（2012）854 号	2012 年 8 月 17 日	TP104 井
		塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发二期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函（2011）616 号	2011 年 7 月 12 日	原自治区环境保护厅	新环函（2015）912 号	2015 年 8 月 12 日	TP-7 计量间
		塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发三期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函（2011）1003 号	2011 年 10 月 25 日	原自治区环境保护厅	新环函（2017）53 号	2017 年 1 月 9 日	/
9		塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发四期工程	原自治区环境保护厅	新环函（2014）764 号	2014 年 6 月 20 日	自主验收	--	2021 年 12 月 10 日	/
10		塔河油田托甫台区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2015）400 号	2015 年 4 月 24 日	自主验收	--	2019 年 9 月 3 日	TP-7 计量间
11		塔河油田托普台区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2016）929 号	2016 年 7 月 19 日	自主验收	--	2019 年 1 月 7 日	
12		中国石化西北油田分公司塔河油田托普台奥陶系油藏 2017 年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2017）1131 号	2017 年 7 月 24 日	自主验收	--	2021 年 4 月	
13	10-2 计转站	塔河油田 10 区奥陶系油藏开发建设工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函（2006）134 号	2006 年	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环评价函（2010）586 号	2010 年	/
16	环境风险应急预案	中石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案	采油三厂 2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，并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：652923-2024-219-L）						/
17	排污许可执行情况	采油三厂（三号联合站）	采油三厂排污许可证号为：91650000742248144Q084U						/
18		采油三厂 10 区（TP-7 计量间）	采油三厂 10 区（TP-7 计量间）已填写固定污染源排污许可登记表，并取得固定污染源排污许可登记回执（登记编号：91650000742248144Q082Z）						/
19	环境影响后评价开展情况	塔河油田托甫台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〕166 号）						/

3.1.2.2 区块回顾性评价

结合塔河油田历年各工程竣工环境保护验收调查报告、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田托甫台区块环境影响后评价报告书》环境影响后评价调查结论以及环评组现场调查情况，本节分环境要素对本区域现有工程进行回顾性分析评价。

(1) 生态环境影响回顾评价

塔河油田托甫台区块开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对土壤的影响。

通过对采托甫台区不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域的土地利用类型因油田开发引起的变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，评价区内土地利用结构变化主要表现为草地、沙地和农田之间的转化，油区内农民垦荒局部新增耕地，由油田开发引起的区域景观格局影响不大。托甫台区块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。油田进入正式生产运营期后，未对区域内的自然植被产生新的和破坏性的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的采油井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地（或破坏）区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被正在逐渐恢复到原有的自然景观。

区块主要分布以怪柳群丛为主的灌木、小半灌木和草本群落类型，塔里木河两岸胡杨分布多，主要的植被类型是胡杨、多枝怪柳-疏叶骆驼刺群系，其建群种为多枝怪柳，植被盖度 10%~20%。油区主干道路南侧胡杨-怪柳群落，井场内地表平整，井口底座敷设混凝土，空地铺设碎石。区域植被恢复缓慢，其原因主要为在施工过程中地表碾压严重，土壤紧实度增加，不利于持水及植物生长。

区块勘探开发时间长，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 4.5m。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，减少和避免了对区域地表的扰动和破坏。道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。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。

托甫台区块的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括中覆盖度草地、低覆盖度草地和沙地。根据区域土地利用变化分析，后评价区域耕地面积增加明显，工矿用地比例略有增加，目前依旧荒漠景观为主，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

根据区域环境影响后评价、跟踪监测报告、排污许可执行报告等资料，区域土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准。

周边范围公益林、农田恢复现状

区块生态恢复现状

（2）水环境影响回顾评价

2017 年以前托甫台区各井场在钻井过程中均建设有泥浆池，干化（固化）后与钻井泥浆及岩屑一同进行填埋处理。泥浆池均进行了防渗处理，在做好泥浆池防渗工作的前提下，泥浆池与外环境之间有防渗材料阻隔，未对水环境造成影响。2017 年以后钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，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，无钻井废水外排。托甫台北区各井场集输至 TP-1 计转站的采出液，就地分水，分离出来的采出水经一次除油罐除油进入缓冲罐，再经提升泵输至悬浮污泥净化器处理后，进入注水罐经装水泵进入三期注水管网或装水车回注。其余采出液输送至塔河油田三号联合站进行处理。

托甫台南区采出液经 TP-13-2 计量间处理后，分离出的采出水用于井区回注。回注层为原油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，不外排，由于回注井井深在 5000m 左右并设有套管，深层地下水基本得不到补给和循环，径流和排泄处于停滞状态，未对地下水造成不利影响。

塔河油田已实施四期注水工程，实现塔河油田一号联合站、塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站注水系统互相连通，采出水实现全部回注。根据调查，塔河油田现状采出水经各区联合站采出水处理系统处理后回注地层。根据三号联合站的自行监测数据、排污许可执行报告等资料，采出水处理系统出水中石油类、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）要求。

表 3.1-3 三号联合站出水水质监测结果 单位：mg/L（pH 除外）

项目名称	监测单位	监测时间		监测结果		
				pH	SS	石油类
塔河油田托甫台区块油气开发一期竣工环境保护验收调查报告	新疆监测总站	2011 年 8 月	第一天	6.5~6.6	7	4.57
			第二天	6.5~6.6	8	7.48
			《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	/	30	50
				/	达标	达标
例行监测	新疆环境保护科学研究院	2016 年 8 月	第一天	6.21~6.46	22~28	1.92~26.0
			第二天	6.26~6.5	18~26	7.6~31.1
			《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	/	30	50
				/	达标	达标
例行监测	西北油田分公司实验中心	2018-2019 年	2018.8	6.79~7.07	3.79~9.33	1.29~12.73
			2019.6	6.6~6.8	2.57~9.58	5.2~11.68
			《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	/	30	50
				/	达标	达标
后评价	新疆新能源（集团）环境检测有限公司	2020 年 11 月	第一天	7.17-7.18	23-28	0.36-6.19
			第二天	7.17-7.19	26-28	0.45-1.2
			《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	/	30	50
例行监测	采油三厂开发研究所	2024 年	2024.1.15	6.86	5.67	0.77
			2024.2.6	6.2	4.67	9.53
			2024.3.8	6.8	5.33	17.3
			2024.4.5	7.2	2.67	11.56
			2024.7.23	7.2	17.10	8.6
			2024.9.1	7.4	21.0	17.44
			《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)	/	35	100
				/	达标	达标

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。处置达标后回注，未外排。落地原油 100%进行回收，生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理。托甫台区生活基地主要在采油三厂管理二区基地、采油一厂管理三区托甫基地。早期生活污水排入化粪池内，蒸发或用于绿化。2016 年结合生活污

水排放的要求加严而实施达标改造，生活污水经预处理+RAAO+消毒+过滤工艺污水处理设施进行生活污水的处理，处理达标后用于基地绿化。计转站内工作人员 2~3 人，生活污水产生量很少，现状生活污水进入站内的防渗厕所内，定期清运处理。正常生产状况下，托甫台区废水不直接排放进入水环境，未对水环境产生不利影响。

(3) 大气环境影响回顾评价

托甫台区施工期大气影响主要为施工扬尘和作业机械燃油废气。影响范围限制在施工场地附近，区域环境容量较大，加之施工期大气污染源强不大，而且施工期间的大气污染属于阶段性的局部污染，施工期结束之后污染即消失，所以施工期作业区施工作业对周围大气环境影响较小。运营过程中存在的废气污染源主要包括各种加热炉、锅炉燃烧天然气产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。托甫台区约有燃气锅炉和加热炉 161 台，其中托甫台北 140 台，托甫台南 21 台，合计 51MW，燃料气来自三号联合站轻烃站净化后天然气。根据后评价监测和例行监测数据，加热炉废气均达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求，无组织废气排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）要求。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大。

表 3.1-4 后评价委托加热炉废气监测数据及达标状况

监测点选择	采样天数	检测因子									
		二氧化硫 mg/m ³			氮氧化物 mg/m ³			颗粒物 mg/m ³			烟气黑度
TP-1 计转站 1#加热炉 (1200kw)	第一天	7	/	/	133	132	129	4.2	3.6	4.3	<1 级
	第二天	/	/	/	132	132	136	4.1	3.8	4.9	<1 级
TP-1 计转站 4#加热炉 (3000kw)	第一天	/	/	/	164	159	173	3.4	4.6	4.4	<1 级
	第二天	/	/	/	165	158	170	4.7	4.4	4.7	<1 级
TP-2 计转站 2#加热炉 (1000kw)	第一天	/	/	/	132	134	136	3.2	4.1	5.7	<1 级
	第二天	8	/	/	133	127	131	4.4	5.4	4.4	<1 级
TP-17 混输泵站 1#加热 炉 (800kw)	第一天	4	/	/	121	118	115	1.7	1.8	2.2	<1 级
	第二天	5	/	/	117	114	116	1.7	2.5	2.7	<1 级
TP-18 混输泵站加热炉 (1200kw)	第一天	/	/	/	86	89	88	2.3	2.2	1.9	<1 级
	第二天	/	/	/	88	89	78	2.6	2.6	2.5	<1 级
TP-6 计量间加热炉 (800kw)	第一天	/	/	/	98	119	84	3.7	4.4	5.1	<1 级
	第二天	/	/	/	62	58	61	4.6	5.2	2.7	<1 级
TP-5 计量间加热炉 (600kw)	第一天	/	/	/	38	49	36	4.1	3.1	4	<1 级
	第二天	/	/	/	50	47	61	4.1	4	3.6	<1 级

表 3.1-5 非甲烷总烃、硫化氢监测数据统计一览表 单位: mg/m^3

监测点		非甲烷总烃				H ₂ S			
		浓度范围	最高值	标准限值	达标情况	监测结果	最高值	标准限值	达标情况
TP-1 计转站	第一天	0.71~0.77	0.77	4.0	达标	0.005~0.008	0.008	0.06	达标
	第二天	0.73~0.76	0.76		达标	0.005~0.007	0.007		达标
TP-11 计转站	第一天	0.70~0.76	0.76	4.0	达标	0.005~0.008	0.008	0.06	达标
	第二天	0.71~0.77	0.77		达标	0.005~0.008	0.008		达标
TP17 混输泵站	第一天	0.71~0.77	0.77	4.0	达标	0.005~0.008	0.008	0.06	达标
	第二天	0.72~0.76	0.76		达标	0.005~0.008	0.008		达标
TP-18 混输泵站	第一天	0.71~0.81	0.81	4.0	达标	0.005~0.008	0.008	0.06	达标
	第二天	0.70~0.77	0.77		达标	0.005~0.008	0.008		达标

(4) 声环境影响回顾评价

根据托甫台区环境影响后评价阶段监测的结果显示, 区域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。区块声环境质量较好, 区块开发对声环境的影响较小。

表 3.1-6 声环境影响监测结果 单位 dB (A)

序号	监测点位		昼间						夜间					
			实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	TP-1 计转站	东	51	60	达标	53	60	达标	37	50	达标	36	50	达标
		南	51		达标	49		达标	37		达标	36		达标
		西	49		达标	50		达标	36		达标	36		达标
		北	49		达标	48		达标	36		达标	36		达标
2	TP-11 计转站	东	48	60	达标	49	60	达标	42	50	达标	40	50	达标
		南	50		达标	50		达标	42		达标	39		达标
		西	49		达标	49		达标	41		达标	42		达标
		北	48		达标	48		达标	43		达标	39		达标
3	TP17 混输泵站	东	53	60	达标	52	60	达标	39	50	达标	36	50	达标
		南	49		达标	48		达标	36		达标	36		达标
		西	49		达标	49		达标	36		达标	36		达标
		北	48		达标	46		达标	36		达标	36		达标
4	TP-18 混输泵站	东	55	60	达标	53	60	达标	39	50	达标	36	50	达标
		南	54		达标	50		达标	36		达标	36		达标
		西	51		达标	52		达标	36		达标	37		达标
		北	50		达标	48		达标	34		达标	37		达标

（5）固体废物环境影响回顾评价

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。托甫台区生活垃圾处置主要依托绿色环保工作站处理。2007 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待干化后覆土掩埋处理；2007—2016 年，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待固化覆土填埋，塔河沿岸 500m 内环境敏感区的钻井废弃物拉运至绿色环保工作站处置。2017 年后，西北油田分公司统一要求采用废弃钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，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》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，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，区域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，井场基本杜绝了污油散落到地表的現象；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，区域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。

（6）环境风险回顾性评价

根据环评预测结果，塔河油田托甫台区环境风险在可接受范围之内。虽然工程本身风险值较低，但从风险预测结果来看，无论天然气大气扩散还是油品泄漏均存在影响因素多，影响范围广、持续时间长等特点，所以在管理上仍不可掉以轻心，应确保落实并加强各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系

统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得项目风险发生概率降低，重特大事故坚决杜绝，一般事故得到有效控制。

同时，后评价阶段对塔河油田托甫台区采取的钻井和井下作业事故风险预防措施、油气集输事故风险预防措施、管道刺漏事故风险预防措施、站场事故风险预防措施、应急物资储备情况、突发环境事件应急预案演练和执行情况均进行了翔实的调查。根据现场调查的情况，近几年塔河油田托甫台区风险事故均得到了妥善处置，环境风险应急措施有效。

塔河油田托甫台区隶属于西北油田分公司采油三厂管辖，塔河油田托甫台区于 2024 年 12 月完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的修编工作，并取得阿克苏地区生态环境局库车市分局备案（备案编号：652923-2024-219-L），备案文件见附件。塔河油田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，截至目前，托甫台区块暂未发生井喷、管线断裂等大型的突发环境风险事故，仅发生过管线的跑冒滴漏这类小型突发环境风险事故，通过定期巡检管线，及时发现，将造成污染的土壤及时收集后送有资质单位接收处置。

（7）清洁生产审核工作回顾

采油三厂已开展 3 轮清洁生产审核工作，采油三厂于 2010 年开展了第一轮清洁生产审核，并于 2015 年 11 月完成了第一轮清洁生产审核验收；于 2016 年开展了第二轮清洁生产审核，并于 2019 年 7 月完成了第二轮清洁生产审核验收。于 2020 年开展了第三轮清洁生产审核工作，对第三轮（2016 年至 2019 年）审核期间的生产情况、能耗状况、减排情况等进行调查，编制完成《第三轮清洁生产审核报告》，目前正在开展第四轮清洁生产审核。

（8）环保督察问题整改情况回顾

2018 年 1 月和 2022 年 6 月，中央环保督察小组向自治区和生产建设兵团反馈两轮环保督察情况，其中第二轮无油田相关环保督察问题，针对第一轮环保督察问题，西北油田分公司涉及的问题包括存在大量历史遗留油泥亟待规范化处置以及塔里木河上游湿地自然保护区存在开采井，根据建设单位反馈情况，目前

已完成泥浆池、固废场、污水蒸发池等场所历史遗留油泥清理工作，塔里木河上游湿地自然保护区内开采井、勘探井已全部退出，已完成了验收、公示、销号。

3.1.2.3 环境管理回顾评价

（1）排污许可手续

根据固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版），现有站场属于对污染物产生量、排放量和对环境的影响程度很小的排污单位，实行排污登记管理。采油三厂（三号联合站）排污登记许可证号为 91650000742248144Q084U，有效期从 2023 年 7 月 2 日至 2028 年 7 月 1 日；采油三厂 10 区（TP-7 计量间）已填写固定污染源排污许可登记表，并取得固定污染源排污许可登记回执（登记编号：91650000742248144Q082Z），有效期从 2024 年 6 月 5 日至 2029 年 6 月 4 日，见附件。

（2）排污许可制度落实情况

①西北油田分公司采油三厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对作业区管辖范围内的加热炉、燃气锅炉等固定污染源办理了排污许可证。落实了按证排污责任，按期持证排污、按证排污。

②采油三厂按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定，及时、足额按月缴纳了环境保护税。

③采油三厂依法定期提交了排污许可证执行报告。

④采油三厂按照排污许可证要求定期开展了信息公开。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法（试行）》《排污许可证申请与核发技术规范总则》《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》《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，西北油田分公司采油三厂应进一步完善项目环保“三同时”管理制度。

（3）排污口规范化管理

采油三厂按照《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对塔河油田内的排污口进行了规范化设置。

（4）自行监测

采油三厂制定了自行监测方案，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

采油三厂固定源废气监测针对处理站等站场的燃气加热炉、导热油炉等。无组织排放监测包括联合站、处理站厂界非甲烷烃无组织排放。废水针对处理站采出水和生活污水排放口进行监测。噪声对处理站、联合站进行监测。其他周边环境质量监测针对生活污水处理装置和固废填埋场环境空气、地下水和土壤进行监测。

（5）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油三厂围绕 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》，采油三厂建立并完善了环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.3 已建工程“三废”排放情况

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）核算废气排放总量。托甫台区约有燃气锅炉和加热炉 161 台，其中托甫台北 140 台，托甫台南 21 台，合计 51MW，2019 年，天然气消耗量约为 500.78 万 m^3/a ，燃料气来自三号联合站轻烃站净化后天然气。估算废气排放总量 SO_2 ：0.20t/a， NO_x ：9.37t/a，颗粒物 1.43t/a。区块环评批复总量 SO_2 ：5.37t/a， NO_x ：33.03t/a，后评价阶段主要污染物排放总量在批复总量范围内。

项目所在的塔河油田托甫台区现有污染物年排放情况见 3.1-7。

表 3.1-7 现有区块污染物排放情况一览表单位: t/a

名称	影响类别	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	备注
塔河油田托甫台区块现有污染物排放量(引用:塔河油田托甫台区块后评价报告数据)	废气	SO ₂	0.20	0.20	
		NO _x	9.37	9.37	
		颗粒物	1.43	1.43	
		非甲烷总烃	118.84	118.84	
	废水	生产废水	95.36×10 ⁴	0	
		生活污水	9.50	0	
	固体废物	含油污泥	1747.48	0	其中采油三厂 1630.30t, 采油一厂 117.18t
		磺化泥浆	—	0	视钻井情况而定
		生活垃圾	44.95	0	

3.1.4 现有工程概况

塔河油田奥陶系油藏属于碳酸盐岩油藏,产量递减快,采收率低。自采油三厂投入注水开发以来,有效减缓了地层能量递减的趋势、提高了采收率,取得了很好的开发效果。随着油田开发的时间增长,为保持或提高油层压力,从而维持油井的产量,注水量年年递增,处理量也随之增长,塔河油田 TP-7 片区处理能力已不满足未来油田生产开发的需求。TP-7 片区油、气主要输送至 TP-7 计量间,再混输至 10-2 站,10-2 站分离后,油相输送至三号联处理,水相输送至三期注水管网,气相经处理后变为干气,干气输送至 TP-1 计转站、TP-7 计量间等站场或单井。

TP-7 片区已在 10-2 站部署就地分水站 1 座,采用一体化预分水工艺,设计分水量 2000m³/d,实际分水 920m³/d,全部用于周边区块注水;10-2 站和 TP-7 计量间均已完成一管双用改造;周边输水管网配套完善。

TP-7 片区提液生产涉及 TP-7 计量间和 10-2 计转站两座站场,本次拟对 TP-7 计量间集输系统进行提升改造,扩建可提高 TP-7 计量间处理能力,降低 TP-7 片区运行压力,避免 10-2 计转站超负荷运行,从而保障托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行,在保障油田安全生产的同时有助于提高塔河油田托甫台区块原油采收率,有利于安全生产、生态环境保护和周边社会的稳定,也具有良好的经济效益和社会效益

(1) TP-7 计量间现状

根据调查,TP-7 计量间于 2015 年投产,服役时间已达 10 年,TP-7 计量间主要建设有 12 井式计量橇 2 座,400kW 加热炉 1 台,将 TP-7 计量间来液加热

后外输至 10-2 计转站再处理；TP-7 计量间主要集输路由为：TP-7 计量间→10-2 计转站，管线规格及型号为 D219×7.0 20#4.0MPaHCC 涂层防护，管线长度为 4.91km。TP-7 计量间共管辖 20 口油井，目前 8 口油井生产（TP1100、TP112X、TP199、TP143X、TP144XCH、TP186CH、TP110X、TP142，其他 12 口单井处于关井或注水状态）；TP-7 计量间设计处理液量 700m³/d，目前液量 1107m³/d、含水 94%、气量 3700m³/d，负荷 158%，进站压力 1.2MPa，周边 6 口生产井回压超 1.5MPa，气液混输至 10-2 站生产。TP-7 计量间 8 口单井生产情况见表 3.1-8。

表 3.1-8 TP-7 计量间 8 口单井生产情况一览表

序号	井号	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	日产气 (m ³ /d)	回压 MPa	含水%
1	TP1100	223.65	6.78	1230	1.68	96.43
2	TP112X	178.24	54.24	14	1.98	47.80
3	TP199	178.24	7.07	976	1.89	95.33
4	TP143X	69.77	15.64	0	1.89	73.63
5	TP144XCH	31.77	2.94	0	1.83	89.11
6	TP186CH	178.59	7.61	1392	1.79	94.99
7	TP110X	138.24	1.47	22	1.38	98.75
8	TP142	108.5	7.57	0	1.49	94.61

(2) TP-7 计量间现有设备

根据调查，TP-7 计量间主要设备见表 3.1-9，

表 3.1-9 TP-7 计量间主要设备见表

序号	站场	名称	单位	数量	型号
1	TP-7 计量间	老计量撬	座	1	撬装式 PN40DN1003 级
2		新计量撬	座	1	XF-2005
3		加热炉	台	1	400kW
4		分离器 1	台	1	YR2010-412-2
5		分离器 2	台	1	YR2012-120
6		分离器 3	台	1	H2-3.0/1200
7		TP110 加药泵	座	1	JYZ-304.0-172R-2S/B-00
8		应急蓄油罐 1	座	1	/
9		应急蓄油罐 2	座	1	2013-065
10		应急蓄油罐 3	座	1	/
11		注水泵撬	座	1	MCD40-50×5
12		TP110 采油树	座	1	70 型
13		打油泵 1	座	1	LCB38
14		打油泵 2	座	1	LCB38
15		打油泵 3	座	1	LCB38
16		打油泵 4	座	1	LCB38
17		底部装车装置	座	1	AL2503

(3) TP-7 计量间现有工程主要技术经济指标

现有工程主要技术经济指标见表 3.1-10。

表 3.1-10 TP-7 计量间现有工程主要技术经济指标

序号	项目		单位	数量
1	设计指标	转输油量	m ³ /d	177.48
2		转输气量	m ³ /d	3700
3		处理液量	m ³ /d	1107
4	能耗指标	新水	/	/
5		天然气	m ³ /a	90000
6		电	kW/d	2258
7	工艺指标	采出液进站压力	MPa	1.25
8		采出液进站温度	°C	30
9		采出液出站压力	MPa	1.18
10		采出液出站温度	°C	45
11	综合指标	总占地面积	hm ²	1
12		年工作时间	d	365
13		劳动定员	/	无人值守/巡井

(4) TP-7 计量间现有工程污染物年排放量

现有工程原辅材料主要为天然气。加热炉燃料气来源于现有计转站处理净化后的天然气，现有 1 座加热炉燃料气年消耗量 9 万 m³，天然气低位发热值为 26.36MJ/m³。其组分见表 3.1-11。

表 3.1-11 天然气组分一览表

组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷及己烷以上	氧气	N ₂	CO ₂
含量，摩尔分数%	62.37	6.30	1.70	0.09	0.14	0.02	0.02	0.01	0.33	27.90	1.13

(5) 现有工程污染源及治理措施

本次评价通过现场踏勘并结合例行监测报告及后评价报告分析现有工程 TP-7 计量间污染物达标排放情况。

①废气

根据例行监测报告及本次现场调查，现有工程各类废气污染物均可达标排放，废气污染源及治理措施情况见表 3.1-12。

表 3.1-12 现有工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	废气量 (mg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间 (h)	年总排放量(t/a)	执行标准 (mg/m ³)	达标情况
1	TP-7 计量间无组织废气	非甲烷总烃	-	密闭输送	-	-	0.0514	8760	0.45	4	达标
		硫化氢					0.0005		0.005	0.06	
2	加热炉烟气	颗粒物	15.8	燃用净化后天然气	526	15.8	0.004	4800	0.019	20	达标
		SO ₂	<3			<3	<0.001		0	50	
		NO _x	124			124	0.03		0.144	200	
		烟气黑度	<1			<1	-		-	<1	

②废水

采出水随采出液一起混输至 10-2 站污水处理设施处理达标后输送至三期注水管网，最终回注地层；生活污水依托采油三厂公寓生活污水处理设施处置，不外排。

③噪声

TP-7 计量间主要产噪设备为加热炉、泵类等产生噪声。选用低噪声设备，对产噪设备进行基础减振、厂房隔声等降噪措施后，根据例行监测报告及现场调查，TP-7 计量间厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。现有工程噪声污染源及治理措施情况见表 3.1-13。

表 3.1-13 现有工程噪声污染源及其治理措施一览表

项目	计转站	监测值 (dBA)		主要处理措施	标准	达标情况
噪声	TP-7 计量间	昼间	47.4~51.5	基础减震	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2	达标
		夜间	41.8~46.1			达标

④固体废物

生活垃圾产生量为 0.05t/a，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置；落地油产生量为 0.2t/a，桶装收集后，直接由有危废处置资质单位接收处置，不在站场内暂存。危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《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)及《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)中相关要求。

(3) TP-7 计量间运行存在的问题

根据调查，TP-7 计量间设计处理液量 700m³/d，目前液量 1107m³/d，已超负荷运行(158%)，不满足未来开发生产需求；TP-7 计量间周边 6 口生产井(TP1100、TP112X、TP199、TP143X、TP144XCH、TP186CH)回压超 1.5MPa，已超出采油三厂 10 区集输系统输送压力 1.0MPa，原管线 DN200 的管线，已不满足目前油气

混输的正常运行，安全运行风险高；同时TP-7片区后期提液生产，2030年TP-7计量间液量将升至1916m³/d，超负荷274%，集输系统压力将升至2.7MPa，无法满足生产需求，且TP-7片区来液进10-2站生产，液量由3340m³/d增长至5278m³/d，将导致10-2站超负荷122%（设计处理规模4320m³/d），存在很大运行风险，影响正常生产，同时存在注水往返输送能耗高、注水时效低等问题。

综上，TP-7计量间投用时间超10年，超负荷运行，存在很大运行风险，影响正常生产，需对TP-7计量间集输系统进行提升改造，扩建可提高TP-7计量间处理能力，降低TP-7片区运行压力，避免10-2计转站超负荷运行，从而保障托甫台区块TP-7片区注水生产平稳运行，在保障油田安全生产的同时有助于提高塔河油田托甫台区原油采收率。本工程建设不仅有利于安全生产、生态环境保护和周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益。

3.1.5 现有工程环保手续

本工程涉及的 TP-7 计量间、TP104 井均位于塔河油田托甫台区已开发区块范围内。项目环评及验收情况见表 3.1-14。

表 3.1-14 项目环评及验收情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件			备注
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间	
1	塔河油田托甫台区块油气开发一期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函(2010) 653 号	2010年10月18日	原自治区环境保护厅	新环评价函(2012) 854 号	2012年8月17日	TP104井
2	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发二期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函(2011) 616 号	2011年7月12日	原自治区环境保护厅	新环函(2015) 912 号	2015年8月12日	TP-7计量间
3	塔河油田托甫台区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函(2015) 400 号	2015年4月24日	自主验收	--	2019年9月3日	
4	塔河油田托甫台区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函(2016) 929 号	2016年7月19日	自主验收	--	2019年1月7日	

序号	项目名称	环评文件			验收文件			备注
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间	
5	中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1131号	2017年7月24日	自主验收	--	2021年4月	

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司于2020年委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制了《塔河油田托甫台区环境影响后评价报告书》，于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。

后评价报告对采油三厂托甫台区总体建设情况、环保手续履行情况、运行状况、环境影响及环境保护措施落实情况进行了详细调查，并针对存在的环境问题提出了改进措施和整改方案，后评价范围包含本工程涉及的托甫台区。

3.1.6 现有工程污染物排放情况

根据现场调查和资料搜集情况，目前现有工程污染源排放见表3.1-15。

表 3.1-15 现有工程污染物排放情况一览表单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H ₂ S		
TP-7 计量间	0.019	0	0.144	0.45	0.005	0	0

3.1.7 现有环境问题及“以新带老”措施

3.1.7.1 现有环境问题

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有 TP-7 计量间临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

TP-7 计量间超负荷运行，不满足未来开发生产需求，存在很大运行风险，影响正常生产，安全运行风险高；存在原油、天然气等泄漏风险，且 TP-7 计量间周边有农田、公益林，原油扩散到农田、公益林、土壤甚至地下水中，降低土地活性，影响农作物和沿线植被生长，将对围环境带来较大的安全及环保隐患。

3.1.7.2“以新带老”措施

进一步加强塔河油田托甫台区块生态恢复工作。平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。选择乡土物种对临时占地进行人工辅助恢复。对 TP-7 计量站进行扩建，提升 TP-7 计量间处理能力，降低 TP-7 片区运行压力。

为避免安全事故的发生，消除 TP-7 计量间超负荷运行带来的安全风险、环境污染风险隐患，满足未来开发生产需求，减少采油三厂对 TP-7 计量间的管理强度，西北油田分公司采油三厂拟对 TP-7 计量间集输系统进行提升改造。本工程施工期避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。

现有环境问题将随着本工程的实施，得以解决。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

(1) 项目名称：采油三厂 TP-7 片区集输站处理能力提升工程

(2) 建设性质：改扩建

(3) 建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

(5) 项目投资：2389.14 万元

(4) 建设地点：本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内，距离库车市东南侧约 78km，距离沙雅县东侧约 62km。塔河油田托甫台 TP-7 片区内公路、通讯设施齐全，交通条件较便利，具备良好的开发地面条件。生产运行管理由西北油田分公司采油三厂负责。本工程地理位置中心坐标为 E ， N (TP-7 计量站)。

3.2.2 建设内容及规模

(1) 建设内容及规模

本工程按照西北油田“前端就地分水为主，站场能力提升为辅”的总体思路，对 TP-7 计量间进行扩建，采用“三相分离器+除油器+外输泵”的处理工艺，实现油、气、水分输处理，提高处理能力，降低 TP-7 片区系统运行压力。本工程主要建设内容为：①在 TP-7 计量间内扩建油气分离设备主要为 2 台三相分离器（1000m³/d）、2 台离心泵（50m³/h）、天然气除油器 1 台（1000m³/d）、火炬 1 座（带自动点火）；②在 TP-7 计量间内扩建就地分水设备主要为玻璃钢净化水罐 1 座（200m³）、除油器 1 台（1000m³/d）、1 台离心泵（50m³/h）、2 台喂水泵（50m³/h）、1 台加药装置、1 座火炬分液罐、1 座污水污油缓冲罐（含 1 套污油泵）和碱液罐等；③新建集气管线 2.0km，集油管线 2.0km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。工程建成后，TP-7 计量间液处理规模为 2000m³/d，气处理设计规模为 10500m³/d，就地分水处理规模为 1000m³/d，满足托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行，保障油田安全生产，提高塔河油田托甫台区块原油采收率。

本工程主要建设内容见表 3.2-1。

表 3.2-1 建设内容一览表

工程类别	工程名称		工程内容	规模	备注
主体工程	站场 扩建工程	油气 分离 部分	三相分离器	2台	1000m³/d
			离心泵	2台	50m³/h
			天然气除油器	1台	1000m³/d
			火炬	1座	带自动点火
		就地 分水 部分	玻璃钢净化水罐	1座	200m³
			除油器	1台	1000m³/d
			离心泵	1台	50m³/h
			喂水泵	2台	50m³/h
			加药装置	1台	/
			火炬分液罐	1座	/
	污水油污缓冲罐	1座	含1套污油泵		
	碱液罐	1座	/		
管线	新建TP-7 计量间至TP104 井集气管线（纤维增强柔性复合管）		2.0km	DN200 4.0MPa	
	新建TP104 井至TP-7 计量间集油管线（纤维增强柔性复合管）		2.0km	DN200 4.0MPa	
公辅工程	给水		施工期：项目施工期无生活用水，施工用水主要为管道试压用水。 运营期：项目运营期无需用水。		
	排水		施工期：本工程不设置施工营地，无生活污水产生。废水主要为施工完成后产生的试压废水，用于下一段管道循环使用，试压结束后用于作业带泼洒抑尘。 运营期：废水主要为采出水，采出水经TP-7计量间进行三相分离及除油处理，处理达标后回注地层。		
	供电		TP-7计量间目前已建变压器容量250kVA，单电源供电，站场已建用电负荷175kW。本次改造新增400kVA箱变一座，电源通过单回路接入，变频柜放置在箱变内为三台70方注水泵供电，高效聚结除油器，三相分离器设备用电负荷电源引自箱式变电站；就近从周边10kV电力线路T接新建1.45km架空电力线路至TP-7计量间周边新建电缆终端杆一基。		
	供暖		项目施工期、运营期无需供热。		
	防腐		本工程新建输气、输油管道采用（纤维增强柔性复合管），无需防腐；基础底部设100mm厚C20聚合物水泥混凝土垫层（每边宽出基础100mm），其余基础与土壤接触部分刷环氧沥青涂层，厚度不小于500um，钢筋混凝土基础内添加钢筋阻锈剂，阻锈剂用量不小于产品说明书中要求的强腐蚀性条件下的最小用量。		
	土建		管道开挖管沟、操作坑，回填要满足原设计要求。		
临时工程	施工道路		本工程不修建施工便道，主要利用项目周边现有道路及施工作业带，不新增道路占地。		
	施工营地		本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工区不设置施工营地		
	施工场地		拟建管线施工范围应严格限制在8m范围内。		
环保工程	生态		严格控制管线临时占地面积，避让植被较多的区域，施工结束后临时占地进行植被恢复；土方作业应避开大风天气，开挖土方应就近集中堆放，堆放期间可采取防尘网遮盖等措施；充分利用区域已建道路，运输车辆按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路；约束施工人员的行为，严禁惊扰、猎杀野生动物。		

	废水	施工期：本工程施工期废水主要为管道试压废水，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘。 运营期：废水主要为采出水，采出水经TP-7计量间进行三相分离及除油处理，处理达标后回注地层。
	废气	施工期：废气包括施工扬尘、机械及车辆尾气等。施工扬尘采取洒水、防尘网遮盖等措施。施工机械及运输车辆尾气采取机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行措施。 运营期：本工程密闭集输工艺，加强操作管理，减少无组织逸散。
	噪声	选用低噪声设备，采取基础减振等措施。
	固废	施工期：本工程施工期固废主要为施工废料，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。 运营期：本工程运营期间产生的固废主要为清管废渣、清罐底泥、落地油、废药剂包装物。清管废渣、清罐底泥、落地油采用桶装密闭收集，集中收集后送至塔河油田绿色环保站处理；废药剂包装物由厂家回收利用。
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对站场、管线进行巡视。
依托工程	塔河油田绿色环保站	本工程清管废渣、清罐底泥、落地油依托“塔河油田绿色环保站”处理。塔河油田绿色环保站。塔河油田绿色环保站包含原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站。塔河油田污油泥处理站主要处理废液油泥、落地油泥、集输系统污油泥、污水处理系统油泥等，采用化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，工艺流程主要包括：预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元；污油泥处理站设计年处理规模 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，目前实际处理量约为 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，余量 $1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。
	库车经济技术开发区工业固体废物填埋场	工业固体废物填埋场位于阿克苏地区静脉产业园（东区）内，库车市垃圾填埋场东南侧。近期处理规模200吨/天，远期处理规模100吨/天，总库容80万方，填埋场区占地面积11.2万平方米。

（2）劳动组织及定员

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有作业区工作人员。

本工程施工人数约 45 人，施工天数约 90 天，施工期不设置生活营地。

3.2.3 油气资源特征

（1）原油性质

托甫台区原油是以轻-中质原油为主的中等粘度、中等含硫、高含蜡的常规原油，平面上分布呈现北高南低的分布特征。塔河油田托甫台奥陶系油藏原油密度介于 $0.8147 \sim 0.9647 \text{g}/\text{cm}^3$ ，平均 $0.8744 \text{g}/\text{cm}^3$ ，属于轻-中质原油。因此，托甫台地区原油粘度中等，属于常规原油，流动性能较好；凝固点介于 $-34 \sim -3.5^\circ\text{C}$ ，平均在 -22.3°C ；平均含硫 0.81%，平均含蜡量为 10.6%；含盐量介于 $7.28 \sim 25437.08 \text{mg}/\text{L}$ ，平均 $1691 \text{mg}/\text{L}$ 。

塔河油田托甫台原油性质在平面上变化比较明显，原油密度整体呈现北高南低的分布特征，中部 TP-7 片区原油密度平均为 $0.8703 \text{g}/\text{cm}^3$ ，属于中等粘度、中

等含硫、高含蜡的中质原油。托甫台区 TP-7 片区原油性质统计见表 3.2-2

表 3.2-2 塔河油田托甫台区 TP-7 片区地面原油性质统计表

片区	取样井数	粘度 (mm ² /s)	地面密度 (g/cm ³)	凝固点 (°C)	含硫量 (%)	含蜡量 (%)	初馏点 (°C)	终馏点 (°C)	总量 (%)
TP-7 片区	29	51.56	0.8962	-21.6	1.10	10.72	85	305.6	33.4

(2) 天然气性质

托甫台区天然气属于原油伴生气，气油比为 61-79m³/t。根据伴生气性质，该区块各油井伴生气以烃类为主，总体是甲烷含量低、重烃(C₂+)含量高，其中甲烷含量在 51.98%~67.99%之间，平均 58.48%，相对密度在 0.8~0.899g/cm³之间，平均 0.855g/cm³，重烃含量平均 34.9%，干燥系数为 2.14，N₂ 含量平均 6.14%，CO₂ 含量平均 5.21%。天然气总体特征是甲烷含量低、重烃 (C²⁺) 含量高。

TP-7 片区气体相对密度为 0.866g/cm³，其中甲烷含量 60.23%，重烃 C²⁺含量 29.12%，干燥系数为 1.92，氮气含量为 5.97%，二氧化碳含量为 4.48%。托甫台区 TP-7 片区天然气性质见表 3.2-3。

表 3.2-3 塔河油田托甫台区 TP-7 片区油藏伴生气性质表

井名	气体相对密度 g/cm ³	甲烷 %	乙烷 %	丙烷 %	异丁烷 %	正丁烷 %	异戊烷 %	正戊烷 %	氮气 %	二氧化碳 %	重烃 C ₂ ⁺ (%)	甲烷系数 C ₁ /C ₂ ⁺	干燥系数 C ₁ /(C ₂ ⁺ +C ₃)
TP7	0.866	60.23	15.00	9.15	1.28	2.50	0.58	0.61	5.97	4.48	29.12	2.07	1.92

(3) 地层采出水物性

从地层水分析结果来看，托甫台区地层水均呈弱酸性，总矿化度在 86626~259375mg/L，平均 154537mg/L；地层水相对密度平均在 1.11g/cm³；pH 值在 5.13~7.02，平均值为 6.0；Cl⁻离子为 68876~159286mg/L，平均 94980mg/L；I⁻在 4~22mg/L，平均 10.75mg/L；Br⁻在 0~320mg/L，平均 56.9mg/L。据苏林 (Sulin, 1946) 分类标准，全部属于 CaCl₂ 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水，平面上呈现：北部 TP8-2~TK1063 井区和南部 TP12CX~TP39 井区地层水总矿化度高、中部 TP7~TP124X 井区以及西部 TP229X~TP306X 井区地层水总矿化度低的趋势分布。

3.3.4 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 本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	采出液处理规模	m ³ /d
2		气处理规模	m ³ /d
3		就地分水处理规模	m ³ /d
4		输油管线	km
5		输气管线	km
6	能源指标	年电耗量	10 ⁴ kW·h/a
7	综合指标	总投资	万元
8		环保投资	万元
9		劳动定员	人
			0（计转站无人值守）

3.2.5 主体工程

主体工程包括站场工程和管道工程等。

3.2.5.1 站场工程

（1）TP-7 计量间基本情况

TP-7 计量间建于 2010 年，位于塔河油田托甫台区块 TP-7 片区，该计量间属露天建设，计量间内主要建设有 12 井式计量橇 2 座，400kW 加热炉 1 台，将 TP-7 计量间来液加热后外输至 10-2 计转站。TP-7 计量间共管辖 20 口油井，目前 8 口油井生产（TP1100、TP112X、TP199、TP143X、TP144XCH、TP186CH、TP110X、TP142，其他 12 口单井处于关井或注水状态）；TP-7 计量间设计处理液量 700m³/d，目前液量 1107m³/d、含水 94%、气量 3700m³/d。

（2）扩建工程

为了解决 TP-7 计量间超负荷运行，安全运行风险高等问题，本次按照西北油田“前端就地分水为主，站场能力提升为辅”的总体思路，对 TP-7 计量间进行扩建，采用“三相分离器+除油器+外输泵”的处理工艺，实现油、气、水分输处理，提高处理能力，降低 TP-7 片区系统运行压力。

本工程拟在 TP-7 计量间原有设备的基础上，对计量间油气分离部分进行扩建，将 TP-7 计量间采出液处理规模提升为 2000m³/d，伴生气处理设计规模提升为 10500m³/d；在 TP-7 计量间原有系统上新建一套就地分水系统，对分离后的采出水进行处理，就地分水处理规模为 1000m³/d。

①TP-7 计量间油气分离部分

本次在 TP-7 计量间新建主要设备：2 台设计规模 1000m³/d 三相分离器，2

台 50m³/h 离心泵 (H=400mm)，天然气除油器 1 台；新建辅助设施：火炬 1 座，带自动点火。

②TP-7 计量间就地分水部分

本次在 TP-7 计量间新建主要设备：1 座 200m³ 玻璃钢净化水罐、1 台设计规模 1000m³/d 除油器，1 台 50m³/hH=400mm 离心泵，2 台 50m³/h 喂水泵；新建辅助生产设施：1 台加药装置、1 座火炬分液罐、1 座污水污油缓冲罐（含 1 套污油泵）和碱液罐。TP-7 计量间扩建工程工作量见表 3.2-2。扩建后 TP-7 计量间平面布置详见图 3.2-2。

表 3.2-2 TP-7 计量间扩建工程工作量统计表

序号	名称	规模	单位	数量	备注
一	油气分离部分				
1	三相分离器	1000m ³ /d	台	2	1 用 1 备
2	离心泵 (H=400mm)	50m ³ /h	台	2	1 用 1 备
3	天然气除油器	1000m ³ /d	台	1	/
4	火炬	DN150 H=15m	座	1	带自动点火
二	就地分水部分				
1	玻璃钢净化水罐	200m ³	座	1	
2	除油器	1000m ³ /d	台	1	
3	离心泵 (H=400mm)	50m ³ /h	台	1	
4	喂水泵	50m ³ /h	台	2	
5	加药装置	Q=15m ³ /d	座	1	
6	火炬分液罐	10000m ³ /d	座	1	
7	污水污油缓冲罐	40m ³	座	1	
8	碱液罐	1m ³	座	1	

(3) 工艺流程

TP-7 计量间根据总体方案进行设计，主要工艺流程为：TP-7 计量间 1#、2# 计量橇经三相分离器处理后油相去外输油泵增压去 10-2 计转站三相分离器或 10-2 站外外输汇管；气相进天然气除油器，除油后自压外输进 10-2 伴生气处理系统或计量橇汇管；水相进高效聚结除油进一步除油后，经净化水罐缓存后，通过外输水泵注入 TP-7 片区注水管网回注油藏。主要工艺流程见图 3.2-3。

辅助流程：根据 TP-7 片区伴生气含硫的特性，TP-7 计量间设备放空和放散，根据环保要求，均不能直接排放，故本次设置放空系统处理后再排放，结合西北油田常规处理放空气含硫流程，本工程选取火炬燃烧的方式处理三相分离器和天然气除油器超压放空和紧急放空气；而净化水罐和零位罐自然放空设置碱液罐，脱硫后再放散。

本次 TP-7 计量间扩建后，原有工艺流程未发生重大变动，仅新增一套就地分水系统，提高了采出液伴生气的处理量。

3.2.4.2 管道工程

本工程新建 TP-7 计量间至 TP104 井集气管线 2.0km，新建 TP104 井至 TP-7 计量间集油管线 2.0km。本工程管线工程主要设备设施一览表见 3.2-3。本工程总体布局见图 3.2-3

表 3.2-3 管线工程工作量一览表

工程内容	起点	终点	规格	单位	数量	管道材质
集气管线	TP-7 计量间	TP104 井	DN200, 4.0MPa	km	2.0	纤维增强柔性复合管
集油管线	TP104 井	TP-7 计量间	DN200, 4.0MPa	km	2.0	纤维增强柔性复合管

3.2.6 公辅工程

(1) 给排水

①施工期

本工程施工期用水主要为施工人员生活用水、管道试压用水。本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生；管道试压废水，用于下一段管道循环使用，试压结束后用于作业带泼洒抑尘。

②运营期

本工程运营期不涉及新水使用，不新增值班人员，处理的采出水全部来自区域生产井的采出液经气、液、水三相分离后的水相，设计处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。采出水经新建采出水处理设施处理达标后通过就地分水系统（ $1000\text{m}^3/\text{d}$ ）输至输水管线回注油层。

(2) 供电

TP-7 计量间目前已建变压器容量 250kVA ，单电源供电，站场已建用电负荷 175kW 。

本次扩建在 TP-7 计量站新增 400kVA 箱式变电站一座，新建箱变高压电源从电缆终端杆引下高压电缆至箱式变电站高压进线柜，电源通过单回路接入；变频柜放置在箱变内为三台 70 方注水泵供电，高效聚结除油器，三相分离器设备用电负荷电源引自箱式变电站；就近从周边 10kV 电力线路 T 接新建 1.45km 架空电力线路至 TP-7 计量间周边新建电缆终端杆一基。

(3) 供暖

本工程施工期无需供热，运营期低含水原油输至站内已建加热炉进口端进入原流程加热后外输 10-2 计转站进行处理。

(4) 防腐工程

①管线防腐

本工程埋地输气、输油线材质为纤维增强柔性复合管。纤维增强柔性复合管为非金属钢管，可不进行防腐处理，柔性复合管的金属接头处应做防腐处理，防腐层涂料选用无溶剂液体环氧涂料，干膜厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ 。

②基础防腐

基础底部设 100mm 厚 C20 聚合物水泥混凝土垫层（每边宽出基础 100mm ），

其余基础与土壤接触部分刷环氧沥青涂层，厚度不小于 500um，钢筋混凝土基础内添加钢筋阻锈剂，阻锈剂用量不小于产品说明书中要求的强腐蚀性条件下的最小用量

③地基处理

建（构）筑物的基础应坐落在密实的天然地基上，且埋深不小于最大冻土深度 0.86m。基础超开挖部分采用戈壁土分层回填并压实，分层厚度不超过 300mm，压实系数不小于 0.97。

（5）仪表自动化

①自控系统方案

本工程在 TP-7 计转站新建 PLC 控制系统 1 套，实现现场工艺流程测控参数的采集、控制、联锁、报警及数据传输等功能。新建可燃/有毒气体检测报警系统 1 套，实时监测装置区环境参数并报警。

本工程在三厂管理二区监控中心新增操作员站 1 套作为 TP-7 远程监控操作站，远程监控 TP-7 油气分输、就地分水流程运行参数，控制现场工艺流程正常运行。

②仪表选型

本工程仪表及控制设备的选型以系统安全、性能稳定、可靠性高、性能价格比高、满足工艺条件要求、准确度要求、满足现场环境及符合环保要求等为原则。处于防爆场所的仪表按隔爆型设计，仪表防爆等级不低于 ExdbIIBT4Gb，室外安装的仪表防护等级不低于 IP65，室内安装的仪表防护等级不低于 IP54。

（6）结构

本工程建（构）筑物的结构设计做到结构安全、经济合理，满足结构强度、刚度、稳定性和抗震设防的要求。对结构材料可因地制宜，合理选择。

①200m³ 净化水罐基础：净化水罐基础采用钢筋混凝土筏板基础。

②三相分离器基础、除油器基础等设备基础：三相分离器基础、除油器基础等设备基础根据荷载大小及受力情况采用素混凝土或钢筋混凝土现浇。

③设备间、钢栅栏围墙等建构筑物基础：建构筑物基础采用独立基础。

④泵橇基础：泵橇基础根据荷载大小及受力情况采用板式基础或者级配良好的戈壁基础。

⑤材料：混凝土采用钢筋混凝土（C40）、素混凝土（C30）；钢筋采用 HPB300 或 HRB400 级。

（7）通信工程

本工程工业以太网传输系统采用链式结构，用于传输井场的仪控数据和视频信息。

TP-7 计量间 RTU 数据和视频信息使用新建 2 台 4 光 8 电工业以太网交换机传输，新建标准机柜 1 台，交换机安装在机柜内。信号通过新建计量间至老计量间仪控间，敷设长度约 0.6km，老仪控间更新 2 台 4 光 8 电交换机，汇聚已建仪控、视频数据。老仪控间新建中兴 S200 光传输设备，通过光传输设备传输自控、监控、办公三网分离，通过已建通信链路将数据进一步传输至采油三厂已建油气井监控系统和视频监控系统进行统一管理，实现 TP-7 计量间井场仪控数据和监控的远程集中控制

（8）消防

本次在 TP-7 计量间配置一定数量的移动式灭火器，包括手提式磷酸铵盐干粉灭火器（MF/ABC8）10 具和灭火器箱（XMDDD42）10 具。

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 塔河油田三号联合站

（1）基本情况

塔河油田三号联合站于 2006 年 4 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函〔2006〕135 号），2007 年 1 月 29 日取得原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2007〕19 号）；扩建工程于 2007 年 4 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2007〕137 号），2010 年 12 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收意见（新环评价函〔2010〕939 号）。

塔河油田三号联合站主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、TP 片区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳，油气分离，脱硫，沉降脱水，污水处理以及回灌等多功能于一体，设计污水处理规模为 6500m³/d，实际污水处理规模为 6058m³/d。现三号联合站为全稀油生产模式，主要对外输送中质油，为塔河油田主力片区超稠油的开采提供有力保障。

(2) 塔河油田三号联合站工艺流程

原油处理工艺流程：稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至 75℃后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油一部分输送至 TK835 装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站后外输。截至目前，原油实际处理规模为 $125 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水 $6058 \text{m}^3/\text{d}$ 。

天然气处理工艺流程：进站原油经过两相、三相分离器分出的伴生气，经伴生气分离器分离，伴生气分离器稳定压力为 0.3MPa，与三号联负压区伴生气汇合后通过伴生气汇管去轻烃站处理。

塔河油田三号联合站污水处理系统：采出水处理系统处理规模为 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“一次除油+压力除油+核桃壳过滤”工艺。油站来水先进污水接收罐，经泵提升后进入高效聚结斜管除油器除油、除悬浮物，再经核桃壳过滤进一步除油和悬浮物，并在流程中通过投加配套化学药剂，增强污水处理效果，使处理后污水达到含油污水水质标准。合格污水首先排入回注罐，回注时通过回注干线输至回注井口进行回注。塔河油田三号联合站工艺流程见图 3.2-4。

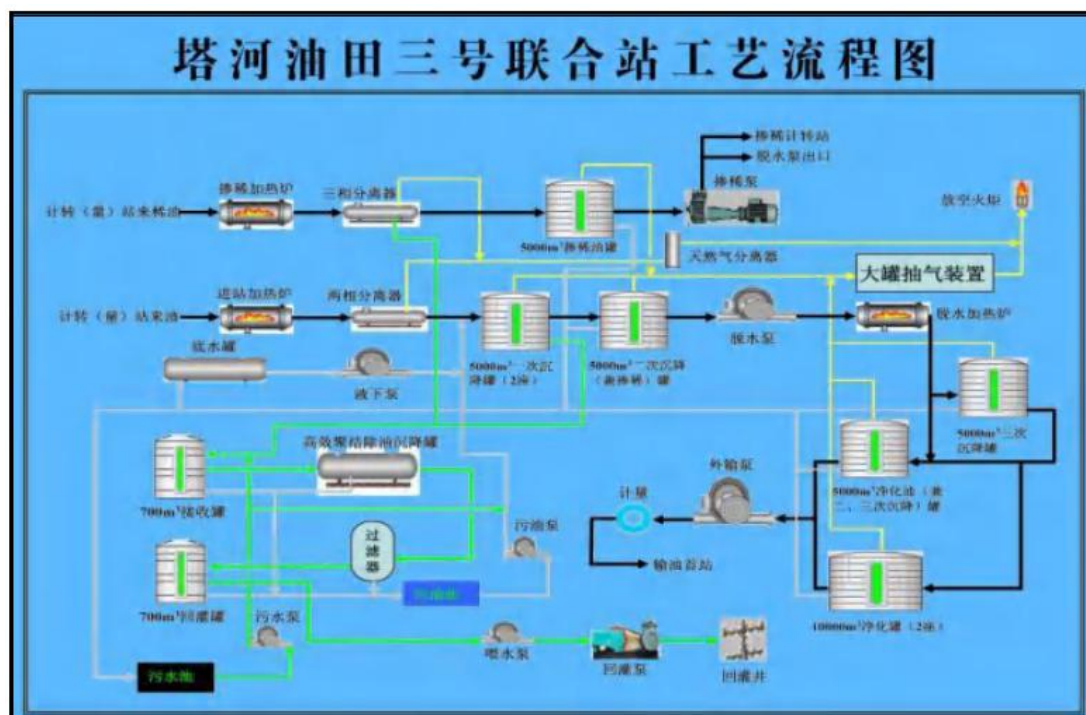


图 3.2-4 塔河油田三号联合站工艺流程图

(3) 依托可行性

本工程只将 TP-7 片区来液经 TP-7 计量间三相分离后,原油外输三号联合站,天然气去三号联轻烃站,经处理后的净化水就近注入注水管网,最终回注地层,本工程实施后不新增原油及天然气产量,不增加三号联合站原油及天然气处理系统运行负荷,本工程原油和天然气依托现有三号联合站处理可行。

3.2.7.2 库车经济技术开发区工业固体废物填埋场

(1) 基本情况

库车经济技术开发区工业固体废物填埋场于 2019 年 11 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于库车经济技术开发区工业固体废物填埋场项目环境影响报告书的批复》(新环审〔2019〕263 号),2020 年 5 月 20 日主体建成,于 2020 年 6 月完成环保验收工作。

库车经济技术开发区工业固体废物填埋场位于阿克苏地区静脉产业园(东区)内,库车市垃圾填埋场东南侧。近期处理规模 200 吨/天,远期处理规模 100 吨/天,总库容 80 万方,填埋场区占地面积 11.2 万平方米。

(2) 依托可行性

本工程施工期总的施工废料产生量约为 0.8 吨。库车经济技术开发区工业固体废物填埋场近期处理规模 200 吨/天,远期处理规模 100 吨/天,总库容 80 万方;目前工业垃圾填埋池未填满,余量约为 60 万立方米,余量较大,故可满足项目处理要求,依托可行。

3.2.7.3 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站简称“塔河油田绿色环保站”(原为塔河油田一号固废液处理站)。本工程清管废渣、含油污泥,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)。

(1) 基本情况

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。绿色环保站位于本工程的东北侧约 41km。

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量后，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。

（2）含油污泥处理系统

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 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，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，原阿克苏环保局、自治区环境保护厅分别以阿地环函字〔2012〕297 号、新环函〔2015〕811 号文件批复扩建工程，2016 年扩建后，以新环函〔2016〕2005 号批复通过验收。

目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套（5 项分离装置），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 。

（3）依托可行性

本工程运营期产生的清管废渣量为 $0.029\text{t}/\text{a}$ ，清罐底泥量为 $0.4\text{t}/\text{a}$ ，落地油量为 $0.8\text{t}/\text{a}$ ，绿色环保站含油污泥处理系统设计处理能力为 6 万 m^3 ，实际年处理含油污泥量 3.9 万 m^3/a ，富余 2.1 万 m^3/a ，本工程依托可行。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期

（1）站场工程

本工程地面工程主要为 TP-7 计量间油气分离处理、就地分水处理设备安装，由运输车辆将设备拉运至站场，进行安装调试。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；废水污染源为生活污水、管道试压废水，场站施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托采油三厂公寓生活污水处理设施处置，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，生活垃圾现场集中收集，定期拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

（2）管线工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工方案见图 3.3-1。



图 3.3-1 管道工程施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 6m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气、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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.5m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:0.5；管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式。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。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，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。拟建工程集输管线埋地敷设，

最小管顶埋深 1.2m，两条管线之间的净距不小于 0.5m。

本工程管线穿越沥青道路时，采用顶管穿越施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用装载机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连接、检测合格后立即按照设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见下图。

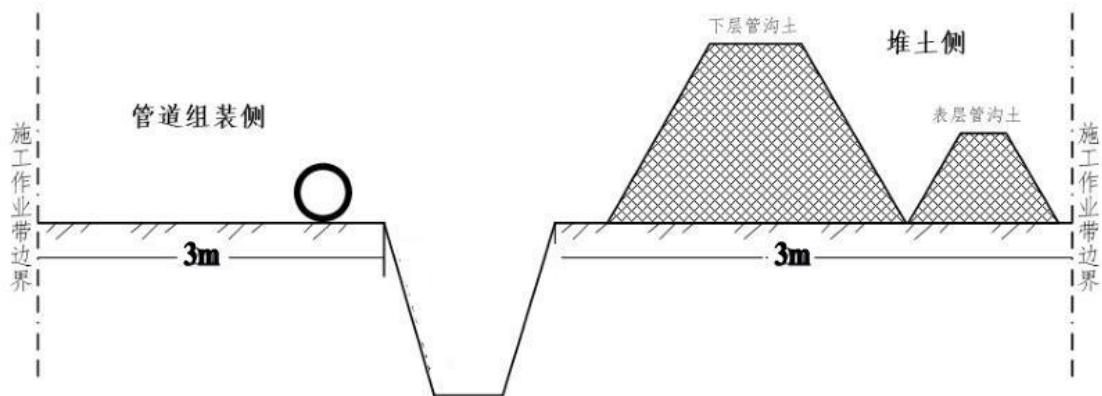


图 3.3-2 一般地段管道施工方式断面示意图



图 3.3-3 穿越道路施工作业示意图

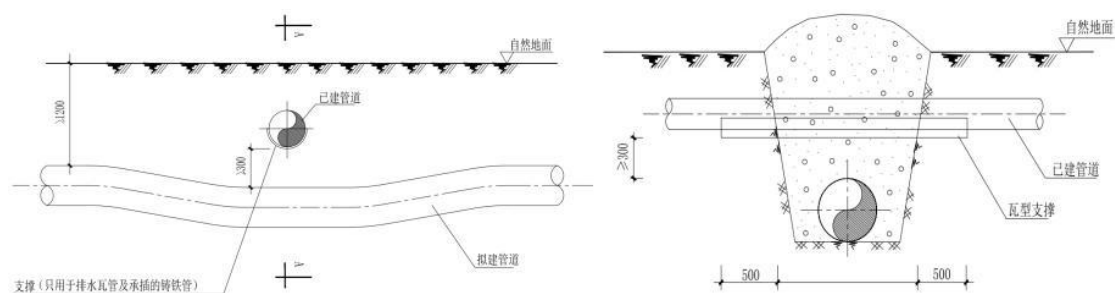


图 3.3-4 管线与已建管线穿越示意图

③管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，试压完成后用于洒水抑尘。

④计量站配套设备安装及连头

将配套设备拉运至计转站，并完成安装工作。管线施工完成后在计转站将管线与阀组阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

②收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，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，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志。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。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为生活污水和试压废水，场站施工时间较短，施工人员在采油三厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生；试压废水由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

3.3.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气分离处理、就地分水处理及外输。

根据现状水质情况及现有系统的运行实际，本次采用“三相分离器+除油器+沉降”工艺。

TP-7 计量间 1#、2#计量橇经三相分离器处理后油相去外输油泵增压去 10-2 计转站三相分离器或 10-2 站外外输汇管；气相进天然气除油器，除油后自压外输进 10-2 伴生气处理系统或计量橇汇管；水相进高效聚结除油进一步除油后，经净化水罐缓存后，通过外输水泵注入 TP-7 片区注水管网回注油藏，同时从站外注水管网来水引一路进净化水罐确保水处理系统具备蓄水、注水的功能；本工程选取火炬燃烧的方式处理三相分离器和天然气除油器超压放空和紧急放空气，而净化水罐和零位罐自然放空设置碱液罐，脱硫后再放散。

高效聚结除油器内分离出的油和净化水罐的排污水一并进入污水回收罐，污水回收罐内的油水混合物重新输至新建三相分离器。高效聚结除油器利用粗粒化技术（利用油、水两相对聚结材料亲合力相差悬殊的特性，当含油废水通过填充着聚结材料的床层时，油粒被材料捕获而滞留于材料表面和孔隙内）实现油水快速分离。该设备采用双向流动设计，通过计算流体力学优化，实现内部流场、设计分离区域、内部构件合理布局，大幅度提高油水分离效果，强化设备抗淤堵能力和稳定性，实现细小油滴在内件内高效聚结、快速上升、集聚、分离，大幅度提高了油水分离效率。

本工程油气分离处理、就地分水处理和外输过程中废气污染源主要为场站无组织废气(G_1)，进站来液采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发；废水污染源主要为三相分离器分离出的采出水(W_1)，分离出的采出水经本工程新建采出水处理设施处理达标后通过外输水泵注入 TP-7 片区注水管网回注油藏；噪声污染源主要为新增的泵类噪声，通过基础减震和厂房隔声降噪；固废污染源主要为阀门、法兰等设施油品渗漏产生的落地油(S_1)及清罐底泥(S_2)，定期收集后委托有资质单位进行接收处置；废药剂包(S_3)装物由厂家回收利用。

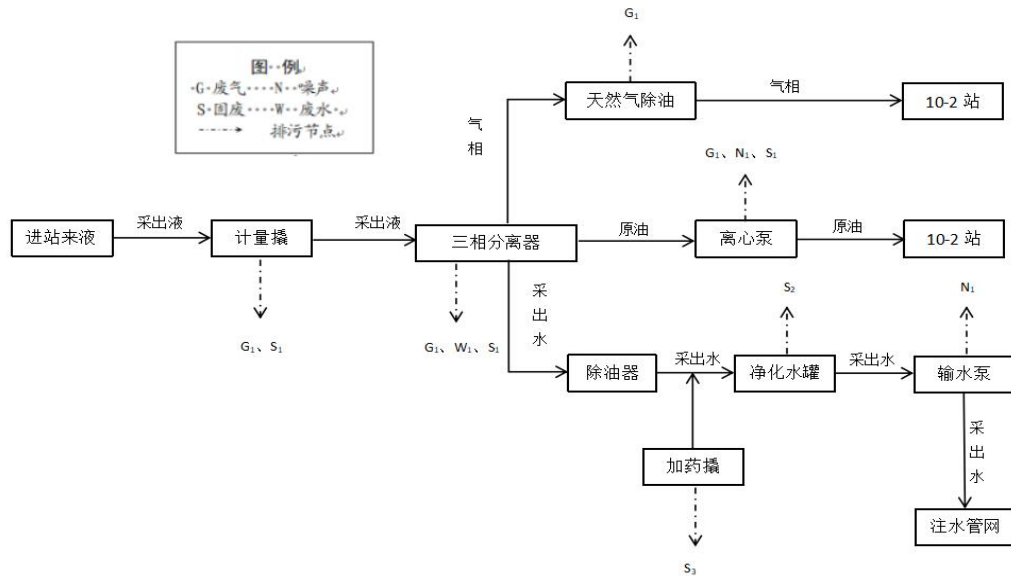


图 3.3-4 本工程工艺流程图

3.3.2 环境影响因素分析

本工程可分为施工期、生产运营期阶段。

施工建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

环境影响因素主要来源于站场建设、管线敷设，以及油、气、采出水处理和外输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。项目建设污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本工程污染物产生情况

时段	环境要素	污染因子	产污环节
施 工 期	施工废水	COD、SS 等	主要来源于新管道试压。
	废气	SO ₂ 、CO、NO _x 、C _m H _n 等	施工机械燃油废气、运输车辆尾气等。
	扬尘	TSP	设备运输和装卸扬尘、施工扬尘、车辆运输等扬尘。
	噪声	等效连续 A 声级 (Leq)	机械施工噪声、车辆运行噪声。
	固废	/	施工废料以及管线施工开挖产生的土石方。
	生态	/	施工扰动土壤，造成植被破坏等。
运 营 期	废气	非甲烷总烃、H ₂ S	运营期场站无组织废气。
	噪声	等效连续 A 声级 (Leq)	站场新增的泵类噪声。
	废水	SS、石油类	运营期废水主要包括采出水
	固废	石油类、SS 和氧化铁等	主要有管线清管作业产生清管废渣和阀门、法兰等设施油品渗漏产生的落地油，及清罐底泥。

3.3.3 施工期环境影响因素分析

施工期环境影响特点为污染与生态影响并存，主要污染影响因素包括施工扬尘、汽车尾气排放、施工噪声、新管道试压废水和施工废料等，主要生态影响因素为工程占地、植被破坏等。

3.3.3.1 生态影响因素

本工程生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管线开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为站场占地，临时占地主要为管线占地。充分依托现有道路，管线工程分段施工，施工材料即用即拉，不设施工便道、材料堆场及施工营地等临时工程。

根据估算，本工程总占地面积为 1.97hm^2 ，其中永久占地为 0.97hm^2 ，临时占地为 1hm^2 。本工程占地类型主要为采矿用地、灌木林地、其他草地。本工程永久占采矿用地 0.97hm^2 、灌木林地 0.2475hm^2 ，占其他草地 0.7525hm^2 。

表 3.3-2 占地面积统计表

工程内容	占地面积 (hm^2)			说明
	永久	临时	总占地	
TP-7 计量间	0.97	0	0.97	TP-7 计量间占地 0.97hm^2 。
管道	0	1	1	本次新建集气管线 2.0km ，集油管线 2.0km ，采用同沟铺设，作业宽度按 5m ，总占地面积为 1hm^2 。其中占灌木林地 0.2475hm^2 ，占其他草地 0.7525hm^2 。
合计	0.97	1	1.97	/

3.3.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本工程施工期大气污染源主要：施工开挖及车辆运输产生的粉尘与扬尘，机械设备和车辆废气。

① 施工扬尘

该项目施工过程中的大气污染物主要来自于施工场地的扬尘。根据相关类比监测数据，施工场地扬尘浓度平均值为 $1.5\sim 3.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，在距离施工场地 50m 处，施工场地产生的扬尘 $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，低于《大气污染物综合排放标准》

(GB16297-1996) 中规定的颗粒物无组织排放监控浓度限值, 项目施工过程中要定期洒水降尘, 减少对外环境空气的影响。

②车辆行驶扬尘

根据有关文献, 车辆行驶的动力扬尘占总扬尘的 60%, 车辆行驶产生的扬尘, 在道路完全干燥的情况下, 可按下列经验公式计算:

$$Q=0.123 (V/5)(W/6.8)^{0.85} (P/0.5)^{0.75}$$

式中: Q——汽车行驶时的扬尘, kg/km.辆;

V——汽车速度, km/h;

W——汽车载重量, t;

P——道路表面粉尘量, kg/m²。

下表为一辆载重量约 5.0t, 通过 1 段长度为 500m 路面时, 不同表面清洁程度不同行驶速度情况下产生的扬尘量, 由此可见, 在同样路面清洁程度条件下, 车速越快, 扬尘量越大, 而在同样车速情况下, 路面越脏, 扬尘量越大。因此, 限速行驶和保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效办法。

表 3.3-3 不同车速和地面清洁程度时汽车扬尘产生量单位: kg/km.辆

路况 车速 (km/h)	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15	0.0850	0.1429	0.1937	0.2403	0.2841	0.4778
20	0.1133	0.1950	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

③施工机械及运输车辆尾气

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

(2) 废水污染源

施工期产生的废水主要为新管道试压废水。

①新管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。根据类比调查，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 4km，试压废水约为 10m^3 。

试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

②生活污水

根据调查，本工程施工人员在采油三厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

(3) 固体废物污染源

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料及其包装纸、包装盒；防腐保温施工产生的废保温防腐材料及其包装物；切割钢制套管产生的废钢铁等固废。

根据类比调查，施工废料的产生量约 $0.2\text{t}/\text{km}$ ，本工程新建集气管线 2.0km，集油管线 2.0km，产生的施工废料约为 0.8t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

②生活垃圾

本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

③土石方

本工程扩建 TP-7 计量间，以及新建集气管线 2.0km，集油管线 2.0km。项目区 TP-7 计量间永久占地为 0.97hm^2 ，场平高度约为 1m，开挖量为 0.97万 m^3 ，全部用于回填，场地平整。

新建集气管线 2.0km，集油管线 2.0km，采用同沟铺设，开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，挖方量约 6000m^3 。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

本工程站场设置临时堆土场区，覆盖防尘网或者防尘布，配合定期洒水等措施，防止风蚀起尘；临时堆土场区四周布设不低于堆放物高度的围挡物挡土，避免造成水土流失。

根据油田提供资料类比，预计本工程挖方量约为 15700m³，回填土方 15700m³，无借方、弃方。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本工程土石方平衡见下表 3.3-4。

表 3.3-4 土方挖填方平衡表单位：m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	15700	15700	0	0	0	—

(4) 噪声污染源

本工程噪声主要来自施工机械及运输车辆等。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-5。

表 3.3-5 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强 (dBA)	噪声源名称	源强 (dBA)
推土机	88	吊装机	85
挖掘机	90	运输车辆	90
电焊机	85	切割机	93
移动式发电机	95	-	-

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.3-6。

表 3.3-6 施工期污染物排放汇总

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期废气	施工扬尘	少量	少量	环境空气
		车辆尾气	少量	少量	
废水	管道试压水	SS	10m ³	0	试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘。
	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	/	/	本工程施工人员在采油三厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生
固体废物	施工废料	施工废料	0.8t	0	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。
	生活垃圾	/	/	/	本工程施工人员在采油三厂有住宿地，本工程施工区不设置施工营地。施工现场生活垃圾随车带走，现场不遗留。
噪声	施工机械	/	85~95dB(A)		声环境

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类和硫化氢挥发。

(1) 无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，采用密闭集输工艺，本工程对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类、硫化氢挥发，产生点主要集中在站场、管线设备接口、阀门处。

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

本工程扩建的 TP-7 计量间采用密闭集输、处理工艺，运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算，站场的源强核算过程如下：

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算：

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

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

表 3.3-7 设备与管线组件 eTOC, i 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs，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，站场涉及的阀门、法兰数量如表 3.3-8 所示。

无组织废气源强一览表见表 3.3-8。

表 3.3-8 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	计量间	阀	35	0.064	8760	0.007	0.059
2		法兰	70	0.085	8760	0.018	0.156
3		泵	5	0.074	8760	0.001	0.010
合计				0.223	-	0.026	0.225

经过核算，本工程 TP-7 计量间无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.223kg/h，按年有效工作时间 7920h 计算，单座计转站非甲烷总烃年排放量为 0.225t/a；

(2) 无组织排放 H_2S

无组织排放 H_2S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析结果计算可知，天然气中 H_2S 平均含量为 230.76mg/m³，需要计算站场无组织排放的天然气体积；

根据区块天然气样分析可知甲烷含量为 60.23%，故非甲烷总烃在天然气中的比例为 39.77%，由上文计算可知非甲烷总烃排放量为 0.225t/a，那么无组织的天然气排放量为 $0.225t/a \div 39.77\% = 0.57 (t/a)$ 。

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气密度为 0.866kg/m³，故无组织排放的天然气体积为 $0.57t/a \times 1000 \div 0.866kg/m^3 = 653.17 (m^3)$ 。

本区块油藏天然气中硫化氢密度为 230.76mg/m³，计算可得本工程无组织硫

化氢的排放量为： $653.17 \times 230.76 \div 10^9 = 0.00015$ （t/a）。

本工程运营期油气采用密闭处理、集输，并设置腐蚀检测装置，防止 H₂S 的泄漏。

3.3.4.2 废水污染源

本工程运营期废水主要包括采出水，根据设计资料，本工程实施后就地分水和处理规模达到 1000m³/d，工程核算的采出水量情况见表 3.2-9

表 3.3-9 本工程站场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m ³ /d)	排放量 (m ³ /d)	主要污染物	源强 (mg/L)	产生特点	治理措施	污染物处理后浓度 (mg/L)	排放去向
废水	W ₁	采出水	1000	0	悬浮固体含量 含油量	88.33 98.99	连续	经本工程新建采出水处理设施处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)标准后回注地层	25 50	回注地层，不外排

拟建工程产生的废水主要为采出水，经新建采出水处理设施处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

3.3.4.3 固废污染源

(1) 生活垃圾

本工程运营期间不新增劳动定员，故不新增生活垃圾。

(2) 废药剂包装物

项目新增 1 套加药装置，药剂主要为破乳剂，缓蚀剂，药剂使用过程中会产生少量的废药剂包装物，产生量约为 0.1t/a，属于一般工业固体废物，由厂家回收利用。

(3) 清管废渣

运营期间产生的固废主要为清管废渣，每年清管 1~2 次。根据类别调查，一般一次清管废渣产生量为 1.15kg/km，本工程新建管线总长为 4km，每次废渣产生量约 4.6kg，按每年清管 2 次计，本工程产生的清管废渣量为 0.092t/a。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08，清管废渣桶装密闭收集，严格按照《危险废物转移管理办法》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，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。

(4) 清罐底泥

本工程营运期固体废物主要为净化水罐和污水污油缓冲罐定期清理罐底产生的清罐底泥。类比塔河油田同类型站场清罐底泥产生量，本工程运行后清罐底泥产生量约 0.4t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08。清罐底泥采取桶装形式收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。

(5) 落地油

落地油主要产生于计量间油气分离过程中阀门、法兰等设施油品渗漏产生的落地油。类比塔河油田同类型站场落地原油产生量约 0.2t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），落地油桶装收集后直接送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。

本工程运营期危险废物处理处置情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 本工程运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
清管废渣	HW08	071-001-08	0.029	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装收集后,送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.4	净化水罐和污水回收罐	半固态、固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	
落地油	HW08	071-001-08	0.2	油气分离	固态	废矿物油	油类物质	间歇	T, I	

3.3.4.4 噪声源

本工程实施后各噪声污染源治理措施情况见表 3.3-11。

表 3.3-11 噪声源设备

序号	站场	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	TP-7 计量间	油气分离部分 离心泵	2 (1 用 1 备)	90	基础减振	10
2		就地分 离心泵	1	90	基础减振	10
3		水部分 喂水泵	2	90	基础减振	10

3.3.4.5 非正常排放

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

本工程非正常排放为 TP-7 计量间新建三相分离器和天然气除油器等设备压力过高时，设备内气体紧急释放至火炬点燃。本次评价将站场设备压力异常情况作为非正常排放考虑。

放空废气污染物排放量《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) 中公式 (21) 进行计算, 公式如下:

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & (\text{二氧化硫}) \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & (\text{氮氧化物、挥发性有机物}) \end{cases}$$

式中: S_i ——火炬气中的硫含量, kg/m^3 , 本工程取 0.00023076kg/m^3 (本工程所在区域天然气中 H_2S 含量平均为 230.76mg/m^3);

Q_i ——火炬气流量, m^3/h ;

t_i ——火炬系统 i 的年运行时间, h/a ;

α ——排放系数, kg/m^3 , 总烃取 0.002, NO_x 取 0.054;

n ——火炬个数。

计算结果详见表 3.3-12。

表 3.3-12 非正常排放情况一览表

项目	持续时间(h)	火炬气流量	燃烧后产生的污染物排放速率(kg/h)		年总排放量 (kg/a)
火炬	1	40000 m^3/d (1666.7 m^3/h)	非甲烷总烃	3.33	3.33
			二氧化硫	0.77	0.77
			氮氧化物	90	90

3.3.4.6 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-13。

表 3.3-13 运营期污染物排放表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	油气、处理集输	无组织排放	NMHC	0.225t/a	0.225t/a	大气
			H ₂ S	0.00015t/a	0.00015t/a	
废水	采出水		SS、石油类等	1000m ³ /d	0	本工程产生的废水主要为采出水，经新建采出水处理设施处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。
固体废物	管线	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.092t/a	0	密闭桶装收集后，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。
	站场	清罐底泥	石油类	0.4t/a	0	
		落地油	石油类	0.2t/a	0	
		废药剂包装物	-	0.1t/a	0	由厂家回收利用。
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

3.3.5 污染物排放“三本账”

本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量 (t/a)	本工程排放量 (t/a)	总体工程		
					排放量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	排放增减量
		非甲烷总烃	0.45	0.225	0.675	0	+0.225
		H ₂ S	0.005	0.00015	0.00515	0	+0.00015
		颗粒物	0.019	0	0	0	0
		二氧化硫	0	0	0	0	0
		氮氧化物	0.144	0	0	0	0
2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	-	0
		清管废渣	0	0	0	-	0

3.4 清洁生产水平分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①本工程实施后，进站来液经计量阀组后进入新建三相分离器进行油、气、水分离，低含水原油经外输油泵增压去 10-2 计转站；气相进天然气除油器，除油后自压外输进 10-2 计转站；水相进高效聚结除油进一步除油后，经净化水罐缓存后，通过外输水泵注入 TP-7 片区注水管网回注地层。全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对采出水处理和外输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

④优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化外输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。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；

④场站采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

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

本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②对管线及场站设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

根据综合分析和类比已开发区块，工程严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”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、VOC_s，

废水污染物：COD、NH₃-N。

(1) 废气污染物

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺,主要废气污染物为集输过程中无组织烃类气体的挥发。

(2) 废水污染物:

本工程实施后,进站来液经计量阀组后进入新建三相分离器进行油、气、水分离,低含水原油经外输油泵增压去 10-2 计转站;气相进天然气除油器,除油后自压外输进 10-2 计转站;水相进高效聚结除油进一步除油后,经净化水罐缓存后,通过外输水泵注入 TP-7 片区注水管网回注地层,无废水外排,因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知,本工程总量控制因子: VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

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

(2) 运营期

根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉的通知(财税〔2015〕71号)》, VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃(烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃)、含氧有机化合物(醛、酮、醇、醚等)、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言,其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃, VOCs (以非甲烷总烃计)的总量考核指标 0.225t/a,均为无组织挥发。

油气处理、集输过程中站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求 4.0mg/m³。

本次评价提出的为建议值,供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录(2024 年本)》符合性分析

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。本工程为油气田内部站场改扩建工程，属于石油天然气开采辅助工程，工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

（2）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工过程中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），有效防治扬尘污染。施工结束后对临时占地进行恢复治理。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

表 3.6-1 与“环办环评函〔2019〕910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程为油气田内部站场改扩建工程，应依法进行环境影响评价。因此建设单位委托开展建设项目环评。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境	本工程评价了项目施工期、运营期带来的环境影响和环境风	符合

	风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本工程运营期废水主要为采出水，经新建采出水处理设施处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	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》（2017年10月1日）要求评价。	本工程为油气田内部站场改扩建工程，不涉及油气开采产生的固体废物；本工程运营期过程产生的危险废物为清管废渣、清罐底泥、落地油，危险废物类别为 HW08，废物代码为 071-001-08，交由有资质单位进行无害化处理	符合
5	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注站场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。站场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本工程为油气田内部站场改扩建工程，不涉及高含硫天然气开采；本工程运营期油气集输和处理采用密闭集输工艺，减少烃类物质的挥发量。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
7	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线。	符合
8	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，已按照《环境影响评价公众参与办法》开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

（4）本工程与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理

的通知》》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本工程与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析见表 3.6-2。

表 3.6-2 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	西北油田分公司已编制完成西北油田分公司十四五发展规划，《中国石化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》于 2022 年 7 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕147 号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程为站场改扩建项目，单独开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

（5）本工程与《基本农田保护条例》符合性分析

本工程与《基本农田保护条例》符合性分析见表 3.6-3。

表 3.6-3 与《基本农田保护条例》符合性分析

序号	《基本农田保护条例》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
1	第十五条 基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。	TP-7 计量间及新建管道选址、选线均已避让周边基本农田，故本工程不占用基本农田。项目开工前，建设单位需向库车市、沙雅县自然资源局办理临时占地手续。	符合
2	第十七条 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。	本工程不涉及破坏基本农田的活动。	符合

序号	《基本农田保护条例》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
3	第二十六条 因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告，接受调查处理。	本次环评要求造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，建设单位必须立即采取措施处理，并向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告，接受调查处理。	符合
4	第三十条违反本条例规定，有下列行为之一的，依照《中华人民共和国土地管理法》和《中华人民共和国土地管理法实施条例》的有关规定，从重给予处罚： (一) 未经批准或者采取欺骗手段骗取批准，非法占用基本农田的； (二) 超过批准数量，非法占用基本农田的； (三) 非法批准占用基本农田的； (四) 买卖或者以其他形式非法转让基本农田的。	本工程无违反本条例规定。	符合

(6) 本工程与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)符合性分析

本工程与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)符合性分析见表 3.6-4。

表 3.6-4 与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)符合性分析

序号	《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》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
1	(五) 依法处置违法违规建设占用问题。对各类未经批准或不符合规定要求的建设项目、临时用地、农村基础设施、设施农用地，以及人工湿地、景观绿化工程等占用永久基本农田的，县级以上自然资源主管部门应依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。经县级自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织核实，市级自然资源主管部门会同农业农村主管部门论证审核确实不能恢复的，按有关要求整改补划永久基本农田和修改相应的土地利用总体规划。对违法违规占用永久基本农田建窑、建房、建坟、挖沙、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者从事其他活动破坏永久基本农田，毁坏种植条件的，按《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》等法律法规进行查处，构成犯罪的，依法移送司法机关追究刑事责任。	TP-7 计量间及新建管道选址、选线均已避让周边基本农田，故本工程不占用基本农田。本工程施工期严格控制施工作业范围，加强管理，不会对周边基本农田造成不利的影响。	符合

序号	《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》中相关规定	本工程采取的相关措施	符合性
2	(七) 严格占用和补划审查论证。一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目，确实难以避让永久基本农田的，可以纳入重大建设项目范围，由省级自然资源主管部门办理用地预审，并按照规定办理农用地转用和土地征收。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。	TP-7 计量间及新建管道不占用基本农田，施工期严格控制施工作业范围，加强管理，不会对周边基本农田造成不利的影响。	符合
3	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。县级自然资源主管部门要切实履行职责，对在临时用地上修建永久性建（构）筑物或其他造成无法恢复原种植条件的行为依法进行处理；市级自然资源主管部门负责临时用地使用情况的监督管理，通过日常检查、年度卫片执法检查等，及时发现并纠正临时用地中存在的问题。	TP-7 计量间及新建管道不占用基本农田，施工期严格控制施工作业范围，加强管理，不会对周边基本农田造成不利的影响。	符合
4	(八) 处理好涉及永久基本农田的矿业权设置。全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。非战略性矿产，申请新设矿业权，应避让永久基本农田，其中地热、矿泉水勘查开采，不造成永久基本农田损毁、塌陷破坏的，可申请新设矿业权。	本工程在保护永久基本农田的同时，已做好矿产资源勘查和开发利用。	符合
5	矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	施工期严格控制施工作业范围，加强管理，不会对周边基本农田造成不利的影响。	符合

(7) 本工程与《关于规范临时用地管理的通知》的符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.6-5。

表 3.6-5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）相关要求		本工程情况	符合性
临时用地选	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地。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

址 要 求 和 使 用 期	临时用地确需占用永久基本农田的,必须能够恢复原种植条件,并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地,不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地,期限不超过四年。临时用地使用期限,从批准之日起算。	本工程临时用地使用期限为两年。	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。 临时占用的灌木林地、其他草地、采矿用地等区域,使用后立即实施复垦措施;须与当地农民进行协商,由农民自行复垦。提高施工效率,缩短施工时间,以保持耕作层肥力,缩短农业生产季节的损失。	符合

3.7 相关规划符合性分析

(1) 与《全国矿产资源规划》的符合性分析

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

本工程属于塔里木盆地塔河油田内部站场改扩建工程,符合《全国矿产资源规划》要求。

(2) 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》第一章中加快建设国家“三基地一通道”提出,按照“建设国家大型油

气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。

本工程位于塔河油田，属于塔里木盆地油气勘探基地。本工程为油气田内部站场改扩建工程，项目实施可提高 TP-7 计量间处理能力，降低 TP-7 片区运行压力，避免 10-2 计转站超负荷运行，从而保障托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行，在保障油田安全生产的同时有助于提高塔河油田托甫台区块原油采收率，不仅有利于安全生产、生态环境保护和周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益，项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

（3）与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

《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。

本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，保障油气田安全生产，行政区隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县管辖，属于重点开发区域，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

（4）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

规划提出“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。”

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县境内，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。因此，本工程符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

(5) 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》符合性分析

2022 年 7 月 25 日，《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》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕147 号）。

西北油田分公司“十四五”规划时段为 2021 年至 2025 年，地面配套工程规划目标包括：①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。库车山前桥古井区地面系统相对完善，部署新井就近进站，其它井区市场化回收；②顺北一、二、三区：按照“五化”建设理念，实现工艺方案先进，投资经济效益最优。一区和三区油气集中至五号联处理，二区净化厂建成前二区油气集输至一区五号联处理，建成后外输气至轮南；③顺北气区：近远期结合，近期恢复原试采装置，并建设 1 套回收装置满足初期生产需求，远期建设天然气净化厂、外输管道、电力、基地、消防等系统。

本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，项目实施可提高 TP-7 计量间处理能力，降低 TP-7 片区运行压力，避免 10-2 计转站超负荷运行，从而保障托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行，在保障油田安全生产的同时有助于提高塔河油田托甫台区块原油采收率，不仅有利于安全生产、环境保护和周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益，项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。因此，本工程开发建设符合《西北油田分公司“十四五”发展规划》的油气开发的目标。

(6) 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划指出：“加快清洁能源替代利用。加大电力、天然气等清洁能源供应，

按照“宜电则电、宜气则气”的原则，积极推进清洁能源使用，“煤改气”要坚持“以气定改”。”“加强油田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划”。

本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，项目实施可提高 TP-7 计量间处理能力，降低 TP-7 片区运行压力，避免 10-2 计转站超负荷运行，从而保障托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行，在保障油田安全生产的同时有助于提高塔河油田托甫台区块原油采收率，不仅有利于安全生产、环境保护和周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益。

本工程施工期弃土弃渣全部利用；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场进行处置；施工人员在采油三厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。运营期产生的清管废渣、清罐底泥、落地油委托具有相关危废处理资质的单位进行无害化处置。

(7) 与《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

表 3.7-1 与《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	石油天然气化工产业。深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等油田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	本工程位于塔河油田，属于两大油田公司中的西北油田开发项目。	符合

(8) 与《国家级公益林管理办法》（林资发〔2013〕71 号）符合性分析

表 3.7-2 与《国家级公益林管理办法》（林资发〔2013〕71 号）符合性分析

文件名称	文件要求	本工程情况	符合性
------	------	-------	-----

《国家级公益林管理办法》 (林资发〔2013〕71号)	“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。”	本工程占用国家二级公益林地，建设单位在施工前根据《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》和《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用临时进行恢复。	符合
--------------------------------	---	---	----

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

表 3.7-3 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程属于西北油田分公司“十四五”规划中塔河地区塔河油田，本工程位于塔河油田托甫台区块并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本工程站场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。新建管线穿越公益林段作业宽度减少至 5m，并在办理占地手续后开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，最大程度减少生态损失。	符合
	工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，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。	本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，运营期油气集输和处理采用密闭集输工艺，减少烃类物质的挥发量，TP-7 计量间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。	符合

	钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，不涉及钻井及储层改造。	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，含油污水应满足《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。	本工程运营期采出水处理后达到《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。	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%。	本工程为塔河油田内部站场改扩建工程，不涉及钻井工程，无废弃钻井泥浆及岩屑；本工程运营期产生的清管废渣、落地油、清罐底泥桶装密闭收集，严格按照《危险废物转移管理办法》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，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本工程根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用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等不同的控制手段，不会对周围声环境产生影响。	符合

（10）与《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》的符合性分析

表 3.7-4 与《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程情况	符合性
------	------	-------	-----

《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严守生态保护红线：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。 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。	本工程属于塔河油田内部站场改扩建工程，属于石油天然气开采辅助工程。 本工程不占用基本农田、生态保护红线以及城镇开发边界，项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小。	符合
	根据矿产资源现状分布以及矿产勘查开发保护布局。	本工程所在区域属于矿产能源发展区、油气国家规划矿区。	符合

3.8 选址、选线合理性分析

本工程为油田内部站场扩建工程，建设内容为站场、管线工程以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本工程扩建 TP-7 计量间，新建集气管线 2.0km，集油管线 2.0km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等工程，工程所在区域分布基本农田以及公益林（国家二级公益林），因本工程选址选线均已避让周边基本农田，且公益林分布密集，部分管线无法避让公益林（国家二级公益林）。施工过程中严格控制管线占地面积，减少对地表土壤、植被的扰动范围。本工程新建管线临时占用国家二级公益林长度约 134m，临时占用国家二级公益林为 0.067hm²。工程所在区域分布的重点公益林类型为灌木林地，属于天然林，管线施工过程中应注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

①本工程的实施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

②根据现场调查和资料搜集，工程不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域，由于工程所在区域公益林分布密集，部分管线无法避让。从公益林保护类型和工程开发占地上来看，土地利用类型以草地及林地为主，管线大部分分布于荒漠灌丛之间，管线施工过程中应尽量避免占用林地茂密区，占用公益林应按《国家级公益林管理办法》办理占用手续。

③本工程为油田内部站场扩建工程，新建管线不涉及生态保护红线区。

综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

3.9 生态环境分区管控相符性分析

本工程与关于印发《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）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的符合性分析分别见表 3.9-1、3.9-2 及图 3.9-1、3.9-2。根据分析结果，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

表 3.9-1 本工程与新疆维吾尔自治区生态环境分区管控符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	1.生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理，实施正面清单管控。遵循生态优先、严格管控、奖惩并重的原则，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，生态保护红线内禁止城镇化和工业化活动。根据主导生态功能定位，实施差别化管理，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变。 2.生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护区核心区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。（6）必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。 3.森林和野生动物类型国家级自然保护区外的其他类型自然保护区，应当按照《中华人民共和国自然保护区条例》第三十二条“在自然保护区的实验区，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准”等有关规定，以及《中华人民共和国环境影响评价法》等法律法规，依法办理环评、土地等有关手续。 4.禁止占用国家重要湿地，国家重大项目、防灾减灾项目、重要水利及保护设施项目、湿地保护项目等除外。建设项目选址、选线应当避让湿地，无法避让的应当尽量减少占用，并采取必要措施减轻对湿地生态功能的不利影响。建设项目规划选址、选线审批或者核准时，涉及国家重要湿地的，应当征求国务院林业草原主管部门的意见；涉及省级重要湿地或者一般湿地。按照管理权限，征求县级以上地方人民政府授权的部门的意见。	根据《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）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》，本工程所在区域属于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001）和沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292430001）。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护区核心区、评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本工程符合生态保护红线要求。与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。	符合
环境质量底线	水一般管控区：在开发建设活动中，严格遵守国家及自治区相关法律、法规、标准、规范，全面实现水污染物稳定达标排放，加强污水回用和综合利用，严格控制跑、冒、滴、漏等无组织排放。	本工程为油气田内部站场改扩建工程。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程运营期油气集输和处理采用密闭集输工艺，减少烃类物质的挥发量；本工程已提出持续改善、生态修复的要求。符合环境质量底线要求。 本工程为油气田内部站场改扩建工程，本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地，不占用基本农田。 本工程占用公益林、灌木林地、其他草地等，施工	符合
	大气一般管控区：贯彻实施国家和自治区大气污染相关各项标准，深化重点行业污染治理。实施防风固沙绿化工程、推进露天矿山综合整治。新（改、扩）建项目，满足产业准入、总量控制、排放标准等管理制度要求的前提下，实行工业项目进园、集约高效发展。		
	土壤环境分区管控要求：农用地优先保护区。 空间布局约束：①将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。②基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开		

名称	文件要求	符合性分析	结论
	基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。③永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目，已建成的，应当限期关闭拆除。④严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，有关环境保护主管部门依法不予审批可能造成耕地土壤污染的建设项目环境影响报告书或者报告表。优先保护类耕地集中区域现有可能造成土壤污染的相关行业企业应当按照有关规定采取措施，防止对耕地造成污染。 污染物排放管控：①禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物。②优先保护类耕地集中区域现有可能造成土壤污染的相关行业企业应当按照有关规定采取措施，防止对耕地造成污染。加强对土壤资源的保护和合理利用，对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。 一般管控区：①一般管控区中城乡建设用地开发利用应严格执行城市总体规划及土地利用总体规划要求。②各类涉及土地利用的规划和可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价，对土壤可能造成的不良影响应当采取相应防治措施。③禁止在居民区和学校、医院、疗养院、养老院等单位周边新建、改建、扩建可能造成土壤污染的建设项目。对未利用地应当予以保护，不得污染和破坏。	无法避让，只能采取防护、治理、补偿措施。工程施工前严格按照有关规定办理建设用地审批手续，并在施工结束后对临时用地进行恢复	
资源利用上线	〔A4.1-4〕地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。 〔A4.2-1〕土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。 〔A4.3-4〕鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。 〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	本工程运营期能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地，土地资源消耗符合要求。本工程施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用的部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置；运营期产生的清管废渣、清罐底泥、落地油采用专用罐收集后，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。	符合
生态	〔A1.4-1〕一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、	本工程位于一般管控单元，属于《产业结构调整指	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
环境准入清单	国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 (A2.1-1) 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。本工程严格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。符合国家相关产业政策。	

表 3.9-2 本工程与阿克苏地区生态环境分区管控符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特点	符合性
ZH65290230001	库车市一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田	
控维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。 6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物		本工程为油气田内部站场改扩建工程，符合阿克苏地区总管控要求中空间布局约束的要求；本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地，不占用基本农田，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。	
污染物排放管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，		本工程内容不涉及。	

	不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。			
环境风险防控	1、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。		企业定期安排巡视工作，对站场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。项目由西北油田分公司采油三厂管理，区块开发突发环境应急预案纳入采油三厂应急管理体系中。符合本单元管控要求。	符合
资源利用效率	1、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2、科学合理使用化肥农药，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 3、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。		本工程运营期能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地，土地资源消耗符合要求。	符合
单元编码	单元名称	单元属性	单元特点	符合性
ZH65292430001	沙雅县一般生态空间	一般管控单元	/	
控维度	管控要求		本工程	
空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。		本工程为油气田内部站场改扩建工程，符合阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求；本工程占地类型为灌木林地、其他草地、	符合

	2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。 6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	采矿用地，不占用基本农田，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。	
污染物排放 管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本工程内容不涉及。	符合
环境风险防控	1、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。	企业定期安排巡视工作，对站场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。项目由西北油田分公司采油三厂管理，区块开发突发环境应急预案纳入采油三厂应急管理体系	符合

	3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	中。符合本单元管控要求。	
资源利用效率	1、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2、科学合理使用化肥农药，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 3、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本工程运营期能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地，土地资源消耗符合要求。	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

塔河油田位于塔克拉玛干沙漠北缘，本工程位于塔河油田托甫台区块，隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂管辖，行政区划隶属于阿克苏地区，地跨库车市及沙雅县，距离库车市东南侧约 78km，距离沙雅县东侧约 62km。本工程地理位置中心坐标为 E ， N （TP-7 计量站），地理位置见图 4.1-1。

库车市位于天山中部南麓，塔里木盆地北缘，地理位置为北纬 40°46′～42°35′、东经 82°35′～84°17′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 227.5km，公路里程 257km。

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 81°45′～84°47′，北纬 39°31′～41°25′之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的沙雅县、新和县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。我国最长的内陆河——塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943m～1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。

4.1.2 地形地貌

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。

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北东向展布的大型鼻凸，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。

托甫台区位于塔里木河冲积平原，地表沉积物以粉细砂为主，区块分布于塔里木河两岸，地势平坦，海拔高度在 940m 左右，其上分布有胡杨林及怪柳灌丛。

4.1.3 气候、气象

塔河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。塔河油田主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温（7 月）	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温（1 月）	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

（1）日照与气温：每年日照时间 2947h，日照百分率 67%，7 月份最长，日平均 9.1h，12 月份最短，日平均 6.1h。年平均气温 11.4℃，年极端最高气温 41.6℃，极端最低气温 -27.4℃，平均日较差 11.9℃。

(2) 降水与蒸发：平均年降水量 74.5mm，多集中每年 6-8 月份（夏季）。小时最大降水量 30.3mm（1960 年 6 月 4 日），年最小降水量为 33.6mm，最长无水期 153 天。年平均蒸发量可达 2337.6mm。

(3) 地温与冻土：地表下深度 40cm 的地温变化与气温变化同步，大于 40cm 时，随着深度的增加，温度的滞后性越大，高低温均滞后于气温。地表极端最高地温为 69℃，极端最低地温-33℃。

(4) 湿度：年平均相对湿度 47%，12 月份相对湿度 66%，3-10 月份相对湿度 50%以下。

(5) 风速风向：年平均大风日（瞬间风速 $\geq 17\text{m/s}$ ）18 天，多出现在 4-6 月，占全年大风日 85%，风后浮尘有时持续数日，平均风力 9-10 级，历史瞬间最大风速 40m/s。历年最多风向为 N（北风），频率 16%，其中静风为 14%，SW（西南风）和 NNW（北北西风）各为 9%，E（东风）为 7%，年平均风速为 2.0m/s。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 水文

(1) 地表水

区域内主要地表水体为英达里亚河和塔里木河，主要水体功能为灌溉。

英达里亚河：渭干河流出山口后分为东西两支，西支是主河道，经三县分水后有少量余水下泄，可输至沙雅县境内，东支英达里亚河，在 1992 年黑孜水库未建成前，为渭干河的泄洪河道，最后注入草湖地区巴依孜湖，水库建成后只在大洪水年份有水下泄，渭干河现已与塔里木河干流失去地表水力联系，英达里亚河现状主要功能为农业排水通道，同时也是渭干河的一条分支退洪河道，由于切割较深，在枯水期也是一条重要的地下水排泄通道。

塔里木河：塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 102 万 km^2 ，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m^3 。

本工程距离英达里亚河最近距离为 13km，距离塔里木河最近距离为 15km。

(2) 地下水

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5m 左右向中部变为 3-5m，向南部又变为 >5m。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。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。

4.1.4.2 区域水文地质

(1) 区域地质概况

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

(2) 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。区域地层年代由老到新描述如下：

①奥陶系（O）

奥陶系中下统分为蓬莱坝组（O_{1p}）、鹰山组（O_{1-2y}）和一间房组（O_{2yj}）。蓬莱坝组（O_{1p}）岩性为浅灰色白云岩、灰质白云岩和夹白云岩质灰岩；鹰山组（O_{1-2y}）岩性以黄灰色泥晶灰岩为主，夹泥晶砂屑灰岩、白云质灰岩；一间房组（O_{2yj}）岩性为黄灰色泥晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、泥晶灰岩和泥晶生物屑灰岩。

奥陶系上统分为恰尔巴克组（O_{3q}）、良里塔格组（O_{3l}）和桑塔木组（O_{3s}）。恰尔巴克组（O_{3q}）上部为灰、灰绿过渡为紫红色的瘤状灰岩，下部为浅灰、灰色含泥纹泥微晶灰岩；良里塔格组（O_{3l}）为灰、灰白色藻灰岩、藻砾屑灰岩和生物屑灰岩微晶灰岩，灰岩多已重结晶含灰绿色泥质条纹；桑塔木组（O_{3s}）有较多的碎屑岩沉积，岩石为灰绿、灰褐、深灰色泥岩、钙质泥岩和粉砂质泥岩组合。

②志留系（S）

志留系下统分为柯坪塔格组 (S_{1k}) 和塔塔埃尔塔格组 (S_{1t})。柯坪塔格组 (S_{1k}) 岩性为灰绿色、棕灰色泥岩、粉砂质泥岩和夹浅绿灰色岩屑石英砂岩；塔塔埃尔塔格组 (S_{1t}) 为灰、灰黑、灰红、灰紫等杂色中-细粒岩屑砂岩，和夹浅灰色粉砂岩、灰绿色泥岩的含沥青质岩屑砂岩。志留系中上统为依木干他乌组 (S_{1-2y})，岩性为紫红、浅灰色泥质粉砂岩、细砾岩屑石英砂岩和紫红色粉砂质泥岩，下部为少量细砂岩。

③石炭系 (C)

石炭系下统为巴楚组 (C_{1b}) 和卡拉沙依组 (C_{1kl})。巴楚组 (C_{1b}) 顶部为双峰灰岩，岩性为黄灰色泥岩，中上部为一膏盐层，岩性为无色、红色盐岩夹灰、褐色盐质泥岩，下部为一套岩性为棕褐色泥岩、膏质泥岩，底部为一层砂砾岩层，岩性为灰色、杂色砾岩；卡拉沙依组 (C_{1kl}) 上部为一大套泥岩，中部为砂泥岩互层段，下部为一大套泥岩。

④三叠系 (T)

三叠系下统柯吐尔组 (T_{1k})，为一大套泥岩夹细砂岩；中统阿克库勒组 (T_{2a})，上部以泥岩为主，夹有薄层砂岩，中部为砂泥岩互层，下部为厚层砂岩夹泥岩；上统哈拉哈塘组 (T_{3h})，上部为厚层深灰泥岩夹灰色细砂岩，下部为灰色细中砂岩、杂色砾岩夹灰色泥岩。

⑤白垩系 (K)

白垩系下统分为亚格列木组 (K_{1y})、舒善河组 (K_{1s})、巴西盖组 (K_{1b}) 和巴基奇可组 (K_{1bj})。亚格列木组 (K_{1y}) 为浅紫色砂岩、含砾砂岩互层，舒善河组 (K_{1s}) 为泥岩、粉砂岩互层，巴西盖组 (K_{1b}) 为含砾中、细砂岩，巴基奇可组 (K_{1bj}) 分为砂岩夹泥岩段和砾岩段。

⑥下第三系 (E)

下第三系分为库姆格列木组 (E_{1-2km}) 和苏维依组 (E_{1s})，库姆格列木组 (E_{1-2km}) 上段为粉质泥岩、泥岩互层，下段为中砂岩、细砂岩；苏维依组 (E_{1s}) 上段为泥岩、砂质泥岩和粉砂岩夹膏泥，下段为细砂、含砾中细砂泥岩、细砾砂岩夹泥岩。

⑦上第三系 (N)

上第三系中新统分为吉迪克组 (N_{1j}) 和康村组 (N_{1k})。吉迪克组 (N_{1j}) 分为蓝灰色泥岩段和泥膏岩段。康村组 (N_{1k}) 分为棕、棕褐色泥岩段, 粉砂质泥岩与棕灰、浅灰色细砂岩、粉砂岩互层段。上新统分为库车组 (N_{2k}) 和西域组 (N_{2x})。库车组 (N_{2k}) 上段为泥岩夹砾岩段, 下段为砂岩泥岩段; 西域组 (N_{2x}) 为深灰色砾岩。

⑧第四系 (Q)

第四系包括上更新统冲洪积层 (Q_3^{apl}) 和全新统冲积层 (Q_4^{al})。上更新统冲洪积层 (Q_3^{apl}) 广泛分布于调查区内, 岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂, 最厚可达400m。全新统冲积层 (Q_4^{al}) 主要分布于调查区南部塔里木河河床中, 呈条带状分布, 岩性主要为细砂、粉土和粉质粘土, 厚度1至数十米。

(3) 含(隔)水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主, 在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看, 从北向南第四系有含水层由厚变薄, 颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂, 渗透系数一般小于5m/d, 水位埋深一般2.5~9m, 含水层厚度10~30m, 单井涌水量100~1000m³/d, 富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂, 地下水渗透系数一般小于10m/d, 100m钻孔揭露的含水层厚度为20~30m, 单井涌水量100~1000m³/d, 富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚2~5m的粉质粘土, 构成区域稳定隔水层, 此外承压含水层内部存在多层粉质粘土, 也构成各含水层间隔水层。塔里木河南岸为单层潜水结构, 含水层岩性为粉细砂、粉土, 其上河网纵横交错, 地下水埋深3~10m, 富水性中等, 单井涌水量100~1000m³/d。

4.1.5 土壤、植被及野生动物分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果, 评价区土壤类型为林灌草甸土。依据《新疆植被及其利用》中国植物地理区划划分标准, 本项目所在区属新疆荒漠区, 东疆-南疆荒漠亚区, 塔里木荒漠省, 塔克拉玛干荒漠亚省, 阿克苏-库尔勒州。项目区地处干旱、半干旱荒漠地

区，植被组成较为简单，类型单调，分布稀疏。自然植被主要有荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸，植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、菊科（花柴等）、豆科（疏叶骆驼刺）、蓼科（盐穗木）等。

据现场调查，工程区周围主要为农田区，人类活动频繁，主要栖息着一些耐旱型的荒漠动物，已难见大中型的野生动物。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本工程地处塔河油田托甫台区块东北部距库车市区约 78km，西距沙雅县城约 62km。工程主要建设内容为 TP-7 计量间扩建、同沟敷设集气、集油管线各 2.0km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。TP-7 计量间扩建新增永久占地为 0.97hm²，管线敷设新增临时占地为 1hm²。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》（HJ 349-2023），确定本工程生态环境评价范围为：TP-7 计量间周围 50m 及管线两侧各 300m 带状区域的范围，评价范围面积约 0.9423km²。

（2）调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

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

A.基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

1) 陆生植被调查

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价范围内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点做详细记录。

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范—草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

2) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物（HJ710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则鸟类（HJ710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则爬行动物（HJ710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则两栖动物（HJ710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，在重点施工区域（如施工作业带、穿越工程等），以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

从上述调查得到的种类之中，对相关重点保护物种进行进一步调查与核实，确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定生态环境评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地的实际情况做适当调查，估算出评价范围内植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划

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），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。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	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		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		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		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		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“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“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”。

4.2.3 生态系统结构和特征

（1）生态系统类型

本工程所在区域属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈。

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，对生态环境评价范围内生态系统进行分类。评价范围内生态系统类型主要以灌丛生态系

统、农田生态系统、草地生态系统和城镇生态系统为主，其中灌丛生态系统占评价区面积的 36.21%，农田生态系统占评价区面积的 33.01%，草地生态系统占评价区面积的 29.68%。各类生态系统统计表见表 4.2-2。评价区生态系统类型分布见图 4.2-2。

表 4.2-2 评价范围内生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	面积 (hm ²)	面积百分比 (%)
1	草地生态系统	27.97	29.68%
2	城镇生态系统	1.03	1.09%
3	灌丛生态系统	34.13	36.21%
4	农田生态系统	31.11	33.01%
	合计	94.23	100.00%

(2) 生态系统特征

工程生态环境评价范围内主要为荒漠农田交错区和荒漠草地-灌丛地镶嵌体区域，虽涉及生态系统种类较多，但主要是灌丛生态系统、农田生态系统和草地生态系统。

农田生态系统的植被主要是人工栽培的各种农作物，工程所在区域种植作物主要是棉花。居民点分布于农田区域平坦地带，形状和内部结构比较规则。另外还有人工防护林，主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

荒漠草地-灌丛地镶嵌体区域主要分布灌丛生态系统和草地生态系统。该区域植物主要由灌木和多年生草本构成，以旱生植物为主。我国灌丛生态系统的主要类型有阔叶灌丛、针叶灌丛和稀疏灌丛，工程所在区域主要分布的是稀疏灌丛。稀疏灌丛以木本低矮灌木为主，成丘团状不均匀分布在荒漠或植被稀疏地区，平均覆盖度 20%~30%。

草地生态系统由多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落的总称，是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。工程区域草地生态系统主要由稀疏草地构成，主要植被以骆驼刺为主。

从生态环境脆弱性分析，本工程所在区域处于我国西北干旱温带风沙区（脆弱区），从该区整体情况来看，区域生态环境的结构和功能属于中度脆弱区，生态脆弱性体现在生态系统抗干扰能力差和自然恢复能力极弱。

4.2.4 区域主要环境问题

评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水资源短缺与不合理利用

水资源总量不足：塔里木河流域地处干旱地区，降水稀少，蒸发量大，水资源主要依赖冰雪融水，水资源总量有限。随着流域内人口增长和经济发展，对水资源的需求不断增加，导致中游北岸地区水资源愈发紧张。

用水分配不均：农业灌溉用水占比较大，且存在大水漫灌等粗放式灌溉方式，水资源利用效率低下，造成了水资源的浪费，使得生态用水被大量挤占，影响了中游北岸生态系统的稳定。

（2）土地沙漠化与盐碱化

沙漠化：中游北岸靠近塔克拉玛干沙漠，在风力作用下，沙漠不断侵蚀周边土地，加上水资源短缺导致植被退化，地表失去植被保护，土地沙漠化加剧。

盐碱化：不合理的灌溉方式使地下水位上升，水分蒸发后，盐分在地表积聚，导致土壤盐碱化。盐碱化的土壤不利于植被生长，进一步破坏了生态平衡，影响了土地的生产力和生态功能。

（3）植被退化

胡杨林破坏：胡杨是塔里木河流域的标志性植被，但由于水资源短缺和人类活动干扰，中游北岸的胡杨林面积减少，生长状况不佳，部分胡杨出现干枯死亡现象，其防风固沙、保持水土等生态功能减弱。

草本植物减少：除胡杨林外，其他草本植物和灌木也因缺水和生态环境恶化而生长受限，植被覆盖度降低，生物多样性受到影响，生态系统的稳定性和服务功能下降。

4.2.5 土地利用现状调查及评价

本次土地利用现状调查以Landsat8OLI卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对生态环境评价范围内的土地利用现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以初步确定评价范围内的土地利用类型。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的

野外照片、录像资料，以最终确定项目区内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图，并统计各类土地利用类型的面积。本工程区生态环境评价范围内土地利用类型见表 4.2-4，土地利用现状见图 4.2-3。

表 4.2-4 生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地利用类型	面积 (hm ²)	比例 (%)
1	采矿用地	0.29	0.30%
2	灌木林地	33.89	35.97%
3	其他草地	28.35	30.08%
4	水浇地	30.41	32.27%
5	公路用地	1.29	1.37%
合计		94.23	100.00%

由上表可知，生态环境评价范围土地利用参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）分类，共涉及 5 种地类。土地利用类型以灌木林地、草地和水浇地为主。

4.2.6 植被类型及分布

4.2.6.1 区域自然植被区系类型

工程所在区域植被按中国植被自然地理区划属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。依据《新疆植被及其利用》中国植物地理区划划分标准，工程所在区域植被属新疆荒漠区，东疆-南疆荒漠亚区，塔里木荒漠省，塔克拉玛干荒漠亚省，阿克苏-库尔勒州。

根据现场勘查和以往研究资料，工程区的植物除胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价范围高等植被有 42 种，分属 15 科。植被覆盖度为 20%~30%。

本工程生态环境评价范围内主要的野生植物具体名录见表 4.2-5。植被类型图见图 4.2-4。

表 4.2-5 区域主要植物名录

序号	科	种名	拉丁名
1	麻黄科	膜果麻黄	<i>EphedraprzewalskiiStapf</i>
2	杨柳科	胡杨	<i>Populuseuphratica</i>
3		灰胡杨	<i>PopuluspruinosaSchrenk</i>
4		线叶柳	<i>Salixwilhelmsiana</i>

5	藜科	沙拐枣	<i>Calligonumongolicunl</i>
6		盐穗木	<i>Halostachyscaspica</i>
7	藜科 Chenopodiaceae	盐节木	<i>Halocnemumshrobilaceump</i>
8		盐生草	<i>Halogetonglomeratus</i>
9		圆叶盐爪爪	<i>Kalidiumschrunkianum</i>
10		碱蓬	<i>Suaedsalsa</i>
11		刺蓬	<i>Salsolapestifer</i>
12		细叶虫实	<i>Corispermumheptapotamicum</i>
13		星状刺果藜	<i>Bassiadasyphylla</i>
14		假木贼	<i>Anabasisaphylla</i>
15	毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatisorientalis</i>
16	豆科 Leguminosae	铃铛刺	<i>Halimodendronhalodendron</i>
17		白花苦豆子	<i>Sophoraalopecuroides</i>
18		苦马豆	<i>Sphaerophysalsula</i>
19		胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata Batal</i>
20		疏叶骆驼刺	<i>Althagisparsifolia</i>
21	蒺藜科 Zygophyllaceae R.Br.	骆驼蓬	<i>Peganumharmala</i>
22		西伯利亚白刺	<i>Nitrariasibirica</i>
23	怪柳科 Tamaricaceae	多枝怪柳	<i>Tamarixramosissima</i>
24		刚毛怪柳	<i>Tamarixhispidula</i>
25		短穗怪柳	<i>TamarixlaxaWilld</i>
26		多花怪柳	<i>TamarixhohenackeriBunge</i>
27		长穗怪柳	<i>TamarixlongataLedeb</i>
28	怪柳科	短穗怪柳	<i>TamarixlaxaWilld</i>
29		多花怪柳	<i>TamarixhohenackeriBunge</i>
30		长穗怪柳	<i>TamarixlongataLedeb</i>
31	夹竹桃科	大叶白麻	<i>Poacynumhendersonii</i>
32		罗布麻	<i>ApocynumvenetumL.</i>
33		茶叶花	<i>Trachomitumlancifolium</i>
34	牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchumauriculatum</i>
35	旋花科	打碗花	<i>Calystegiahederacea</i>
36	茄科	黑果枸杞	<i>Lyciumruthenicum</i>
37	列当科	肉苁蓉	<i>Cistanchedeserticola</i>
38	菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
39		盐生鸦葱	<i>ScorzoneraSalsula</i>

40	禾本科	新疆绢蒿	<i>Seriphidiumkaschgaricum</i>
41		小薊	<i>Ciriumsetosum</i>
42		花花柴	<i>Kareliniacaspica</i>
43		芦苇	<i>Phragmitesaustralis</i>
44		假苇拂子茅	<i>Calamagrostispseudophramites</i>
45		拂子茅	<i>Calamagrostisepigeios</i>
46		小獐茅	<i>Aeluropuspungens</i>
47		赖草	<i>Leymussecalinus</i>

根据《国家重点保护野生植物名录》《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号文），工程建设区域内有胀果甘草、黑果枸杞、灰胡杨和肉苁蓉等重点保护野生植物分布，拟建工程各类占地不占用重点保护野生植物分布区域，详细情况见表 4.2-6。

表 4.2-6 重点保护野生植物表

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）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	灰胡杨（ <i>Populus pruinosa Schrenk</i> ）	自治区Ⅱ级	无危	否	否	广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸	现场调查、文献记录、历史调查资料。	否
2	黑果枸杞（ <i>Lycium ruthenicum</i> ）	国家Ⅱ级	无危	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁		否
3	肉苁蓉（ <i>Cistanche deserticola</i> ）	国家Ⅱ级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否
4	胀果甘草（ <i>Glycyrrhiza inflata</i> ）	国家Ⅱ级	无危	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中		否

①灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名（*Populus pruinosa Schrenk*），杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

②黑果枸杞

黑果枸杞，拉丁学名（*Lycium ruthenicum*），高 20-50 厘米，分枝斜升或横卧于地面，白色或灰白色，常成之字形曲折，有不规则的纵条纹。黑果枸杞耐干旱，常生于盐碱土荒地、沙地或路旁，可作为水土保持的灌木。评价范围内分布较少。

③肉苁蓉

肉苁蓉，拉丁学名（*Cistanche deserticola* Ma），肉苁蓉属列当科濒危种，别名大芸、寸芸、苁蓉等。肉苁蓉是一种寄生在沙漠树木柽柳、梭梭根部的寄生植物，从寄主植物根部中吸取养分及水分。素有“沙漠人参”之美誉，具有极高的药用价值，是中国传统的名贵中药材。喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，一般生长在沙地或半固定沙丘、干涸老河床、湖盆低地等，生境条件很差。评价范围内分布极少，此次现状调查中未见。

④胀果甘草

胀果甘草，拉丁名（*Glycyrrhiza inflata* Batal），多年生草本，根与根状茎粗壮。茎直立，基部带木质，多分枝。叶长 4-20 厘米，为托叶小三角状披针形。胀果甘草常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中，根和根状茎供药用。甘草生长区域土壤多为沙质土，酸碱度以中性或微碱性为宜。

4.2.6.2 植被群落调查

本工程所在区域的自然植被主要为荒漠草地和灌丛 2 个群系，即多枝柽柳群系、疏叶骆驼刺群系。具体内容见表 4.2-7 及图 4.2-4 各群系主要的群落特征如下：

表 4.2-7 评价范围内植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群丛组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系	—
草甸植被	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	芦苇群系	—

①多枝柽柳群系

群系中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m，群落中偶有零星胡杨出现。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、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木。

②疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在农田区空地及边缘的草甸盐土和残余盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅或芦苇组成群落。

在农田区外缘干燥的残余盐土、残余盐化草甸土上，地下水更深，大多数植物都因缺水而死亡，仅留下生长不良的骆驼刺；植株一般高在 30~40cm 之间。混生有少量芦苇、花花柴、刚毛柺柳和西伯利亚白刺等。

除了上述自然植被外，油区内道路、输变电路等基础设施齐全，为附近农民垦荒提供便利条件，局部分布耕地，主要种植棉花。

4.2.6.3 植物多样性调查

(1) 样方调查概况

A. 布设原则

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，样方调查需根据植物群落类型(宜以群系及以下分类单位为调查单元)设置调查样地。每种群落类型设置的样方数量二级评价不少于 3 个。

为了获取评价范围内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。

B. 样方调查内容

样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价范围内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

灌丛植被样方调查：设置 5m×5m 的灌木植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，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。

荒漠草地植物样方调查：布设 1m×1m 样方 3 处，记录样方的坐标和周围地形，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

调查过程共做实测和记录样方 6 个，主要样方情况见表 4.2-8~表 4.2-9。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。

①灌丛植被调查样方，调查地点：新建管线沿线；土壤类型：林灌草甸土；
样方大小：5m×5m，总盖度：20%~30%，统计结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 灌丛植被群落类型样方统计表

样方概况	新建管道沿线灌丛植被代表区域				
样方面积	5m×5m	植被群系	怪柳群系	地形地貌	冲积平原
海拔高度	949m~950m	土壤类型	林灌草甸土	水文条件	大气降水
地点	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量（个）	盖度（%）
样方 1-1					
	多枝怪柳	50-150	150	5	30
	疏叶骆驼刺	20-30	30	10	
样方 1-2					
	多枝怪柳	100-150	200	10	25
	疏叶骆驼刺	10-20	15	5	
样方 1-3					
	多枝怪柳	10-200	250	8	20
	疏叶骆驼刺	30-40	20	10	

②调查地点：新建管道沿线；土壤类型：林灌草甸土；样方大小：1m×1m，
总盖度：20%~25%，统计结果见表 4.2-9。

表 4.2-9 荒漠草地植物群落类型样方统计表

样方面积	1m×1m	植被群系	疏叶骆驼刺 群系	地形地貌	冲积平原
海拔高度	950m~951m	土壤类型	林灌草甸土	水文条件	大气降水
地点	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量（个）	盖度（%）
样方 2-1					
83° 33'02.3193"	疏叶骆驼刺	10-20	30	6	20
41° 09'02.1685"	芦苇	5-10	5	8	
样方 2-2					
83° 32'52.5785"	疏叶骆驼刺	20-25	30	9	25
41° 08'59.9193"	芦苇	10-20	5	4	
样方 2-3					
83° 32'43.3390"	疏叶骆驼刺	20-30	20	5	25
41° 08'52.7798"	多枝桤柳	70-80	100	1	

4.2.6.3 植被覆盖度

植被覆盖度可用于定量分析评价范围内的植被现状，植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数（NDVI）估算植被覆盖度的方法如下： $FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$ 式中：FVC——所计算像元的植被覆盖度；NDVI——所计算像元的 NDVI 值；NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。根据遥感解译工程评价范围内不同盖度植被统计见表 4.2-10，评价范围植被盖度分布见图 4.2-5。

表 4.2-10 评价范围植被覆盖度统计表

植被覆盖度	面积 (hm ²)	百分比%
5%-10%	0.54	0.57%
10%-20%	0.99	1.05%
20%-30%	16.38	17.38%
30%-40%	39.6	42.02%
40%-50%	17.73	18.82%
>50%	18.99	20.15%
合计	94.23	100.00%

根据遥感解译和实地考察，评价区的植被覆盖度大部分在20%-40%之间。

4.2.7 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

(2) 野生动物生境类型

本工程区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境可分为以下 2 种类型：

①荒漠灌丛区：在胡杨林的阔叶林区的林间地，分布着以怪柳、疏叶骆驼刺等为主的灌丛，为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

②半灌木荒漠区：主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对很差。

(3) 区域动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，该地区栖息分布着各种野生两栖类动物 1 种，爬行类 3 种，鸟类 9 种，啮齿类 3 种以及哺乳类 1 种。

表 4.2-11 区域主要脊椎动物名录及其种类和分布

中文名	学名	分布及频度	
		农田区	荒漠区
两栖类			
绿蟾蜍	<i>Bufoviridis</i>	+++	
爬行类			
密点麻蜥	<i>Erermiasmultiocellate</i>	-	++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	-	+
快步麻蜥	<i>Eremiasvelox</i>		++
鸟类			
家燕	<i>Hirundorustica</i>	+++	
红尾伯劳	<i>Laniuscristtus</i>	+	+++
小嘴乌鸦	<i>Corvuscorone</i>	+++	++
喜鹊（新疆亚种）	<i>Picapica</i>	+	
灰斑鸠	<i>Streptopeliadecaocto</i>	+++	
戴胜	<i>Upupaepops</i>	+++	
家麻雀	<i>Passerdomesticus</i>	+++	
树麻雀	<i>Passermontanus</i>	+++	

寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	+++	
啮齿类			
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	+++	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+
毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>		++
哺乳类			
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>		-

其中以鸟类为主，占有所有动物的 58%。据统计，该区域共有重要物种 1 种，为塔里木兔，为国家二级及自治区 II 级保护动物，详见表 4.2-12。

表 4.2-12 评价区域重点野生保护动物

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	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级，自治区 II 级	近危	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	现场调查、文献记录、历史调查资料	是，附近偶尔可见

本工程位于油田开发和农作物耕种区域，因开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已见不到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

（3）样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对评价区域各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，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设置 3 条样线，每条样线 1000m 左右，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。

本次野生动物调查在评价区域共设置了 3 条样线,样线布设情况及现场野生动物调查情况见表 4.2-13。

表 4.2-13 动物调查样线一览表

生境类型	编号	坐标	海拔(m)	长度(m)	野生动物观测情况
灌丛荒漠	1-1		949	425	麻雀、喜鹊、凤头百灵、乌鸦
	1-2		949	400	
	1-3		949	332	

本次共设置样线 3 条,鸟类共观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、乌鸦等 4 种。

4.2.8 生态敏感区调查

4.2.7.1 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、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本工程不在生态保护红线内,距离最近的红线为新建管线南侧的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约 1Km。

4.2.7.2 水土流失现状调查

(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和沙雅县,根据《新水水保〔2019〕4 号》,新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区,4 个自治区级重点治理区。其中,重点预防区面积 19615.9km²;重点治理区面积 283963km²,包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。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“Ⅱ1‘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 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

（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：评价区东部和北部的天然草场、评价区西部和南部的灌丛区，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：在评价区北部加强对灌丛植被的保护，对评价区西部和中部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。

4.2.7.3 重点公益林现状调查

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。

本工程新建管线位于库车市部分占用库车市重点公益林，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。

本工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为柽柳，公益林为国家二级公益林。柽柳属于深根系植物，施工完成后，管线沿线两侧 5m 范围内无法种植柽柳恢复，应按照占补平衡原则，在管线周边荒地种植柽柳。本工程新建管线临时占用国家二级公益林长度约 134m，面积为 0.067hm²，经初步核查，本工程所在区域涉及的林班号为第 33 号林班、第 18 号小班，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。本工程占用公益林情况图见图 4.2-6。

4.2.7.4 永久基本农田

本工程不占用永久基本农田，但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。本工程在设计阶段已对永久基本农田进行了避让，施工作业带不会

占用农田。施工期通过采取严格控制施工作业带宽度等农田保护措施，基本不会对项目周边永久基本农田产生影响。本工程与基本农田位置关系见图 4.2-7。

4.2.8 沙化土地现状调查

根据《新疆第六次沙化监测报告》，全疆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。

根据塔里木北部区域的调查数据，区域沙化土地面积 215690.6hm²，可治理面积 56042.6hm²，比重为 25.98%。

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 hm²，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm²；荒漠林封育保护 5.92 万 hm²；草地改良保护 0.33 万 hm²。

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，属于半固定沙地。本工程沙化土地类型见图 4.2-8。

4.2.9 小结

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），本工程位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要生态环境问题为“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”。

根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤荒漠化、盐渍化。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处阿克苏地区库车市、沙雅县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定的数据，作为基本污染物环境空气质量现状数据。阿克苏地区 2023 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $7\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $32\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $95\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $37\mu\text{g}/\text{m}^3$ ； CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $2.2\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，其中超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 。现状评价结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$		
SO_2	年平均	7	60	12	达标
NO_2	年平均	32	40	80	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2200	4000	55	达标
O_3	第 90 百分位数日平均	130	160	81	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均	37	35	106	超标
PM_{10}	年平均	95	70	136	超标

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

由上表可知：2023 年项目所在地阿克苏地区 SO_2 、 NO_2 年平均浓度及 CO 、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆昇腾环保科技有限公司对本工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

在兼顾本工程所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，本次在 TP-7 计量站下风向 500m 处布设 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-2。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息一览表

位置	监测因子	监测频次
TP-7 计量站下风向 500m 处	非甲烷总烃、H ₂ S	硫化氢连续监测 7 天、每天采样 4 次；非甲烷总烃每天采样 4 个小时，取小时平均值，连续监测 7 天。

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2025 年 1 月。其中，硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。非甲烷总烃为每天采样 4 次，取小时平均值。

(1) 监测及分析方法

各监测项目的采样方法按照国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按照《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限 (mg/m ³)
1	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法	空气和废气监测分析方法（第四版增补版）	0.005
2	NMHC	气相色谱法	《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》	0.07

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值 2000μg/m³，H₂S 执行《环境影响评价技术

导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

（5）评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

（6）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	达标 情况
TP-7 计量站下风向 500m 处	非甲烷总烃	2000	320~680	34	达标
	硫化氢	10	<5~5	50	达标

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 $320 \sim 680\mu\text{g}/\text{m}^3$ 之间，最大占标率为 34%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求； H_2S 小时平均值在 $<5 \sim 5\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求。

4.4 声环境现状评价

本次委托新疆昇腾环保科技有限公司对区域内声环境质量现状进行监测。

（1）监测点位

本次在 TP-7 计量站厂界四周各布设 1 个监测点位，共设置 4 个监测点。监测点位见图 4.3-1。

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

(3) 监测方法：本次噪声测量按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

(4) 监测时间：2025 年 1 月 19 日至 2025 年 1 月 20 日

(5) 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(6) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测及评价结果表

监测点名称	监测点位	测量结果（dBA）				评价结果
		昼间		夜间		
		实测值	标准值	实测值	标准值	
2025年1月19日						
TP-7计量站	东	50.5	60	43.5	50	达标
	南	51.5		45.0		达标
	西	49.7		44.8		达标
	北	49.3		44.3		达标
2025年1月20日						
TP-7计量站	东	49.1	60	46.1	50	达标
	南	48.8		44.2		达标
	西	48.0		44.0		达标
	北	47.4		41.8		达标

由监测结果可知，监测期间，项目区现状声环境质量均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油气处理、集输过程中，本工程产生的含油污水不外排，且本工程无涉地表水的工程。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展

地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污水、废水处理设施的依托可行性。

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用引用数据方式。

4.5.2.2 监测点位

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中的布点原则及区域现状，本次环评地下水环境质量现状监测共引用 5 个地下水监测点，均为潜水监测点，区域潜水地下水流向总体西北向东南，根据区域水文地质资料，引用监测井与拟建工程位于同一水文地质单元，引用数据具有代表性和时效性。

监测点位见图 4.3-2。具体见表 4.5-3。

表 4.5-3 地下水监测点设置情况一览表

序号	引用报告	监测点名称	点位坐标	与本工程位置关系	所处功能区	类型	井深	采样时间
W1	采油三厂地下水例行监测数据	TP254X (T31)		项目区下游 3.5km	III类	潜水	60m	2023 年 3 月
W2		TP135 (T28)		项目区上游 16.2km		潜水	60m	
W3		TP165 (T27)		项目区上游 8.3km		潜水	60m	
W4		TP218 (T16)		项目区侧向 13.4km		潜水	60m	
W5		TP-2 计转站 (T15)		项目区侧向 10.9km		潜水	60m	

4.5.2.3 监测项目

监测项目：pH、色度、浑浊度、肉眼可见物、臭和味、钠、铁、锰、汞、铅、镉、砷、氨氮、高锰酸盐指数、六价铬、挥发性酚类、氰化物、氯化物、硫酸盐、总硬度、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、溶解性总固体、氟化物、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、硫化物、石油类等 28 项。

4.5.2.4 分析方法

(1) 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)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行,并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-4。

表 4.5-4 地下水环境监测因子及分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006)1.1 铂-钴标准比色法	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006)3.1 嗅气和尝味法	——
3	浑浊度	《水质浊度的测定浊度计法》(HJ1075-2019)	0.3NTU
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006)4.1 直接观察法	——
5	pH 值	《水质 pH 值的测定玻璃电极法》(GB/T 6920-1986)	——
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法有机物综合指标》(GB/T5750.7-2006)1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05mg/L
7	硝酸盐氮	《水质硝酸盐氮的测定紫外分光光度法(试行)》(HJ/T346-2007)	0.08mg/L
8	氨氮	《水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法》(HJ535-2009)	0.025mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法》(GB/T 7493-1987)	0.003mg/L
10	氟化物	《水质氟化物的测定离子选择电极法》(GB/T 7484-1987)	0.05mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006)8.1 称量法	——
12	挥发酚	《水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ503-2009)	0.0003mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006)10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法》(GB/T16489-1996)	0.005mg/L
15	氰化物	《生活饮用水标准检验方法无机非金属指标》(GB/T5750.5-2006)4.1 异烟酸-吡啶酮分光光度法	0.002mg/L
16	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》(HJ84-2016)	0.005mg/L
17	氯化物		0.007mg/L
18	铁	《水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法》(GB/T 11911-1989)	0.03mg/L
19	锰		0.01mg/L
20	钠	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.02mg/L
21	总硬度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T5750.4-2006)7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0mg/L
22	汞	《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法》(HJ694-2014)	4×10 ⁻⁵ mg/L
23	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法金属指标》(GB/T5750.6-2006)10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
24	石油类	《水质石油类的测定紫外分光光度法（试行）》(HJ970-2018)	0.01mg/L
25	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法微生物指标》(GB5750.12-2006)2.1 多管发酵法	——
26	镉	《水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法》(GB/T 7475-1987) 第二部分螯合萃取法	0.001mg/L
27	铅		0.01mg/L
28	砷	《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法》(HJ694-2014)	3×10 ⁻⁴ mg/L

4.5.2.5 地下水水环境质量现状评价

(1) 评价标准

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

(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) 评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.5-5、4.4-6。

由监测结果可知，项目所在区域地下水中潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、钠、铁、锰、氟化物、硫化物等出现不同程度的超标，超出了《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现铁、锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，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较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

表 4.5-5 地下水监测及评价结果（潜水）

序号	监测项目	单位	标准值	W1 (T31)		W2 (T28)		W3 (T27)		W4 (T16)		W5 (T15)	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH	无量纲	6.5-8.5	7.92	0.61	8.04	0.69	8.29	0.86	7.61	0.41	7.84	0.56
2	色度	/	≤15	15	1.0	20	1.33	5	0.33	10	0.67	20	1.33
3	浊度	NTU	≤3	1.5	0.5	3.2	1.07	203	67.7	18	6.0	184	61.33
4	肉眼可见物	无量纲	无	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/
5	嗅和味	无量纲	无	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/
6	钠	mg/L	≤200	148	0.74	4510	22.55	408	2.04	472	2.36	500	2.5
7	铅	μg/L	≤10	<0.005	0.0005	0.006	0.0006	0.012	0.0012	0.02	0.02	0.007	0.0007
8	镉	μg/L	≤5	<0.001	<0.0002	<0.001	<0.0002	<0.001	<0.0002	0.003	<0.0002	<0.001	<0.0002
9	铁	mg/L	≤0.3	0.90	3.0	2.37	7.9	3.27	10.9	5.89	19.63	7.22	24.1
10	锰	mg/L	≤0.10	0.21	2.1	0.15	1.5	0.38	3.8	0.50	5.0	0.2	2.0
11	汞	μg/L	≤1.0	<0.04	0.04	<0.04	0.04	<0.04	0.04	<0.04	0.04	<0.04	0.04
12	砷	μg/L	≤10	5.5	0.55	11.0	1.1	7.3	0.73	1.8	0.18	25.8	2.58
13	氨氮	mg/L	≤0.50	0.300	0.6	0.250	0.5	0.259	0.52	0.135	0.27	1.60	3.2
14	高锰酸盐指数	mg/L	≤6	1.1	0.18	0.6	0.1	0.4	0.067	0.8	0.13	1.2	0.2
15	六价铬	mg/L	≤0.05	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/
16	挥发酚	mg/L	≤0.002	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/
17	氰化物	mg/L	≤0.05	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/
18	氯化物	mg/L	≤250	223	0.89	460	1.84	637	2.55	1260	5.04	1220	4.88
19	硫酸盐	mg/L	≤250	246	0.98	391	1.56	842	3.37	957	3.83	734	2.94
20	总硬度	mg/L	≤450	818	1.82	430	0.95	646	1.44	1670	3.71	1670	3.71
21	硝酸盐氮	mg/L	≤20.0	<0.03	0.0015	<0.02	0.001	<0.02	0.001	<0.02	0.001	0.04	0.002
22	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00	0.003	0.01	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/
23	溶解性总固体	mg/L	≤1000	1000	1.0	1430	1.43	2290	2.29	4120	4.12	3520	3.52
24	氟化物	mg/L	≤1.0	0.72	0.72	0.42	0.42	1.06	1.06	0.51	0.51	0.63	0.63
25	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3	<0.05	/	<0.05	0.17	0.05	/	<0.05	/	0.06	0.2
26	总大肠菌群	MPN/L	≤30	<2	/	<2	/	<2	/	<2	/	<2	/
27	硫化物	mg/L	≤0.02	<0.005	/	0.104	5.2	<0.005	/	0.006	0.3	<0.011	0.55
28	石油类	mg/L	0.05	<0.01	/	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.04

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本工程涉及的土壤类型主要为林灌草甸土。项目区土壤类型见图 4.5-1。

林灌草甸土主要分布地貌区域为河间冲积平原、河岸阶地。成土母质多河流冲积物或洪积冲积物，局部为风积物。干旱、漠境区的气候属于降水稀少、蒸发强烈的大陆性气候。年均降雨量小于 50 毫米，蒸发量却高达 3700-4000 毫米，高出降雨量近乎 100 倍。冬春干寒，夏季干热，冷热较差悬殊，日照强，风大沙暴多。林灌草甸土区的植被主要有胡杨、红柳、灰杨、梭梭以及芦苇、水草、马莲、藁草、苦豆子、蒿类和芨芨草、拂子茅等。在这种特殊的生物气候条件下形成的林灌草甸土具有明显的阶段发育特征。

4.6.2 土壤理化特性调查

4.6.2.1 土壤理化特性

工程为生态影响型及污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为 TP-7 计量站表层样（0.0-0.2m）。监测工作由新疆昇腾环保科技有限公司完成。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		TP-7 计量站
采样深度/层次		表层（0-20cm）
现场记录	颜色	黄棕壤
	土壤结构	块状
	土壤质地	砂土壤
	砂砾含量	57%
	其他异物	植物根系
实验室测定	pH 值（无量纲）	6.37
	阳离子交换量 cmol+/kg	7.25
	氧化还原电位（MV）	520
	饱和导水率 mm/min	0.64
	土壤容重 g/cm ³	1.6
	孔隙度%	43.2
	含水率%	9.1

4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定

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

表 4.6-2 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的 pH 值，可根据区域自然背景状况适度调整

本工程占地范围内土壤 pH 值在 6.37~8.56 之间，故本工程所在地土壤属于轻度碱化。

4.6.2.3 土壤盐化判定

(1) 土壤盐化分级

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

表 4.6-3 土壤盐化分级标准

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

注：根据区域自然背景状况适当调整

本工程地处干旱、半荒漠和荒漠地区，项目区土壤含盐量在 4.4~49.9g/kg 之间，初步判定本工程所在地土壤极重度盐化。

(2) 土壤盐化综合判定

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

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

①公式

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

式中：n——影响因素指标数目；

Ix_i ——影响因素 i 指标评分；

Wx_i ——影响因素 i 指标权重。

②土壤盐化影响因素赋值表

土壤盐化影响因素及分级标准见表 4.6-4。

表 4.6-4 土壤盐化分级标准

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

③土壤盐渍化预测表

土壤盐化预测表见表 4.6-5。

表 4.6-5 土壤盐化预测表

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

④预测结果

表 4.6-6 预测结果一览表

影响因素	本工程	分值	权重
地下水位埋深 (GWD) /m	2-10.5	2 分	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	24.48	6 分	0.25
土壤本底含盐量 (SSC) / (g/kg)	4.4~49.9	6 分	0.15
地下水溶解性总固体 (TDS) / (g/L)	4170	6 分	0.15
土壤质地	砂土	2 分	0.10

将各影响因素分值和权重代入公式计算，可得 $Sa=4.2$ ，对照表 4.3-4，可知本工程所在地土壤盐化程度为重度盐化，与地形、气候、地质条件、水动力与水文地质条件等特殊的自然因素有关。

4.6.3 土壤环境质量现状监测

结合工程所在区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为占地范围内和占地范围外进行评价。

(1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于中度盐化土壤，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本次在项目占地范围内布设 5 个柱状样点（T6、T7、T8、T9、T10 点），5 个表层样点（T1、T2、T3、T4、T5 点），在占地范围外，评价范围内布设 6 个表层样点（T11、T12、T13、T14、T15、T16 点），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2025 年 1 月 18 日，监测单位为新疆昇腾环保科技有限公司。土壤环境监测点位布设情况见表 4.6-7。现状监测布点图见图 4.3-1。

表 4.6-7 土壤环境监测点位情况

监测项目		监测点位		监测频率	监测要求	监测因子
土壤	占地范围内		5 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控 标准（试行）》 （GB36600-2018）第二类用 地的 45 项基本因子； ②特征因子：石油烃、pH 值 和土壤盐分含量
						pH+土壤盐分含量+特征因子 石油烃
			5 个监测点		柱状样： 0-0.5m、 0.5-1.5m 、1.5-3m 分别取样	pH+土壤盐分含量+特征因子 石油烃

占 地 范 围 外		6 个监 测点	表层样 0-0.2m 取 样	《土壤环境质量农用地土壤 污染风险管控标准（试行）》 (GB15618-2018) pH、砷、镉、铬、铜、铅、 汞、镍、锌、石油烃、土壤盐 分含量

（2）监测项目

土壤监测因子如下：

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

《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)，监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共 10 项。

②特征因子：石油烃。

（3）监测时间

本次评价土壤检测委托新疆昇腾环保科技有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2025 年 1 月。

（4）监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.6-7。

表 4.6-7 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测项目	分析及依据	检出限
1	pH 值	《土壤中 pH 值的测定》(NY/T 1377-2007)	——
2	砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分：土壤中总砷的测定》(GB/T 22105.2-2008)	0.01mg/kg
3	汞		0.002mg/kg
4	镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.01mg/kg
5	铬(六价)	《土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	0.5mg/kg
6	铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	0.1mg/kg
7	铜	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》(HJ491-2019)	1mg/kg
8	镍		5mg/kg
9	锌		0.5mg/kg
10	铬		4mg/kg
11	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	1.3×10^{-3} mg/kg
12	氯仿		1.1×10^{-3} mg/kg
13	氯甲烷		1.0×10^{-3} mg/kg
14	1,1-二氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
15	1,2-二氯乙烷		1.3×10^{-3} mg/kg
16	1,1-二氯乙烯		1.0×10^{-3} mg/kg
17	顺-1,2-二氯乙烯		1.3×10^{-3} mg/kg
18	反-1,2-二氯乙烯		1.4×10^{-3} mg/kg
19	二氯甲烷		1.5×10^{-3} mg/kg
20	1,2-二氯丙烷		1.1×10^{-3} mg/kg
21	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
22	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
23	四氯乙烯		1.4×10^{-3} mg/kg
24	1,1,1-三氯乙烷		1.3×10^{-3} mg/kg
25	1,1,2-三氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
26	三氯乙烯		1.2×10^{-3} mg/kg
27	1,2,3-三氯丙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
28	氯乙烯		1.0×10^{-3} mg/kg
29	苯		1.9×10^{-3} mg/kg
30	氯苯		1.2×10^{-3} mg/kg
31	1,2-二氯苯		1.5×10^{-3} mg/kg
32	1,4-二氯苯		1.5×10^{-3} mg/kg
33	乙苯		1.2×10^{-3} mg/kg
34	苯乙烯		1.1×10^{-3} mg/kg
35	甲苯		1.3×10^{-3} mg/kg
36	间-二甲苯+对-二甲苯		1.2×10^{-3} mg/kg
37	邻-二甲苯		1.2×10^{-3} mg/kg
38	硝基苯	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》(HJ834-2017)	0.09mg/kg
39	苯胺		0.09mg/kg
40	2-氯酚		0.06mg/kg
41	苯并(a)蒽	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》(HJ834-2017)	0.1mg/kg
42	苯并(a)芘		0.1mg/kg
43	苯并(b)荧蒽		0.2mg/kg

44	苯并 (k) 荧蒽		0.1mg/kg
45	蒽		0.1mg/kg
46	二苯并 (a,h) 蒽		0.1mg/kg
47	茚并 (1,2,3-cd) 芘		0.1mg/kg
48	苯		0.09mg/kg
49	石油烃 (C10-C40)	《土壤和沉积物石油烃 (C10-C40) 的测定气相色谱法》 (HJ1021-2019)	6mg/kg
50	全盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》 (LY/T1251-1999) 3.1 质量法	0.1g/kg

(5) 评价标准

执行《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018) 第二类用地筛选值及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB15618-2018) 相关标准要求。

(6) 监测及评价结果

土壤监测及评价结果见表 4.6-8~4.6-11。

表 4.6-8 表层样监测结果统计表 (建设用地土壤)

序号	污染物项目	监测结果			标准限值 (mg/kg)	是否达标
		单位	1#TP-7 计量站 (0~20cm)	Pi		
1	砷	mg/kg	16.6	0.2767	60	达标
2	镉	mg/kg	0.14	0.0022	65	达标
3	铬 (六价)	mg/kg	ND	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	24	0.0013	18000	达标
5	铅	mg/kg	16.6	0.0208	800	达标
6	汞	mg/kg	0.046	0.0012	38	达标
7	镍	mg/kg	33	0.0367	900	达标
8	四氯化碳	μg/kg	ND	/	2.8	达标
9	氯仿	μg/kg	ND	/	0.9	达标
10	氯甲烷	μg/kg	ND	/	37000	达标
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND	/	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	/	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND	/	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	/	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	/	54	达标
16	二氯甲烷	μg/kg	ND	/	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	/	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	/	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	/	6.8	达标
20	四氯乙烯	μg/kg	ND	/	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND	/	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND	/	2.8	达标

23	三氯乙烯	μg/kg	ND	/	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND	/	0.5	达标
25	氯乙烯	μg/kg	ND	/	0.43	达标
26	苯	μg/kg	ND	/	4	达标
27	氯苯	μg/kg	ND	/	270	达标
28	1,2-二氯苯	μg/kg	ND	/	560	达标
29	1,4-二氯苯	μg/kg	ND	/	20	达标
30	乙苯	μg/kg	ND	/	28	达标
31	苯乙烯	μg/kg	ND	/	1290	达标
32	甲苯	μg/kg	ND	/	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	ND	/	570	达标
34	邻二甲苯	μg/kg	ND	/	640	达标
35	硝基苯	mg/kg	ND	/	76	达标
36	苯胺	mg/kg	ND	/	260	达标
37	2-氯酚	mg/kg	ND	/	2256	达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	ND	/	1.5	达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	/	151	达标
42	蒽	mg/kg	ND	/	1293	达标
43	二苯并(a, h)蒽	mg/kg	ND	/	1.5	达标
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	mg/kg	ND	/	15	达标
45	萘	mg/kg	ND	/	70	达标
46	石油烃(C10~C40)	mg/kg	31	0.0068	4500	达标
47	pH 值	无量纲	6.37	/	/	达标
48	全盐量	g/kg	43.4	/	/	达标

表 4.6-9 土壤监测及评价结果(表层样) 单位: mg/kg

占地范围内	pH 值	全盐量 (g/kg)	监测层位	标准 限值	监测结果 (mg/kg)	标准 指数	评价 结果
表层样监测点位							
2#TP104 井场	8.12	49.9	0~20cm	4500	147	0.0327	达标
3#TP-7 计量站站外管线起点	8.56	46.7	0~20cm		55	0.0122	达标
4#TP104 井场站外管线终点	8.15	32.1	0~20cm		48	0.0107	达标
5#新建管道	8.53	48.7	0~20cm		51	0.0113	达标

表 4.6-10 土壤监测及评价结果(柱状样) 单位: mg/kg

占地范围内	监测层位	石油烃标准 限值	石油烃监测结 果(mg/kg)	标准指数	评价结 果
柱状样监测点位					
6#TP-7 计量站	0~0.5m	4500	54	0.0120	达标
	0.5~1.5m		57	0.0127	达标
	1.5~3.0m		48	0.0107	达标
7#TP104 井场	0~0.5m		81	0.0180	达标

	0.5~1.5m		57	0.0127	达标
	1.5~3.0m		46	0.0102	达标
	0~0.5m		79	0.0176	达标
8#TP-7 计量站站 外管线起点	0.5~1.5m		51	0.0113	达标
	1.5~3.0m		47	0.0104	达标
	0~0.5m		75	0.0167	达标
9#TP104 井场站 外管线终点	0.5~1.5m		59	0.0131	达标
	1.5~3.0m		37	0.0082	达标
	0~0.5m		43	0.0096	达标
10#TP-7 计量站	0.5~1.5m		60	0.0133	达标
	1.5~3.0m		42	0.0093	达标
	0~0.5m				

表 4.6-11 土壤监测结果一览表（农用地）（单位：mg/kg）

序号	项目	监测结果					标准限值 (mg/kg) pH>7.5	是否 达标
		单位	11#TP-7 计量站 站场 200m 外	Sij	12#TP104 井场 200m 外	Sij		
1	pH 值	无量纲	7.91	/	8.13	/	/	/
2	砷	mg/kg	9.82	0.3928	8.03	0.3212	25	达标
3	镉	mg/kg	0.15	0.2500	0.16	0.2667	0.6	达标
4	铬	mg/kg	64	0.2560	59	0.2360	250	达标
5	铜	mg/kg	28	0.2800	33	0.3300	100	达标
6	铅	mg/kg	16.9	0.0994	17.6	0.1035	170	达标
7	汞	mg/kg	0.036	0.0106	0.031	0.0091	3.4	达标
8	镍	mg/kg	26	0.1368	30	0.1579	190	达标
9	锌	mg/kg	63	0.2100	73	0.2433	300	达标
10	石油烃	mg/kg	41	0.0091	42	0.0093	4500	达标
11	全盐量	g/kg	4.4	/	16.3	/	/	达标

表 4.6-12 土壤监测结果一览表（农用地）（单位：mg/kg）

序号	项目	监测结果					标准限值 (mg/kg) pH>7.5	是否 达标
		单位	13#TP-7 计量站 站场 200m 外	Sij	14#TP104 井场 200m 外	Sij		
1	pH 值	无量纲	7.84	/	8.47	/	/	/
2	砷	mg/kg	9.78	0.3912	9.74	0.3896	25	达标
3	镉	mg/kg	0.15	0.2500	0.16	0.2667	0.6	达标
4	铬	mg/kg	64	0.2560	63	0.2520	250	达标
5	铜	mg/kg	35	0.3500	31	0.3100	100	达标

6	铅	mg/kg	17.6	0.1035	20.0	0.1176	170	达标
7	汞	mg/kg	0.030	0.0088	0.024	0.0071	3.4	达标
8	镍	mg/kg	32	0.1684	32	0.1684	190	达标
9	锌	mg/kg	74	0.2467	72	0.2400	300	达标
10	石油烃	mg/kg	68	0.0151	58	0.0129	4500	达标
11	全盐量	g/kg	39.6	/	45.7	/	/	达标

表 4.6-13 土壤监测结果一览表（农用地）（单位：mg/kg）

序号	项目	监测结果					标准限值 (mg/kg) pH>7.5	是否 达标
		单位	13#TP-7 计量站 站场 200m 外	Sij	14#TP104 井场 200m 外	Sij		
1	pH 值	无量纲	8.51	/	7.72	/	/	/
2	砷	mg/kg	10.2	0.4080	9.12	0.3648	25	达标
3	镉	mg/kg	0.16	0.2667	0.16	0.2667	0.6	达标
4	铬	mg/kg	66	0.2640	62	0.2480	250	达标
5	铜	mg/kg	34	0.3400	31	0.3100	100	达标
6	铅	mg/kg	20.0	0.1176	17.9	0.1053	170	达标
7	汞	mg/kg	0.026	0.0076	0.022	0.0065	3.4	达标
8	镍	mg/kg	33	0.1737	31	0.1632	190	达标
9	锌	mg/kg	71	0.2367	71	0.2367	300	达标
10	石油烃	mg/kg	59	0.0131	68	0.0151	4500	达标
11	全盐量	g/kg	36.7	/	40.4	/	/	达标

由监测结果可知：占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。占地范围外其他草地、灌木林地等土壤环境质量可满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 PH>7.5 其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

根据本工程的特点、施工方式和工程进度分析，其对生态的影响主要集中在施工期，随着施工期的结束，评价区生态系统是可以逐渐恢复的。施工期的影响主要包括站场扩建、管沟开挖、铺设管道等。

工程活动对植被的破坏、占用改变土地利用类型等。现依据导则，按施工期和运营期分别就工程导致植物群落及植被盖度变化、重要物种的活动、分布及重要生境变化、生境连通性及破碎化程度变化、生物多样性变化等开展预测与分析。

根据占地规模本工程对生态环境的影响主要表现为施工期管沟开挖、铺设管道等对植被、土地利用类型等的影响。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地约 1.97hm^2 ，其中永久占地 0.97hm^2 、临时占地 1hm^2 。永久占地为 TP-7 计量间扩建占地，由于扩建工程均位于 TP-7 计量间站场内，所以新增永久占地均为采矿用地，临时占地为新建管线用地，工程施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、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；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

本工程敷设管线临时占地以管沟开挖为主。从管线工程占用土地情况看，主要是施工期间的临时性占地。

①管道施工占地、穿跨越工程施工作业占地

本工程管线临路铺设，施工道路依托现有道路，不再新修施工便道。管沟开挖时应尽量减小施工作业带宽度，确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人为干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积，充分利用现有道路施工。管道工程大部分临时占地是在管道开挖埋设施工过程中，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水浇地、裸地等，建设单位在非作物生长季施工，施工结束后及时对农用地进行复垦，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。

施工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。

施工作业带属于临时性工程占地，施工结束后可恢复原有用地使用性质，施工作业带多按具体的施工工段设置，各工段占地一般为 30~45 天，施工作业带以依托现有县、乡道路和机耕道路为主。

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，临时性工程占地短期内将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着土地复垦等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《新水水保(2019)4 号》文，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此可能促

使生态环境进一步恶化。其影响主要表现为：

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了土壤的盐分含量。

(3) 对项目区管线、站场的危害

评价范围内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀道路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2.3 对植被的影响分析

(1) 项目占地对植被影响

根据管道建设的特点，对植被环境影响最大的是管道施工对地表植被的扰动和破坏。在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

本工程管道施工作业带宽度为 5m。为保证管道的安全运行，原则上在管道两侧 5m 范围内不得种植深根系植物，在管沟回填后，上面仍可以生长植被，同时占地区域原生植被基本为多枝怪柳群系、疏叶骆驼刺群系，不属于深根植物之

列。随着时间的推移，经过农用地复垦，管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

（2）施工作业期污染物对植被的影响

①扬尘对植物的影响

根据工程分析资料，施工作业期间的污染主要来自于扬尘及施工期废弃物。本工程作业期间没有生活污水产生，废水主要为施工完成后产生的试压废水，用于下一段管道循环使用，试压结束后用于作业带泼洒抑尘。因而基本废水对植物没有不良影响。

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。

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

②施工废弃物对植被的影响

本工程施工期间需治理更换的管线均已在出厂前做好防腐措施，基本无需在施工现场对管线进行防腐处理，对土壤和植被产生的影响较小。施工废料、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染进而污染土壤，由此影响植物的生长。但只要建设单位在施工过程中加强环保措施及环保宣传，就会使这种影响降到最小，因此施工废弃物对植物的影响在一定程度上是有可能杜绝的。

（3）施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对自然植被的践踏、碾压等。

人为践踏主要表现在：施工人员践踏施工场地周边植被形成的小面积局部地段的次生裸地，在春季积雪融化时易造成形成小范围水土流失及水源涵养作用失调现象，从而增加产生荒漠化的可能性。这类影响多集中在临时性占地外围 50m

范围内，且一般为短期性影响、强度不大，待施工结束后，这一影响也逐渐消除。

施工机械碾压主要表现在：管线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荒漠化。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。因此为避免施工机械对植被的碾压，在管线施工时要严格控制施工作业带宽度，标明作业带边界线，充分利用现有道路。

（4）植被生物量损失

本工程新增永久占地 0.97hm^2 ，均为原有井场采矿用地；工程新增临时占地面积 1hm^2 ，其中临时占用灌木林地 0.2475hm^2 ，草地 0.7525hm^2 。

①针对灌木林地的生物量损失，根据《塔里木河下游植被恢复的遥感测度》（新疆农业大学，李霞，2012 年 6 月国家自然科学基金项目）中的研究成果，项目区柽柳灌丛生物量以 $3\text{t}/\text{hm}^2$ ，则本工程临时占地中林地的生物量损失约为 0.7425t 。

②针对草地的生物量损失，本工程临时占用草地 0.7525hm^2 。主要为疏叶骆驼刺、芦苇等盐生草甸，平均盖度约为 $20\%\sim 30\%$ 。区域内分布的草地平均为六级草场，参考《中国草地资源的等级评价》中最低等级 7 级草地每公顷鲜草量 $750\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，则临时工占地中草地年生物损失量约 0.56t 。

（5）运营期对植被的影响

运营期正常工况本工程管道对植被影响较小，在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 $0\sim 20\text{cm}$ 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右， 50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

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

引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域重点保护野生动物有塔里木兔，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

（1）施工期对野生动物的影响

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井建设的各个过程，塔河油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

（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。

5.1.2.5 对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

项目区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、站场设施有规律地相间组成。本工程占地面积较小，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本工程站场、管线工程建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程

度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本工程的影响亦较小。并且由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以灌丛生态系统、草地生态系统和农田绿洲生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前项目所在区域内已存在一定人为干扰，人为保持着绿洲农业生态环境，生态完整性较好。本工程建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，本工程对生态系统稳定性的影响不大。

5.1.2.6 对重点公益林的影响分析

(1) 本项目占用公益林情况

项目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、植被盖度为 20%-30%，主要作用为防风固沙，涉及国家公益林，保护等级为国家二级。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。

经初步核算，本项目新建管线占用国家二级公益林的长度为 134m，管线施工作业宽度按照 5m 核算，故新建管线临时占用公益林面积为 0.067hm²。管道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，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 5m 范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内。

(2) 生态避让

项目新建管线周围处分布有公益林外还有基本农田分布，建设单位在设计过程中综合考虑了管道的选线，为了不占用基本农田，管线不可避免占用部分公益林，在公益林段施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。若无

法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

5.1.2.7 对永久基本农田的环境影响

本工程 TP-7 计量间及新建管线周围有基本农田分布，根据设计方案目前工程不占用基本农田，但发生泄漏事故时，原油可直接进入土壤，农田作物将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成土壤退化，这种影响会导致污染地段多年无法生长作物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

5.1.2.8 项目实施对周边沙化土地的影响

工程建设过程中对原地貌的扰动将降低工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程地处内陆荒漠区，风沙较大，空气干燥，地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要为管线开挖，管线开挖过程中，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2 小结

本工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为管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，且所有用地在施工结束后能恢复原有的生态功能。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本工程生态影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群梳理、种群结构、行为等）
		生境☑（生境面积、质量、连通性）
生物群落☑（物种组成、群落结构等）		
生态系统☑（植被覆盖度、生物量、生态系统功能）		
生物多样性☑（物种丰富度、优势度等）		
生态敏感区□（		
评价等级	一级□ 二级☑ 三级□ 生态影响简单分析□	
	评价范围	陆域面积：（0.9423）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☑；调查点位、断面□；专家和公众咨询法☑；其他□
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区☑；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统□；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价□；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注 “□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本工程主要为地面工程，施工期废气主要包括 TP-7 计量间内设备建设、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

（1）运输车辆扬尘的影响分析

开发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，车辆产生扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

（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：①TP-7 计量间站内设备建设、管沟开挖、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。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

（3）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田集输工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO₂、NO_X、CmHn 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料，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。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

（1）常规气象资料分析

库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。多年平均风速为 2.03m/s，最大风速为 27m/s，全年盛行北风。年平均气温为 10.6℃，夏季最高气温 40.5℃，冬季最低气温-25.5℃。

（2）风向、风速

①全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。本次环评采用库车市气象站的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，库车市全年及四季的风向玫瑰图见图 5.2-1。

全年主导风向为北风，年平均风速为 1.79m/s，多年最大风速为 16.0m/s，年平均静风频率为 1.38%。一年中各季的主导风向均为 N，相应的平均风速分别为春季 2.06m/s、夏季 2.04m/s、秋季 1.07m/s、冬季 1.50m/s。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

②月平均温度及风速

I 月平均温度统计

月平均温度统计见表 5.2-1 及图 5.2-2。

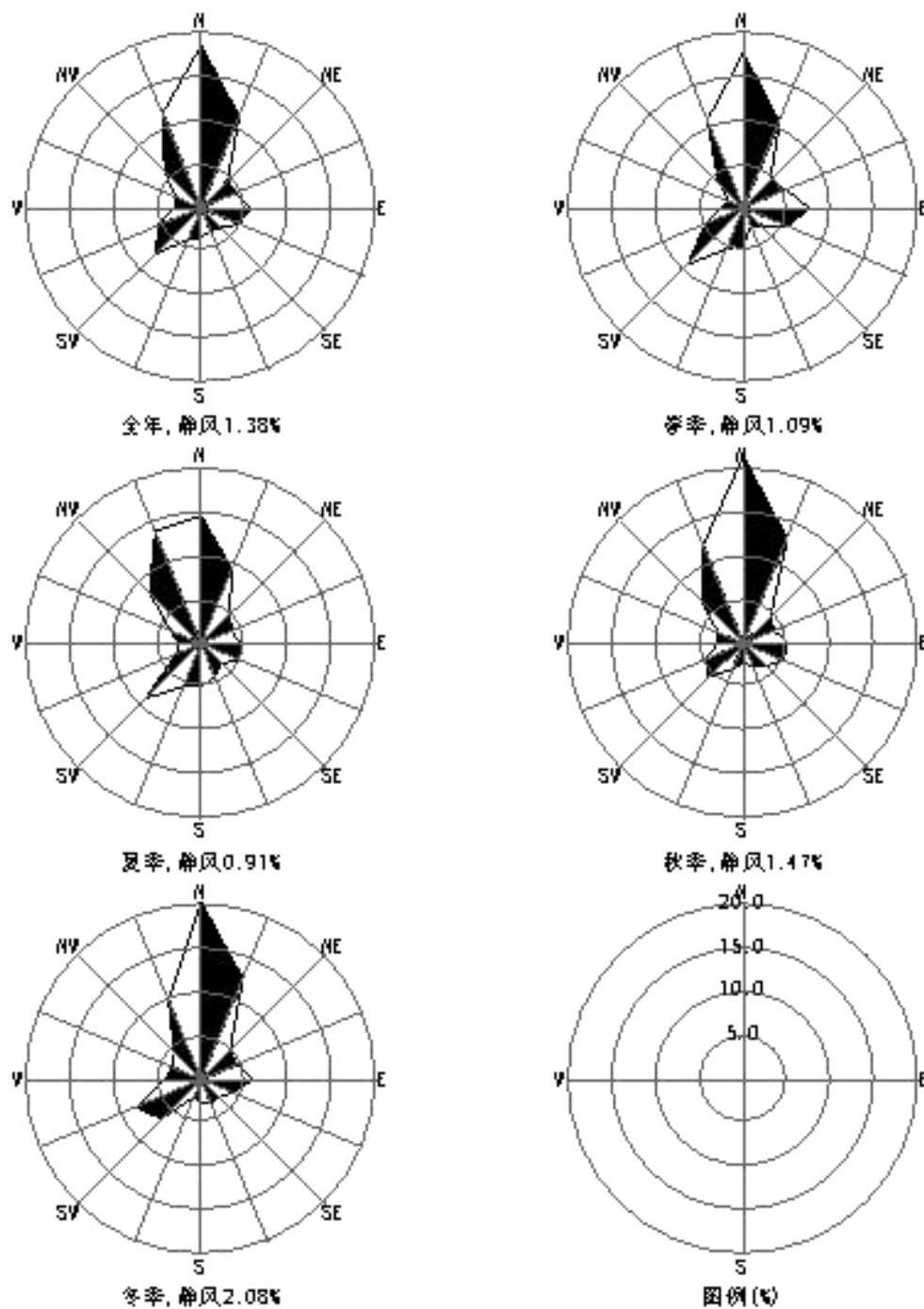


图 5.2-1 库车市全年及各季度风向玫瑰图

表 5.2-1 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
温度	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	4.67

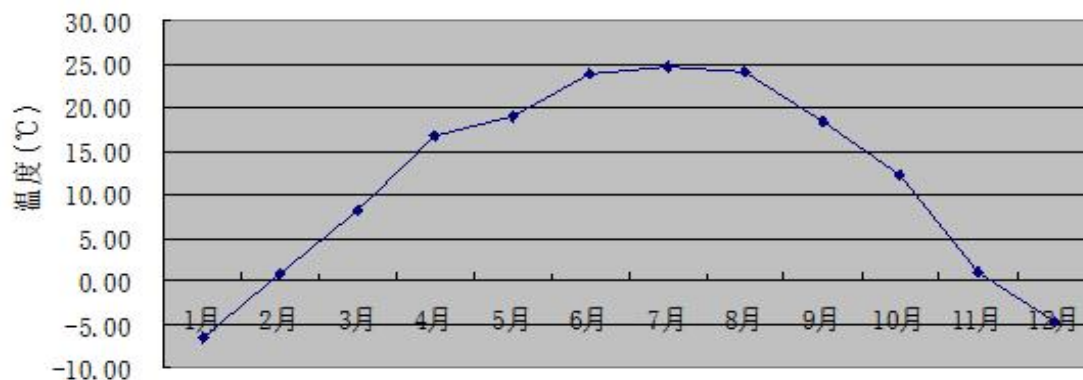


图 5.2-2 平均温度月变化统计图

由表 5.2-1 和图 5.2-1 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 。

II 月平均风速统计

月平均风速统计见表 5.2-2 及图 5.2-3。

表 5.2-2 平均风速的月变化统计表 单位：m/s

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
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

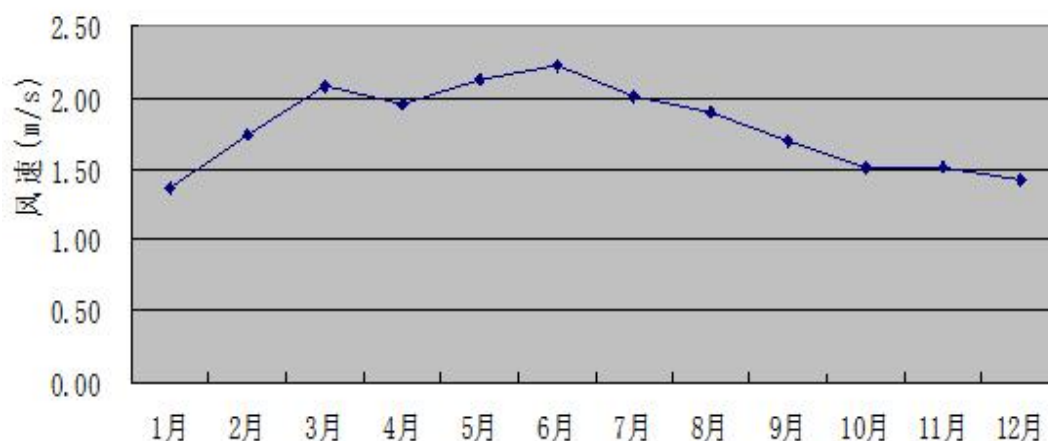


图 5.2-3 平均风速的月变化统计图

由表 5.2-3 及图 5.2-3 可见，库车市月平均风速变化不大，在 $1.36\sim 2.22\text{m/s}$ 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，也同时容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速 1.80m/s ，不利于大气污染物的扩散。

III 季小时平均风速的日变化

季小时平均风速的日变化统计见表 5.2-3。

表 5.2-3 季小时平均风速的日变化统计表

小时(h)/风速(m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.67	1.61	1.75	1.76	1.82	1.81	1.92	1.87	1.73	1.86	2.15	2.44
夏季	1.92	1.75	1.98	1.76	1.73	1.54	1.64	1.60	1.52	1.65	1.88	2.24
秋季	1.48	1.58	1.43	1.41	1.38	1.34	1.40	1.49	1.53	1.49	1.45	1.77
冬季	1.26	1.36	1.43	1.37	1.34	1.37	1.30	1.39	1.24	1.37	1.36	1.41
小时(h)/风速(m/s)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.44	2.48	2.45	2.70	2.87	2.78	2.66	2.29	1.70	1.56	1.53	1.61
夏季	2.33	2.51	2.46	2.52	2.61	2.48	2.38	2.28	2.05	1.83	2.03	2.18
秋季	1.90	2.08	2.06	2.15	2.19	1.99	1.67	1.21	1.06	1.13	1.20	1.35
冬季	1.67	1.84	1.93	2.09	2.10	1.96	1.73	1.41	1.19	1.23	1.25	1.32

由表 5.2-3 可见，库车市各季度平均风速以中午 12 时至夜间 21 时风速较大，其中 17 时风速最大，早、晚风速相对较小。由此可见，中午及下午一定时段内有利于污染物的扩散。

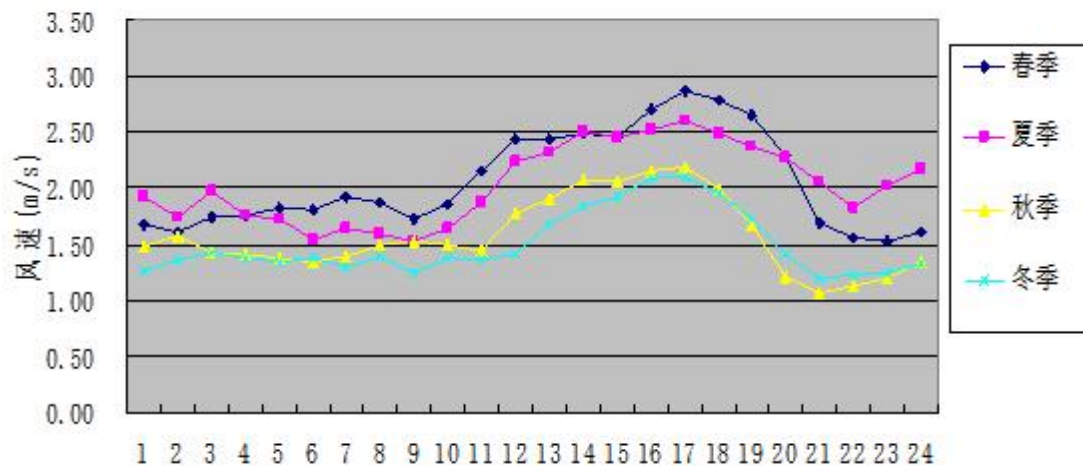


图 5.2-4 季小时平均风速的日变化图

表 5.2-4 库车市全年及四季风向频率 (%) 分布、风速变化统计表

风向		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WN W	NW	NNW	C
风频 (%)	春	18.39	11.29	4.38	4.32	5.68	4.75	3.28	3.01	3.45	3.98	7.44	5.11	3.05	3.04	5.83	11.61	1.38
	夏	17.66	10.55	4.35	5.25	7.77	5.53	3.31	2.36	4.17	5.12	8.97	4.66	2.72	1.90	4.12	10.69	1.09
	秋	14.58	9.33	4.48	3.76	4.26	4.66	3.35	4.08	4.94	5.39	8.83	2.99	2.58	3.71	8.29	13.86	0.91
	冬	21.20	12.87	4.21	3.75	5.04	4.85	3.57	2.70	2.24	3.16	5.49	4.81	2.79	3.11	6.68	12.04	1.47
	全年	20.19	12.45	4.49	4.49	5.88	3.94	2.87	2.92	2.41	2.22	6.44	8.06	4.12	3.43	4.21	9.81	2.08
风速 m/s	春	1.73	1.25	1.19	1.57	2.54	2.43	1.91	1.77	1.61	1.84	2.23	2.03	1.51	1.39	1.88	2.08	1.79
	夏	2.14	1.34	1.21	1.62	2.89	2.68	2.00	1.75	1.66	2.00	2.48	2.15	1.43	1.57	2.35	2.53	2.06
	秋	1.88	1.27	1.36	1.62	2.46	2.77	2.26	2.22	1.84	2.20	2.36	1.93	1.74	1.75	2.19	2.56	2.04
	冬	1.48	1.23	1.12	1.50	2.43	2.39	1.88	1.57	1.36	1.33	1.87	1.86	1.52	1.18	1.63	1.63	1.57
	全年	1.52	1.16	1.06	1.54	2.25	1.71	1.45	1.35	1.28	1.30	1.99	2.10	1.42	1.09	1.19	1.47	1.50

5.2.2.2 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集输过程中的烃类和硫化氢无组织排放，采取密闭集输的方案，对大气环境的影响较小。

根据工程分析，运营期本项目 TP-7 计量间产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-5。

表 5.2-5 无组织排放面源参数表（面源，100%负荷）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/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(°)									
TP-7 计量间无组织废气			948	90	130	0	6	8760	正常	NMHC	0.026
										H ₂ S	0.00002

(2) 预测结果

本项目各站场无组织排放源强预测结果见表 5.2-9。

表 5.2-6 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
TP-7 计量间	NMHC	16.29	2000	0.81	0.81	89
	H ₂ S	0.01	10	0.15		

根据表 5.2-6 预测结果可知：TP-7 计量间无组织废气污染源排放的 NMHC 最大落地浓度 16.29μg/m³，占标率 0.81%；硫化氢最大落地浓度 0.01μg/m³，占标率 0.15%。NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³ 的要求。

5.2.3.3 非正常排放影响分析

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

拟建工程 TP-7 计量间三相分离器和天然气除油器等设备压力过高时，设备内气体紧急释放至火炬点燃。本次评价将站场设备压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-7。

表 5.2-7 非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源名称	火炬底部坐标		火炬底部海拔高度(m)	火炬等效高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流速(m/s)	烟气温度(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)									
1	火炬			949	20	0.4	20	1000	48	非正常	NHMC	3.33
											SO ₂	0.77
											NO _x	90

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短, 采用估算模式计算最大占标率, 计算结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 非正常排放 P_{max} 及 D10%预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	C _i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)
1	火炬	NHMC	7.45	0.37	81.38	289
		SO ₂	1.7	0.35		
		NO _x	203.45	81.38		

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 $7.45\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 0.37%; SO₂ 最大落地浓度为 $1.7\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 0.35%; NO_x 最大落地浓度为 $203.45\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 81.38%。

由以上分析可知, 本项目非正常排放对环境空气影响较大, 建议做好定期巡检工作, 确保站场远传数据系统处于正常工作状态, 减少非正常排放的发生。

5.2.3.4 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-9 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	TP-7 计量间	NMHC	日常维护, 做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	厂界外 4.0 mg/m^3	0.225
2		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 新建项目二级标准	0.06	0.00015

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11 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 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2025) 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 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子 (SO ₂ 、NO ₂)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒				C _{本项目} 最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐				C _{本项目} 最大占标率>10% ☐	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☐				C _{本项目} 最大占标率>30% ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率≤100% ☐		c _{非正常} 占标率>100% ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC、H ₂ S)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距厂界最远 () m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a		NO _x : (0) t/a		颗粒物 (0) t/a		无组织 VOCs: (0.225) t/a

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

(1) 施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括站场建设、管道铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械产噪声一览表

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	推土机	88/5	4	夯土机	95/5
2	挖掘机	90/5	5	吊机	85/5
3	装载机	93/5	6	运输车辆	90/5

(2) 施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算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：

$$L_r = L_{r0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： L_r --距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r0} --距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r --预测点与声源的距离，m；

r_0 --监测设备噪声时的距离，m。利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值 (dB(A))						
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0
2	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0
3	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0
4	运输车辆	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0
5	夯土机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0
6	吊机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0

(3) 影响分析

根据各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 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。根据现场调查，项目周边 500m 范围内无声环境敏感目标，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。另外，距离运输车辆昼间 100m，夜间 400m 以上才能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值。

5.3.2 运营期声环境影响分析

运营期本工程管线均埋设在地下，埋深 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响。本工程 TP-7 计量间产噪设备主要为离心泵、喂水泵。

5.3.2.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

(4) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则本工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right) \right]$$

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

(5) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(6) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

本工程 TP-7 计量间产噪设备主要为离心泵、喂水泵，噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强（声功率级）（dB(A)）	声源控制措施	运行时段	备注
			X	Y	Z				
1	TP-7 计量间	离心泵（输油泵）	70	20	1	90	独立基础，加减震垫，采用软连接	昼夜	一用一备
2		离心泵（输水泵）	70	30	1	90	独立基础，加减震垫，采用软连接	昼夜	/
3		喂水泵	50	10	1	90	独立基础，加减震垫，采用软连接	昼夜	/

5.3.2.3 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，本工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。噪声预测等声级线图见图 5.3-1-5.3-2。

表 5.3-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

预测点	测点位置	贡献值	现状监测值		预测值		标准值		结论	
			昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜
TP-7 计量间	东	48	50.5	43.5	52.4	49.3	60	50	达标	
	南	47	51.5	45.0	52.8	49.1			达标	
	西	41	49.7	44.8	50.3	46.3			达标	
	北	35	49.3	44.3	49.5	44.8			达标	

由表 5.3-3 可知，TP-7 计量间噪声源对场界的噪声贡献值为 35~48dB(A)，与现状贡献值叠加后，叠加后场界贡献值昼间为 49.5~52.8dB(A)，夜间为 44.8~49.3dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.3 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 5.3-3。

表 5.3-3 声环境影响自查表

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 ☐ 类比预测法					
	预测范围	200m ☒ 大于200m ☐ 小于200m ☐					
	预测因子	等效连续A声级 ☒ 最大A声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数（）			无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					
注：“ ☐ ”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项							

5.4 水环境影响分析

5.4.1 地表水环境影响分析

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。

5.4.1.1 施工期地表水影响分析

根据工程分析，施工期对水环境可能造成影响的污染源主要是管道安装完后清管试压排放的少量废水。

（1）新管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，根据工程分析本工程试压废水为 10m^3 ，主要污染物为 SS。管道试压后，末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，试压结束后可用作场地降尘用水，对水环境的影响很小。

（2）生活污水

根据调查，本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工现场不设施工营地，施工现场不产生生活污水。本工程施工期废水对水环境的影响较小。

综上，本工程施工期产生的废水均可得到适当处置，在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺，落实施工期各项环保措施的情况下，本工程施工期废水对水环境的影响较小。

5.4.1.2 运营期地表水影响分析

本工程运营期不新增劳动定员，不新增生活污水，运营期产生的废水主要为采出水，采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。运营期加强设备、管线的巡查、检测、维修，可有效减缓水环境影响，对水环境的影响较小。

5.4.1.3 依托污水处理设施的环境可行性评价

本工程运营期产生的采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，

不外排。TP-7 计量间新建采出水处理设施设计处理规模为 1000m³/d，可以满足 TP-7 计量间采出水处理需求；且 TP-7 计量间新建采出水处理设施采用“加药+高效除油+沉降”污水处理工艺，为油气田应用广泛的处理工艺，在多个油气田均有实例，同时运营期通过加强运行人员技能培训和设备检修、维护，能够保证出水水质达标。本工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

表 5.4-1 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 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；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 ☐ ；涉水的风景名胜區 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
评价等级	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位(水深) ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
	水污染影响型		水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.4.2 地下水环境影响分析

5.4.2.1 评价区水文地质条件

(1) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12-6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22-0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15-1.93m/d。包气带天然防污性能较弱。

(2) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。

地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5m 左右向中部变为 3-5m，向南部又变为 >5m。

(3) 含水层的富水性

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。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表 5.4-2。

表 5.4-2 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

塔里木河以北区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，其富水性可划分为两个级别：潜水水量中等、承压水水量丰富；潜水水量中等、承压水水量中等。

——潜水水量中等、承压水水量丰富

近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深 3-6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17-50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $363.0-810.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.82-4.01\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 198.77-310.29m。该区的承压水水头，为 -1.38m~+2.03m，承压含水层的顶板埋深 <50m；钻孔揭露的承压含水层厚度 <50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $1000-1308\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富；渗透系数为 $4.19-5.37\text{m}/\text{d}$ 。

——潜水水量中等、承压水水量中等

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 50-100m 区和 <50m 区，分别叙述如下：

a. 承压含水层的顶板埋深 50-100m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的中部地段。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 <20m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $107.3-1000.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.05-3.82\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 180.07-350.45m。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 <150m，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 $197-991\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.98-4.19\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 182.27-315.97m。

b. 承压含水层的顶板埋深 <50m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的南部地段（临近塔里木河区域）。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1-3m 到 >5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 <50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 100-614m³/d，水量中等；渗透系数为 0.89-2.59m/d，影响半径为 221.09-350.45m。该区的承压水水头，为 2.05~3.96m，承压含水层的顶板埋深 <50m；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 233.0-801m³/d，水量中等；渗透系数为 1.57-3.99m/d，影响半径为 192.37-325.97m。

（4）地下水的补、径、排条件

1) 补给：

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。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的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区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：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。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3) 排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。

（5）地下水动态特征

塔里木河冲积平原地下水动态变化受塔河水位的控制，属水文型。

（6）地下水的水化学特征

下面对潜水和承压水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

地下水（潜水）主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂。在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型主要分为三种： $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型和 Cl 型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂，从 $<1\text{g/l}$ 、 $1\text{--}3\text{g/l}$ 、 $>10\text{g/l}$ 不等，无明显的变化规律。

——承压水的水化学类型

在塔里木河以北区域，承压水的水化学类型分为三种： $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型。

5.4.2.2 评价区水文地质条件

（1）评价区地下水赋存条件

本工程所在区域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，含水层为潜水和承压水多层结构。

区域内含水层岩性以细砂、粉细砂为主，隔水层的岩性为粘土、亚粘土。

①潜水含水层

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。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 7m~10.5m 之间，中部的潜水水位埋深在 4~7m 之间，南部地区的潜水埋深在 2~4m 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。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。

②承压水含水层

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。

物探解译出来的含水层地下水溶解性总固体含量分为两层（从上到下）：

1）第四系含水层

第一层为咸水含水层（潜水含水层）。

第二层为淡水含水层（承压水含水层）由地层的第二层和第三层组成。

2) 第三系含水层

第三层为裂隙孔隙水含水层（水质不明）。

第四系承压水含水层的顶板埋藏深度的变化规律是：区块东北部，淡水含水层的顶板埋藏深度最大，最大达到 120m。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，淡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。调查评价区水文地质图见图 5.4-1。

图 5.4-1 调查评价范围水文地质图

（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的入渗补给。

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的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区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。

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排放方式排出区外。

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径流排泄。

(3) 地下水动态特征

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。

(4) 地下水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，采集了 35 组潜水水化学分析样品，由于区块内无大的地表河流，地下水（潜水）主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，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 $\text{Mg}\cdot\text{Na}$ ）、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}$ （或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{Na}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$ ）及 $\text{Cl}\cdot\text{Na}$ （或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ ）型水为主。地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468~132.1g/L 之间。

(5) 地下水开发利用现状

评价区内具有供水意义的地下水位第四系松散岩类孔隙水。区内潜水的矿化度一般大于 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；承压水水质良好，适合于生活饮用。

根据《塔里木河水资源合理开发利用及环境地质问题研究》中也提到塔里木河冲积平原可供开采利用的地下水资源有限，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。为维护生态环境应把地下水资源视为保护对象。本工程区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对地下水基本上没有开采利用。油田区工业用水及生活用水取自深层承压水，井深约 200m，为当地生活饮用水的主要供水层和保护对象。

（6）包气带污染现状调查

2020 年，中国石化西北油田分公司开展了土壤及地下水初步调查，对塔河油田等关键站场的污水处理区、三项分离区、生产装置区、污油池区、罐区等易造成污染的主要装置和设施，部分计转站、单井井场等主要装置和设施附近的包气带土进行了取样、检测，其中 250 个样的采样深度为 0~0.5m，100 个样的取样深度为 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5~2.0m 等 3 层，检测因子主要重金属、挥发性及半挥发性有机物、石油烃（C10~C40），并对比《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值进行了对比分析。

根据《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》及本次评价中土壤环境的调查结论，各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值；石油烃（C10~C40）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

5.4.2.3 施工期地下水环境影响分析

根据前文 5.4.1 节，施工期废水不外排。

另外，项目施工期对材料堆场、各类储罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。

综上，本工程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水环境产生明显影响。

5.4.2.4 运营期地下水环境影响分析

（1）正常情况下水环境影响分析

本工程运营期产生的采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，

不外排。正常情况下，本工程新建输油管线是全封闭系统，管线采用柔性复合管；TP-7 计量间输水管线采用 20#无缝钢管，均采取严格的防腐措施，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。

（2）非正常情况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，输油、输水管线与 TP-7 计量间内阀门连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的石油类可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

本工程对地下水产生污染的途径主要为渗透污染。管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的污水下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线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。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。

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

一般泄漏于土体中的石油类可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。石油类属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。

本工程非正常状况下，管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，含油污水可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

①预测情景

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

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

集输管线发生泄漏，含油污水中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。根据含油污水污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

项目区的地下水主要是从西北向东南方向流动，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次预测采用一维短时泄露点源的水动力弥散问题的解析法（参考《多孔介质污染物迁移动力学》，王洪涛，2008 年 3 月）。

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。由于石油类因子是采出水污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。模型中所需参数及来源见表 5.4-2。

表 5.4-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.019m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据导则推荐的经验值，评价区内渗透率 10m/d；根据评价区水文地质资料，地下水水力坡度约 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.19m ² /d	$D_L=\alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合项目区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	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，本次有效孔隙度取 42%。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度。	
5	C_0	污染物浓度	参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄漏了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-3，图 5.4-1。

表 5.4-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
石油类	0	0.011	0	0.002	0	0.000
	5	0.036	10	0.005	20	0.001
	10	0.029	20	0.007	40	0.002
	15	0.010	30	0.008	60	0.003
	20	0.002	40	0.006	80	0.004
	25	0.000	50	0.004	100	0.003
	30	0.000	60	0.002	120	0.002
	35	0.000	70	0.001	140	0.001
	40	0.000	80	0.000	160	0.000
	45	0.000	90	0.000	180	0.000
	50	0.000	100	0.000	200	0.000

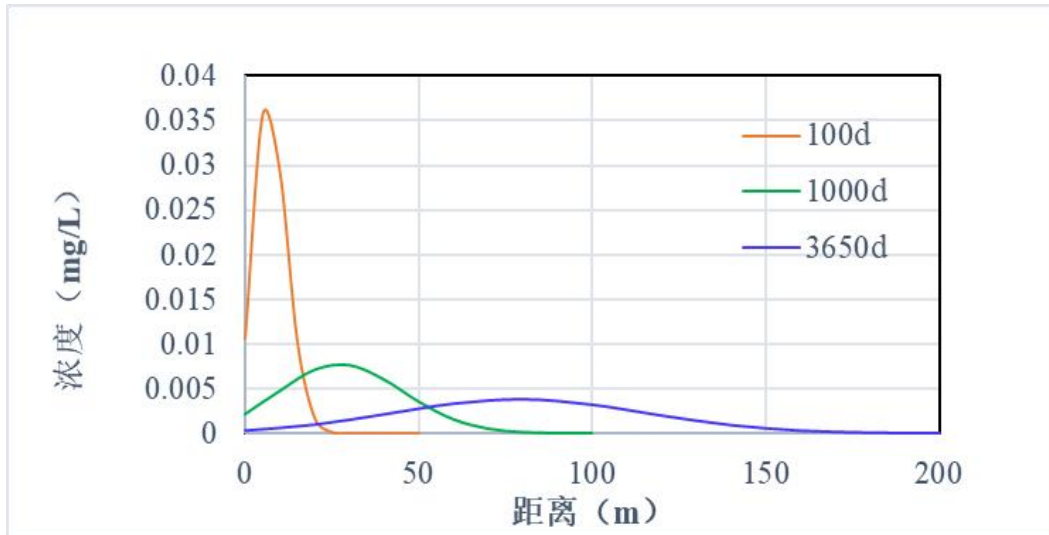


图 5.4-1 发生短时泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在泄漏发生后 100d、1000d、3650d 时最大影响距离分别为 20m、70m、140m，下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

本工程需按照“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，并定期开展地下水跟踪监测。正常状况下，废水妥善处置，不会对水环境产生影响；在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，尽可能防止石油类污染物进入地下潜水。在严格落实地下水污染措施的前提下，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.4.3 小结

本工程施工期管道试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响；运营期的采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，满足《碎

屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，不外排。在正常情况下，本工程产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，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。

本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景，结合评价区水文地质条件，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，针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施的情况下，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程在施工期产生的固体废物主要为施工废料、施工废弃土石方。

施工废料主要包括管材边角料、作业中产生的废物包装纸、包装盒；防腐保温施工产生的废保温防腐材料及其包装物；切割钢制套管产生的废钢铁等固废。产生的施工废料约为 0.8t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

本工程扩建 TP-7 计量间，以及新建集气管线 2.0km，集油管线 2.0km，共开挖土方 15726.51m³，回填土方 15726.51m³，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。

5.5.2 运营期固体废物影响

本工程运营期产生的固体废物主要为废药剂包装物、清罐底泥、落地油、清管废渣。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）和《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019)，清罐底泥、落地油、清管废渣均属于危险废物。

5.5.2.1 清罐底泥

本工程运营期固体废物主要为净化水罐和污水污油缓冲罐定期清理罐底产生的清罐底泥，类比塔河油田同类型站场清罐底泥产生量，本工程运行后清罐底泥产生量约 0.4t/a。

对照《国家危险废物名录（2021 年版）》，清罐底泥危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。清罐底泥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》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号），实施危险废物转移管理制度。本工程产生的清罐底泥采取桶装形式收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.5.2.2 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，本工程清管废渣产生量为 0.092t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，属于危险废物 HW08（071-001-08）。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按照危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.5.2.3 落地油

落地油主要产生于站场设备的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油。根据工程分析，本工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），落地油桶装收集后直接送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。

5.5.2.4 废药剂包装物

项目新增 1 套加药装置，药剂主要为破乳剂，缓蚀剂，药剂使用过程中会产生少量的废药剂包装物，产生量约为 0.1t/a，属于一般工业固体废物，由厂家回收利用。

5.5.2.5 生活垃圾

运营期工作人员由采油三厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾

5.5.2.6 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

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

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

本工程运营期产生的危险废物桶装收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。运输过程中严格遵守相关规定，产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

③危险废物委托处置环境影响分析

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

④运输过程的污染防治措施

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部部令第 23 号）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定

危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

本工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令（2005 年）第 9 号）执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。综上，本工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

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

5.5.3 小结

本工程施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置；施工人员在采油三厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留；开挖土方做到“取弃平衡”；运营期产生的清管废渣、清罐底泥、落地油采取桶装形式收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置；废药剂包装物由厂家回收处置。

本工程施工期、运营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。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

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

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

(2) 站场建设

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

(3) 管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 5m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

(4) 水土流失影响分析

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

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括站场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，本工程为石油开采项目，本工程站场建设属于I类项目，集输管线建设属于II类项目。

本工程土壤项目类别为I类、II类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

5.6.2.2 土壤污染途径

本工程为站场改扩建项目。拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。运营期本工程对 TP-7 片区采出液采用密闭处理、集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以

及对土壤理化性质的影响和累积影响。

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

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.3 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本工程采出水均得到妥善处置；各种运行期固废得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.4 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

项目所在区域属于土壤轻度碱化、盐化地区，本工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本工程废水主要为生产废水、生活污水，不向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况装置区管线、设备连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

本工程站场建设及管道敷设过程中，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。同时，本工程站场装置区中废水盐分含量较高，当出现泄漏时，含油污水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。

影响类型见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型（站场、管线）				生态影响型（站场、管线）			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.6.2.4.1 生态影响

考虑事故状态下，站场与集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，集输管道在站场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭站场，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，预计从集输管道中泄漏的含油污水量为 3.5m³。含油污水中矿化度为 154537mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：3.5×154537=540879.5g。

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 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.6×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 4.4g/kg~49.9g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果,在 10 天内,单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.11g/kg,叠加现状值后的预测值为 4.51~50.01g/kg。

从预测结果可知,发生泄漏后,泄漏点周边区域土壤中盐分含量变化很小。土壤盐化程度不变。在发生泄漏后,西北油田分公司应按要求将泄漏点周围区域土壤进行清理,将泄漏事故对土壤环境的影响减至最低

5.6.2.4.2 污染影响型

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下,集输管道的采出液泄露,垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料,目前项目区用地性质为灌木林地、和其他草地、采矿用地,土壤类型为林灌草甸土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径,给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度,对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1, 影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
管线	/	垂直入渗	石油类	事故工况

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水,在环境中被称为不溶性液相污染物(NAPLs)。溢油发生后,由于管道输油压力较大,而顶层覆土层压力较小,混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收,则其一部分轻组分将挥发,另一部分下渗到包气带土体,甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

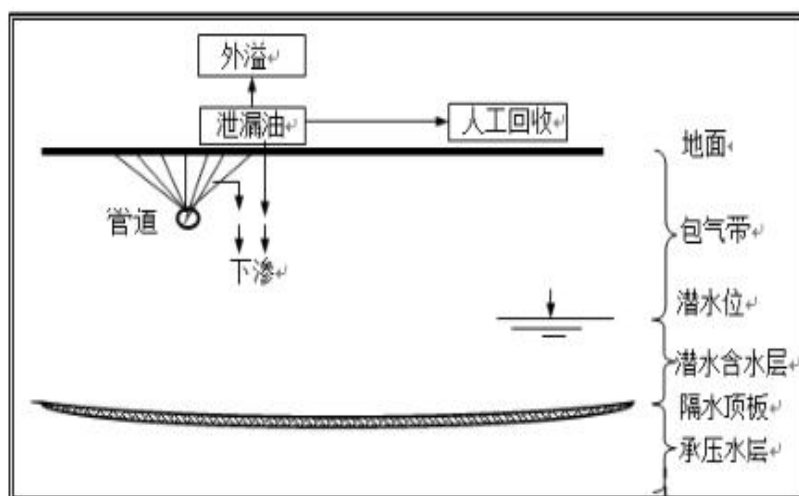


图 5.6-1 溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而去除。

——溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

（2）垂直入渗途径

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本工程正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

①预测方法

采用类比分析法进行预测。

②预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、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。

③污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类。

④预测结果

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、30min、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 5.6-3。

表 5.6-3 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，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，石油在地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粘稠状。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。

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

5.6.3 小结

综上，本工程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。如果发生设备、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，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

表 5.6-1 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 ☐ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☒ ; 未利用地 ☒				土地利用类型图
	占地规模	(0.00972651) km ²				永久占地
	敏感目标信息	敏感目标(耕地、灌木林地)、方位(工程占地范围内及周边)、距离(/)				
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他(☐)				
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				
	评价工作等级	一级 ☒ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				
	理化特性	/				同附录 C
	现状监测点位	层位	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	
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)基本工程 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃; 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本工程 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分					
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他(☐)				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他(类比)				
	预测分析内容	影响范围(事故状态下, 含油污水进入土壤的 0-3m 土层) 影响程度(较小)				
	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		
		站场	石油烃	1 次/3 年		
信息公开指标	石油类、砷、六价铬、盐分含量、pH					
评价结论		本工程对土壤影响呈点块状(如站场等)和线状(如集输管线)分布, 影响范围明确。本工程对土壤的环境影响主要体现在施工期, 严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。				

注 1: “☐”为勾选项, 可√; “(☐)”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价工作的, 分别填写自查表。

6.环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的生态环境、水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在施工期、运营期拟采取的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 站场选址

结合本工程 TP-7 计量间所在区域的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。TP-7 计量间选址主要依据以下原则：

(1) TP-7 计量间设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）、《建筑设计防火规范》（2018 版）GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）。

(2) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(3) TP-7 计量间在无人区穿越，不涉及拆迁。

(4) TP-7 计量间应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程拟建集输管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越工程设计标准》（GB/T50459-2017）。

(2) 线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据站场的位置作相应调整。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

(6) 线路应尽量避免农田、公益林等区域。

6.2 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自站场建设、管线敷设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在站场建设、管线敷设结束后，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。

6.2.1 生态保护措施及可行性论证

6.2.1.1 站场施工的生态保护措施

本工程扩建 Tp-7 计量间，在施工中应做好以下措施：

(1) 施工过程中须严格控制工程占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

(2) 施工过程中严格执行环境保护管理规定，各类施工材料和施工废弃物禁止随意乱丢乱放。

(3) 加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 尽量减少因施工对植被的破坏，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内，并安排专人监察。

(5) 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。

(6) 对站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.2.1.2 管线施工的生态保护措施

(1) 严格控制施工临时占地面积，临时占地作业带宽度不得超过 5m，应在保证施工质量的前提下尽可能采取人工开挖，减少临时占地范围。对占地范围外

的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏植被。

(2) 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。

(3) 应根据当地农业活动特点组织本工程施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。合理安排施工进度。

(4) 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，使占地造成的影响逐步自然恢复。

6.2.1.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

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

②评价区域分布有多枝怪柳、骆驼刺等植被，管线、阀组建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

(2) 生态防护

①管线施工范围应严格限制在 5m 范围内，在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

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

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

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

(3) 生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

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

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

④由于工程建设造成了一定的地表植被破坏，在施工结束后应对植被覆盖区域进行生态修复，优先使用原生表土和选用本土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统；

⑤项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减少项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本工程占用水浇地、林地（灌木林地、其它林地）、草地（天然牧草地、其他草地）、沙地等，占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.2.1.3 对野生动物的生态保护措施

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

(2) 加强生态保护宣传教育工作，施工前后，应加强沿线生态环境保护的宣传教育工作，在工地及周边，设立与环境保护有关的科普性宣传牌，包括生态保护的科普知识、相关法规、工程所采取的生态保护措施及意义等。

(3) 建议施工单位与林草部门配合在项目区内张贴项目区野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物。

(4) 施工单位和人员要严格遵守国家法令，坚决禁止捕猎任何野生动物；同时减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰。

(5) 为了加强沿线生态环境的保护及实施力度，建设单位与施工单位共同协商制定相应的环境保护奖惩制度，明确环保职责，提高施工主体的环保责任感。

(6) 项目所在区域周边有国家二级保护动物塔里木兔分布, 首先要禁止施工人员对塔里木兔的捕猎, 夏季是塔里木兔的繁殖期, 如施工中遇到正在繁殖的塔里木兔应立即停工, 应确保塔里木兔离开后方可恢复施工。

6.2.1.4 重点公益林的保护和恢复措施

(1) 生态避让

①工程管线选线过程中最大限度的避让了国家二级公益林。尽量避开了植被茂密区域。

②采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段, 严格限制作业带宽度, 施工作业带宽度限制在 5m 内。

(2) 生态防护

①施工机械、物料堆放场地等均设置在公益林外, 通过采取严格的管控措施, 可减少了对公益林的占用和破坏。

②管线沿线分布有怪柳等灌木林, 在此区域进行项目建设时应尽量采取避让措施, 对怪柳实施原址保护; 确实无法避让的, 移栽后进行异地保护。项目区建设用地内有其他树木的, 移栽后进行异地保护。

③在公益林的区域施工时, 建设隔离防护网, 并设置警示标牌, 禁止其他人员进入林地非法砍伐、采摘和捕猎, 禁止其他破坏林地的行为。

④强化责任, 实行森林防火领导负责制。西北油田分公司采油三厂应制定防火操作规程, 奖罚分明, 提高工作人员森林防火责任意识。

⑤强化野外火源管理, 制定办法, 严格要求, 加强对工作人员管理, 严禁携带火种进入公益林区。

(3) 生态恢复

本环评要求在公益林区域施工结束后, 在管堍上方及两侧扰动区域播撒草籽, 恢复植被。

公益林的生态恢复优先选择本地乡土树种, 适应性强且生态效益高、抗逆性强、易于成活的树种; 种植密度应根据树种特性、立地条件和恢复目标确定。管护计划主要为恢复初期禁止人为干扰; 加强管理, 采取生物防治和物理防治措施等; 定期监测植被恢复、水土保持等指标。通过科学合理的生态恢复措施, 能够有效补偿生态损失, 恢复生态功能, 促进区域生态环境的可持续发展。

(4) 生态补偿

应向林草主管部门办理相关手续，应按《森林法》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<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、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后施工建设。

本工程新建管线临时占用公益林（国家二级公益林），应遵守以下规定：

《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济”。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

6.2.1.5 水土流失保护措施

本工程施工期主要的水土流失影响以风蚀为主，建设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。

②根据工程需要严格限定占地面积，严禁施工材料乱堆乱放，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管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②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和过多惜土。

③单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，管线边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

④项目区降水量极少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

⑤施工作业结束后，并将场地进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性，防止风蚀现象发生。

（4）各措施实施进度及管理

水土流失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。

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，本工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.2.1.6 防沙治沙措施

本工程在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜灌则灌、宜草则草，在水浇地、林地以外的荒漠区域采取以灌草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

一、防沙治沙内容及措施：

（1）采取的技术规范、标准

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）；

⑤《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）。

（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，农田得到有效保护。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

（4）植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①现有道路周边等植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

④针对部分管沟周边基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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场地平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。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，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。

本工程需严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

本工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

（6）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。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，本工程采取的防沙治沙措施可行。

（7）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。拟建工程防沙治沙工程中西北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。西北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

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；塔里木盆地自然条件恶劣，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防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施资金由西北油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

6.2.1.7 临时占地生态恢复措施

本工程临时占地类型为灌木林地和其他草地，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的3-5年内90%的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土植被主要以棉花等经济作物为主，道路及沟渠两侧有人工种植的杨树、榆树等防护林；自然恢复的植被种类以胡杨、花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等本土植被为主。主要采取以下生态恢复措施：

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

③管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

④充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑤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，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.1.8 基本农田的保护措施

工程目前设计不占用基本农田，如后期设计发生变化，工程涉及基本农田占用建设单位应根据《基本农田保护条例》（2011年修正，2011年1月8日起施行）、《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）和《新疆维吾尔自治区基本农田保护办法》（2010年修正，2010年12月13日起施行）要求，临时占用部分基本农田，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级

自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。施工选在秋收结束后、春耕开始前，避开农作物播种期、生长期和收获期，避免对农作物耕作制度造成影响，最大限度减少农作物损失。基本农田内施工时，要对表土进行剥离并单独存放，最大程度降低对农田土壤肥力的影响。在农作物生长季节施工时，应做好洒水降尘工作，减少扬尘对农作物的影响。

6.2.2 大气污染防治措施

6.2.2.1 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）管沟开挖不宜过深，及时开挖、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。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.2.2.2 机械设备和车辆废气污染防治措施

(1) 施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

(2) 对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

(3) 尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

6.2.3 废水污染防治措施

(1) 新管道试压水排出后进入下一段管线循环使用。减少水资源的浪费及废水的产生。试压结束后用作场地降尘。

(2) 本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工现场不设施工营地，施工现场不产生生活污水。

(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。

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

(5) 加强施工机械维护，严禁在水体附近清洗施工器具、机械等，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理；

(6) 加强集输管线的巡查、检测、维修。采取有效的防火、防爆、防腐、防裂等措施，杜绝管线泄漏事故的发生。

(7) 加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

(8) 严格按照设计方案施工，合理安排施工时序和施工工艺的情况。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓水环境影响，措施可行。

6.2.4 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 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，使本工程在施工期间造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.2.5 固体废物污染防治措施

本工程在施工期产生的固体废物主要为施工废料、施工人员产生的生活垃圾、施工废弃土石方。

(1) 施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。

(2) 本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

(3) 开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行。

6.2.6 土壤污染防治措施

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

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(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。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.3 运营期环境保护措施

6.3.1 生态环境保护措施

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。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回注水泄漏及时控制扩散面积并回收外泄的含油污水；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，采油三厂负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的落实并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的含油污水应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

本工程临时占地类型为灌木林地、其他草地、采矿用地，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的3-5年内90%的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土植被为主，主要是棉花等经济作物，道路及沟渠两侧有人工种植的杨树、榆树等农田防护林，自然植被主要为胡杨、花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.3.2 废气污染防治措施

（1）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。

（2）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，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响，确保非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，

《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内VOCs无组织排放限制；硫化氢无组织排放可以满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建厂界二级标准值。

（3）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。

（4）定期对设备、阀门、管线等进行巡检，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。

(5) 在日常生产过程中, 加强 NMHC 无组织排放例行监测, 对典型站场厂界 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。

(6) 温室气体管控: ①进一步开展节能减排工作, 加强质量控制和技术研发, 降低设备工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能; ②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术, 开发清洁能源替代现有能源; ③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; ④加强对密闭管线及密封点的巡检, 一旦发生泄漏立即切断控制阀, 并尽快完成修复; ⑤加强油井生产管理, 减少温室气体的跑、冒, 做好油井的压力监测, 并准备应急措施, 从而减少温室气体排放。

综上, 本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.3.3 废水污染防治措施

6.3.3.1 采出水

本工程站场无人值守, 通过远程监控、人员定期巡检进行管理, 故运营期不新增生活污水。本工程运营期的主要废水是采出水。

本工程采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层, 不外排。在正常状况下, 本工程在设计、施工和运行时, 严把质量验收关, 杜绝因管道材质、制管、防腐涂层及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中, 强化监控手段, 定期检查检验, 检漏控漏, 杜绝长期事故性排放点源的存在, 本工程对水环境基本没有影响; 在非正常状况下, 应及时采取水污染应急控制措施。

另外, 本工程废水拉运应建立管理台账, 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, 加强拉运过程环境管理, 禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施, 本工程运营期废水均经处理后回注于油藏, 不外排。废水污染防治措施合理可行。

6.3.3.2 站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的相关规定, 本工程拟对站场进行分区地

下水污染防治,分为一般防渗区和简单防渗区。将站场装置区划分为一般防渗区,一般防渗层的防渗性能不应低于 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,其余区域划分为简单防渗区。

6.3.3.3 管道的防护措施

(1) 集输管线敷设前,加强对管材和拼接质量的检查,防止因管材质量及拼接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工,加强施工过程监理,确保施工质量。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置标识,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统管理和控制,严格控制压力平衡,对管线的运行情况的实时监控。

(4) 定期对管线进行检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;按规定进行设备维修、保养,及时更换易损及老化部件,防止油气泄漏事故的发生,定期对管线进行巡视,应加强管线和警示标志的管理工作,提高巡线的有效性,发现对管道安全有影响的行为,应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

综上,本工程运营期采取的废水污染防治措施可行

6.3.4 噪声污染防治措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理,根据各种设备类型所产生噪声的特性,采用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等不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平,尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式,由操作人员定期对装置区进行检查,尽量减少人员与噪声的接触时间。

(3) 定时保养设备,避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

综上所述,本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.5 固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有清罐底泥、清管废渣、落地油、废药剂包装物。

6.3.5.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

(1) 根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号), 本工程运营期产生的危险废物主要有清罐底泥、清管废渣、落地油。清罐底泥、清管废渣、落地油采取桶装形式收集, 送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。

(2) 废药剂包装物由厂家回收利用。

(3) 运营期工作人员由油田内部调剂解决, 故不新增生活垃圾。

(4) 加强巡检频率, 尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(5) 采油三厂已建立了完善的危废管理计划, 并定期向生态环境主管部门上报备案, 项目建成后总体按照既定计划进行危废管理。

(6) 及时清理回收因管线破损产生的油污, 定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

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

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

(9) 事故应急培训, 能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则, 不会对周围环境产生不利影响。

6.3.5.2 危废废物具体管理要求

危险废物贮存容器标注危险废物贮存设施标志、危险废物警示标识和环境保护识别标志, 相应标志应符合《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276-2022) 中相应要求。建设单位制定危险废物管理计划, 并定期上报。建设单位制定危险废物管理台账, 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.4 详细记录危险废物贮存情况。

本工程危险废物的收集责任主体是西北油田分公司采油三厂，暂存、危废运输和处置的责任主体是有资质的运输单位和处置单位。

（1）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（2）运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求，危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(3) 利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

6.3.5.3 危险废物处置措施可行性分析

清罐底泥、清管废渣、落地油采取桶装形式收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。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。

(1) 危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运行后，采油三厂应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求对含油废物进行收集。危险废物桶装收集后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表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) 危废运输依托可行性分析

本工程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，通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

（3）危废处置依托可行性分析

清罐底泥、清管废渣、落地油属于《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）中“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”，其废物代码为 HW08（071-001-08），本工程产生的清罐底泥、清管废渣、落地油采取桶装形式收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。

因此，本工程危险废物依托处置是可行的。

6.3.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液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，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查站场，是否有采出液泄漏的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生站场设备、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关闭设备

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关闭设备。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.3.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程必要时开展跟踪监测工作，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况。当发生事故泄露时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地

下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.3.7.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

（1）采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。

（2）定期对站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

（3）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；采用先进的监控手段，管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（4）对输送管道、阀门、外输泵各装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，管道、站场都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品；

（5）建立站场、管线巡检制度，定期对管线壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换设备、管道，杜绝设备、管道污染物泄漏事件的发生，防止对土壤、地表水和浅层地下水的造成污染。

6.3.7.2 分区防治措施

对站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（表 6.3-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.3-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.3-3），提出防渗技术要求。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）附录，油气处理、集输过程中主要关注的污染物为耗氧量、氨氮、石油类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区、简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.3-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域		防渗要求
一般防渗区	运营期	站场设施永久占地	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	运营期	其他区域	一般地面硬化

6.3.7.3 管道刺漏防范措施

（1）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（2）利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（3）一旦管道发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（4）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（5）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

站场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现站场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传站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站场内生产情况。

6.3.7.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《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）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，本工程地下水监测计划见表 6.3-5。

表 6.3-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类等。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油三厂安全环保部门汇报，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，站场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现站场内的生产运行管理和控制，上传站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站场内生产情况。

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

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解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。

6.3.7.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后,逐步停止抽水,并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估,并制定防止类似事件发生的措施。

综上,本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.4 环境影响经济损益分析

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地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素,最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进,又互相制约,必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来,对环境保护和经济发展进行协调,实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.4.1 环保投资估算

工程占地主要是由站场、集输管网等地面工程构成,占地类型为灌木林地、和其他草地、采矿用地等。在项目开发过程中,需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等,防沙治沙和水土保持措施纳入水土保持方案投资中。经估算本工程环保投资 186 万元,占总投资的 7.79%。估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地征 地、补偿及生 态恢复	施工结束后进行场地平整;控制施工作业带宽度;占地征用灌木林地、其他草地、采矿用地补偿、复垦及生态恢复。	施工结束后场地平整	80
	水土流失	水土保持措施	管沟分层开挖分层回填;按照施工作业带进行作业;施工迹地恢复	减少水土流失	纳入水土保持方案投资中
	土地沙化	防沙治沙措施	永久占地铺设砾石;临时占地平整,清运现场遗留的污染物;按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿等	防止土地沙化	5
	废气	施工产生的施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	/	5
		施工机械及运输车辆尾气	使用达标油品,加强设备维护	/	5
	固废	施工废料、土石方	施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置;土石方平衡,无弃方。	妥善处理	5
	废水	管道试压水	管道试压采用清洁水,试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘。	施工废水循环利用	5

	地下水、土壤	防渗	站场设施永久占地等一般防渗区；其他区域简单防渗区。	防止地下水、土壤污染	5
	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	5
运营期	废气	无组织挥发烃类、硫化氢、温室气体	密闭处理、集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	5
	噪声	站场噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振。	场界： 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	5
	固废	危险废物（清管废渣、清罐底泥、落地油）	密闭桶装收集后，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。	妥善处理	5
		废药剂包装物	由厂家回收利用。	妥善处理	1
	废水	采出水	本工程产生的废水主要为采出水，经新建采出水处理设施处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	5
	地下水、土壤	站场、管线防渗	站场设施永久占地进行一般防渗。	防止地下水、土壤污染	5
	环境风险管理	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	10
环境管理			环境监理、环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测、生态监测等		30
			环保培训，演练		5
合计					186

6.4.2 环境效益

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

6.4.2.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本工程站场采用密闭处理、集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

本工程运营期采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理,经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注地层,不外排。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为清管废渣、清罐底泥、落地油等危废,密闭桶装收集后,送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置;废药剂包装物由厂家回收利用。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施,减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间,采取严格控制地表扰动范围,严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施,可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术,使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源,减少各种资源的损失,大大减低其对周围环境的影响。

6.4.2.2 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在:

- (1) 工程占地造成的环境损失;
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失;
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为站场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分,经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定,工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响,包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后,施工影响是可以接受的。

本工程建设期短,不涉及当地居民搬迁,无大量弃土工程,而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染,会随着施工的结束而消失。因此,在正常情况下,基本上不会对周围环境产生影响,但在事故状态下,将对人类生存环境产生影响。

如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

6.4.3 社会效益分析

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.4.4 经济效益

工程总投资 2389.14 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.4.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，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 186 万元，环境保护投资占总投资的 7.79%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果

7 环境风险评价

7.1 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 以及本工程特点，本工程运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢，主要存在于密闭设备、集输管线内。

本次新建管线主要为 TP-7 计量间至井场的集气管线 2.0km，TP104 井至 TP-7 计量间集油管线 2.0km，站场和井场之间均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照各类管线最大长度，以及站场设备最大储存量计算。

根据区域油气资源流体性质，地面原油密度 0.8962g/cm^3 ，天然气相对密度取 0.866，天然气中硫化氢平均含量约硫化氢取 230.76mg/m^3 。

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 ，集输管线压强 4.0Mpa ；

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。

本工程涉及的风险物质的存储量及位置见表 7.1-1。

表 7.1-1 本工程危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量 (t)
TP-7 计量间内三相分离器等设备	天然气	/	0.05
	原油		1.04
	硫化氢		0.0001
集油支线	原油	DN200, 4.0Mpa, 2km	56.3
集油干线	原油	DN200, 4.0Mpa, 2km	0.68
	天然气		0.00014

(2) 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中 HJ169-2018 附录 C 的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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

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

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程危险物质辨识结果详见表 7.1-2。

表 7.1-2 本工程风险单元 Q 值一览表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
三相分离器 等设备内	1	天然气	74-82-8	0.05	10	0.005
	2	原油	-	1.04	2500	0.00042
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	0.00004
集油管线	1	原油	—	56.3	2500	0.02252
集气管线	1	天然气	74-82-8	0.68	10	0.068
	2	硫化氢	7783-06-4	0.00014	2.5	0.00006
Q 值 Σ						0.09604

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.09604$ ， $Q < 1$ 。判断本工程风险潜势为 I。

（3）评价等级

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，不设置评价范围。

表 7.1-3 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见 2.8.2 环境保护目标章节。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、硫化氢。

①原油

TP-7 片区原油密度平均为 0.8703g/cm^3 ， 50°C 粘度 $3.84\sim 4.18\text{MPa}\cdot\text{s}$ ，粘度为 $51.56\text{mm}^2/\text{s}$ ，凝固点为 -21.6°C ，含硫量为 1.10%，含蜡量为 10.72%，原油为中等粘度、中等含硫、高含蜡的中质原油。原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

表 7.3-1 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从原油田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 $20^\circ\text{C}\sim 200^\circ\text{C}$ 之间，挥发性好。 〔主要用途〕是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	〔燃烧和爆炸危险性〕 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 〔健康危害〕 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	〔操作安全〕 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 〔储存安全〕 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C 。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 〔运输安全〕 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时

	要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	〔急救措施〕 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 〔灭火方法〕 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 〔泄漏应急处置〕 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在确保安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

②天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			

泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

③硫化氢

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

硫化氢的危险、有害特性详见表 7.3-3。

表 7.3-3 硫化氢对人的生理影响及危害

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

7.3.2 生产系统危险因素识别

(1) 站场

本工程扩建 TP-7 计量间，可能发生风险主要为站内设备穿孔、破裂，导致

油气泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

(2) 集输系统

本工程新建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输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。

7.3.3 环境风险类型识别

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油气管线泄漏、站场设备破损发生油气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，集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、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。具体危害和环境影响可见表 7.3-6。

表 7.3-6 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
运营期	泄露	集输管线	原油、天然气、硫化氢	集输管线发生泄漏，油气中天然气扩散至环境空气中，可能引发员工天然气中毒事件，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	站场	原油、天然气、硫化氢	站内设备发生破损，导致原油、天然气、硫化氢泄漏，油气中天然气扩散至环境空气中，原油通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	设备破损导致油气发生泄漏，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

7.4 环境风险分析

7.4.1 对大气环境的影响分析

(1) 站场设备发生破损对大气环境的影响

本工程的扩建 TP-7 计量间内站内设备穿孔、破裂后，若得不到及时处理，所泄漏的油气会挥发轻烃组分和硫化氢，挥发轻烃组分使局部大气环境中的轻烃含量增加，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气；硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

本工程新建的设备采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，采油三厂负责管理本工程的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在设备泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后油气处理设备发生火灾爆炸概率较低，本工程所处地点开阔，天然气中 H_2S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

本工程站内不设存储设施，站内设备在线量低，引起火灾或爆炸产生的 CO 浓度较低，且持续时间较短；类比同类风险事故，泄露后的火灾爆炸事故造成的伴生/次生污染物不会对周边环境空气质量造成明显影响。

(2) 集输管线对大气环境影响分析

本工程集输管线内主要为原油、天然气、硫化氢，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、硫化氢对周边大气环境造成污染；天然气扩散至环境空气中，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。本工程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。

本工程一旦管道发生泄漏事故，站场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。集输管线发生泄漏对大气环境的影响可控。

7.4.2 对地下水的环境影响分析

(1) 站场设备发生泄漏对地下水环境风险影响分析

站场设备发生泄漏，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，做好站内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

(2) 集输管线对地下水的环境影响分析

本工程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到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。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、质地比较粘重的土壤类型，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。

本工程评价区土壤类型主要为林灌草甸土，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。

7.4.3 对土壤环境的影响分析

（1）站场设备发生泄漏对土壤的环境影响分析

站场设备发生泄漏，原油进入土壤可使土壤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）集输管线对土壤环境影响分析

集输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，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响

7.5 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

采油三厂于 2024 年 12 月完成了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得阿克苏地区生态环境局库车市分局备案（备案编号：652923-2024-219-L），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入采油三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，及时更新采油三厂突发环境事件风险应急预案。

7.5.1 站场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）站场设置明显的禁止烟火标志；站场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；站场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地。

（3）在站场、站场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）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。

（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，以便及时发现事故隐患。

(6) 对计量装置、分离气等设备区，应采取防渗措施，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，对不能利用的原油委托有资质单位进行处理。

7.5.2 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，应加强对管材和拼接质量的检查，严禁使用不合格产品。对拼接质量严格检验，防止拼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) 对穿越道路的管道进行加厚和套管保护。

(5) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(6) 完善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。

(7) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(8) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(9) 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。

(10) 加强对管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

(12) 编制输油气管线泄漏等专项处置应急预案。

7.5.3 土壤风险防范措施

如果发生站场设备、集输管道的原油渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

（1）按顺序停泵或关设备

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关设备。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

（2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

7.5.4 植被风险防范措施

（1）公益林防火措施

①强化责任，实行森林防火领导负责制。西北油田分公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，增强工作人员森林防火责任意识。

②大力开展宣传教育。西北油田分公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

③强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

④施工期严格控制施工范围，加强宣传植被保护教育，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。最大程度地保护工程所在区域生态环境。

⑤集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

⑥运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

（2）基本农田保护措施

本项目 TP-7 计量站北侧 25m 处分布有基本农田，站场设备、管线泄漏影响的范围一般为站场周边，基本不会对农田造成影响，但若事态不可控时，可能会对站场周边的农田造成一定影响，主要是对农田土壤以及农作物的影响。站场设备、管线泄漏时油类物质进入土壤，会对土壤造成污染，造成的土壤理化性质改变，泄漏的油类物质若直接粘附于农作物，会阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死；若发生火灾，燃烧热对将影响周边植物的生长，甚至死亡。因此当站场设备、管线泄漏发生后污染了基本农田，应采取以下措施，保护基本农田：

①事故现场的保护措施

1) 根据《基本农田保护条例》第二十六条，立即采取措施处理，向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告，接受调查处理。

2) 在突发环境事故现场设置警戒线，保护现场和维护现场秩序；

3) 保护现场被破坏的设备部件，碎片、残留物等及其位置；

4) 在现场收集到的所有物件应贴上标签，注明地点、事件及管理者；

5) 对收集到的物件应保持原样，不准冲洗擦拭，方便后期事故调查。

②现场净化的方式、方法

1) 对泄漏现场的污液用罐车抽吸，对火灾爆炸现场产生的废液、废渣做危废处置；

2) 对应急行动工作人员使用过的衣服、工具、设备进行处理；对污染的衣物或其它物品及使用后的沙袋等集中收集，作为危废处理；

3) 利用喷洒环保型洗消液、抛洒粉状消毒剂等方式消除污染;

4) 受污染的土壤属于危险废物, 统一交由有含油污泥处置资质的单位进行处理。

③事故洗消工作队伍

事故现场污染环境洗消工作, 应以当地政府生态环境主管部门技术力量为主, 在地方政府生态环境部门技术人员的指导下, 公司应急救援人员协助处理。如果事故严重, 还要上报上级生态环境局, 请上级生态环境主管部门安排现场洗消。在事故现场洗消工作中, 要及时联络咨询技术专家。

④环境恢复

由应急咨询专家组根据事故发生地点、污染物的性质和当时气象条件, 明确事故泄漏物污染的环境区域, 确定一个安全、有效、对环境影响最小的恢复方案。

根据实际情况, 对污染的区域进行隔离, 组织专业人员, 穿戴好防护服, 配备空气呼吸器, 可用吸油毡、活性炭、木屑等具有吸附能力的物质, 吸附回收后转移处理。并及时对污染环境进行跟踪监测。

⑤损失赔偿

对农田造成质量降低的, 应进行治理; 对农户造成财产损失的, 应按规定进行赔偿。

7.5.5 危险废物运输事故风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此, 行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体, 若有液体泄漏, 应查找泄漏点, 采取相应的应急措施, 防止液体继续泄漏, 将受到污染的土壤要全部回收, 送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下:

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

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

(3) 对于危废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，危废装车、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。

7.5.6 重视和加强管理

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

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

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

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

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入采油厂环境风险应急预案中。

7.5.7 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

采油三厂于 2024 年 12 月完成了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得阿克苏地区生态环境局库车市分局备案（备案编号：652923-2024-219-L），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入中国石油新疆油田分公司百口泉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。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：站场设备、油气管道泄漏、火灾爆炸。采油三厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

(1) 站场泄漏处置

①伴有甲烷、二氧化氮、天然气、 H_2S 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，发出甲烷、二氧化氮、 H_2S 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；

3) 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，应立即阻断引火源，并组织灭火；

2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

③站场设备泄漏

1) 若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

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致应急池或应急罐；

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等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

6) 如果少量泄漏，采取用沙石填埋、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，应急监测小组对厂区、周围敏感目标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。

(2) 管道泄漏处置

①油气管道破裂泄漏时

- 1) 如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；
- 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) 组织油气管道泄漏的围控、处置；
- 5) 油气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。
- 7) 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；
- 8) 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
- 9) 条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；
- 10) 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监测；
- 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。

塔河油田托甫台 TP-7 片区目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的

7.6 风险评价结论

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 以及本工程特点，本工程运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢，主要存在于站场设备和密闭集输管线内。本工程可能发生的环境风险主要包括油气管线泄漏、站场设备破损发生油气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，集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；因此本工程做好事故风险防范措施，可以将事故发生概率减少到最低，采油三厂已针对各类环境风险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后，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	采油三厂 TP-7 片区集输站处理能力提升工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	本工程运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢，主要存在于站场设备和密闭集输管线内			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	本工程可能发生的环境风险主要包括油气管线泄漏、站场设备破损发生油气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，集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、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。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练；⑤设置可燃气体检测报警仪等防范设施。			

8.碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 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业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程在 TP-7 计量间扩建油气分离设备和就地分水设备，不涉及使用化石燃料用于动力或热力供应的设备，无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只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。

本工程非正常工况下 TP-7 计量间新建三相分离器和天然气除油器等设备压力过高时，设备内气体紧急释放至火炬点燃，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、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_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。

8.1.1.2 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 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	站场非正常工况下火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	采油三厂 TP-7 片区集输站处理能力提升工程	包括油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG-火炬} = E_{CO_2-正常火炬} + E_{CO_2-事故火炬} + (E_{CH_4-正常火炬} + E_{CH_4-事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG-火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -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 ；

$GWPC_{CH_4-CH_4}$ 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 $GWPC_{CH_4}$ 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；

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

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；

$V(\text{CO}_2)_j$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

$V\text{CH}_4$ -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本工程核算火炬气温室气体排放主要为设备内气体紧急释放至火炬点燃过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 8.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	事故次数	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
1	TP-7 计量 间	非正常 工况	1	0.17	1	7.44	0.98	0.0448 (按塔河 油田托甫台 TP-7 片区油藏 中参数给出)	0.6023 (按塔河油 田托甫台 TP-7 片 区油藏中参数给 出)

根据表中参数,结合公式计算可知,火炬燃烧排放温室气体量为 3.05 吨 CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

本工程运营期 CH_4 逃逸排放主要来自油气处理、集输过程中计量间逃逸排放的 CH_4 。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候〔2014〕2920 号)中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算:

$$E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

式中: $E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}}$ ——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 CH_4 逃逸排放,单位为吨 CH_4 ;

j ——不同的设施类型;

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量,单位为个;站场为 1 个;

$EF_{\text{oil},j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子,单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$;计量间为 0.18;

$\text{Num}_{\text{gas},j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量,单位为个;

$EF_{\text{gas},j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子,单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。

本工程扩建 TP-7 计量间 1 座。

开采逃逸的 CH₄ 为:

$$E_{CH_4-开采逃逸} = 1 \times 0.18tCH_4 = 0.18tCH_4$$

GWPC_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告, 100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力, 因此 GWPC_{CH₄} 等于 21。根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH₄ 为 0.18t, 折算成 CO₂ 排放量为 3.78t。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中:

ECO₂-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

AD 电力为企业净购入的电力消费量, 单位为兆瓦时 (MWh);

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子, 单位为吨 CO₂/MWh。

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:

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

AD 热力为企业净购入的热力消费量, 单位为 GJ;

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子, 单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

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 199.5MWh, 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 133.1t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南 (试行)》, 化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为:

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

ECO₂ 燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

EGHG-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

RCH₄-回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWPC_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO₂-回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

ECO₂-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

ECO₂ 净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO₂ 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂ 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	0	0
	火炬燃烧排放	3.05	2.18
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	3.78	2.7
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	133.1	95.12
	合计	139.93	100

由上表 8.1-5 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为 139.93t。

8.2 减污降碳措施

本工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

本工程 TP-7 计量间减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少站场火炬燃烧作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

采油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。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂总排放量为139.93t。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。

8.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9.环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

工程现有管线日常环境管理工作纳入西北油田分公司采油三厂现有 QHSE 管理体系。

采油三厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。各厂环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油三厂设置有 QHSE（质量、健康、安全和环境）管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、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。

9.1.2 环境管理职责

（1）西北油田分公司采油三厂 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 QHSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和

改进。

- 组织开展本单位清洁文明生产活动。
- 组织开展本单位环境宣传、教育工作。
- 直接领导开发公司管理委员会。

(2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

- 负责运营期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。
- 对运营期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

- 配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

(3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

- QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。
- 严格执行 QHSE 管理规程和标准。
- 了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。
- 严格按照规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响评价报告书，指导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、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

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、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 开发期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

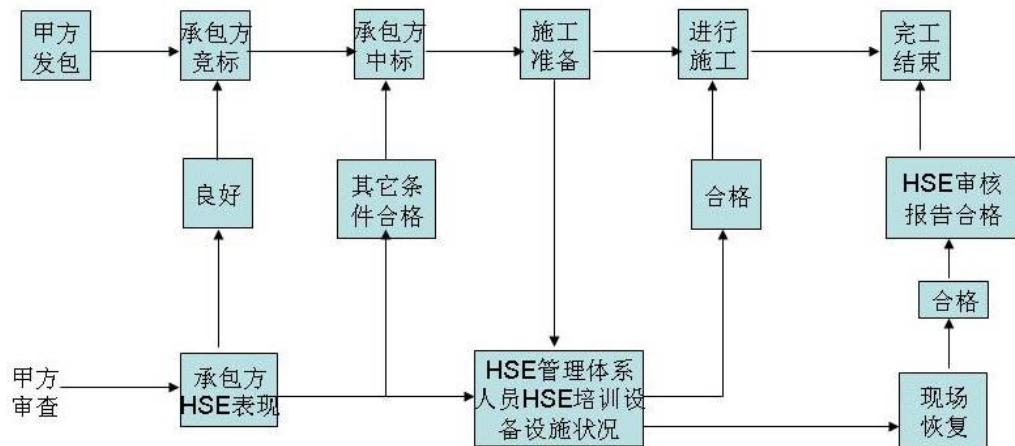


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对站场、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和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，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油、气、水管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和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

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：单井管线作业带宽度 5m。

②站场

站场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	站场	①站场布置是否满足环评要求； ②站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
3	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目运营环境监督管理计划

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，包括项目区环境整治、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、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入 TP-7 计量间采出水处理设施处理，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藏。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类

风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本工程的监测计划。环境监测计划见表 9.3-2。检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注
土壤	TP-7 计量间占地范围内、占地范围外 200m，分别设 1 个表层样；集输管线穿越灌木林地、其他草地的代表性区域	1 次/年	竣工环保验收后开始	石油类、石油烃、砷、六价铬等	环境质量监测
噪声	井场、站场厂界	1 次/年		厂界噪声监测	环境质量监测
地下水	项目区周边及上游、下游	每半年一次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测	环境质量监测
生态	项目区及管线周围	3-5 年一次		生态恢复情况、天然林/公益林恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成）	环境质量监测

9.3.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-3。

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

表 9.3-3 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段h/a	排放浓度（mg/m³）				
废气	TP-7 计量间	无组织废气	设备、管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	8760	/	0.225	非甲烷总烃≤4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
				—	硫化氢	8760	/	0.00015	硫化氢≤0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准
		温室气体	降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，开发清洁能源替代现有能源等，从而减少温室气体排放。	—	CO ₂	8760	/	139.93	/		/
类别	污染源	污染因子	处理措施				处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	采出水	SS、石油类	采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，满足相关标准后回注地层，不外排。				—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
类别	噪声源		污染因子	治理措施			处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪声	计量站内各类机泵		L _{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施			厂界达标	厂界昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
序号	污染源名称		固废类别	处理措施							
固废	清罐底泥、清管废渣、落地油		HW08	采取桶装形式收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。							
	废药剂包装物		/	废药剂包装物由厂家回收利用							
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行								

9.3.4“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，西北油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。西北油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

西北油田分公司对项目进行自主验收，西北油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，西北油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，西北油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-4。

表 9.3-4 三同时验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
施工期						
生态	1	生态恢复	严格控制作业带宽度 管道填埋所需土方利用管沟挖方,做到土方平衡,减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	《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)
	2	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗等水土保持宣传牌	--	防止水土流失	
	3	防沙治沙	永久占地铺设砾石;施工土方全部用于管沟回填和井场平整,严禁随意堆置;施工期间应划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化	
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--
	2	施工机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料,加强施工管理	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	--	--	--
	2	施工废料	部分回收利用,剩余收集后运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场处置。	--	--	--
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
废气	1	站场无组织废气	密闭设备、管道、阀门的检修和维护。	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求;
					硫化氢 $\leq 0.06\text{mg/m}^3$	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 改扩建项目厂界二级标准
废水	1	采出水	采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理,处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,不外排。	--	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
噪声	1	站场	基础减震	—	场界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区排放限值
固	1	清罐底泥、清管	采取桶装形式收集,送至塔河	--	--	《危险废物贮存污染

废		废渣、落地油	油田绿色环保站进行无害化处置。			控制标准》 (GB18597-2023)
防渗	1	一般防渗区	站场永久占地	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。	防渗性良好	-
	2	防腐		管道自身属材质防腐，无需对管道增加内外防腐涂层；基础底部设 100mm 厚 C20 聚合物水泥混凝土垫层，其余基础与土壤接触部分刷环氧沥青涂层。	防腐、保温性能良好	-
风险防范措施		站场		设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置
环境管理与监测	1	排污口规范化		按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	--	保证实施
	2	站场		按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	--	污染源达标排放
	3	环境影响后评价		根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	--	保证实施

10.结论与建议

10.1 项目概况

本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内，距离库车市东南侧约 78km，距离沙雅县东侧约 62km，由西北油田分公司采油三厂管辖。塔河油田托甫台 TP-7 片区内公路、通讯设施齐全，交通条件较便利，具备良好的开发地面条件。生产运行管理由西北油田分公司采油三厂负责。本工程地理位置中心坐标为 E ， N （TP-7 计量站）。

本工程主要建设内容为：①在 TP-7 计量间内扩建油气分离设备主要为 2 台三相分离器（1000m³/d）、2 台离心泵（50m³/h）、天然气除油器 1 台（1000m³/d）、火炬 1 座（带自动点火）；②在 TP-7 计量间内扩建地分水设备主要为玻璃钢净化水罐 1 座（200m³）、除油器 1 台（1000m³/d）、1 台离心泵（50m³/h）、2 台喂水泵（50m³/h）、1 台加药装置、1 座火炬分液罐、1 座污水污油缓冲罐（含 1 套污油泵）和碱液罐等；③新建集气管线 2.0km，集油管线 2.0km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。工程建成后，TP-7 计量间液处理规模为 2000m³/d，气处理设计规模为 10500m³/d，就地分水处理规模为 1000m³/d，满足托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行，保障油田安全生产，提高塔河油田托甫台区块原油采收率。

本工程总投资 2389.14 万元，其中环保投资 186 万元，环保投资占总投资的比例为 7.79%。

10.2 产业政策符合性

（1）产业政策符合分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本工程的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开

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

（3）规划符合性分析

本工程为油气田内部站场改扩建工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国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》《西北油田分公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护十四五规划》相关要求的相关要求。

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

（4）生态环境分区管控符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内塔河油田托甫台区块，不在拟定的生态红线范围内；项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《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）和阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）。本工程区位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001）和沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292430001），不在划定的生态保护红线内。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足阿克苏地区生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程位于塔里木盆地北缘。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等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。项目区属于“塔里木河上中游乔灌木及

胡杨林保护生态功能区”，主要生态环境问题为“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”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤荒漠化、盐渍化。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

（2）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2023 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 监测结果：2023 年项目所在地阿克苏地区 SO_2 、 NO_2 年平均浓度及 CO 、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

（3）水环境质量现状

本工程无涉地表水的工程，故不对区域内地表水进行现状调查。项目所在区域地下水中潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、钠、铁、锰、氟化物、硫化物等出现不同程度的超标，超出了《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响；其他项目监测值均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目区占地范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。项目区占地范围外土壤环境质量可满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准

（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 pH>7.5 其他农用地对应的风险筛选值标准；石油烃含量均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 运营期污染物产生及排放情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	油气、处理 集输	无组织排放	NMHC	0.225t/a	0.225t/a	大气
			H ₂ S	0.00015t/a	0.00015t/a	
废水	采出水		SS、石油类等	1000t/a	0	本工程产生的废水主要为采出水，经新建采出水处理设施处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。
固体废物	管线	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.092t/a	0	密闭桶装收集后，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。
	站场	清罐底泥	石油类	0.4t/a	0	
		落地油	石油类	0.2t/a	0	
		废药剂包装物	-	0.1t/a	0	由厂家回收利用。
噪声	井场设备	机械噪声	-	90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

10.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本工程地处塔里木盆地北缘，渭-库三角洲绿洲东部，根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程总占地面积为 1.97hm²，其中永久占地为 0.97hm²，临时占地为 1hm²，工程占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动不会带来显著影响。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。本工程重点保护目标是：占用重点公益林以及评价范围内的塔里木河流域重点治理区。公益林林地征用应按照《国家级公益林管理办法》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）等有关工程征地补偿标准进行。对林业资源产生的影响很小。

本工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为站场、管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，且所有用地在施工结束后能恢复原有的生态功能。总体而言，施工结束

后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是生产过程中油气集输、处理过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类、硫化氢气体。本工程油气处理、集输采用密闭流程，站场设备密封并设紧急切断阀，可有效减少无组织废气的排放量。根据预测结果，根据预测结果可知，无组织废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期的噪声主要以站场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工现场不设施工营地，施工现场不产生生活污水；试压废水用作场地降尘用水；运营期采出水经 TP-7 计量间新

建采出水处理设施处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,不外排,正常情况不会对周围水环境产生影响。

在正常状况下,本工程在设计、施工和运行时,严把质量验收关,杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中,强化监控手段,定期检查检验,检漏控漏,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;在非正常状况下,在及时采取水污染应急控制措施后,本工程对水环境的影响属可接受范围。

(5) 固体废物影响分析

本工程在施工期产生的施工废料考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场进行处置;施工现场不设置施工营地,施工现场应及时收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物,现场不遗留;挖土方主要为管沟开挖产生土方,回填土方主要为管沟回填,可以做到“取弃平衡”。本工程施工期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置,对评价区环境影响较小。

本工程运营期产生的清罐底泥、清管废渣、落地油采取桶装形式收集,送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置;废药剂包装物由厂家回收利用。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》,对危险废物实行全过程管理。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求,则本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理,对环境所造成的影响可以接受。

(6) 土壤影响分析

正常状况下,防渗措施良好、管线连接处紧密,管道密闭输送,正常状况下无土壤污染途径,不会对周围土壤产生影响。非正常状况下,管线阀门连接处发生泄漏,泄漏采出液渗入土壤中,对土壤造成污染。

(7) 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油和天然气、硫化氢,可能发生的风险事故包括站场事故、管线泄漏事故。原油发生泄漏时,对土壤、植被、地下水会产生

一定的影响，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；当泄漏事故发生时，及时、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。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①优化站场布设，管道选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业带宽度不得超过 5m，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油田道路，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

②临时占用灌木林地、其他草地、采矿用地等，严格按照有关规定办理建设用地审批手续后实施，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。

③严格控制施工临时占地面积，管道临时占地作业带宽度不得超过 5m，应在保证施工质量的前提下尽可能采取人工开挖，减少临时占地范围。对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，避免破坏植被。

（2）大气污染防治措施

本工程施工期大气污染防治措施如下：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。堆放物料时采取防风防雨措施，必要时设拦，定时洒水。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）。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。

本工程运营期采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）噪声防治措施

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

（4）废水防治措施

本工程施工人员在采油三厂有住宿地，施工现场不设施工营地，施工现场不产生生活污水；试压废水用作场地降尘用水；运营期采出水经 TP-7 计量间新建采出水处理设施处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，不外排

（5）固体废物防治措施

本工程施工期施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场进行处置；施工现场不设置施工营地，施工现场应及时收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，现场不遗留；开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

本工程运营期产生的清罐底泥、清管废渣、落地油采取桶装形式收集，送至塔河油田绿色环保站进行无害化处置；废药剂包装物由厂家回收利用。

（6）土壤污染防治措施

本工程施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。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。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。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。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。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对注水管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

（7）风险防治措施

本工程油气处理、集输工程中主要风险是站场设备、管线破坏引起的天然气、原油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行

10.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位西北油田分公司采油三厂负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址 <http://www.xjhbcy.cn/articles/show/14628>）公开，时间为 2024 年 12 月 17 日。

征求意见稿公示日期为 2025 年 3 月 5 日新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站，网址为（<http://www.xjhbcy.cn/articles/show/15027>）；报纸第一次公告日期为 2025 年 3 月 7 日（阿克苏日报），报纸第二次公告日期为 2025 年 3 月 14 日（阿克苏日报）。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在项目施工过程中需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 186 万元，环境保护投资占总投资的 7.79%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，但有部分管线临时占用公益林（国家二级公益林），建设单位应严格按照《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，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。项目符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控要求；西北油田分公司采油三厂按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程为油气田内部站场改扩建工程，项目的实施可提高 TP-7 计量间处理能力，降低 TP-7 片区运行压力，避免 10-2 计转站超负荷运行，从而保障托甫台区块 TP-7 片区注水生产平稳运行。本工程建设不仅有利于安全生产、环境保护和周边社会的稳定，也具有良好的经济效益和社会效益。

本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。