

塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等
工程产能建设项目

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025 年 8 月

1 概述

1.1 建设项目特点

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

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

本项目位于塔河油田六区及十二区，所在区域行政区隶属阿克苏地区库车市。塔河油田十二区目前已经历 2007 年“塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目”（简称：先期配套，批复：新环监函〔2008〕80 号，验收：新环评价函〔2010〕587 号）、2008 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目”（简称：12 区东区，批复：新环监函〔2009〕151 号，验收：新环函〔2015〕909 号）、2009 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目”（简称：12 区整体，批复：新环评价函〔2010〕644 号，验收：新环评价函〔2012〕855 号）、2010 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目”（简称 12 区三期，批复：新环评价函〔2011〕619 号，验收：新环函〔2015〕914 号）、2011 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目”（简称 12 区四期，批复：新环评价函〔2011〕1004 号，验收新环函〔2017〕52 号）、2012 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期开发项目”（简称 12 区五期，批复：新环评价函〔2013〕493 号）、2013 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期开发项目”（简称 12 区六期，批复：新环函〔2014〕165 号，验收：西北油安〔2019〕348 号）、2014 年“塔河油田奥陶系油藏第七期开发项目”（简称 12 区七期，批复：新环函〔2015〕196 号，验收：西北油安〔2019〕343

号)等大规模开发建设以及“塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015—2016 年产能建设项目”简称(2015~2016 产能,批复:新环函〔2017〕85 号,验收:油田环验〔2019〕2 号)、“塔河油田 12 区奥陶系 2022 年产能建设项目报告书”(简称 2022 年产能,批复:新环审〔2022〕66 号)。目前塔河油田 12 区奥陶系油藏年产油 183.9 万 t、产气 5586.5 万 m³。

本项目包括钻井工程及地面工程,其中①新钻井 1 口;②新建 16 组集输管线、掺稀管线以及燃料气管线;③新建井场加热炉、计量阀组、掺稀阀组、配气阀组及计量装置;④新建 YQ2-6 井、AD29-1CH 井拉油流程;⑤公辅工程:配套结构、通信、电气、自控等公用工程。所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内。油气处理均依托已有地面设施。

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

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为石油和天然气开采项目,位于阿克苏地区库车市境内。根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4 号),项目所在地库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区,同时项目占用国家二级公益林和地方公益林,起源为天然林,评价范围内涉及基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(生态环境部令第 16 号),本工程属于分类管理名录中“五、石油和天然气开采业”077 陆地石油开采 0711 中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”,应编制环境影响报告书,报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

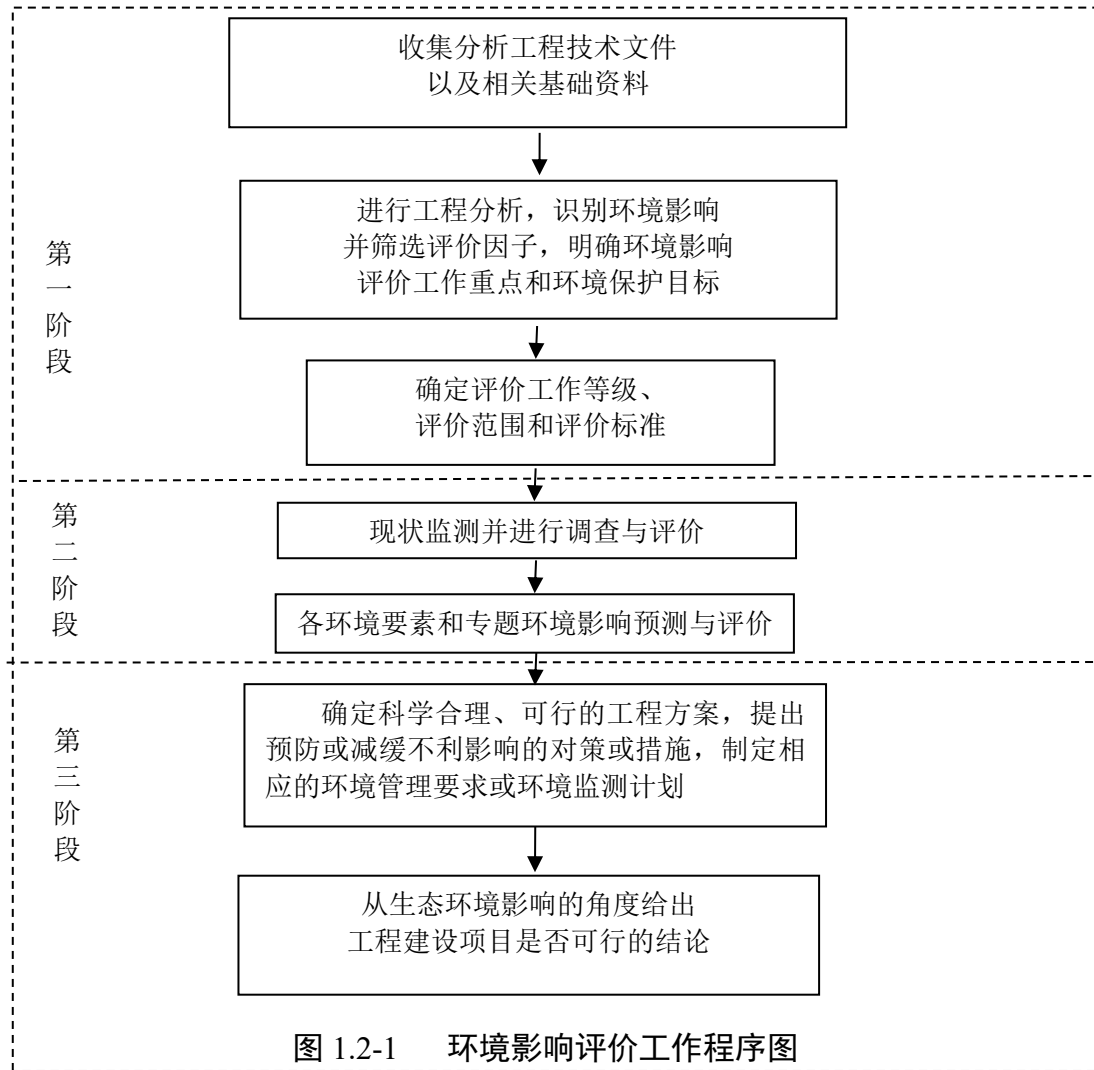
根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》,2025 年 4 月 2 日,中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司(以下简称“天合公司”)承担本工程的环境影响评价工作(委托书见附件 1)。

天合公司接受环评委托后,在建设单位的协助下,按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序,组织专业人员,对项目区现场实地踏勘、开展现状调

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

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

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



1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合分析

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

(2) 政策、法规符合性分析

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

(3) 规划符合性判定结论

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

（4）选址合理性分析判定结论

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

（5）生态环境分区管控要求相符性判定

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32 号），本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65290230001），不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 2.7km。本工程所在区域土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控。

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

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

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

根据资料收集和现场调查，本区块不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源

保护区、风景名胜区、森林公园，不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 2.7km，除油区工作人员外，项目区无人居住。

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

1.5 环境影响评价的主要结论

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

评价认为：只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

国家和地方环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 国家和地方法律法规一览表

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

2.1.2 环境保护法规、规章

国家和地方性法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 国家和地方法律法规一览表

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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
15	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
16	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
17	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
18	关于印发《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知	环办〔2015〕104 号	2015-11-17
19	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 15 号）	2021-09-07
20	国家重点保护野生动物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
21	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部令 23 号	2022-01-01
22	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告（2021 年第 66 号）	2021-12-03
23	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
24	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
25	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
26	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令第 24 号	2022-02-08
27	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27
28	关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知	环发〔2014〕197 号	2014-12-31
三	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18
5	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
6	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
8	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
9	关于进一步加强我区危险废物和医疗废物监督管理工作的意见	新政办发（2014）38 号	2014-03-31
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发（2014）35 号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发（2016）21 号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发（2017）25 号	2017-03-01
13	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的通知	新环环评发（2024）93 号	2024-06-13
14	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发（2018）80 号	2018-03-27
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函（2019）910 号	2019-12-13
17	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发（2020）162 号	2020-09-11
18	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发（2024）157 号	2024-11-15
19	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发（2021）162 号	2021-07-26
20	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知	/	2024-10-28
21	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函（2019）910 号	2019-12-13
22	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发（2020）138 号	2020-09-04
23	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
24	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发（2021）95 号	2021-10-29
25	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发（2022）75 号	2022-09-18
26	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	13 届人大第 4 次会议	2021-02-05
27	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013 年修正本）	12 届人大第 3 次会议	2013-10-01
28	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审（2022）147 号	2022-07-25
29	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024 年修订）	自治区 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
30	新疆维吾尔自治区自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）	新自然资发（2024）56 号	2024-04-17
31	关于印发《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》的通知	新政办发（2024）58 号	2024-12-10

2.1.3 环境保护技术规范

环评有关的环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设 项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理 技术规范 坡耕地治理技术	GB/T16453.1-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2019-03-01
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标 （试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境部公告 2012 年 第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
24	危险废物贮存污染控制标准	GB 18597-2023	2023-07-01
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开 采工业	HJ 1248-2022	2022-07-01
27	石油天然气工程设计防火规范	GB50183-2004	2005-03-01
28	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
29	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB37822-2019	2019-07-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
31	生产建设项目水土流失防治标准	GB/T 50434-2018	2019-04-01
32	一般固体废物分类与代码	GB/T 39198-2020	2021-05-01

33	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/ 43936-2024	2024-08-01
----	----------------------	-----------------	------------

2.1.4 相关文件和技术资料

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

（2）塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目相关资料，中石化石油工程设计有限公司，2025 年 7 月。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解工程所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确拟建项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价拟建项目施工期、运营期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可性性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

(1) 施工期

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

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

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别

环境要素	施工期影响因素				
	占地	废气 施工机械及车辆废气、施工扬尘、焊接烟尘等	废水 生活污水、管道试压废水	固体废物 土石方、生活垃圾、建筑垃圾、钻井废泥浆、钻屑	噪声 施工机械及车辆、钻机等噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	-S	/
地下水	/	/	-S	-S	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-L	/	-S	-S	/
生态	-S	-S	/	-S	/

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；

空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

(2) 运营期

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

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别

环境要素	运营期影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险
	管路及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、加热炉废气、温室气体	井下作业废水、采出水	落地油、沾油废防渗材料、废润滑油、废铅蓄电池	管路	发生井喷、泄漏等事故
环境空气	-L	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	-S	/	-SA
地下水	/	-S	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	-L	/
土壤	/	-S	-S	/	-SA
生态	/	/	-S	/	-SA

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

(3) 退役期

退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。退役期环境影响因素识别及筛选见表 2.3-3。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

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

植被及动物	-S	/	-S	/	-SA
-------	----	---	----	---	-----

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

2.3.2 评价因子筛选

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

表 2.3-4 环境影响评价因子一览表

单项工程 环境要素	油气开采、集输工程		
时期	现状调查	施工期	运营期
大气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CmHn	非甲烷总烃、硫化氢
地表水	废水综合利用不外排的可行性和可靠性		
地下水	水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、钡、碳酸盐、碳酸氢盐、石油类等项。	耗氧量、氨氮、石油类	石油类
土壤	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 建设用地：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、蔡； 其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。	—	石油烃、盐分含量
噪声	昼间等效连续 A 声级、夜间等效连续 A 声级	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
固体废物	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、	生活垃圾、施工土	落地油、废防渗材料

单项工程 环境要素	油气开采、集输工程		
	落地油等	方、焊接及吹扫废渣	
环境风险	风险物质：天然气、原油，火灾、爆炸 伴生/次生污染物：CO； 风险识别：管线泄漏、火灾、爆炸等。	原油、天然气、硫化氢	
温室气体	--	--	CO ₂ 、CH ₄

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

表 2.3-5 施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表

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

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

本工程所在区域的环境功能区划如下。

2.4.1.1 环境空气

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

2.4.1.2 水环境

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

2.4.1.3 声环境

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

2.4.1.4 生态环境

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

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

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准， H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准来源
		年平均	24 小时平均	日最大 8 小时平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150		500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准
2	NO_2	40	80		200	
3	$\text{PM}_{2.5}$	35	75		/	
4	PM_{10}	70	150		/	
5	CO	/	4000		10000	
6	O_3	/	/	160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	/		2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_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

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

表 2.4-2 地下水质量标准值（单位：除 pH 值外，mg/L）

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	16	亚硝酸盐氮（以 N 计）	≤1.0
2	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	17	硝酸盐（以 N 计）	≤20
3	溶解性总固体	≤1000	18	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	19	汞	≤0.001
5	氯化物	≤250	20	砷	≤0.01
6	铁	≤0.3	21	镉	≤0.005
7	锰	≤0.10	22	六价铬	≤0.05
8	挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	23	铅	≤0.01
9	耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）	≤3.0	24	钾	/
10	氨氮（以 N 计）	≤0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤0.2	26	镁	/
12	钠	≤200	27	钡	≤0.7
13	总大肠菌群（CFU/100mL）	≤3.0	28	碳酸盐	/
14	细菌总数（CFU/mL）	≤100	29	碳酸氢盐	/
15	氰化物	≤0.05	30	石油类	≤0.05

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

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

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

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270

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

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

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

2.4.3 污染物排放标准

(1) 废气

本工程施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值。柴油发电机烟气参照执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）。本工程运营期井场加热炉燃烧气中颗粒物、SO₂、NO_x 执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度；油气开采过程中井场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值；井场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值 单位：mg/m³

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度	标准来源
施工期	施工场地	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值
运营期	加热炉燃烧废气	颗粒物（烟囱或烟道）	20	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值（燃气锅炉）
		SO ₂ （烟囱或烟道）	50	
		NO _x （烟囱或烟道）	200	
		烟气黑度（烟囱排放口）	≤1	
	无组织排放	非甲烷总烃	120	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度
		非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		非甲烷总烃（厂界内）	10.0（监控点处 1h 平均浓度值）；30.0（监控点处任意一次浓度值）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值
		H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》

				(GB14554-93)表1新扩改建项目二级标准
--	--	--	--	--------------------------

(2) 废水

运营期井场产生的含油污水依托塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理，采出水处理系统处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中注入层平均空气渗透率 $\geq 2\mu\text{m}^2$ 的V级标准，标准值见表2.4-6。

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

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

(3) 噪声

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

表 2.4-7 环境噪声排放标准

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

(4) 固体废物

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

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

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

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

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

根据判定结果，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程以永久占地场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

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

表 2.5-2 地下水环境影响评价行业分类表

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

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.5-4 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

表 2.5-5 本工程地下水评价等级及评价范围一览表

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

2.5.3 地表水评价等级和评价范围

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

2.5.4 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目井场建设

属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别井场为I类，采油管线、掺稀管线类别为II类，燃料气管线为IV类。

(2) 影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合本次及区内历史土壤环境质量监测数据，工程所在区域土壤盐分含量为 0.5g/kg~26.2g/kg，大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中中度盐化及以上地区，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型分别判定评价等级。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5~50hm²）和小型（≤5hm²）”，本工程占地规模均为小型。

(4) 建设项目敏感程度

①污染影响型

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

②生态影响型

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

(5) 评价工作等级判定

本工程土壤评价等级及范围见表 2.5-8，本工程按一级评价进行综合评价。本工程评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-7 土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模	I类	II类	III类
------	----	-----	------

敏感程度\敏感程度	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

表 2.5-8 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

建设内容	项目类别	影响类型	评价等级	调查评价范围
井场	I	生态影响型	一级	
		污染影响型	一级	
采油及掺稀管线	II	生态影响型	二级	管线两侧延伸 200m范围
		污染影响型	二级	
燃料气管线	IV	不开展评价		

2.5.5 环境空气评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

本工程废气排放源主要为 14 台井场加热炉燃烧排放的燃烧废气以及井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-9。

表 2.5-9 评价工作等级

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

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

表 2.5-10 估算模型参数表

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

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

表 2.5-11 有组织估算模式预测污染物扩散结果

*

表 2.5-15 无组织估算模式预测污染物扩散结果

*

经计算可知，本工程最大占标率为：6.42%（来自井场多功能储集器大呼吸废气无组织排放的非甲烷总烃），最大占标率在 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作等级判据判别，确定本次环评大气环境影响评价的工作等级为二级评价。

2.5.5.2 评价范围

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

具体见图 2.5-1 评价范围及环境保护目标分布图。

2.5.6 声环境评价等级和评价范围

本工程施工期噪声主要来自施工作业机械；运营期噪声主要来自井场设备。

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

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

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本工程突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H₂S，属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），原油临界量 2500t，硫化氢临界量 2.5t，甲烷临界量 10t。本工程主要风险单元为新建的集油管线内。

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

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

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） $Q \geq 100$ 。

经计算，拟建工程各风险单元的 Q 值均小于 1，环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价工作等级划分要求，确定本工程环境风险评价等级为简单分析。见表 2.5-12。

表 2.5-12 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。

2.6 环境保护目标

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

拟建项目主要环境保护目标见表 2.6-1~2.6-3、图 2.5-1。

表 2.6-1 生态环境、土壤环境、水环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对区块方位	功能要求	备 注
地下水	评价范围内潜水含水层、承压水	评价范围内	GB/T14848-2017 III类	不因项目建设，对评价区域地下水产生污染影响
土壤	土壤环境	项目区评价土壤环境、耕地（项目不占用基本农田，评价范围内涉及基本农田）	GB36600-2018 中第二类用地土壤污染风险筛选值	不对评价区域土壤产生污染影响，不加剧区域盐碱化程度
		占地范围外评价范围内土壤环境、耕地（部分为基本农田）	GB15618-2018 中其他类别土壤污染风险筛选值	
生态环境	公益林	涉及占用国家二级及地方公益林，其中占用国家二级公益林 2.08km，占用地方公益林 2.98	防止荒漠化	不改变生态功能，保护野生动植物及其生境不被破坏，不得破坏占地范围外的野生植物，不得捕杀野生动物。
	水土流失重点治理区	评价区	塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区	
	黑果枸杞和胀果甘草	评价区	国家二级重点保护野生植物	
	鹅喉羚、沙狐、塔里	评价区	国家二级保护动物	

	木兔、苍鹰、红隼、 云雀、白尾地鸦			
	野生动植物	评价区	—	

表 2.6-2 环境风险评价保护目标一览表

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

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾： 采油二厂开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 在建工程： 主要介绍基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点。 拟建项目： 基本概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析 依托工程： 介绍四号联合站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境影响分析） 运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性

7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

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

2.8 评价时段和评价方法

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，以施工期和运营期为主。

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

本项目主要涉及塔河油田 6 区、12 区，本次新钻井 TK6154H 井及其集输管线位于塔河油田 6 区；其余已批复的钻井井场地面工程及两座拉油流程井均位于 12 区。本项目区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

3.1.1 油田勘探开发历程

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

3.1.1.1 塔河油田 6 区

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

(1) 试采阶段：1999 年 10 月—2000 年 8 月

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

(2) 上产阶段：2000 年 9 月—2003 年 8 月

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

(3) 稳产阶段：2003 年 9 月—2005 年 5 月

稳产阶段共完钻新井 23 口（侧钻 7 口），建产 20 口，建产率 87%。阶段末采油井开井 69 口，日产油 2916t，含水 21.48%，阶段产油 202.23×10^4 t，阶段末累产油 469.41×10^4 t，采油速度 1.34%，采出程度 6.15%。部署新井主要分布在多井缝洞单元边部，储集体发育程度相对较差，油井投产初期产能明显下降。

(4) 递减阶段：2005 年 6 月~至今

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

3.1.1.2 塔河油田 12 区

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

(1) 勘探—油藏评价阶段：2000 年 7 月—2007 年 4 月

2000 年 S85 井的钻探成功具有标志性意义，拉开了塔河油田 12 区开发的序幕。2001 年部署探井 S94 井，对鹰山组 5884~5960m 酸压抽汲出油 30.8m³，测试为稠油层，初步证明了 12 区的含油气性。2003 年部署探井 S104 井，对鹰山组酸压评价为干层，说明 12 区缝洞储集体发育有一定的复杂性。

(2) 规模建产阶段：2007 年 12 月—2016 年 1 月

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

(3) 稳产阶段：2016 年 2 月~至今

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

3.1.2 区块开发现状

3.1.2.1 塔河油田各区块主体工程建设情况

(1) 塔河油田 6 区

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

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

(2) 塔河油田 12 区

塔河油田 12 区行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，由中国石油化工有限公司西北油田分公司采油二厂管辖。根据油田公司提供资料，目前该区块主要开采范围为东经**，北纬**，南北宽约 28km，东西长约 42km，面

积约 880km²，该区块东侧为中石化塔河油田 6、7 区，南侧为中石化塔河油田 10 区、托普台区。

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

表 3.1-1 塔河油田 6 区、12 区主要地面设施情况一览表

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

3.1.2.2 塔河油田各区块公辅工程建设情况

(1) 给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油二厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在各联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液送至塔河油田绿色环保处理站处理。

(2) 供热

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

(3) 供电

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

（4）集输管线及运输情况

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

（5）内部道路建设情况

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

（6）储罐、运输及装载系统建设情况

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

3.1.2.3 环保设施建设情况及运行情况

（1）废气环保设施

废气主要来自燃料燃烧烟气和油气生产集输过程无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢。

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

无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢为在石油开采、运输、处理过程中，由于阀门、管件泄漏及储罐呼吸造成的气体挥发而形成的。防止烃类气体和硫化氢挥

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

（2）污水处理系统

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

（3）生活污水处理系统

塔河油田生活基地的生活污水均经各基地内的一体化污水处理设备处理，处理工艺采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺，综合污水经机械格栅去除大颗粒杂物后进入隔油调节池，进行隔油、水质水量调节，由提升泵提升进入缺氧池进行脱氮处理，处理后自流进入厌氧池，利用厌氧菌的作用，去除废水中的有机物，进入好氧池，利用好氧微生物的新陈代谢作用，进一步把有机物分解成无机物，再进入二沉池对小颗粒悬浮物进行泥水分离，沉淀后的污水处理消毒池进行杀菌处理，再经过滤装置过滤后达标排入清水池，可直回用绿化浇灌。

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

（4）噪声防治措施及设施

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

（5）西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

2019 年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，由阿克苏塔河环保工程有限公司进行运营管理。该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，未进行规模、地点、工艺等变化。

塔河油田一号固废液处理站位于库车市与轮台县交界处，行政区划隶属巴州轮台县，距轮台县约 51km，距轮南镇 28.4km，东侧 15km 为沙漠公路，东南侧 3.75km 为塔河油田采油一厂基地。塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。

塔河油田绿色环保站废液处理系统设计废液处置能力处理能力为 $1430\text{m}^3/\text{d}$ （52.19 万 m^3/a ），现状废液处置量约为 $580\text{m}^3/\text{d}$ （21.14 万 m^3/a ）。

3.1.3 塔河油田 6 区、12 区“三同时”执行情况

随着勘探开发的进程，西北油田分公司在塔河油田 6 区、12 区、于奇区实施了区块开发及地面工程建设项目，本项目位于塔河油田 6 区、12 区，相关环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 塔河油田 6 区、12 区环保手续履行情况表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	塔河油田 6 区	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函〔2002〕68 号	2002 年 4 月 17 日	自主验收	/	2021 年 11 月 17 日
2	环评及验收	塔河油田 12 区北奥陶系油藏 2020 年第二期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2020〕538 号	2020 年 9 月 17 日	自主验收	/	2022 年 5 月 30 日
3		塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕493 号	2013 年 6 月 14 日	自主验收	/	2021 年 11 月 15 日
4		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕165 号	2014 年 2 月 13 日	自主验收	西北油安〔2019〕348 号	2019 年 9 月 4 日
5		塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕196 号	2015 年 2 月 16 日	自主验收	/	2019 年 6 月 17 日
6		塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕644 号	2010 年 10 月 12 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2012〕855 号	2012 年 8 月 17 日
7		塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕31 号	2024 年 2 月 21 日	/	/	/
8	环境风险应急预案	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案	2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案（备案编号：652923-2024-218-M）					
9	排污许可执行情况	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂联合站	2020 年 6 月 30 日取得排污许可证（证书编号为：91650000742248144Q083U），并先后进行 13 次变更，最后一次变更时间为 2023 年 5 月 23 日					
10	环境影响后评价开展情况	塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书	2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕163 号）					
11		塔河油田 12 区环境影响后评价报告书	2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕160 号）					

3.1.4 塔河油田环境影响回顾性评价

3.1.4.1 生态环境影响回顾

塔河油田各项项目的建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。项目区内对已建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

从土壤环境质量现状来看，土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；从植被类型来看，项目的建设对油田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，各项项目的建设使油田区域内的中低覆盖度草地面积减少，建设用地和耕地面积略有增加。总体来说，区块内的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括戈壁、盐碱地等类型，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。

3.1.4.2 土壤环境影响回顾

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

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

性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

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

(1) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田各联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

(2) “垂直入渗”途径阻断措施

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

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

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

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

3.1.4.3 水环境影响回顾

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

运营期塔河油田 6 区、12 区、于奇区采出水经周边联合站污水处理系统处理，处理工艺采用“重力除油+压力除油+电化学预氧化+混凝沉降+过滤”。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站运至卸液

接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。结合区域例行监测数据，各联合站污水处理系统出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求，根据井场注水需要回注地层；塔河油田绿色环保站处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托持有危险废物经营许可证的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

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

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

3.1.4.4 大气环境影响回顾

塔河油田 6 区、12 区、于奇区现有各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准。

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

3.1.4.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自联合站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求，可用于铺垫井场和井场道路。根据现场调查，塔河油田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%，委托有资质单位进行处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了油污散落到地表的現象；含油污泥（砂）委托有资质单位进行无害化处理。

总体来说，塔河油田6区、12区、于奇区块项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4.6 声环境影响回顾

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

3.1.4.7 环境风险回顾

本项目所在的塔河油田6区、12区、于奇区隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂管理。采油二厂已编制完成并发布了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，并于2024年12月6日修编了应急预案，在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案，备案编号：652923-2024-218-M。塔河油田6区、12区、于奇区采取了有效的环境风险防范和应

急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施基本完善。采取的环境风险防范措施基本有效。

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

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

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

3.1.4.9 环境管理回顾

本项目由采油二厂管理。采油二厂于 2024 年 12 月 6 日取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2024-218-M。采油二厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

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

3.1.4.10 退役设施情况

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

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

（2）对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识。

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

(4) 清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层。

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

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》，对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求，建议建设单位后续进一步加强区内退役井的管理。

3.1.5 区块污染物排放情况

根据统计资料，塔河油田 6 区、12 区现有污染物年排放情况见表 3.1-3。

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

序号	影响类别	污染物	排放量（t/a）	备注
* * * * *	* * * * *	*	*	*
		*	*	*
		*	*	*
		*	*	*
		*	*	*
*	*	*	*	*
*	*	*	*	*

3.1.6 区块存在环保问题及整改措施

根据现场调查情况，具体存在的问题如下：

- (1) 混输泵站站内部分加热炉未设置规范采样平台及监测孔。
- (2) 重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCs 的控制和管理措施不够完善。
- (3) 信息公开不够规范，未定期公开企业环境管理信息，未能确保周边区域居民及时了解企业相关环保信息。
- (4) 土壤自行监测频次低，不满足自行监测中频次及点位要求。
- (5) 部分井场遗留有弃渣没有及时的清运。

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

(1) 按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求，在保证安全的前提下，站场加热炉设置规范采样平台及监测孔。

(2) 按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOCs 排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性。

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

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

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

整改进度：采油二厂按照整改意见制定有 2025 年度~2026 年度整改计划，目前重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCs 的控制和管理措施已按相关要求完善；已提高土壤自行监测频次，满足自行监测中频次及点位要求；已对井场临时占地内的水泥块进行清理或综合利用，及时进行场地平整。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本项目已建工程基本概况基本情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程基本概况一览表

序号	名称	开钻/开工时间	完钻/完工时间	接入计转站	井别	所属区块
1	TK642CH	*	*	*	采油井	6 区
2	TK6130X	*	*	*	采油井	6 区
3	TH12135CH	*	*	*	采油井	12 区
4	TH121156	*	*	*	采油井	12 区
5	TH121192X	*	*	*	采油井	12 区
6	TH121193X	*	*	*	采油井	12 区
7	TH121194	*	*	*	采油井	12 区
8	TH122154	*	*	*	采油井	12 区
9	TH122156X	*	*	*	采油井	12 区
10	TH12284 阀组	*	*	*	采油井	12 区
11	TH123132H	*	*	*	采油井	12 区
12	TH123162X	*	*	*	采油井	12 区
13	TH124104 阀组	*	*	*	采油井	12 区
14	TH124123H	*	*	*	采油井	12 区
15	AD29-1CH	*	*	*	采油井	12 区
16	YQ2-6	*	*	*	采油井	12 区

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程环评及验收情况一览表见表 3.1-4 所示。

表 3.1-4 现有工程环评及验收情况一览表

序号	工程名称		项目名称	环评文件			验收文件		
				审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	塔河油田6区	TK642CH	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函（2002）68号	2002年4月17日	自主验收	/	2021年11月17日
2		TK6130X	TK6130X井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2019）562号	2019年9月29日	自主验收	/	2020年11月22日
3		6-1计转站	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函（2002）68号	2002年4月17日	自主验收	/	2021年11月17日
4	环评及验收 塔河油田12区	TH12135CH	塔河油田12区奥陶系油藏第四期开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2011）1004号	2011年10月28日	自主验收	/	2021年11月15日
5		TH121156	塔河油田西部2021年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函（2021）75号	2021年5月19日	自主验收	/	2024年1月15日
6		TH121192X	塔河油田12区2024年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）31号	2024年2月21日	/	/	/
7		TH121193X	塔河油田12区2024年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）31号	2024年2月21日	/	/	/
8		TH121194	塔河油田12区2024年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）31号	2024年2月21日	/	/	/
9		TH122154	塔河油田10、11、12区2025年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）252号	2024年11月27日	/	/	/
10		TH122156X	塔河油田10、11、12区2025年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）252号	2024年11月27日	/	/	/
11		TH12284 阀组	塔河油田12区北奥陶系油藏2020年第二期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2020）538号	2020年9月17日	自主验收	/	2022年5月30日
12		TH123132H	TH123132X勘探井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2020）791号	2020年12月1日	自主验收	/	2021年11月11日

13		TH123162X	塔河油田塔河十二区 2023 年第一期产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审 (2023) 45 号	2023 年 3 月 14 日	自主验收	/	2024 年 5 月 25 日
14		TH124104 阀组	塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审 (2024) 31 号	2024 年 2 月 21 日	/	/	/
15		TH124123H	塔河油田 10、11、12 区 2025 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审 (2024) 252 号	2024 年 11 月 27 日	/	/	/
16		AD29-1CH	塔河油田 2025 年第二期产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅			/	/	/
17		12-4 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函 (2014) 165 号	2014 年 2 月 13 日	自主验收	西北油安 (2019) 348 号	2019 年 9 月 4 日
18		12-7 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函 (2015) 196 号	2015 年 2 月 16 日	自主验收	/	2019 年 6 月 17 日
19		12-10 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函 (2010) 644 号	2010 年 10 月 12 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函 (2012) 855 号	2012 年 8 月 17 日
20		12-12 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函 (2010) 644 号	2010 年 10 月 12 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函 (2012) 855 号	2012 年 8 月 17 日
21		12-14 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函 (2013) 493 号	2013 年 6 月 14 日	自主验收	/	2021 年 11 月 15 日
22		12-15 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函 (2015) 196 号	2015 年 2 月 16 日	自主验收	/	2019 年 6 月 17 日
23		YQ2-6	塔河油田 2025 年第一期产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	待批复		/	/	/

3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程老井主要为真空加热炉烟气和井场无组织废气，井场无废水产生，噪声污染源为采油树等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

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

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，目前本项目现有工程老井污染源排放见表 3.1-5。

表 3.1-5 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	硫化氢		
现有工程排放量	*	*	*	*	*	*	*

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

3.3.1.1 项目概况

工程名称：塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 井等工程产能建设项目；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：阿克苏地区库车市，具体见图 3.3-1 本工程地理位置图。

工程总投资：总投资 4737.06 万元，其中环保投资 161 万元。

建设内容及规模：单井初期平均产油 20~22t/d。

主要建设内容如下：

(1) 钻井工程

新钻井 1 口 TK6154H 井。

(2) 地面工程

①油气集输工程：对已批复的 16 口钻井新建 16 组单井出油管道线、掺稀管线以及燃料气管线；新建 12-11 计转站至四号联外输管道，各类管线总长 19.54km；

②井场工程：新建井场 200kW 加热炉 13 台、400kW 加热炉 1 台；TH121156 井场新建 6 井式计量阀组、6 井式掺稀阀组、6 井式配气阀组以及 1 台管道泵；TH121194 井场新建计量装置 1 台；TH12135CH 井场新建管道泵 1 台、3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座；

(3) 拉油流程：

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

(4) 公辅工程：

配套结构、通信、电气、自控等公用工程。

(5) 环保工程。

劳动组织及定员：根据数字化、自动化设计水平，油区各井场实现无人值守，无新增定员。

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

表 3.3-1 工程组成表

序号	项目名称	类型	工程内容及规模	备注
1		产能	6600t/a	-
2	主体工程	钻井工程	TK6154H 井 新钻井 1 口 TK6154H 井，井深 6609.59m。井场外设置放喷池 2 座，2×200m ³ ；井场设置应急池 1 座，600m ³ ，井场设便携式 H ₂ S 监测仪。	新建
		油气集输	新建 TH121192X 井至 TH121156 井、TH121193X 井至 TH121156 井、TH122154 井至 TH12284 阀组、TH123162X 井至 TH123132H 井、H124123H 井至 TH124104 阀组、TH121194 井至 TH12135CH 井、TH122156X 井至 12-7 计转站、TK6154H 井至 6-1 计转站及 TK642CH 井至 TK6130X 井、TH122157H 井至 TH122103 阀组、TH122158X 井至 TH122159X 井、TH122159X 井至 12-11 计转站、TH124125H 井至 TH12441 阀组、TH124126H 井至 TH124115X 井、TH124127H 井至 TH124116 阀组及 12-11 计转站到四号联外输管道共 16 条集输管线，总长 19.54Km。	新建
		井场工程	新建井场 200kW 加热炉 13 台、400kW 加热炉 1 台；TH121156 井场新建 6 井式计量阀组、6 井式掺稀阀组、6 井式配气阀组以及 1 台管道泵；TH121194 井场新建计量装置 1 台；TH12135CH 井场新建管道泵 1 台、3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座。	新建
3		拉油工程	YQ2-6 井、AD29-1CH 井 本次对 YQ2-6 井、AD29-1CH 两口单井进行拉油流程，每口拉油井场新建 80 方多功能集油器 1 座（带底部装车、自控、电加热）、5m ³ /h 掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座，DN100 简易火炬 1 套，高度 15m，值班营房 1 套，喂油泵 1 台。	
4	公辅工程	给水工程	生产用水、生活用水采用水罐车就近拉运至井场。	依托
		供电工程	依托区域现有供电系统	依托
		自控工程	井场内均新建站控系统（PLC）1 套。	新建
		通信工程	新建工艺装置区设置视频监控，防爆等级不低于 ExdIIB T4，视频数据采用光缆接入控制室视频监控系统。	新建
		消防工程	新建装置区设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器 30 具，推车式磷酸铵盐干粉灭火器 10 具。	新建
		道路工程	已钻井均依托本工程附近已建道路，本次新钻井钻前工程需修建通井道路，通井道路从就近道路引接，共计新建通井道路 540m，采用单车道砂石路	新钻井新建，

			面，路面宽 5m	其余 利旧
4	环保 工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。 运营期：加热炉使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放。采出液密闭输送原油采用装车拉运，拉油流程的井油气装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理。可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。	-
		废水	施工期：钻井废水连同钻井泥浆（含磺化泥浆）和岩屑进入泥浆不落地系统进行固液分离，分离出的液体优先重复利用，剩余的液体集中拉运至塔河油田绿色环保站处理后回注地层。试油采出水采用储液罐内收集运至塔河油田绿色环保工作站处理。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保工作站处理。生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 C 级标准，达标处理后出水主要用于油田区域荒漠灌溉。 运营期：废水包括采出水、生产废水、井下作业废水、生活污水。采出水随采出液最终输送至联合站处理，达标后回注地层，生产废水、井下作业废水经专用储液罐收集后拉运至塔河油田绿色环保工作站处理。运营期无新增生活污水。 退役期：无废水产生。	-
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备、基础减振。 退役期：合理安排作业时间。	-
		固废	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，其中磺化岩屑经无害化处理装置进一步处理后，磺化岩屑和非磺化岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内（10m²），完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于井场平整或回填至周边	-

				低洼场地。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司拉运至库车经济开发区工业固废填埋场合规处置。生活垃圾集中收集后，委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。一体化污水处理装置污泥由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。废防渗材料、废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。 运营期：废防渗材料、清罐底泥属于危险废物，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。落地油要求 100%回收，不在施工站场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一由塔河油田绿色环保工作站进行无害化处理。 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一由塔河油田绿色环保工作站进行无害化处理。	
		生态		施工期：严格控制施工作业带宽度、临时堆土防尘网苫盖设置限行彩条旗。 运营期：定时巡查井场。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。	-
		环境风险		井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪，事故状态下及时放空。	-
5	依托工程	钻井泥浆、岩屑、落地油、试油期采出水、钻井废水、酸化压裂废水、生产废水、井下作业废水	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	钻井泥浆、岩屑、落地油，依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），设计年处理含油污泥的量为 6 万 m ³ ，有 4 套 5 项分离装置；受浸土（主要指含油量<5%的污油泥）依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（规模 7 万吨/a）和阿克苏塔河环保工程有限公司处理（规模 15 万吨/a）处理；废液处置能力 65m ³ /h，在站内自行处理。钻井废水连同钻井泥浆岩屑一同进入泥浆不落地处理系统处理，处理后的废水全部回用，不外排。试油采出水在储液罐内收集，依托塔河油田绿色环保工作站处置。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后，拉运至塔河油田绿色环保工作站处理。生产废水由罐车拉运至塔河油田绿色环保工作站处理。井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田绿色环保工作站处理。	-
		生活垃圾、一体化污水处理装置污泥、施工废料	库车绿能环保科技有限公司	施工期生活垃圾、一体化污水处理装置污泥及施工废料委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。	-

3.3.1.2 开发方案和总体布局

本项目主要涉及塔河油田 6 区、12 区，本次塔河油田西北油田分公司在 12 区新布设一口新井（TK6154H 井），同时为了尽快形成原油生产能力，满足原油上产的需要，提高该区整体开发效益，对各区块部分具备开发条件的井，根据开发建设安排，由西北油田分公司采油二厂开展了本次地面工程设计工作。通过本次地面集输工程，可减少资源浪费，增加油田收益。同时本次针对区块内 YQ 2-6 单井及 AD29-1CH 单井布设一套拉油流程。本工程最高日产油 360t/d，最高日产气 5.4 万 m³/d。

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

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

工程建成后，由西北油田分公司采油二厂负责运行管理。

本工程总体布局图见图 3.3-2，平面布置图见图 3.3-3。

3.3.2 油气资源概况

3.2.2.1 地质构造特征

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

通过工区多口完钻井地层对比分析，研究区内奥陶系上统（O3）呈楔形向北东抬升减薄。奥陶系中统一间房组（O2yj）、奥陶系中一下统鹰山组（O1-2y），厚度具有南厚北薄的特征，最薄的区域在工区的西北角，最厚的区域在上奥陶统

覆盖区的南部和东南部。其主要原因在于：受加里东中期—海西早期构造运动、多期地层剥蚀的影响，由艾丁地区向于奇西地区，奥陶系上统桑塔木组、良里塔格组和恰尔巴克组，以及奥陶系中统一间房组和奥陶系中一下统鹰山组上部向于奇西地区依次被完全剥蚀，在于奇西和艾丁西北部奥陶系厚度较薄。

3.3.2.2 区带或层系

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

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

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

3.3.2.3 储层特征

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

3.3.2.4 油气藏流体性质

（1）原油性质

本次涉及 12 区及 6 区块，其中 12 区原油具有“超重质、高粘度、高含蜡、

高含硫、流动性能较差”特征，地面原油密度（20℃以下）0.8147~1.0724g/cm³，原油凝固点平均在 33℃；平均含硫 2.7%，平均含蜡量为 4.6%。

塔河油田 6 区奥陶系油藏原油密度介于 0.8849~1.0575g/cm³，平均 0.9632g/cm³，属于中—重质原油；原油运动粘度介于 7.8~29629mm²/s，平均为 1823mm²/s。凝固点介于-35~-1℃，平均在-25.2℃；平均含硫 2.78%，平均含蜡量为 5.16%。

具体见表 3.3-2 所示。

表 3.3-2 原油物性参数表

区块	密度 (g/cm ³)	凝固点 (°C)	含硫 (%)	含蜡 (%)
12 区	0.943	33	2.7	4.6
6 区	0.963	35	2.7	5.16

(2) 天然气性质

12 区天然气甲烷含量为 40.73%~91.49%，平均 73.96%，相对密度为 0.6196~1.1220，平均 0.8091，重烃（C₂⁺）含量平均 17.98%，N₂ 含量平均 5.07%，C O₂ 含量平均 2.96%。天然气总体特征是甲烷含量较高、重烃含量较低，属于湿气。天然气中检测到的硫化氢浓度介于 1545~262468mg/m³ 之间，平均 56151mg/m³。

6 区原油溶解气具有相对密度高、甲烷含量低和重烃含量高的性质。

具体见表 3.3-3 所示。

表 3.3-3 伴生气物性参数表

区块	相对密度	体积百分数 (%)							
		C1	C2	C3	C4	C5	N ₂	CO ₂	H ₂ S(mg/m ³)
12 区	0.81	54.53	3.30	2.39	0.45	0.24	32.58	4.81	5.6
6 区	0.82	70.60	8.87	6.85	1.96	1.00	3.73	2.68	5.5

(3) 地层采出水物性

区块平均地层水密度为 1.141g/cm³、pH 值为 6.3、总矿化度为 21.49×10⁴mg/L，Cl⁻ 为 133522mg/L。为 CaCl₂ 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水。

(4) 掺稀油物性

本工程掺稀所需的稀油来自项目周边已建联合站，稀油的原油物性：原油密度 0.8988g/cm³、粘度 21.7m²/s（30℃），掺稀比约为 2~4。

(5) 燃料气物性

井场加热炉的天然气干气，由已建配气站、联合站天然气管网交汇供气，燃料气物性组分见表 3.3-4。

表 3.3-4 燃料天然气组分

组分及主要物性	单位	含量 (%)
C ₁	Mol%	96.226
C ₂	Mol%	1.77
C ₃	Mol%	0.3
iC ₄	Mol%	0.062
nC ₄	Mol%	0.075
iC ₅	Mol%	0.02
nC ₅	Mol%	0.016
C ₆	Mol%	0.051
CO ₂	Mol%	0.475
N ₂	Mol%	1.005
H ₂ S	mg/Nm ³	20
低位发热值	MJ/Nm ³	33.812
密度	kg/Nm ³	0.6982
相对密度 (标准状态)	kg/Nm ³	0.5796

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-5。

表 3.3-5 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	井场、站场	新钻井	口	1
			采油井场	座	16
			拉油井场	座	2
3			日产原油	t/d	360
4			日产天然气	m ³ /d	54000
5			集输管道	km	9.81
6	综合指标	总投资		万元	4737.06
7		环保投资		万元	161
8		永久占地面积		hm ²	0.72
9		临时占地面积		hm ²	16.85
10		劳动定员		人	不新增
11		工作制度		h	7920

3.3.4 工程组成

本项目主要包括主体工程、公辅工程及依托工程。油气集输工程、拉油流程及封井工程六部分内容。

3.3.4.1 主体工程

(1) 钻井工程

钻井工程包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程、

①钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式污水处理站安装等内容，新建通井道路 0.54km，采用单车道砂石路面，路面宽 5 m。具体建设内容及工程量如表 3.3-6 所示。钻井井场示意图见图 3.3-4。

表 3.3-6 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

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

图 3.3-4 钻井期井场平面布置示意图

②钻井工程

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

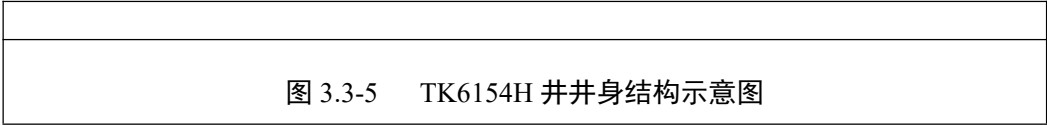


图 3.3-5 TK6154H 井井身结构示意图

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

直井斜造点选在 5200m 处，两个方位各侧钻 1 次，共侧钻 2 次，单次侧钻进尺均为 600m，故本次单井侧钻总进尺为 0.12×10^4 m，钻井液体系为聚磺防塌体系。井身结构图如下。

③钻井液体系设计

本项目钻井液体系见表 3.3-7。

表 3.3-7 钻井液体系表

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

④固井方案

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

⑤钻机选型及钻井周期

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

⑥主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 单座井场施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台

循环罐	—	60	m ³	7 个
振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2

⑦原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。由于涉及具体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	1140	--	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	689	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料（膨润土）	t	57	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料（Na ₂ CO ₃ ）	t	5	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	10	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物 /80A51/ NM1-4 等	t	5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	3	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明黏稠	钻井液增粘和降滤失剂

				液体，具有较好耐盐性	
8	中分子聚合物/LP++等	t	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	21	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	38	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制黏度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	21	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	151	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	43	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	5	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂（胶体）/SY-A01 等	t	13	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	18	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	15	芳烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	33	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	10	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/SHR-102 等	t	3	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	8	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵性能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂

23	润滑剂	t	4	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂
----	-----	---	---	---	-----------------

(2) 地面工程

本次地面工程包括井场工程、管线工程及拉油工程。具体工程见表 3.3-10。

表 3.3-10 本项目地面工程内容一览表

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

11	TK642CH 井至 TK6130X 井集输管道	新建掺稀管线 DN50, 燃气管线 $\Phi 48 \times 4$, 沿路铺设, 井场安装 200kW 加热炉 1 台。配套结构、通信、电气、自控等公用工程。
12	TH122157H 井至 TH122103 阀组集输管道建设工程	新建 DN100 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台
13	TH122158X 井至 TH122159X 井集输管道建设工程	新建 DN100 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台及单井计量装置 1 台。
14	TH122159X 井至 12-11 计转站集输管道建设工程	新建 DN125 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台。
15	TH124125H 井至 TH12441 阀组集输客道建设工程	新建 DN80 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台
16	TH124126H 井至 TH124115X 井集输管道建设工程	新建 DN100 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台、单井计量装置 1 台及管道泵 1 台。
17	TH124127H 井至 TH124116 阀组集输管道建设工程	新建 DN100 生产管线, DN50 掺稀管线, $\Phi 48$ 燃气管线, 井场安装 200kW 加热炉 1 台。
18	12-11 计转站到四号联外输管道建设工程	新建 1 条 DN250 生产管线至四号联, 采用钢管+HTPO 工艺, 压力等级 4.0MPa。

①井场工程

——本次在 15 座井场设置加热炉：其中在 TH121192X 井、TH121193X 井、TH122154 井、TH123162X 井、TH124123H 井、TH121194 井、TK6154H 井及 TK642CH、TH122157H、TH122159X 井、TH124125H、TH124126H 及 TH124127H 井共 13 座井场设置 200kW 加热炉，在 TH122156X 井设置 400kW 加热炉。

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

②管线工程

拟建工程新建集油管线、燃料气管线、掺稀管线、油气外输管线共计 19.54 km。管线敷设情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 新建管线部署一览表

序号	管线名称	起点	终点	长度 (km)	管径和材质	设计压力 (MPa)	敷设方式
1	TH121192X 井至 TH121156 井	*	*	0.578	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7	同沟敷设
2	TH121193X 井至 TH121156 井	*	*	1.177	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7	同沟敷设

3	TH122154 井至 TH12284 阀组	*	*	1.695	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
4	TH123162X 井至 TH123132H 井	*	*	0.340	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
5	TH124123H 井至 TH124104 阀组	*	*	1.692	生产管线: DN125, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	15.0/13.2	同沟敷 设
6	TH121194 井至 TH12135CH 井	*	*	1.433	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7	同沟敷 设
7	TH122156X 井至 12-7 计转站	*	*	0.944	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7	同沟敷 设
8	TK6154H 井至 6-1 计转站	*	*	0.894	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7	同沟敷 设
9	TK642CH 井至 TK6130X 井	*	*	1.088	生产管线: DN80, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	14.0/13.7	同沟敷 设
10	TH122157H 井至 TH122103 阀组	*	*	0.482	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
11	TH122158X 井至 TH122159X 井	*	*	0.514	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
12	TH122159X 井至 12-11 计转站	*	*	0.476	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
13	TH124125H 井至 TH12441 阀组	*	*	0.592	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
14	TH124126H 井至 TH124115X 井	*	*	0.490	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
15	TH124127H 井至 TH124116 阀组	*	*	2.132	生产管线: DN100, 柔性复合管 掺稀管线: DN50, 柔性复合管 燃气管线: $\Phi 48 \times 4$, 20#钢	13.5/12.2	同沟敷 设
16	12-11 计转站到四 号联外输管道	*	*	5.01	DN250 生产管线, 采用钢管 +HTPO 工艺	4.0MPa	同沟敷 设
合计				19.54			

③拉油流程

新建 YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井拉油流程, 各井场均新建 80 方多功能集油器 1 座 (带底部装车、自控、电加热)、 $5\text{m}^3/\text{h}$ 掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座, DN100 简易火炬 1 套, 高度 15m, 值班营房 1 套, 喂油泵 1 台。

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

（3）封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.2 公辅工程

（1）供电工程

本项目供电依托井场、站场现有供电系统。

（2）供排水工程

①给水

项目钻井用水由罐车拉至井场，井场生产用水量约 3648m³，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，单座井场工程井队人数约 60 人，单口新井施工天数 150d，项目新钻井 1 口，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 90m³。

运营期井场为无人值守井场，不涉及新增用水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、酸化压裂废水。生活污水产生量约 3312m³，每座井场钻井期间单独建设 1 座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》

(DB 65 4275-2019) 表 2 的 B 级标准后用于荒漠灌溉。钻井废水产生量约为 960m³，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。管线试压废水重复使用，试压结束后用于洒水抑尘。根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水直接排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保处理站处理，处理达标后回注。

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

(3) 供热工程

拟建工程钻井期生活区供暖方式采取电采暖。

运营期单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 65℃ 后外输。加热炉燃料气气源为联合站内处理后的天然气。本项目井场加热炉年使用时间 7920h，燃料气年消耗量 281.1 万 m³。燃料气低位发热值为 33.4MJ/m³。其组分见表 3.3-9。

表 3.3-9 燃料气组分一览表

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

(4) 道路工程

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

(5) 防腐工程

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

(6) 自控工程

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

(6) 危废暂存点

钻井期每座井场建设 1 座撬装危废暂存点，占地面积 10m²，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能，危废暂存间底部及四周裙角采取重点防渗措施，产生的含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料暂存于

危废暂存间内，含油废物采取桶装形式密闭后存放在危废暂存点内，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠后打包存放在危废暂存点内，并与含油废物存放有一定的界限，危险废物定期由钻井队委托有资质单位接收处置。

3.3.5 依托工程

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

3.3.5.1 塔河油田二号联合站和二号轻烃站

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

（1）二号联合站

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

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

流程描述：接转站进站原油加药后进加热炉加热，温升至 75℃后进油气三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水≤15%的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水小于 5%的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，温升至 80℃后进原油储罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

二号联合站处理主体工艺见图 3.3-8，平面布置图见图 3.3-9。

图 3.3-8 二号联合站工艺流程图

图 3.3-9 二号联合站平面布置图

(2) 二号联合站轻烃站

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

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

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

↓

液化气塔顶部→回流罐→回流泵→液化气储罐

3.3.5.2 塔河油田四号联合站

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

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

天然气处理系统：四号联天然气处理及加工部分分为六部分，分别为：大

罐抽气回收装置、原油负压稳定（脱硫）装置、伴生气及轻油外输装置、仪表风装置、火炬放空装置、混烃处理及销售。工艺流程图和平面布置图见图 3.2-10~3.2-11。

塔河油田二号联合站和四号联合站相互联通，处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配。本项目依托的各个联合站处理情况及可依托情况见下表 3.3-10。

表 3.3-10 联合站原油处理系统数据平衡表

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

3.3.5.3 采出水处理系统及依托可行性分析

(1) 二号联采出水处理系统

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

(2) 四号联采出水处理系统

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

主要流程说明：新建四号联合站内油站分离出的含油污水进入 2 座 1000 m³ 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200 m³ 污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余油污，出水投加阻垢剂后进入 3 座φ3.0m 全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500 m³ 外输缓冲罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水

阀组。

四号联合站污水处理能力平衡分析情况见表 3.3-11，塔河油田四号联合站现有污水处理系统剩余处理能力可接纳本项目产生含油污水。

表 3.3-11 联合站采出水处理系统数据平衡表

名称	最大处理能力 (m ³ /d)	现状处理量 (m ³ /d)	剩余处理能力 (m ³ /d)	本项目新增采出水 (m ³ /d)	可依托性
二号联合站	6000	5500	2600	*	可以依托
四号联合站	4800	2700			

3.3.5.4 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站及依托可行性分析

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）。本项目产生的含油污泥、受浸土、废液及生活垃圾，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，距离西侧的二号联合站约 15km，离西南侧的三号联合站约 34km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。

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

（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 50m³/d，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建，原阿克苏环保局、自治区环保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 。本项目产生含油可以依托其处理。

（3）受浸土处理系统

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

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

（4）废液处理系统

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

主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）回注至 TK512 井。

根据中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划，塔河油田绿色环保站处理站废液处理系统现有 1 座 9000m^3 废液接收池（包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池）、1 套井下作业废水处理设施（包括缓冲沉降池、二次

调节池、加药调节池等），废液处理系统主要工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）后回注油层。塔河油田绿色环保站废液处理系统设计废液处置能力处理能力为 $1430\text{m}^3/\text{d}$ （52.19 万 m^3/a ），现状废液处置量约为 $580\text{m}^3/\text{d}$ （21.14 万 m^3/a ），本项目井下作业工程产生的井下作业废水可依托其处理。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及排污节点分析

3.4.1.1 施工期

（1）井场建设

本次井场工程包括在 14 座井场设置加热炉；在 3 座井场设置计量阀组等设备；在 YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井井场内新建 80 方多功能集油器 1 座（掺稀泵 1 台、50 方稀油罐 2 座、简易火炬 1 套等。井场设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采气设备或阀组拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

（2）钻井

工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场、构筑钻井设备地基和布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机、泥浆罐及泥浆固相控制系统。井场配有控制室（车）。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口经钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用。在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具黏附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。完井后清理井场，随即可开展采气生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

本工程计划部署 1 口井（TK6154H 井），钻井总进尺 6609.59m。

（3）管线

项目施工过程主要包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

①施工准备

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

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

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

②管沟开挖及下管

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

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

③穿越工程

a 公路穿越

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

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

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

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

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

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

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

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

8) 穿越公路设置管道穿越公路标志桩。

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

(4) 管道连接及试压

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

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压废水及设备噪声。

（5）管沟回填

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

（6）清理现场、恢复地貌

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

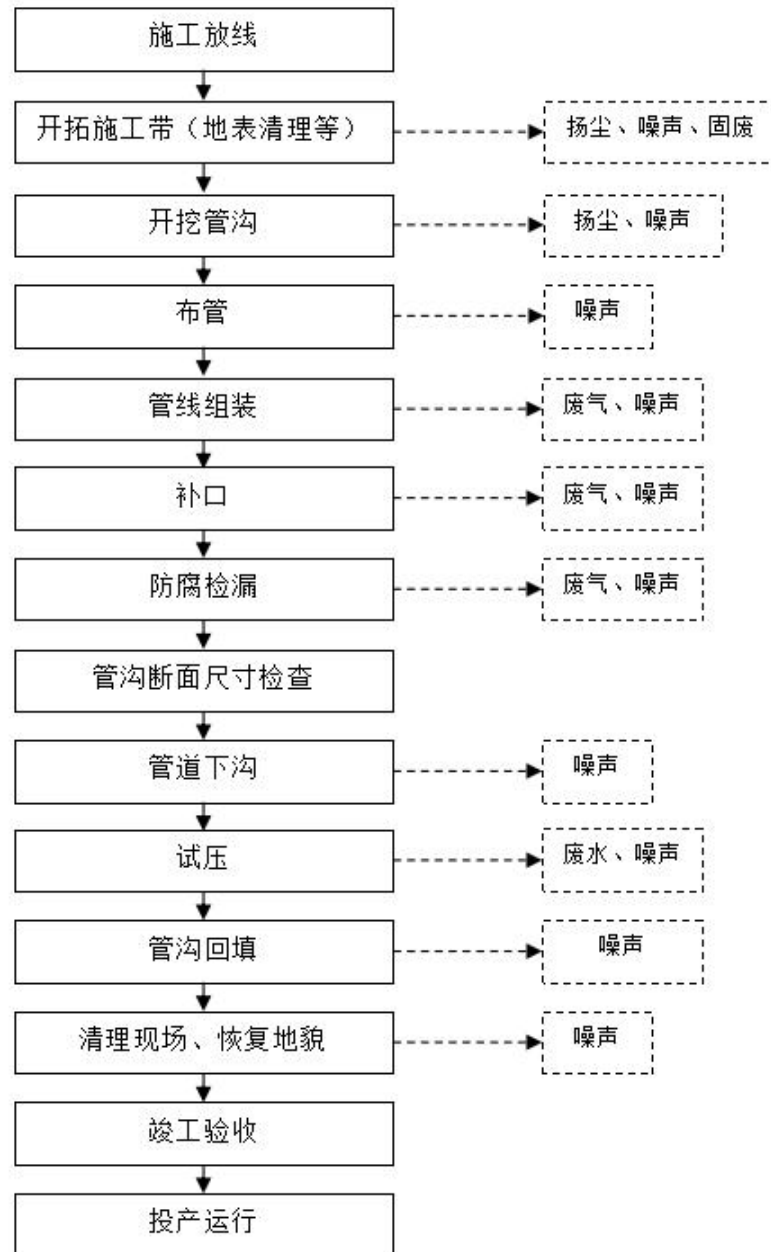


图 3.4-2 管线工程施工工艺流程及排污节点图

3.4.1.2 运营期

(1) 采油（气）

采油（气）就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

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

（2）井下作业

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

（3）掺稀工艺

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

（4）油气集输

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

（3）单井拉油

新建 YQ2-6 单井及 AD29-1CH 单井拉油流程，各油井经多功能集油器后由导油车拉运至 TH12330 卸油站，进行简单的油气油水分离，油由管线输送至四号联合站，水由注水管线至区块内注水井进行回注地层。

3.4.1.3 退役期

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

（1）封井措施

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

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

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

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

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

5) 封井后进行试压, 符合标准后进行其他作业。

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

7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次, 并记录巡井资料。

(2) 设备拆除

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

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

表 3.4-2 退役期主要产污环节一览表

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

3.4.2 施工期主要污染源及防治措施

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。本工程均为永久占地，工程占地类型为果园、水浇地、农村道路和采矿用地。地面工程施工作业包括井场场地平整、管线组装等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地约 17.57hm²，其中永久占地 0.72hm²，临时占地 16.85hm²，详见表 3.4-3。

表 3.4-3 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.45	0.87	1.32	本项目新钻井 1 口, 单个井场规格 110m×120m, 永久占地面积为 4500m ² (60m×75m), 临时占地面积为 8700m ² 。临时占地内将修建主、副两座放喷池, 占地均为 200m ² 。
2	集输管线	0	15.63	15.63	掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设, 新管线 19.54km, 作业带范围 8m。
3	道路	0.27	0.11	0.38	新建道路 0.54km。路面平均宽度 5m, 路基宽 6m, 扰动范围路基外两侧 2.0m; 均按照 20cm 天然砂砾进行铺筑
4	生活区	0	0.24	0.24	每个井场临时生活区占地面积 2400m ²
合计		0.72	16.85	17.57	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

①施工扬尘

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

②焊接、打磨废气

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

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

③施工机械及运输车辆排放的废气

施工过程中由于施工机械包括发电机等、车辆的使用将不可避免地有机械、车辆尾气产生，尾气中的主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

(2) 废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水及施工废水。

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD等。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本项目计划部署 1 口油井，单井进尺 6606.59m，按照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目钻井废水产生量为 19.64 万 m³。钻井废水连同钻井泥浆（含磺化泥浆）和岩屑进入泥浆不落地系统进行固液分离，分离出的液体优先重复利用，剩余的液体集中拉运至塔河油田绿色环保站处理后回注地层。

②酸化压裂废水

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

③生活污水

本项目钻井期单井施工人员 50 人，新井施工期 60 天，管线施工期 40 天，新

合计施工周期 100d。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 10000m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则钻井期内生活污水总产生量总计为 800m³，生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准，达标处理后出水主要用于油田区域荒漠灌溉。

④施工废水

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

（3）固体废物污染源

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（5191.52m 以上）采用非磺化水基泥浆，二开下部及三开（5191.52m 以下）均采用磺化水基泥浆；两次侧钻井均采用磺化水基泥浆。由以上经验公式计算可得，本项目产生的废弃泥浆量约 765.18m³，其中非磺化水基泥浆约 515.03m³，磺化水基泥浆约 250.15m³。

②钻井岩屑

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

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼直径，m；

a——膨胀系数，取 2；

h——井深 m。

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

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开、侧钻井均采用磺化水基泥浆。根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行处理并固液分离；非磺化泥浆（含岩屑）干化处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化泥浆（含岩屑）采用泥浆不落地系统处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值（含油率<0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路。

③生活垃圾

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

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建各类集输管线 19.54km，施工废料产生量约为 3.91t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

⑤土石方

本项目共开挖土方 13.32 万 m³，回填土方 16.19 万 m³，借方 2.527 万 m³，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻

井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场。本项目土石方平衡见下表 3.4-4。

表 3.4-4 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

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

⑥废防渗材料

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

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

⑦一体化污水处理装置污泥

一体化污水处理装置处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。生活污水 SS 产生浓度为 240mg/L，经污水处理装置处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场生活污水产生量为 800m³/a，则一体化污水处理装置污泥为 420m³。

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-5。

表 3.4-5 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离 [dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
----	------	---------------------	----	------	-----------------

1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-5。

表 3.4-5 施工期污染物排放汇总

项 目	工 程	污染源	主要污染物排放量		排放去向
废水污 染源	井 场	生活污水	COD、 BOD ₅ 、氨氮 等	800m ³	生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准，达标处理后出水主要用于油田区域荒漠灌溉。
		钻井废水	SS、COD、 石油类、挥发 酚、硫化物	19.64m ³	钻井废水连同钻井泥浆（含磺化泥浆）和岩屑进入泥浆不落地系统进行固液分离，分离出的液体优先重复利用，剩余的液体集中拉运至塔河油田绿色环保站处理后回注地层。
		酸化压裂废 水	COD、挥发 酚、硫化物	438m ³	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。
固体废 物污 染源	井 场	钻井岩屑	岩屑	328.22m ³	钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行处理并固液分离；非磺化泥浆（含岩屑）干化处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化泥浆（含岩屑）采用泥浆不落地系统处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值（含油率<0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路。
		钻井废弃泥 浆	钻井废弃泥 浆	765.18m ³	
		生活垃圾	/	2.5t	生活垃圾集中收集后，依托当地有资质单位处理。
		施工废料	/	3.91t	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保

					科技有限公司拉运至库车经济开发 区工业固废填埋场合规处置。
		一体化污水处理装置污泥	/	420m ³	库车绿能环保科技有限公司拉运 处置。
		废防渗材料	/	0.4t	委托持有危险废物经营许可证的 单位利用处置。
废气污 染源	井场	钻井废气、 储层改造废 气、施工扬 尘、焊接废 气、施工机 械废气及运 输车辆尾气	CO	阶段性排放	大气
			NO _x	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			颗粒物	阶段性排放	
噪声污 染源	井场	土方施工、 施工机械、 运输车辆	/	80~90dB(A)	加强施工管理。

3.4.3 运营期工程污染源源强核算

3.4.3.1 废气

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

(1) 有组织废气

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

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

式中：A 为燃气量，m³；

P 为真空加热炉功率，0.2MW/0.4MW；

ε 为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

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

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

则本项目各类加热炉燃气量情况见表 3.4-6。

表 3.4-6 加热炉耗气量及设置台数一览表

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

1	200kW 加热炉	13	7920	18.74	243.62
2	400kW 加热炉	1	7920	37.48	37.48
合计		14	-	-	281.1

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

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

表 3.4-7 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表—燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/ 热水/ 其他	天然气	燃烧室锅炉	所有规模	工业废气量	标立方米/ 万立方米—原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米—原料	0.02S ^①	直排	0.02S ^①
				氮氧化物	千克/万立方米—原料	18.71（无低氮燃烧）	直排	18.71
						9.36（低氮燃烧） ^②	直排	9.36

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

加热炉污染物产生排放情况见下表 3.4-8。

表 3.4-8 本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	SO ₂		NO _x		颗粒物	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³
13 台 200kW 井场加热炉	243.62	2625.08	0.49	18.66	4.58	174.47	0.52	19.81
1 台 400kW 井场加热炉	37.48	403.85	0.075	18.561	0.701	173.83	0.08	19.95
合计	281.1	3028.93	0.565	-	5.281	-	0.6	-
标准限值	-	-	-	50	-	200	-	20

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

根据项目所在地阿克苏地区生态环境局要求，燃气加热炉须根据《工业源挥发性有机物通用源项 产排污核算系数手册》中“附表 1.燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表”核算挥发性有机物，该手册中天然气加热炉挥发性有机物产污系数为 1.68 千克/万立方米—燃料，本工程运营期总耗气量约 $281.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，燃气加热炉产生的挥发性有机物约 $0.472\text{t}/\text{a}$ ，据此根据烟气量 $3028.93 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 核算后的燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 $15.583\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（2）无组织废气

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

①储罐无组织挥发非甲烷总烃

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

本工程多功能储集器均采用固定顶罐，固定顶罐的呼吸损耗采用公式法进行核算。

总损耗计算公式为：

$$L_T = L_S + L_W$$

式中： L_T ——总损耗， lb/a ；

L_S ——静置储藏损耗， lb/a ；

L_W ——工作损耗， lb/a 。

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

$$L_s = 365 K_E V_V K_S W_V$$

式中： W_V ——储藏气相密度， lb/ft^3 ；

K_E ——日均液体表面温度下的气相密度， kg/m^3 ；

K_S ——排放蒸汽饱和因子，无量纲量；

V_V ——油罐气相空间体积， m^3 。

大呼吸蒸发损耗量（ L_w ）计算公式为：

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

式中： N ——年油品周转次数，次/a；

V_L ——罐内液体最大体积量， m^3 ；

K_N ——周转系数；

K_P ——油品损耗系数， $K_P=1$ ；

K_B ——排放压力设定值校正系数，本次取 $K_B=1$ 。

本工程产能规模为原油 20t/d，单座多功能储集器年周转量为 3300t。根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中“石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表”，有机液体储存和 VOCs 排放量参考计算表计算后，可知本工程单个多功能储集器静置损失 1.139t/a，工作损失 1.646t/a，单个储罐总损失 2.785t/a。本工程 2 座井场 2 座多功能储集器大小呼吸非甲烷总烃排放量为 5.57t/a。

单座稀油罐年周转量为 8250m^3 ，根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表中有机液体储存和 VOCs 排放量参考计算表计算后，可知井场单座混烃罐静置损失 1.26t/a，工作损失 1.58t/a，单座稀油罐损失 2.84t/a，本工程 2 个拉油井场，共 4 座稀油罐大小呼吸总损失 11.36t/a。

②油气处理过程中非甲烷总烃（NMHC）

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

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

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-7 设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1；根据燃料气组分分析表，燃料气 $WF_{\text{VOCs},i}$ 核算值为 2.294%， $WF_{\text{TOC},i}$ 核算值为 98.52%， $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.02。根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-8 所示。

表 3.4-8 设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

序号	设备类型	排放系数 (kg/h/排放源)
1	连接件	0.028

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，本工程井场的阀门、法兰数量如表 3.4-9 所示。

表 3.4-9 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

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

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

综上，本工程两座拉油井场多功能储集器大小呼吸非甲烷总烃排放量为 5.57t/a，稀油罐大小呼吸总损失 11.36t/a，油气处理过程中烃类挥发量为 2.61t/a。本工程 18 座井场非甲烷总烃排放量共计 19.54/a。

(3) 硫化氢 (H₂S)

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

3.4.3.2 废水

(1) 采出水

塔河油田油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。采出液在塔河油田二号、四号联合站进行脱水处理。根

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

(2) 井下作业废水

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

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

表 3.4-10 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本项目油藏储层为非低渗透油藏储层，根据表 3.4-11 计算井下作业废水产生量为 $76.04\text{t}/\text{井次}$ ，化学需氧量产生量为 $104525.3\text{g}/\text{井次}$ ，石油类产生量为 $17645\text{g}/\text{井次}$ 。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t 、化学需氧量 52262.7g 、石油类 8822.5g ，则本项目产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 $646.34\text{t}/\text{a}$ 、 $0.89\text{t}/\text{a}$ 、 $0.15\text{t}/\text{a}$ 。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田绿色环保站进行处理达标回注

3.4.3.3 固体废物

(1) 危险废物

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

①落地油

主要来自试油等作业及突发环境事件，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井。本项目共产生落地油量为 0.43t/a，落地油回收率为 100%，落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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

②废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1~2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程产生废弃防渗布最大量约 4.2t/a。

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

③清罐底泥

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

④废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废润滑油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约 0.5t/a，废润滑油进入联合站回收利用。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）和《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.4-11。

表 3.4-11 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08	0.43	井下作业、油气处理	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	T, I	由塔河油田绿色环保站处理。
2	清罐底泥	HW08	071-001-08	0.1	井场储罐	半固体	废矿物油	间歇产生	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	4.2	场地清理环节	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	井场	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	废润滑油进入联合站回收利用

3.4.3.4 噪声源

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

表 3.4-12 噪声源设备（单座井场） 单位：dB（A）

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

3.4.3.5 运营期污染源汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-13。

表 3.4-13 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO ₂	0.565t/a	0.565t/a	大气
		NO _x	5.28t/a	5.28t/a	大气
		颗粒物	0.6t/a	0.6t/a	大气
		非甲烷总烃	0.47t/a	0.47t/a	大气
	无组织排放	非甲烷总烃	19.54t/a	19.54t/a	大气
		硫化氢	0.0056t/a	0.0056t/a	大气
废水	井下作业废水	井下作业废水量	646.34t/a	0	井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田绿色环保工作站处理。
		COD	0.89t/a	0	
		石油类	0.15t/a	0	
固体废物	落地油	石油类	0.43t/a	0	落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。
	废防渗材料	石油类	4.2t/a	0	施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	清罐底泥	石油类	0.1t/a	0	施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	0.5t/a	0	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，委托有资质的单位运至固废填埋场进行填埋处理。

3.4.5 非正常排放

本工程建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

井喷主要是在油田井下作业过程中发生的事故。本工程中在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事

故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

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

表 3.4-14 井场非正常排放情况一览表

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

(2) 井漏事故

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

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

3.4.6 清洁生产分析

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

3.4.6.1 油气处理清洁生产工艺

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

(2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

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

3.4.6.2 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

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

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

3.4.6.3 节能及其他清洁生产措施分析

(1) 优化运输路线, 降低生产运行及车辆运输时间。

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

(3) 采油区采用自动化管理, 提高管理水平。

3.4.6.4 建立有效的环境管理制度

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

3.4.6.5 清洁生产技术指标对比分析

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

(1) 评价指标体系

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

①定量评价

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

②定性评价

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

③评价指标

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

（2）评价基准值及权重值

①评价基准值

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

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

②权重分值

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

（3）本评价基准值及权重值

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

（4）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清

洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

A. 定量评价二级指标的单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi} ——第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} ——第 i 项评价指标的评价基准值。

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

B. 定量评价考核总分值的计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

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

表 3.4-15 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

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

表 3.4-16

钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

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

表 3.4-17 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

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

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

表 3.4-18

采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

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

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后采油二厂“三本账”的情况见表 3.4-19。

表 3.4-19 拟建工程实施后“三本账”的情况一览表 单位：t/a

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	拟建工程实施后采油二厂排放量	拟建工程实施后增减量
1	废气	NO _x	*	*	*	*	*
		SO ₂	*	*	*	*	*
		颗粒物	*	*	*	*	*
		非甲烷总烃	*	*	*	*	*
		硫化氢	*	*	*	*	*
2	废水	生产废水	*	*	*	*	*
		生活污水	*	*	*	*	*
3	固体废物	含油污泥	*	*	*	*	*
		磺化泥浆	*	*	*	*	*
		生活垃圾	*	*	*	*	*

3.4.8 污染物排放总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

(1) 废气污染物

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

(2) 废水污染物

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

经核算，本工程 13 台 200kW 燃气加热炉及 1 台 400kW 燃气加热炉产生有组织排放的二氧化硫为 0.565t/a，有组织排放的氮氧化物为 5.281t/a，有组织排放的 VOCs 为 16.93t/a。油气处理过程产生无组织排放的 VOCs 为 2.61t/a，不排放废水污染物。

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”“2.油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，本项目建设符合国家产业政策。本项目的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

(1) 与相关政策、法规符合性分析

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

表 3.5-1 与相关的政策、法规符合性分析

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

	按照标准要求采取防渗措施。		
	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	西北油田分公司采油二厂设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在当地生态环境主管部门备案。	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（第13届人大第7次会议）	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设工程施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	本项目施工期产生的建筑垃圾由施工队集中收集后及时清运至当地填埋场处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。	符合
	第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。	本项目井场施工周期较短，且采取洒水抑尘措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘。	符合
	各有关单位编制油气发展规划等总体规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已开展《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见（具体见附件）。本项目所在区块的开发已纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划中。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人于2020年1月，就《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评范围和建设内容”。本项目由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂结合塔河油田6区、12区的建井能力、产能状况等情况进行了立项及方案设计，为支撑油田上产和集输需求，本项目本次建设TK6154H井，工程内容不属于单井形式，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程的可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环	符合

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

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

	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据西北油田分公司之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。 严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	西北油田分公司不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。本项目施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；并按照相关部门的要求进行恢复等。本项目不占用耕地。	符合
《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（环发〔2014〕197号）	严格落实污染物排放总量控制制度，把主要污染物排放总量指标作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。排放主要污染物的建设项目，在环境影响评价文件（以下简称环评文件）审批前，须取得主要污染物排放总量指标。	本项目新建 15 座加热炉，产生的燃烧废气中 NO _x 、VOCs 排放量为投产后主要总量控制指标，总量来自西北油田分公司内容。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（第 13 届人大第 6 次会议）	排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者应当依法取得排污许可证。	2023 年 5 月 23 日，西北油田分公司采油二厂变更了排污许可证（证书编号：91650000742248144Q083U）	符合
	矿产资源勘探、开发单位，应当对矿产资源勘探、开发产生的尾矿、煤矸石、粉煤灰、冶炼渣以及脱硫、脱硝、除尘等产生的固体废物的堆存场所进行整治，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施。	本项目产生的危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由持有危险废物经营许可证的单位处置。	符合
	企业事业单位应当依法制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和其他相关部门备案，并定期进行演练。发	西北油田分公司采油二厂编制了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境	符合

		生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向所在地县级人民政府及其环境保护、安全生产监督等有关部门报告。	事件应急预案》（备案编号 652923-2024-218-M）。	
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）	选址与空间布局	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目建设符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》和《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的要求。	符合
	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	符合
		陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修；项目井场加热炉燃烧气中颗粒物、SO ₂ 、NO _x 执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度；油气开采过程中井场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值；井场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准。本项目不属于高含硫天然气开采项目。	符合
		油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）	本项目井口采出物通过管线管输至塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理。本工程不涉及碳捕集、利用与封存（CCUS）技术。	符合

	技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。		
	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90% 以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95% 以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100% 返排入罐。	本项目采出水依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站进行处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。	符合
	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注，井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理。	符合
	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	危险废物交由持有危险废物经营许可证的单位回收处理；采油二厂已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机	符合

			械设备定期保养。采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 工业企业厂界环境噪声排放限值 2 类标准。	
		对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	本项目对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，提出了生态修复方案。	符合
《关于印发〈新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58 号）	实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs 深度治理。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。		本项目采用密闭集输，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放，各装置的管路及设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小。本项目新建 8 座加热炉，产生燃烧废气中 NO _x 、VOCs 排放量为投产后主要总量控制指标。	符合
《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测，及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备。对于含高浓度 VOCs 的废气，宜优先采用冷凝回收、吸附回收技术进行回收利用，并辅助其他治理技术实现达标排放。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求		本项目阀门、法兰、连接件等设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小，同时采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，根据 GB37822-2019 的要求，建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对 LDAR 情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。	符合

	定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	
--	-----------------------------------	--

(2) 与相关规划符合性分析

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

表 3.5-2 本项目与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本项目属于塔里木盆地能源资源勘查开发区。	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本项目行政区隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市管辖，本项目所在区域属于重点开发区域。本项目所在区域不在生态红线内，不占用自然保护区以及重要水源地等需要特殊保护的区域。本项目属于石油天然气开采行业，符合“全国重要的能源基地”定位。本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	“坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于“两高”项目以及产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化	本项目运营期采取的废气污染防治措施可有效减少有组织废气、无	符合

	塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理,加快更换装载方式。	组织非甲烷总烃和 H ₂ S 的排放,减轻对大气环境的影响。	
	持续开展地下水环境状况调查评估,以傍河型地下水饮用水水源为重点,防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施,开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网,推进城镇污水管网全覆盖,落实土壤污染和地下水污染的协同防治,切实保障地下水生态环境安全。	本项目运营期产生的废水依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理,废水均不向外环境排放;严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求,进行分区防渗;制定完善的地下水监测计划;切实保障地下水生态环境安全。	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点,开展油气资源开发区域土壤环境质量专项调查,建立油气资源开发区域土壤污染清单,对列入土壤污染清单中的区域,编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用,开展油气资源开发区域历史遗留污染场地治理,对历史遗留油泥坑进行专项排查,建立整治清单、制定治理与修复计划。	西北油田分公司对油田内土壤环境定期监测,危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位处置;生活垃圾、一般工业固废运至油田垃圾填埋场填埋处理。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》	塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作。	本项目实施后,可有效增加开采效率,保证区域开采系统稳定运行。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见(新环审〔2022〕147号)	(一)严守生态保护红线,加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导,严守生态保护红线,严格维护区域主导生态功能,积极推动绿色发展,促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划,进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求,协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调,切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	本项目不在生态保护红线范围内;本项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控	符合

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

	步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	油二厂负责，本项目日常环境管理工作纳入采油二厂现有HSE管理体系，并长期开展跟踪监测，根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施。	
《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。	本项目属于塔河油田石油开采项目，本项目不占用永久基本农田。本项目所在区域不涉及生态保护红线以及城镇开发边界，本项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小。	符合
	根据矿产资源现状分布以及矿产勘查开发保护布局。	本项目属于矿产能源发展区、油气国家规划矿区。	符合

根据表 3.5-2 的分析，本项目与新疆的相关规划协调一致。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

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

综上所述，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）及《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》，本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 2.7km。本项目建设满足区域生

态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合生态环境分区管控要求。

3.6 选址选线合理性分析（略）

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

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

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

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

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

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

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

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

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

本项目位于库车市南部，中心地理坐标为东经**，北纬**，地理位置见图 3.2-1。

4.1.2 地形地貌

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

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

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

4.1.3 工程地质

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

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

4.1.4 水文及水文地质

（1）区域地质构造控水作用

①塔里木盆地构造控水条件

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

②第四系松散地层赋水介质分布

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

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

（2）区域地下水补给、径流、排泄条件

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

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

4.1.5 气候气象

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

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

表 4.1-1 库车市主要气候气象参数一览表

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

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河—库车河三角洲绿洲下缘，南距塔里木河主河道约 26km。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），确定本项目生态环境影响评价范围为井场等工程场界周围 50m；穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km 为评价范围；穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300m 的范围为评价范围。

（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) 调查点位选取及植被调查现场校译

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，进一步明确评价区内土地利用类型、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，并对每个取样点作详细记录。

2) 陆生植被调查

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。

3) 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(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,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,包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时,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。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像,轨道号为 145-031,受时相、云量及季节的影响,数据时间为 2021 年 9 月 17 日。

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。植被类型不同,色彩和色调发生相应变化,因此可区分出植被亚型以上的植被类型以及耕地、水域及水利设施用地等地面类型。此外,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

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，其中乔木生物量结合野外样方实测胸径，并根据相应乔木树种生物量模型对其进行有效估算；

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作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2.2 区域生态功能区划

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，项目分布在中石化塔河油田 12 区内，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目涉及塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部/北部荒漠及绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）以及塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。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	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻

适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	加大保护力度，建设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
--------	-------------------------------	-------------------------------------

本项目属于陆地石油天然气开采，项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。区域主要生态功能为农产品生产、荒漠化控制、油气资源以及塔里木河上中游乔灌草保护，项目的建设符合本区域生态功能区划要求。

4.2.2.3 生态系统结构和特征

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河—库车河三角洲绿洲下缘，塔河油田十二区内。该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦。评价区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，无霜期较长，风沙活动频繁。全年盛行东北风，其次为北风，年均风速 2.57m/s，风沙、沙尘暴天气较多，平均为 13 天/年。

评价区内土壤类型主要为漠境盐土、潮土、盐土、草甸土、沼泽土等。自然植被主要是盐穗木、多枝怪柳、疏叶骆驼刺、花花柴。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以灌丛生态系统和荒漠生态系统为主，评价区域西部分布有部分农田生态系统。评价区内荒漠生态系统的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在项目开发过程中的保护重点对象为评价区内重点公益林及其他荒漠植被、野生动物。项目区生态系统类型及结构特征见表 4.2-2。

表 4.2-2 区域生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
灌丛生态系统	盐穗木、多枝怪柳等	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	较差
荒漠生态系统	盐穗木、芦苇	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差
农田生态系统	农作物等人工植被	人类、啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链较为完整，初步形成食物网	较好

4.2.2.4 土地利用现状

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以 Landsat8 OLI 卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现

状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。详见表 4.2-3。

表 4.2-3 评价区域土地利用现状表

土地利用类型	面积（km ² ）	面积百分比（%）
工矿用地	*	*
村庄	*	*
风景名胜及特殊用地	*	*
沟渠	*	*
灌木林地	*	*
果园	*	*
建制镇	*	*
裸土地	*	*
内陆滩涂	*	*
其他草地	*	*
人工牧草地	*	*
沙地	*	*
设施农用地	*	*
水浇地	*	*
天然牧草地	*	*
盐碱地	*	*
乔木林地	*	*
沼泽地	*	*
合计	*	*

评价区域内农用地、建设用地、未利用地均有分布，参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）分类，土地利用类型共 18 类，其中主要的土地利用类型为天然牧草地、灌木林地、其他草地，分别占评价区域总面积的 43.53%、20.30%、23.39%，合计约 87.22%。土地利用现状图显示，天然牧草地主要分布在评价区域的东部，该区域植被生境优于西部，也是重点公益林中的地方公益林集中分布区；其他草地主要分布在评价区域的西部，基本为低覆盖度草地，植被生物量较低；灌木林地主要分布在评价区域南部，该区域植被生境优于北部，为重点公益林中的国家公益林集中分布区；此外，由于评价区域地处干旱区绿洲下缘，土壤盐渍化问题突出，评价区域北部临近绿洲区域分布有一定比例的盐碱地，约占评价区域的 5.05%；沙地主要分布在评价区域南部，受地下水及土壤盐渍化影响，沙地未集中连片分布，呈碎斑状分布在牧草地与灌木林地过渡地带，占比较小，

约占评价区域的 2.68%；水浇地主要分布在评价区域西部，其中部分水浇地为永久基本农田，项目在设计、施工等过程中须采取避让等措施。工矿用地主要为区域内已建油田生产设施。

本工程总占地约 17.57hm²，其中永久占地 0.72hm²，临时占地 16.85hm²，项目占地类型有天然牧草地、工矿用地、灌木林地、其他草地、盐碱地、沙地、裸土地等，详见表 4.2-4（具体以自然资源部门出具的数据为准）。

表 4.2-4 评价区域土地利用现状表

土地性质	土地利用类型	永久占地		临时占地	
		面积 (hm ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
农用地	天然牧草地	*	*	*	*
建设用地	工矿用地	*	*	*	*
未利用地	灌木林地	*	*	*	*
	其他草地	*	*	*	*
	盐碱地	*	*	*	*
	沙地	*	*	*	*
	裸土地	*	*	*	*
合计		36.18	*	*	*

根据《中国北方重点牧区草场资源调查大纲及技术规程》，以等和级来对草场进行等级的划分：“等”表示草场草群品质的优劣，根据牧草适口性、利用程度、营养价值划分为优、良、中、低、劣五类，再以它们在草群中所占的重量百分比作为分等的标准。

第一等：优等牧草占 60%以上；

第二等：良等牧草占 60%以上；优等及中等占 40%；

第三等：中等牧草占 60%以上；良等及低等占 40%；

第四等：低等牧草占 60%以上；中等及劣等占 40%；

第五等：劣等牧草占 60%以上。

“级”表示牧草地上部分鲜草生产量，可分为八级，见表 4.2-5。

表 4.2-5 草场资源评价标准

草场等级	鲜草产量, kg/hm ²	草场等级	鲜草产量, kg/hm ²
一级	12000 以上	五级	4500-3000 以上
二级	12000-9000 以上	六级	3000-1500 以上
三级	9000-6000 以上	七级	1500-750 以上

四级	6000-4500 以上	八级	750 以下
----	--------------	----	--------

本项目所在区域属于荒漠草场,为四等 7 级草场,植被主要由小半灌木组成。据调查,该区域草场为冬牧场,覆盖度 15%-35%,植物初级生产力水平较低,草场可利用率低,草地畜牧业利用价值一般。

4.2.2.5 植被现状调查与评价

(1) 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准,拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-6。

表 4.2-6 评价区植被地理区划

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

按中国植被自然地理区划,项目区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带,塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差,荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单,类型较单一,种类贫乏等特点,植被多为耐旱型,主要为多枝怪柳、盐穗木、花花柴、疏叶骆驼刺群系。

(2) 评价区植被类型

该区域的植被属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 43 种,分属 16 科,(详见表 4.2-7)。项目区的植被类型及分布见图 4.2-6。

表 4.2-7 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i> L.
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i> (L.) Link.
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i> (L.) Link.
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i> (L.) Link.
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i> (L.) Link.
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i> (L.) Link.
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i> (L.) Link.
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i> L.
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimolobos halimifolia</i> (L.) Link.
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i> (L.) Link.
	苦马豆	<i>Sphaerolobos salsula</i> (L.) Link.
	光甘草	<i>Glycyrrhiza korshinskyi</i> (L.) Link.
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i> Batalin
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i> (L.) Link.
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i> L.

	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata</i>
	沙生怪柳	<i>Tamarix taklamakanensis</i>
胡颓子科 <i>Elacagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>Elacagnus. Moorcroftii</i>
夹竹桃科 <i>Apocynaceae</i>	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
萝藦科 <i>Aschepiaceae</i>	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科 <i>Cohvolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
茄科 <i>Selaneaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

(3) 重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 6 种，详见表 4.2-8。

表 4.2-8 重点保护野生植物分布表

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	膜果麻黄 (<i>Ephedra przewalskii</i>)	自治区 I 级	无危	否	否	生长于干燥荒漠区域	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	国家二级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否
3	胀果甘草 (<i>Glycyrrhiza inflata</i>)	国家二级	无危	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中		否
4	罗布麻 (<i>Apocynum venetum</i>)	自治区 I 级	无危	否	否	主要生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈		否

						壁荒滩上		
5	沙生柽柳 (<i>Tamarix taklamakanensis</i>)	自治区 I 级	易危	否	否	主要分布在远离河床和湖盆的沙丘上		否
6	黑刺 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家二级	无危	否	否	主要分布在向阳的干涸河床地或坡地，沙质土壤或黄土上		否

① 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、苁蓉、查干告亚（蒙语）。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。评价内分布极少，现状调查中未见。

② 胀果甘草

胀果甘草，拉丁学名（*Glycyrrhiza inflata* Batal.），被子植物，豆科，多年生草本，高 30~80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。生于盐渍化砂地。胀果甘草随地下水位、土壤含盐和土壤质地的变化，可以与多种耐盐植物组成不同的群落。在砂质或砂壤质轻盐化草甸土上，地下水深 1~2 米，水土条件良好，形成茂密的群落，胀果甘草高可达 1 米。评价区内广泛分布，水土条件较好的农田四周、灌渠两侧有分布。

③ 膜果麻黄

膜果麻黄，拉丁学名（*Ephedra przewalskii* Stapf）是麻黄科麻黄属植物，灌木，高 50~240 厘米；木质茎明显，茎的上部具多数绿色分枝，小枝节间粗长。叶通常 3 裂并有少数 2 裂混生。球花通常无梗，常多数密集成团状的复穗花序；雄球花淡褐色或褐黄色；雌球花成熟时苞片增大成干燥半透明的薄膜状，淡棕色。种子通常 3 粒，稀 2 粒，包于干燥膜质苞片内，暗褐红色，长卵圆形，顶端细窄呈尖突状，表面常有细密纵皱纹。常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓，多砂石的盐碱土上也能生长，在水分稍充足的地区常组成大面积的群落，或与梭梭、柽柳、沙拐枣等旱生植物混生。评价内分布极少，现状调查中未见。

④罗布麻

罗布麻，拉丁学名（*Apocynum venetum L.*），夹竹桃科罗布麻属直立半灌木，高可达 4 米，枝条对生或互生，光滑无毛，紫红色或淡红色。叶对生，叶片椭圆状披针形至卵圆状长圆形，叶缘具细牙齿，两面无毛；圆锥状聚伞花序顶生（有时腋生）一至多歧，苞片膜质，披针形，花萼深裂，裂片披针形或卵圆状披针形，两面被短柔毛，边缘膜质，花冠圆筒状钟形，紫红色或粉红色，花药箭头状，隐藏在花喉内，花丝短，密被白茸毛；子房由 2 枚离生心皮所组成，花盘环状，肉质，着生在花托上。蓇葖平行或叉生，下垂，种子黄褐色多数，卵圆状长圆形，4-9 月开花，7-12 月结果。主要野生在盐碱荒地及戈壁荒滩上。评价区内广泛分布，水土条件较好的区域均有分布。

（4）植被多样性调查

项目区及其周边的自然植被主要有 2 种植被型，即荒漠植被和灌丛植被；3 个群系，即多枝桤柳群系、盐穗木群系、花花柴群系等。具体内容见表 4.2-9。各群系主要的群落特征如下：

表 4.2-9 评价区群落特征调查表

植被型	植被亚型	群系纲	群系
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝桤柳群系
荒漠植被	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	盐穗木群系
			花花柴群系

多枝桤柳群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中建群种为多枝桤柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m，植被盖度 25%~35%。灌木层下草本很少，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，伴生种主要有盐穗木、疏叶骆驼刺等。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、花花柴等，植被盖度 15%左右。其生长的土壤为盐土。

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价不少于 3 个”。本评价自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围涉及多枝桤柳群系、盐穗木群系、花

花柴群系等 3 种群系类型，单个群落设置 3 个样方，共调查样方 9 个，现场调查植被样方见表 4.2-25。

植物样方调查要求：设 10m×10m 的多枝桤柳群系植被样方 3 个，5m×5m 的盐穗木群系植被样方 3 个，5m×5m 的花花柴群系植被样方 3 个，记录该样方的空间坐标项目和周围地形信息，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。植被覆盖度采用目测法和照相法相结合的方式观测。利用较高像素相机获取植被覆盖的数码照片，重复拍摄 2~3 次，最后分别计算每张相片植被覆盖度，取其平均值作为样方植被覆盖度。对于相机不易识别的区域，采用目测法观测植被覆盖度。

表 4.2-10 样方调查表

序号	位置	植物种	数量 (棵/ 株)	覆盖度 (%)	平均高 度 (cm)	平均冠 幅 (cm)	样方规格 (m)
1	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
2	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
3	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
4	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
5	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
6	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
7	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
8	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
	*	*	*	*	*	*	
9	*	*	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*	*	

4.2.2.6 土壤类型及分布

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目分布在塔里木河北岸，项目区土壤类型较为简单，主要以漠境盐土、盐土为主，东部及南部零星分布有草甸土、沼泽土，东南部分布有风沙土。评价区土壤类型见图 4.2-10。

(1) 漠境盐土

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

(2) 盐土

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

0~5cm 棕色，盐壳，干，坚硬，夹有植物残根。

5~12cm 淡褐色，中壤土，粉末状，较松散，大量白色盐晶为土盐混合层。

12~30cm 褐色，重壤土，块状结构，潮湿，稍紧，少量细孔，有盐晶。

30~51cm 淡褐色，中壤土夹轻壤，潮松，中量孔隙，有较多白色盐晶。

51~80cm 淡棕褐色，轻壤土，块状结构，潮湿，松，少量孔隙，中量盐晶。

80~100cm 淡褐色，轻壤土，块状结构，潮湿，松，少量盐晶。

(3) 风沙土

风沙土零星分布在项目区内，主要为管线临时占地区域，风沙土是在风成沙性母质上发育而成，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀和风积作用的交替进行，加之植被稀疏，生物作用微弱，有机物质累积很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显。地表植被以柽柳为主，植被盖度 10~20%。

(4) 草甸土

草甸土主要分布在项目区东部及南部，主要是盐化草甸土亚类。盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤。地下水埋深一般在 1~3m，矿化度 1~3g/l，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芨芨草和芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。

(5) 沼泽土

沼泽土仅分布在项目区南部。沼泽土的形成是由于地表长期积水、生长喜湿性植被条件下形成的土壤。分布在排水不畅的平原洼地，湖沼边缘、滞洪洼地等区域。土体上部含大量有机质或泥炭，下部为潜育层，中间有的具锈色过渡层，是有机质积累及还原作用强烈的土壤。母质主要为河湖相沉积物，质地较黏，温暖季节植被生长繁茂，冬季寒冷，有机质分解程度低，表层为黑色的腐泥层或泥炭，有机质含量高达 10%-25%，C/N 比 14-20；潜育层呈青灰色或蓝色，还原性物质总量为 10 cmol/kg，Eh 在 250 mV 以下。土壤多呈微酸性至中性反应，干旱区为碱性。重点改良措施是排除积水，加速土壤有机质分解。

4.2.2.7 植被生物量与植被生产力

根据国内有关植被生物量和生产力的研究成果，选取拟建公路评价范围内典

型植被种类进行植被生物量估算，见表 4.2-11，表 4.2-11。

项目区沿线自然植被主要为灌丛植被，总盖度均不高，其总生物量为 9759t，总生产力为 10792t/a，均处于较低水平。

表 4.2-11 评价范围自然植被生物量估算表

植被类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积 (hm ²)	生物量 (t)
灌丛植被	*	*	*
荒漠植被	*	*	*
合计	/	*	*

注：表中自然植被生物量参照黄玫等《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，2016（12）：4156-4163），荒漠草地按草场产量确定。

表 4.2-12 评价范围自然植被生产力估算表

植被类型	平均生产力 (gC/m ²)	面积 (hm ²)	生产力 (t/a)
灌丛植被	*	*	*
荒漠植被	*	*	*
合计	*	*	*

注：表中自然植被的平均生产力参照杨红飞等《近 10 年新疆草地生态系统净初级生产力及其时空格局变化研究》（草业学报，2014（6）：39-50）中有关数据。

4.2.2.8 野生动物资源现状调查与评价

（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）野生动物栖息生境类型

拟建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灌丛区：在项目区北部植被生长较好的区域，分布着以怪柳、盐穗木等为主的灌丛，为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

②荒漠区：在项目区南部植被覆盖度较低的区域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较差。

（3）野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询,项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 40 种,其中鱼类 2 种,两栖类 1 种,爬行类 4 种,鸟类 24 种,哺乳类 9 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-13。

表 4.2-13 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

种 名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
			I	II	III
爬行类					
新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>			±	
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>			±	±
密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>			+	++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>			±	±
鸟类					
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R		±	
银鸥	<i>Larus argentatus</i>	B			
红嘴鸥	<i>Lraus ridibundus</i>	B			
原鸥	<i>Columba livia</i>	R			+
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	+	+	
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+	+	
戴胜	<i>Upup epops</i>	R		±	
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B	±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R		+	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R		+	++
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B		+	
红尾伯劳	<i>Laniun cristatus</i>	B	+	+	±
紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	S	++	++	+
喜鹊	<i>Pica Pica</i>	R	+	+	
白尾地鸦	<i>Podoces hiddulphi</i>	R			+
寒鸦	<i>Corvus monedual</i>	W	++	++	
小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>	B	++	++	
沙 即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	B		±	++
漠 即鸟	<i>Oenanthe seserti</i>	B		±	++
沙白喉莺	<i>Sylvia minual</i>	B	+	++	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+	++	
巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	B	+		+
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+		+
哺乳类					
塔里木兔	<i>Lepusyarkandensis</i>		+	++	+
三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>				+
长耳跳鼠	<i>Euchouetes naso</i>				+
子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso</i>				+
大耳 虫胃	<i>Hemiechinus auritus</i>				±
沙狐	<i>Vulpes corsac</i>				±

鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>		+		+
注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟；（2）±：偶见种； +：常见种； ++：多见种；（3）I胡杨林区；II柽柳灌丛区；III半灌木荒漠区。					

（4）项目区重点野生动物分布情况调查

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分别设置3条样线，每条样线500m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和爬行类。

本次野生动物调查在评价区域共设置了6条样线，样线布设情况及现场野生动物调查情况见表4.2-14。

表 4.2-14 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
灌丛区	1-1	*	*	*	麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠、荒漠麻蜥
	1-2	*	*	*	
	1-3	*	*	*	
荒漠区	2-1	*	*	*	麻雀、密点麻蜥、荒漠麻蜥
	2-2	*	*	*	
	2-3	*	*	*	

本次共设置样线6条，鸟类共观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等4种，两栖动物密点麻蜥、荒漠麻蜥等2种。

4.2.2.9 区域环境敏感目标调查及评价

（1）重点公益林

根据调查，本项目所在区域天然林已纳入库车市重点公益林，地类以灌木林地为主。

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%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市，且处在塔克拉玛干沙漠边缘，而防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。

从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也保护着塔河流域的稳定。

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%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全市共区划林班 93 个，小班 574 个。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。

本项目涉及国家二级公益林及地方公益林。拟建项目区内的公益林主要是塔里木河流域灌丛，均为天然林，林地类型为灌木林，主要作用为防风固沙。本项目永久、临时占用公益林面积见表 4.2-30（具体以林草部门核查为准）。

表 4.2-30 项目占用公益林面积表（具体以林草部门核查为准） 单位：hm²

序号	工程内容	占地面积			国家二级公益林		地方公益林	
		永久	临时	总占地	永久	临时	永久	临时
1	井场	*	*	*	*	*	*	*
2	计量掺稀阀组站	*	*	*	*	*	*	*
3	计转站扩建阀组	*	*	*	*	*	*	*
4	集输管线	*	*	*	*	*	*	*
5	道路	*	*	*	*	*	*	*
6	生活区	*	*	*	*	*	*	*
小计		*	*	*	*	*	*	*
合计					*		*	

（2）基本农田

基本农田保护区经依法划定后,任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区,需要占用基本农田,涉及农用地转用或者征用土地的,必须经国务院批准。

经国务院批准占用基本农田的,当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划,并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则,负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地;没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的,应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地。

本项目生态环境影响评价面积约*,评价范围内分布的基本农田面积约*,约占评价区域面积的 4.71%。本项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施,项目占地范围内不涉及基本农田。

4.2.2.10 水土流失及土地沙化现状调查

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域,水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《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》(新环审〔2022〕147号)、《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。

(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“II 1 ‘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。结合本项目区域地理位置、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,确定本项目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

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。

（5）水土流失预防对象

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。

（6）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区南部加强对灌丛植被的保护，对评价区北部退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

（7）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。

（8）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。

（9）土地沙化现状调查

根据现场调查及全疆土壤类型图，本项目土壤类型主要为漠境盐土、盐土、草甸土，风沙土分布比例极小。本项目总占地面积 243.51hm²，其中涉沙工程约占总面积的 2.68%。本区域风沙土已失去流动性属于固定风沙土，以灌丛沙堆形式存在，灌丛沙堆顶部一般生长有植被，颗粒组成以<0.25mm 粒级为主。

4.2.2.11 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，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）水土流失问题

本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

4.2.2.12 小结

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲下缘，塔河油田十二区内。该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦。项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为重点公益林、基本农田及评价区内的动、植物。项目区域主要以荒漠生态系统为主，根据《新疆生态功能区划》，项目区涉及渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区以及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌木植被为主，区域内除受油田开发影响外，其他人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。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 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

(1) 调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

(2) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次引用监测点位与项目区均属于同一水文地质单元，具有代表性和时效性，可以说明项目所在区域的地下水环境质量现状。具体监测点设置情况见表 4.3-1，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	坐标	监测层位	井深(m)	水位埋深(m)	与本项目位置关系	监测时间	监测单位
1	*	*	*	*	*	*	*	*
2	*	*	*	*	*	*		
3	*	*	*	*	*	*		
4	*	*	*	*	*	*		
5	*	*	*	*	*	*		

(3) 监测频率

监测 1 天，每个点位采样 1 次。

(4) 监测项目及分析方法

①监测项目

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

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准

准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	-
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		-
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数 （以 O ₂ 计）	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023）	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）5.2 滤膜法	-
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法	-
9	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
10	硝酸盐（氮）	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	4×10 ⁻⁵ mg/L
14	砷		3×10 ⁻⁴ mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10 ⁻⁴ mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-87）	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10 ⁻³ mg/L
18	钡	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10 ⁻² mg/L
19	硫酸根 （硫酸盐）	《水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018 mg/L
20	氯离子 （氯化物）		0.007 mg/L
21	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、	0.02 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
22	钠离子	Mg ²⁺) 的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH ——pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

(3) 监测及评价结果

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.3-3~5。由表 4.3-3~5 可以看出，监测期间，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。超标与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，并非受人类活动所致。

(4) 包气带污染现状调查

① 监测布点

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

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为已建站场。本次评价在已建井场占地范围内及占地外布设 2 个包气带监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，各监测点设置情况见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带现状监测点位置

调查点位	坐标	采样深度	备注
6-1 计转站占地范围内	**	0~0.2m	污染控制点
6-1 计转站占地范围外	**	0~0.2m	清洁对照点

② 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2025 年 7 月，监测一天，采样一次。

③ 监测结果

包气带监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 包气带现状监测点位置

监测点位	监测项目	监测值（mg/L）	标准限值（mg/kg）	达标情况
------	------	-----------	-------------	------

6-1 计转站	占地范围内	石油烃	**	4500	**
	占地范围外		**		

从表 4.3-7 调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

表 4.3-3 地下水水质现状监测及评价结果一览表 (1)

序号	检测项目	单位	监测及评价结果						标准限值 (Ⅲ类)
			**		**		**		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲							6.5~8.5
2	氨氮	mg/L							0.5
3	亚硝酸盐氮	mg/L							1
4	硝酸盐氮	mg/L							20
5	氰化物	mg/L							0.05
6	挥发酚	mg/L							0.002
7	汞	mg/L							0.001
8	砷	mg/L							0.01
9	铬（六价）	mg/L							0.05
10	总硬度	mg/L							450
11	铅	mg/L							0.01
12	氟化物	mg/L							1.0
13	镉	mg/L							0.005
14	铁	mg/L							0.3
15	锰	mg/L							0.1
16	溶解性总固体	mg/L							1000

17	耗氧量	mg/L							3.0
18	硫酸根(硫酸盐)	mg/L							250
19	氯离子(氯化物)	mg/L							250
20	总大肠菌群	CFU/100mL							3.0
21	细菌总数	CFU/mL							100
22	硫化物	mg/L							0.02
23	石油类	mg/L							0.05

表 4.3-4 地下水水质现状监测及评价结果一览表 (2)

序号	检测项目	单位	监测及评价结果				标准限值 (Ⅲ类)
			**		**		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲					6.5~8.5
2	氨氮	mg/L					0.5
3	亚硝酸盐氮	mg/L					1
4	硝酸盐氮	mg/L					20
5	氰化物	mg/L					0.05
6	挥发酚	mg/L					0.002
7	汞	mg/L					0.001
8	砷	mg/L					0.01

9	铬（六价）	mg/L					0.05
10	总硬度	mg/L					450
11	铅	mg/L					0.01
12	氟化物	mg/L					1.0
13	镉	mg/L					0.005
14	铁	mg/L					0.3
15	锰	mg/L					0.1
16	溶解性总固体	mg/L					1000
17	耗氧量	mg/L					3.0
18	硫酸根（硫酸盐）	mg/L					250
19	氯离子（氯化物）	mg/L					250
20	总大肠菌群	CFU/100mL					3.0
21	细菌总数	CFU/mL					100
22	硫化物	mg/L					0.02
23	石油类	mg/L					<0.01

表 4.3-5 地下水监测分析因子分析结果一览表

项目		**	**	**	**	**
监测值（mg/L）	K ⁺					
	Na ⁺					

	Ca ²⁺					
	Mg ²⁺					
	CO ₃ ²⁻					
	HCO ₃ ³⁻					
	Cl ⁻					
	SO ₄ ²⁻					
毫克当量浓度 (meq/l)	K ⁺					
	Na ⁺					
	Ca ²⁺					
	Mg ²⁺					
	CO ₃ ²⁻					
	HCO ₃ ³⁻					
	Cl ⁻					
	SO ₄ ²⁻					

图 4.3-1 本项目监测点位图

4.4 地表水环境现状调查与评价

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

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目所在区域土壤类型主要以漠境盐土和盐土为主。评价区土壤类型见图 4.5-1。

(1) 漠境盐土

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

(2) 盐土

盐土分布在塔里木河北岸远离河道的广阔区域。项目区主要是典型盐土亚类。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2~3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它

养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。

4.5.2 土壤理化性质调查

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

表 4.5-1 土壤理化性质表

点号		6-1 计转站		TK6154H	
点位坐标		*		*	
采样深度		表层0~0.2m	深层 1m	表层0~0.2m	深层 1m
现场记录	颜色	*	*	*	*
	结构	*	*	*	*
	质地	*	*	*	*
	砂砾含量	*	*	*	*
	其他异物	*	*	*	*
实验室测定	pH 值	*	*	*	*
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	*	*	*	*
	氧化还原电位 (mV)	*	*	*	*
	饱和导水率/ (cm/s)	*	*	*	*
	土壤容重 (kg/m ³)	*	*	*	*
	孔隙度	*	*	*	*

4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目项目类别应按照土壤污染影响型和生态影响型考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 6 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型主要为盐土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

（1）监测布点

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

①占地范围内：

占地范围内共布设 6 个表层样监测点：TN1（YQ2-6X 井）、TN2（AD29-1CH 井）、TN3（6-1 计转站）、TN4（TK6154H 井）、TN5（TK642 井）、TN6（TH122156X 井）。

占地范围内共布设 3 个柱状样监测点：TN1（YQ2-6X 井）、TN2（AD29-1CH 井）、TN3（6-1 计转站）。

②占地范围外：

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

具体监测点位及监测因子见表 4.5-2。

表 4.5-2 土壤监测点位及监测项目表

分类	采样层位	采样区名称	地理坐标	监测因子	备注
占地	表层样	TN1（YQ2-6X 井）	*	pH+石油烃+土壤盐分含量	实测
		TN2（AD29-1CH 井）	*	《土壤环境质量 建设用	

范围内 (建设 用地 标准)		TN3（6-1 计转站）	*	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+特征因子：石油烃+土 壤盐分含量+pH
		TN4（TK6154H 井）	*	
		TN5（TK642 井）	*	
		TN6（TH122156X 井）	*	
	柱状样	TN1（YQ2-6X 井）	*	pH+石油烃+土壤盐分含量
		TN2（AD29-1CH 井）	*	
		TN3（6-1 计转站）	*	
占地 范围 外 (农 用 地 标 准)	表层样	TW1（YQ2-6X 井场井 场外 50m）	*	pH+石油烃+土壤盐分含量
		TW2（AD29-1CH 井 井场外 50m）	*	《土壤环境质量 农用地 土壤污染风险管控标准 （试行）》（GB15618-2018） 中表 1 规定的基本项目： pH+8 项重金属+土壤盐分 含量，石油烃
		TW3（6-1 计转站场外 50m）	*	
		TW4（TK6154H 井场 外 50m）	*	pH+石油烃+土壤盐分含量
		TW5（TK642 井场外 50m）	*	
		TW6（TH122156X 井 场外 50m）	*	

(2) 监测频率

监测 1 天, 监测 1 次。

(3) 监测单位

本次评价土壤检测委托**对土壤环境质量现状进行了监测, 监测时间为 2025 年 7 月。

(4) 监测项目及分析方法

①监测项目

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

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

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

②分析方法

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

4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

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

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

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

（3）监测及评价结果

本次环评土壤监测及评价结果见表 4.5-3~7。由表 4.5-3~7 可以看出，监测期间，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属

元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

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

表 4.5-3 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的表层样）（1）

监测点位				TN2（AD29-1CH 井）			TN3（6-1 计转站）		
采样深度				0~0.5m			0~0.5m		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
1	总砷	mg/kg	60	*	*	*	*	*	*
2	镉	mg/kg	65	*	*	*	*	*	*
3	六价铬	mg/kg	5.7	*	*	*	*	*	*
4	铜	mg/kg	18000	*	*	*	*	*	*
5	铅	mg/kg	800	*	*	*	*	*	*
6	总汞	mg/kg	38	*	*	*	*	*	*
7	镍	mg/kg	900	*	*	*	*	*	*
8	四氯化碳	μg/kg	2800	*	*	*	*	*	*
9	氯仿	μg/kg	900	*	*	*	*	*	*
10	氯甲烷	μg/kg	37000	*	*	*	*	*	*
11	1, 1-二氯乙烷	μg/kg	9000	*	*	*	*	*	*
12	1, 2-二氯乙烷	μg/kg	5000	*	*	*	*	*	*
13	1, 1-二氯乙烯	μg/kg	66000	*	*	*	*	*	*
14	顺式-1, 2-二氯乙烯	μg/kg	596000	*	*	*	*	*	*
15	反式-1, 2-二氯乙烯	μg/kg	54000	*	*	*	*	*	*

16	二氯甲烷	µg/kg	616000	*	*	*	*	*	*
17	1, 2-二氯丙烷	µg/kg	5000	*	*	*	*	*	*
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	µg/kg	10000	*	*	*	*	*	*
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	µg/kg	6800	*	*	*	*	*	*
20	四氯乙烯	µg/kg	53000	*	*	*	*	*	*
21	1, 1, 1-三氯乙烷	µg/kg	840000	*	*	*	*	*	*
22	1, 1, 2-三氯乙烷	µg/kg	2800	*	*	*	*	*	*
23	三氯乙烯	µg/kg	2800	*	*	*	*	*	*
24	1, 2, 3-三氯丙烷	µg/kg	500	*	*	*	*	*	*
25	氯乙烯	µg/kg	430	*	*	*	*	*	*
26	苯	µg/kg	4000	*	*	*	*	*	*
27	氯苯	µg/kg	270000	*	*	*	*	*	*
28	1, 2-二氯苯	µg/kg	560000	*	*	*	*	*	*
29	1, 4-二氯苯	µg/kg	20000	*	*	*	*	*	*
30	乙苯	µg/kg	28000	*	*	*	*	*	*
31	苯乙烯	µg/kg	1290000	*	*	*	*	*	*
32	甲苯	µg/kg	1200000	*	*	*	*	*	*
33	间/对二甲苯	µg/kg	570000	*	*	*	*	*	*
34	邻二甲苯	µg/kg	640000	*	*	*	*	*	*

35	硝基苯	μg/kg	76000	*	*	*	*	*	*
36	苯胺	mg/kg	260	*	*	*	*	*	*
37	2-氯苯酚	mg/kg	2256	*	*	*	*	*	*
38	苯并（a）蒽	mg/kg	15	*	*	*	*	*	*
39	苯并（a）芘	mg/kg	1.5	*	*	*	*	*	*
40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15	*	*	*	*	*	*
41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151	*	*	*	*	*	*
42	蒽	mg/kg	1293	*	*	*	*	*	*
43	二苯并（a, h）蒽	mg/kg	1.5	*	*	*	*	*	*
44	茚并（1, 2, 3-cd） 芘	mg/kg	15	*	*	*	*	*	*
45	蔡	mg/kg	70	*	*	*	*	*	*

表 4.5-4 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的表层样）（2） 单位：mg/kg

检测项目	筛选值（第二类用地）	TN1（YQ2-6X 井）			TN4（TK6154H 井）			TN5（TK642 井）			TN6（TH122156X 井）		
		0~0.2m			0~0.2m			0~0.2m			0~0.2m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量（g/kg）	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 4.5-5 建设用地土壤环境质量评价（占地范围内的柱状样） 单位：mg/kg

检测项目	筛选值（第二类用地）	TN1（YQ2-6X 井）								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量（g/kg）	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
检测项目	筛选值（第二类用地）	TN2（AD29-1CH 井）								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*

含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
检测项目 (第二类 用地)	筛选值	TN3 (6-1 计转站)								
		0~0.2m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 4.5-6 农用地土壤环境质量评价 (占地范围外表层样) (1) 单位: mg/kg

监测点位				TW2 (AD29-1CH 井井场外 50m)			TW3 (6-1 计转站场外 50m)		
采样深度				0~0.2m			0~0.2m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (6.5<pH≤7.5)	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	-	*	*	*	*	*	*
2	砷	mg/kg	30	*	*	*	*	*	*
3	镉	mg/kg	0.3	*	*	*	*	*	*
4	铬	mg/kg	200	*	*	*	*	*	*
5	铜	mg/kg	100	*	*	*	*	*	*
6	铅	mg/kg	120	*	*	*	*	*	*
7	汞	mg/kg	2.4	*	*	*	*	*	*

8	镍	mg/kg	100	*	*	*	*	*	*
9	锌	mg/kg	250	*	*	*	*	*	*
10	石油烃	mg/kg	4500	*	*	*	*	*	*
11	盐分含量	g/kg	-	*	*	*	*	*	*

表 4.5-7 农用地土壤环境质量评价（占地范围外表层样）（2） 单位：mg/kg

检测项目	筛选值 (第二类用地)	TW1 (YQ2-6X 井场井场外 50m)			TW4 (TK6154H 井场外 50m)		
		0~0.2m			0~0.2m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*
石油烃	4500	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*
检测项目	筛选值 (第二类用地)	TW5 (TK642 井场外 50m)			TW6 (TH122156X 井场外 50m)		
		0~0.2m			0~0.2m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*
石油烃	4500	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*

(4) 土壤酸化和盐化现状

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

表 4.5-8 土壤盐化分级标准

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

表 4.5-9 土壤酸化、碱化分级标准

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

表 4.5-10 土壤盐化、酸化现状

检测项目	pH	含盐量（SSC）/（g/kg）	盐化程度	碱化程度
TN1 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN2 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN3 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN4 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN5 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN6 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW1 表层 0-0.2m	*	*	*	*

TW2	表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW3	表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW4	表层 0-0.2m	*	*	*	*

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区库车市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，空气质量现状主要指标包括：细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、可吸入颗粒物（PM₁₀）、一氧化碳（CO）、臭氧（O₃）。

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

表 4.6-1 库车市基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	*	*	*	达标
NO ₂	年平均	*	*	*	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	*	*	*	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	*	*	*	达标
PM _{2.5}	年平均	*	*	*	超标
PM ₁₀	年平均	*	*	*	超标

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

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）调查方法

大气环境现状调查采用现场监测法。

(2) 监测点位

本次评价对区域环境空气质量现状进行补充监测，在项目所在区域布设 2 个监测点位，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的数量和分布要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.6-2，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-2 监测点位设置情况及基本信息表

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

(3) 监测频率

连续 7 天，每天采样 4 次。

(4) 监测单位

本次评价大气监测委托**公司对大气环境质量现状进行了监测，监测时间为 2025 年 7 月。

(5) 监测项目及分析方法

①监测项目

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

②分析方法

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

表 4.6-3 大气环境监测因子分析及检出限一览表

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

(6) 评价标准

非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

2.0mg/m³ 的标准，硫化氢 1 小时平均浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 0.01mg/m³ 的浓度限值要求。

（7）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（8）评价结果

监测及评价结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 非甲烷总烃、H₂S 监测评价结果表：mg/m³

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

从表 4.6-4 可以看出，在监测期内，本项目区域特征污染物 H₂S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 0.01mg/m³ 的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H₂S、非甲烷总烃均达标。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）调查方法

声环境现状调查采用实测法。

（2）监测布点

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

表 4.7-1 声环境监测点设置情况一览表

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

（3）监测频率

监测 1 天，昼间、夜间各 1 次。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

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

②分析方法

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

4.7.2 声环境现状评价

（1）评价标准

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

夜间 50dB (A)。

(2) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价,即用现状监测结果与标准值进行对比。

(3) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境监测点设置情况一览表

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

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

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 施工期生态环境影响分析

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地约 17.57hm²，其中永久占地 0.72hm²，临时占地 16.85hm²，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。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

项目对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

塔河油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，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。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

永久占地和临时占地主要影响项目分布区的灌木林地。在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目共占地 17.57hm^2 ，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 0.72hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 16.85hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

(2) 生物量损失

1) 对牧业的损失

本项目所在区域属于荒漠草场，为四等7级草场，植被主要由小半灌木组成。据调查，该区域草场为冬牧场，覆盖度15%~35%。经核算，本项目牧业损失生物量约为70t，约24只绵羊单位。施工期须加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对草场生态系统的环境影响是可以接受的。

2) 对林业的影响

根据区域林业资源调查数据，灌木林每公顷蓄积约为24m³，生物量损失约为1005m³。

本项目在选线设计、施工作业时对重点公益林等林地生境较好的区域采取避让措施，在条件允许时，减少砍伐灌木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态。项目沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行。工程建设对林地生态系统的环境影响是可以接受的。

(3) 管线修建对植被的影响

项目开挖管沟 19.54km，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

(4) 石油类污染对植被的影响

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地受到影响；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 0~20cm 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) 人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开

发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少,使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加,从而形成次生沙漠化。

(6) 大气污染物的影响

油田开发初期,大气污染物主要是来自钻机产生的废气,废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分,而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及建设期的空气扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体,形成亚硫酸离子,当它超过植物自净能力时,将会破坏叶肉组织,使叶片水分减少失绿,严重时细胞发生质壁分离,叶片逐渐枯萎,植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物,随后污染物由气态变为液态,改变了细胞及其周围的 pH 值,引起细胞结构变化,光合作用降低,植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔,导致气体交换减少,叶片温度升高,光合作用下降,叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点,油田区夏季白天气温高,气孔易打开,容易吸收有毒物质,因而污染物夏季对植被的危害比冬季大,白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说,多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散,工程中污染源比较分散,因此在正常情况下污染物浓度不会太高,大气污染物对植被的影响不大。

(7) 事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏,其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响,影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多,死亡率就越高,而且草本植被比乔、灌木更敏感,更易受到致命的影响。如果发生火灾,则植被的地上部分会完全被毁,但如果土壤环境未被破坏,第二年会重新发芽生长。

如已有油田发生的输油管线破裂事故,致使 40×60m² 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的

石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域重点保护野生动物有塔里木兔、鹅喉羚、沙狐等，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。

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、站场建设的各个过程，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他区域，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。

5.1.2.4 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本项目共开挖土方均用于回填和场地平整，无弃方。

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

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施

工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，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项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2.5 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本项目实施对区域水土流失影响如下：

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

（3）对油区公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层受到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

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

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因项目的建设而产生的水土流失。

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

项目施工期主要包括站场工程和管线工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，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项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2.6 井场建设对生态环境的影响

钻井期间，由于本项目所在区域的特殊性，井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大，但形成植被破口的斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

所评价井场区的土壤类型主要为漠境盐土、盐土、草甸土等，类比调查表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中

石油类浓度的 4 倍,说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响; 30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近,说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

5.1.2.7 管线建设对生态环境的影响

本项目开挖管沟 19.54km,从管线途径区域两侧各 1km 评价范围的现状调查结果来看,沿线主要为灌丛和草地,植被类型主要为多枝桤柳,沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中,开挖和回填对土壤的影响主要为:破坏土壤原有结构,混合土壤层次、改变土壤质地;影响土壤养分;影响土壤紧实度;土壤污染;影响土壤物理性质。

在管线施工期间,管线两侧临时占地范围的土体将被扰动、植被遭到破坏,土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后,绝大部分植被还可以恢复,因此生物量的损失整体看是较小的,并可恢复。

5.1.2.8 道路建设对生态环境的影响

道路建设工程总长度大约为 0.54km。从道路途径区域两侧各 1km 评价范围的现状调查结果来看,沿线主要为灌丛和草地,植被类型主要为多枝桤柳、盐穗木;沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在道路施工过程中,占地范围内植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动,增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量,但是从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

5.1.2.10 对生态环境保护目标影响

(1) 公益林

项目所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地,优势树种为多枝桤柳、盐穗木,植被盖度为 15%~35%,主要作用为防风固沙,涉及国家、地方公益林,保护等级为国家二级和地方。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,本项目林业生物量损失约为 1005m³,具体以林草部门核查为准。管道、站场、井场占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行,可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。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 8m 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）基本农田

根据《中华人民共和国基本农田保护条例》中“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。”和“第十六条 经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地”。

本项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，项目占地范围内不涉及基本农田。因此，本项目的实施不会对区域基本农田产生明显影响。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

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

（1）对野生动物的影响分析

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

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

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

（3）特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

运营期影响主要集中在井场内，运营期采出水、井下作业废水等均不外排，落地油妥善处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此不会对特殊生态敏感区和重要生态敏感区产生明显影响。

（4）生态系统完整性影响评价

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

在井场、道路、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，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。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观,荒漠生态景观稳定性较差,异质化程度低,生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中,新设施的增加及永久性构筑物的作用,不但不会使区域内异质化程度降低,反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大,抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度,同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势;但是由于项目占地面积有限,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。

5.1.6 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期。主要为本项目井场、站场以及线路工程等的建设带来的生态环境影响。本工程总占地约 17.57hm²,其中永久占地约 0.72hm²,永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 16.85hm²,本项目临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响,且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言,施工结束后,随着生态补偿或生态恢复措施的实施,临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复,临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区库车市境内,项目评价范围和占地范围内均不涉及自然保护地、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境等生态导则中所列的生态敏感区。此外,项目共涉及生物量损失约为 1005m³,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；项目占地范围内不涉及基本农田，本项目的实施不会对区域基本农田产生明显影响。由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表 5.1-2 生态影响评价自查表

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

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、 NO_x 、CO 和 SO_2 ；二是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

5.2.2.1 钻井废气影响分析

本项目钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤。

塔河油田 6 区、12 区已有电网覆盖，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源，因此正常情况不会产生发电机燃油产生的废气。电网未覆盖的区域，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、 NO_x 、 SO_2 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值 and 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.2.2.2 施工期扬尘影响分析

（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，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目建设前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求

适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

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，全年及四季风向频率分布和风速变化情况分析结果见表 5.2-1，图 5.2-1 是库车市全年及四季的风向玫瑰图。

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 5.2-2 及图 5.2-1。

表 5.2-2 平均温度月变化统计表 单位：℃

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
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 5.2-2 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℃；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℃。

II 月平均风速统计

月平均风速统计见表 5.2-3 及图 5.2-2。

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 1.36~2.22m/s 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速 1.80m/s，有利于大气污染物扩散，也同时容易引起风沙。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 5.2-4。

表 5.2-4 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 5.2-4 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，其中下午 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 5.2-1 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	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	夏	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	秋	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	冬	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	全年	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
风速 m/s	春	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	夏	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	秋	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	冬	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	全年	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

5.2.3.2 有组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

本项目井场加热炉型号均相同，功率均为 200kW，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气，各井场土地利用类型主要为草地、林地和其他草地，因此本次预测选取各用地类型内代表性井场加热炉进行分析。根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO₂ 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.2-5，估算模型参数见表 5.2-6。

表 5.2-5 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率 (kg/h)
	流量 (m ³ /h)	高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (°C)			
*	*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*	*

表 5.2-6 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（°C）		41.5
最低环境温度（°C）		-27.4
土地利用类型		草地/林地/其他草地
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（°）	/

(2) 预测结果

本项目代表性井场估算结果见表 5.2-7、表 5.2-8 和表 5.2-9。

预测结果表明，本项目正常工况下排放的 SO_2 、 NO_x 、颗粒物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

表 5.2-7 有组织排放废气估算模式预测污染物扩散结果

序号	SO ₂			NO _x			PM ₁₀		
	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2	*	*	*	*	*	*	*	*	*
3	*	*	*	*	*	*	*	*	*
4	*	*	*	*	*	*	*	*	*
5	*	*	*	*	*	*	*	*	*
6	*	*	*	*	*	*	*	*	*
7	*	*	*	*	*	*	*	*	*
8	*	*	*	*	*	*	*	*	*
9	*	*	*	*	*	*	*	*	*
10	*	*	*	*	*	*	*	*	*
11	*	*	*	*	*	*	*	*	*
12	*	*	*	*	*	*	*	*	*
13	*	*	*	*	*	*	*	*	*
14	*	*	*	*	*	*	*	*	*
15	*	*	*	*	*	*	*	*	*
16	*	*	*	*	*	*	*	*	*
17	*	*	*	*	*	*	*	*	*
18	*	*	*	*	*	*	*	*	*
$P_{\max}$ (%)	*			*			*		
$D_{\max}$ (m)	*			*			*		

表 5.2-8 有组织排放废气估算模式预测污染物扩散结果

序号	SO ₂			NO _x			PM ₁₀		
	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2	*	*	*	*	*	*	*	*	*
3	*	*	*	*	*	*	*	*	*
4	*	*	*	*	*	*	*	*	*
5	*	*	*	*	*	*	*	*	*
6	*	*	*	*	*	*	*	*	*
7	*	*	*	*	*	*	*	*	*
8	*	*	*	*	*	*	*	*	*
9	*	*	*	*	*	*	*	*	*
10	*	*	*	*	*	*	*	*	*
11	*	*	*	*	*	*	*	*	*
12	*	*	*	*	*	*	*	*	*
13	*	*	*	*	*	*	*	*	*
14	*	*	*	*	*	*	*	*	*
15	*	*	*	*	*	*	*	*	*
16	*	*	*	*	*	*	*	*	*
17	*	*	*	*	*	*	*	*	*
18	*	*	*	*	*	*	*	*	*
$P_{\max}$ (%)	*			*			*		
$D_{\max}$ (m)	*			*			*		

5.2.3.3 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 污染源参数

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类和硫化氢无组织挥发。

根据工程分析，运营期本项目各用地类型内代表性井场产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-10。

表 5.2-10 单井井场面源参数表

污染源名称	海拔高度 (m)	矩形面源		年排放小时数 (h)	污染物排放速率 (kg/h)	
		长度 (m)	宽度 (m)		NMHC	H ₂ S
*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*
*	*	*	*	*	*	*

(2) 预测结果

本项目各井场无组织排放源强相同，井场所处土地利用类型主要为荒漠草地、灌木林地和其他草地，因此本次预测选取各用地类型内代表性井场进行分析，见下表。

表 5.2-11 无组织排放废气估算模式预测污染物扩散结果

序号	NMHC			H ₂ S		
	离源距离 (m)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
1	*	*	*	*	*	*
2	*	*	*	*	*	*
3	*	*	*	*	*	*
4	*	*	*	*	*	*
5	*	*	*	*	*	*
6	*	*	*	*	*	*
7	*	*	*	*	*	*
8	*	*	*	*	*	*
9	*	*	*	*	*	*
10	*	*	*	*	*	*
11	*	*	*	*	*	*
12	*	*	*	*	*	*
13	*	*	*	*	*	*
14	*	*	*	*	*	*
15	*	*	*	*	*	*
16	*	*	*	*	*	*
17	*	*	*	*	*	*

18	*	*	*	*	*	*
$P_{\max}(\%)$	*	*	*	*	*	*
$D_{\max}(\text{m})$	*	*	*	*	*	*

根据预测结果可知：各代表性井场无组织废气污染源排放的非甲烷总烃最大落地浓度 $9.1437\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.4572%；硫化氢最大落地浓度 $0.0815\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.8148%；最大落地浓度点位下风向 60m。非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

5.2.3.4 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-14。

表 5.2-14 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)	
有组织排放						
1	加热炉	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	50	*
		NO _x			50	*
		烟尘			20	*
无组织排放						
2	井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	井场外 4.0mg/m ³	*
3		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 新建项目二级标准	0.06	*

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-15。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

表 5.2-15 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	(2024) 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：（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、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	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							

结论	大气环境 防护距离	距厂界最远 () m			
	污染源 年排放量	SO ₂ : (0.565) t/a	NO _x : (5.281) t/a	颗粒物: (0.6) t/a	VOCs: (19.54) 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

5.3.1.1 施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式,预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减,计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减,预测公式如下:

$$L_P(r)=L_P(r_0)-20\lg(r/r_0)$$

式中: $L_P(r)$ ——预测点处声压级, dB(A);

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级, dB(A);

r ——预测点距声源的距离, m;

r_0 ——参考位置距声源的距离, m。

利用上述公式,预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值,预测计算结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工 阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

5.3.1.2 影响分析

根据表 5.3-1 可知,各种施工机械噪声预测结果可以看出,在不采取减振降噪措施的情况下,土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界

噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。

5.3.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建项目井场产噪设备主要为井场采油（气）树和真空加热炉，站场产噪设备主要为 12-11 站外输泵。

5.3.2.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A) ;

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A) ;

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A) ;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

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。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

拟建项目井场、站场噪声源噪声参数见表 5.3-2 和表 5.3-3。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置 /m			声源源强（声功率级） [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	309	332	2	85	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	--	330	325	2	95	基础减振	昼夜

表 5.3-3 站场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置 /m			声源源强（声功率级） [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	外输泵	--	429	409	2	95	基础减振	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，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.3-4。

表 5.3-4 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场噪声	东场界	*	昼间	60	达标
		*	夜间	50	达标
	南场界	*	昼间	60	达标

	西场界	*	夜间	50	达标
			昼间	60	达标
	北场界	*	夜间	50	达标
			昼间	60	达标
站场噪声	东场界	*	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	*	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	*	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	*	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.3-4 可知,井场噪声源对场界的噪声预测值为 43~50dB(A),站场噪声源对场界的噪声预测值为 43~50(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

5.3.2.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.3-5。

表 5.3-5 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□		
	评价范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□						
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□		
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□	
	评价年度	初期□		近期☑		中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法☑ 现场实测加模型算法□ 收集资料□						
	现状评价	达标百分比			100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料☑		研究成果□		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑				其他□		
	预测范围	200m☑		大于 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	达标□			不达标□			

	噪声值			
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。				

5.3.3 服务期满后声环境影响分析

本项目服务期满后，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油（气）井场和站场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 区域水文地质条件

本项目位于塔里木河以北的平原区。

（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，从北部一中部的英达里亚、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 5.4-1。

表 5.4-1 含水层富水性级别划分 单位: m^3/d

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

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 $363.0\sim 810.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.82\sim 4.01\text{m/d}$ ，影响半径为 $198.77\sim 310.29\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $-1.38\text{m}\sim +2.03\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<50\text{m}$ ，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 $1000\sim 1308\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富；渗透系数为 $4.19\sim 5.37\text{m/d}$ 。

——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 $<50\text{m}$ 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 $<20\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $107.3\sim 1000.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.05\sim 3.82\text{m/d}$ ，影响半径为 $180.07\sim 350.45\text{m}$ 。承压含水层的顶板埋深为 50~100m；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<150\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层

岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $197-991\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.98\sim 4.19\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $182.27\sim 315.97\text{m}$ 。

b.承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ 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 $1\sim 3\text{m}$ 到 $>5\text{m}$ 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<50\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $100-614\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.89\sim 2.59\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $221.09\sim 350.45\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $2.05\sim 3.96\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $233.0-801\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.57\sim 3.99\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $192.37\sim 325.97\text{m}$ 。

（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 $<1\text{g/l}$ 、 $1-3\text{g/l}$ 、 $>10\text{g/l}$ 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 评价区水文地质条件

5.4.2.1 地下水赋存条件

本项目所在的塔河油田 12 区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。

水文地质图见 5.4-1，水文地质剖面图见图 5.4-2，典型钻孔水文地质柱状图见图 5.4-3。

*

图 5.4-1 水文地质图

*

图 5.4-2（1） 水文地质剖面图（I-I'）

*

图 5.4-2（2） 水文地质剖面图（II-II'）

图 5.4-3 典型钻孔水文地质柱状图

5.4.2.2 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。

③ 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。

5.4.2.3 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。

5.4.2.4 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 $\text{SO}_4\text{-Cl}$ （或 $\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ （或 $\text{Mg}\cdot\text{Na}$ ）、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ （或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{Na}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$ ）及 Cl-Na （或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ ）型水为主。地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468～132.1g/L 之间。

5.4.2.5 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。本项目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。

5.4.2.6 包气带污染现状调查

根据中国石化西北油田分公司开展了土壤及地下水初步调查成果，对塔河油田等关键站场的污水处理区、三相分离区、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。

5.4.3 施工期水环境影响分析

根据工程分析，在建设期，对水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水和其他废水等）和钻井队生活污水、施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少

量废水。本项目整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

（1）钻井作业

本项目钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。钻井过程中采用套管与地下水隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度为 60m，一开套管的下土深度为 1200m，可满足本工程的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。

本工程开采目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。工程在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。

（2）生活污水

施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境，对环境的影响很小。

（3）管道施工废水

管道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他管线试压，多余废水回用于项目区降尘，不排放，对水环境的影响很小。另外，本项目顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 2m，故管线施工对地下水的影响很小。

（4）酸化压裂返排液

根据计算酸化压裂返排液的产生量为 35916m³。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

本项目施工期间无废水直接外排，项目施工期间废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.4.4 运营期水环境影响分析

5.4.4.1 正常状况下水环境影响分析

运营期，本项目废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

(1) 采出水

本项目采出水依托已运行的塔河油田二号、四号联合站污水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

塔河油田二号联合站采出水污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过 500m³缓冲罐进入外输泵房，处理达标后的采出水由注水井全部回注。

工艺流程为：二号联合站处理污水处理系统主要生产流程：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。

塔河油田四号联合站，采用“热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）”工艺，主要对塔河油田 12 区、10 区来液进行集中处理后回注。污水处理采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。处理达标后的采出水由油区下辖注水井及注水替油井全部回注。

根据调查，二号联合站和四号联合站采出水处理站的实际回注情况，联合站采出水经处理后基本满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注油层，未回注与油气开采无关的废水。基本满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。联合站采出水回注于油藏层奥陶系，回注层为原石油开采层，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，注入原油开采层用于驱油，不外排，依托回注井井深在 5000m 左右并设有三层以上套管，而项目区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，

固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。正常情况下对地下水不会造成不利影响。

（2）井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。本项目新产生的井下作业废水均运至塔河油田绿色环保站处置。处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中注入层平均空气渗透率 >1.5 情况下的有关标准限值后回注，未外排。

塔河油田塔河绿色环保站，位于塔河油田 S61 井西北侧 1km 处，距轮台县城东北约 55km。该站于 2002 年建成运行，并于 2014 年对站场进行了改扩建。废液处理站废液处理能力达 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，实际平均运行为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富余 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目产生的井下作业废水可以依托其处理。

各井钻井、酸化、压裂等作业废液由罐车从各井场拉运至卸液接收池，进行分离后，由泵提升进入沉淀池，然后进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池储存，最后通过注水泵回注地层。

站内的废液接收池、加药调节池、废液沉降池、沉降池、石灰搅拌池等均填土面铺 100mm 厚混凝土，下设防水土工膜，防渗系数 $<1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，符合《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18597-2001）中对危险废物堆放场地的要求。

经塔河油田绿色环保站处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）水质指标要求，用于油田油层回注用水，正常运行时，对水环境的影响很小。

（3）集输管线

本项目集输管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）小结

运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水可以依托塔河油田二号、四号联合站的污水处理设施处理；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站。集输管线是全封闭系统，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，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对水环境的影响较小。因此，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.4.4.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）穿透污染影响分析

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

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对项目区下游第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液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，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

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油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-3。

表 5.4-3 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.032 m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，渗透系数为 10m/d，根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰~0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.32 m ² /d	$D_L=aLu$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	25%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 $n=0.25$ 。
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		根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 10mg/L。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准中没有对石油类进行说明，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。根据流体性质参数，CI 污染物浓度为 133522mg/L。

预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-4、表 5.2-5，图 5.4-2。

表 5.4-4 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	*	*	*	*	*
	5	*	*	*	*	*
	10	*	*	*	*	*
	15	*	*	*	*	*
	20	*	*	*	*	*
	25	*	*	*	*	*
	26	*	*	*	*	*
	30	*	*	*	*	*
	35	*	*	*	*	*
	40	*	*	*	*	*

	45	*	*	*	*	*
	50	*	*	*	*	*

表 5.4-5 预测结果统计表

污染物	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境 敏感点
石油类	100d	*	*	*
	1000d	*	*	*
	3650d	*	*	*

*

图 5.2-2 发生泄露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，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 26m、101m、247m，影响距离分别为 30m、115m、271m，影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 渗透污染影响分析

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄露、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线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。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线、阀组泄漏事故为短期

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原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。原油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。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径300m左右，一般需要1~2天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有喷散物。

根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如棕漠土、盐土、龟裂土、草甸土等，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；评价区内土壤类型主要为盐土，油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无从地表迁移到地下水的动力条件。故本项目泄露的石油类污染物基本不会穿透包气带迁移至地下水含水层中。另外，根据西北油田分公司作业要求，落地原油一旦产生均及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地原油对开发区域地下水的影响很小。

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能性较小。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。

（3）管线泄漏事故石油类对地下水的影响预测

①预测情景

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线、油罐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

本次考虑最不利情况，管线泄露的污染物通过包气带土壤入渗到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

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

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

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

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， m^2/d ；

$erfc()$ —余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.4-3。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（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 5.4-6、表 5.4-7，图 5.4-5。

表 5.4-6 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
0	*	*	*	*	*
5	*	*	*	*	*
10	*	*	*	*	*
15	*	*	*	*	*
20	*	*	*	*	*
25	*	*	*	*	*
30	*	*	*	*	*
35	*	*	*	*	*
40	*	*	*	*	*
45	*	*	*	*	*
50	*	*	*	*	*

表 5.4-7 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	*	*	*
	1000d	*	*	*
	3650d	*	*	*

*

图 5.4-5 发生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：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增

加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 16m、31m、93m，故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。

井场、站场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

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

5.4.5 小结

(1) 建设期产生的钻井废水全部采用泥浆不落地技术收集处置，正常情况下，不会对地下水环境产生影响；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

(2) 运营期的采出水依托塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，剩余处理能力可满足本项目需求。

(3) 在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括：钻井作业产生的废弃泥浆、岩屑、生活垃圾。

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部

及三开及侧钻井均采用水基磺化泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行处理并固液分离：非磺化泥浆（含岩屑）干化处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化泥浆（含岩屑）采用泥浆不落地系统处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路

生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

钻井期固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及修改单、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、清管废渣、废防渗膜等。

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，由塔河油田绿色环保站进行无害化处理，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单，《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

清管废渣中含有少量管道中的油，属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，委托有资质单位拉运处理。

废防渗膜主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗

布，产生的落地油直接落在防渗布上，根据工程分析，本项目产生废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，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。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.5-1。

5.5.2.2 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

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

5.5.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

本项目服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.5.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.6 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）钻井作业对土壤环境的影响

本项目施工期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、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。油田开发期间，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。

① 钻井作业对土壤环境的影响

本项目钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

② 固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行处理并固液分离：非磺化泥浆（含岩屑）干化处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化泥浆（含岩屑）采用泥浆不落地系统处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路。

（2）地面工程施工对土壤环境的影响

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

本项目管道工管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工

机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（3）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。项目施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、站场改扩建、管线道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本项目土壤影响类型途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期			√	
运营期		√	√	
服务期满后				

①污染影响型

本项目输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

表 5.6-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.6-3 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

(2) 污染影响型

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为油气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。本项目生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，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。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄漏，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄漏对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、

2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

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)	*	*	*	*

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。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。

(3) 生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为*。采出液中的氯根在 133522mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=*。

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；

Is-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；

Ls-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；

Rs-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/m^3 ；

A—预测评价范围， m^2 ；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

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

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*，叠加现状值后的预测值为 g/kg 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

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。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

综上，本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险

潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 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	(*)hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林，属国家二级和地方级公益林）、方位（内）、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	石油类				
	特征因子	石油烃				
	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		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）基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 ☒ ； GB 36600 ☒ ；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			
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 (☒)			
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 (☒)			
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		重点公益林、牧草地区域的油井	石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标				
评价结论		项目区占地范围主要土壤类型是漠境盐土和盐土。油田开发对土壤影响, 呈点块状(如井场等)和线状(如集输管线)分布, 影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大, 运行期一般影响较小。			
注 1: “ ☐ ”为勾选项, 可 ☒ ; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价工作的, 分别填写自查表。					

5.7 风险环境影响分析 (略)

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 设计期生态环境保护措施

本工程的环境影响主要集输管线，管线设计阶段可通过合理的选线和施工作业方式在前期尽可能避免管线后期施工、运营阶段对管线沿线周围环境造成的影响。

(1) 合理选线

线路走向的选择是管道前期工作的重要内容，同时也是决定管道施工对管线沿线周围环境影响程度的关键环节。

建设单位在考虑沿线地形地貌特点的前提下，在确保管道运行安全、稳定、可靠的条件下，尽量避让重点公益林、基本农田等敏感目标，在管线设计阶段尽可能减小管线施工、运营对管线沿线造成的环境影响。

(2) 选择合理的施工方式和防护措施

管道工程穿越农田段，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。减少施工作业宽度，减少临时占地。

6.1.2 施工期生态环境保护措施

根据区域后评价、相关工程环保验收以及现场踏勘，本项目周边同区域同类型开发项目，采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定了钻井施工队和管线开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整。总体而言，原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5~10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。管线线路可尽量绕避林带，或是从林间空地穿越，严格控制施工作业宽度，以减少对林地的扰动。现场除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧 3~8m 范围内植被尚未恢复。

同区域同类型开发项目井场恢复情况

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。施工车辆基本是在已建道路上行驶, 没有随意碾压的情况发生, 尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本工程道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。

根据本项目对生态环境可能产生的不利影响, 评价提出如下防范措施:

6.1.2.1 井场和站场

(1) 井场、站场区域主要占地类型为天然牧草地、工矿用地、灌木林地、其他草地、盐碱地、沙地、裸土地等, 施工过程中须严格控制井场占地面积, 减少扰动面积, 减少林木砍伐。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定, 岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》(DB65/T3999-2017) 要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后的液体回用于钻井液配备, 固相拉运至塔河油田绿色环保站处置。污油、药品回收利用, 防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

(3) 加强井区的野生动物保护, 对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育, 严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 尽量减少因施工对植被的破坏, 施工前对施工人员进行环保培训, 要求施工人员能识别保护植物, 井场、站场和管线尽量避开项目区 6 种保护植物肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻、沙生柽柳、黑刺的密集分布区, 由于这 6 种保护植物均为区域广布种, 且具有药用价值, 对井场、站场占地范围内必须进行砍伐的保护植被, 采伐后应进行统一回收, 禁止采伐项目临时、永久占地外生长的保护植物。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。本环评要求, 井场在施工过程中, 减少对灌木的碾压破坏。尤其对占有灌木的井场, 要严格控制扰动面积, 施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工, 并安排专人检查。

(5) 站场施工在开挖地表、平整土地时, 临时堆土必须进行拦挡, 施工完毕, 应尽快整理施工现场, 防护工程平面图见 6.1-1。

(6) 对井场和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。

6.1.2.2 管线

(1) 项目设计时优先采取避让措施,尽量减少林地的占用和对植被的破坏。

(2) 施工过程中,加强施工人员的管理,严格限制施工活动范围,做好施工活动外生态环境的防护工作,禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐,严格限制人员的活动范围,破坏沿线的生态环境。

(3) 工程施工占有林地和砍伐树木,应向林业主管部门办理相关手续,按照相关法律法规进行补偿和恢复。

(4) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业,严禁砍伐森林植被作燃料;尽量减少对作业区周围植被的影响;工程完工后,要对沿线管线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。

(5) 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,将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深,加厚管壁等措施。

(6) 管线单元主要占地类型为天然牧草地、工矿用地、灌木林地、其他草地、盐碱地、沙地、裸土地等,影响呈线状,施工过程中须根据地形条件,尽量按地形走向、起伏施工,减少挖填作业量。

(7) 管线采用埋地敷设,埋设深度为管顶 1.5m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

(8) 项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内;重点公益林分布区管道施工带范围严格控制在 6m 之内。

(9) 施工结束后,应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放,分层回填压实,以保护植被生长层,降低对土壤养分的影响,尽快使土壤恢复生产力,同时减少水土流失。

(10) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置,应均匀分散在管线中心两侧,并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡,不得形成汇水环境,防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时,若有集水的可能,需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道,应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡,回填土与周围地表坡向保持一致,严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(11) 在设计阶段优化地面管线的走向, 尽量避让公益林分布区, 无法避让的, 须采取移栽、减小施工作业带宽度等公益林保护措施, 占用公益林前建设单位须取得公益林主管部门的许可后方可开工。

6.1.2.3 道路

道路单元主要占地类型为草地、盐碱地、沙地、裸土地等, 施工期道路依托井区现有道路, 禁止随意增设临时施工道路, 各种机动车辆固定线路, 禁止随意增开便道, 践踏和破坏植被, 注意施工过程中地貌的恢复, 挖掘管沟时, 将表层土与底层土分开堆放, 覆土回填要保持土壤的基本层次, 管沟回填时要分层回填在表面, 以恢复原来的土层; 回填后多余的土方不随便丢弃, 弃土用于平整井场, 防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

6.1.2.4 不同施工方式及生态单元的生态保护措施

(1) 合理利用弃土

施工弃土主要来自管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动, 弃土的处置有几种方法: 在农用地段可将弃土用于修复农用地, 或者用于修缮沟渠和田间机耕道等; 在未利用地段可填至低洼地用于造地等。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小, 按照上述办法处理后, 弃土石将完全消化, 管道沿线不用修建弃渣场。

(2) 荒漠区保护恢复措施

本项目地处塔里木盆地北部, 渭干河—库车河三角洲绿洲下缘, 塔河油田十二区内。该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带, 区域荒漠区占比较大, 由于荒漠地区的天然灌草植被较难进行自然恢复, 因而在荒漠区施工时应尽量保护管沟两侧的灌丛和植被集中覆盖区域, 尽可能保护原生植被, 避免植被退化。

评价区域存在肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻等保护植被, 施工过程中分布有上述植物的可局部进行路线调整, 避开重点保护野生植物集中分布的位置, 无法避让的, 可采取人工开挖的方式, 减少对其的破坏, 无法避让的应及时在有条件地段采取移栽或采种育苗后补栽等措施加以缓解。

(3) 草地保护恢复措施

评价区域草地主要分布在区域东部, 项目经过草地段时, 严格执行分层开

挖、分层回填的操作制度，保护表层土；严格控制施工作业带宽度，施工作业带以警示带作明确标志；施工后期，对地表进行及时清理，采用人工干预和自然恢复相结合的方式尽快恢复植被。

施工前，应尽可能把草场的草皮铲起，放在一旁并进行洒水养护，待施工结束后，将草皮覆盖在施工作业带上，并播撒当地耐干旱、耐盐碱的原生植被进行植被恢复。

（4）农田段的保护措施

农田主要分布在评价区域西部，其中部分农田已由自然资源部门划分为永久基本农田，项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，项目占地范围内不涉及基本农田。施工过程中严格落实《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）、《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）、《土地复垦条例》等相关要求，管道施工中要采取保护耕作层土壤措施，分层开挖，分层堆放，分层填埋，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等问题；在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后根据不同的地区特点采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

（5）灌木林地保护恢复措施

建设单位在工程施工之前，按照当地对于林业保护和用地的相关规定要求，同地方林业部门办理相关手续，征得林业主管部门的同意后，方可施工，并对所占林地进行补偿。施工便道选择尽量绕避公益林，避开林带，或以林带空隙地为主，尽可能不破坏原有地形、地貌；管道中心线两侧改种浅根植物或者种植地方优势草本植物进行恢复。管道两侧的临时占地区域尽量按照施工前的林种进行恢复。

（6）沙地区域防沙治沙措施

在项目实施工程中若发现沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护区域植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物；施工结束后对占地进行平整，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补偿；严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动；加强对野生植物的保护，严禁破坏优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度；减少占地，临时占地区自然恢复，井场等永久占地采用砂砾石铺设；施工土方全部用于管沟回填和井场平整；管线走向基本应顺应主导风向，避免阻挡风向，在管道上形成新的沙山或管道被吹出地面；按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；按设计标准规定，严格控制施工作业带为 8m，不得超过作业标准规定；现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得在道路站场以外的地方行驶和作业；穿沙丘地段，在管道施工管沟回填后，如若发现沙丘活化现象，应立即采取草方格固沙处理措施。

6.1.2.5 敏感区段的生态保护措施

（1）重点公益林保护措施

1）项目施工占用公益林前，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。

2）项目占用国家二级公益林，应遵守以下规定：

①《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。

3）项目井位选址时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏，井场、道路和管线占地避让胡杨林。

4）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，

缩减施工作业带宽度。

5) 在重点公益林分布区域施工过程中, 加强施工人员的管理, 确保施工人员和车辆在规定范围内作业, 严禁砍伐公益林作燃料, 做好森林火灾的防范工作。

(2) 农田保护措施

评价区耕地主要植被为棉花。项目需采取的保护措施包括:

①本项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施, 施工过程中项目不得占用永久基本农田。

②井场选址及管线选线尽量避让耕地, 减少对区域农牧业的不利影响。土地的征占及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行, 由相关部门许可后方可开工建设。经批准占用的耕地, 按照“占多少、垦多少”的原则, 在当地政府指定的区域, 执行耕地复垦补偿。

③在临近农田区施工过程中, 严格限定施工范围, 严禁自行扩大施工用地范围。在耕地区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施, 堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖, 施工结束后先回填深层土, 后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

④管线敷设若经过农业用地, 回填时须夯实, 防止后期灌溉引起农田下陷, 影响农作物种植。

⑤保持原有排灌系统整体性, 减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中, 尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

⑥应根据当地农业活动特点组织施工, 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。

⑦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。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整, 恢复原貌。土地恢复工作完成后, 交由原土地使用者继续使用。

⑧施工过程中在采取自然生态系统保护措施的同时, 还应注意避免在靠近耕地地段进行施工机械加油、存放油品储罐等活动, 贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念, 避免大填大挖, 提高施工效率, 缩短施工时间。禁止施工人员踩踏周边耕地, 向耕地排放污水、堆放固体废物。

6.1.2.6 防沙治沙措施

本项目部分管线位于风沙土分布区域。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，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林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）；

（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）

本项目不涉及物理、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针对部分井场、道路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）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，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。

本项目需严格按照《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。

本项目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，要求在井场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。

二、方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中建设单位为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实

方，属于主要责任人。建设单位应在各钻井队、施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（2）技术保证措施

①邀请各级林草部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②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，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

（3）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由建设单位自行筹措，用于管线施工土方回填、施工结束后植被恢复和撒播区域常见植物草籽等其他防沙治沙措施，已在总投资中考虑。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计项目区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

6.1.2.7 水土流失防治措施

（1）工程措施

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）场地平整

站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（3）限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区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。

6.1.2.8 项目选址优化建议

本项目所在区域分布有肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻、沙生怪柳、黑刺等保护植被，根据现场调查，本项目占地区域未发现上述保护植物集中分布区。本项目所在区域栖息分布着各种野生脊椎动物 40 种，其中鱼类 2 种，两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 24 种，哺乳类 9 种。项目所在区域野生动物生境分布在空间上较为均匀，无时空分布的分异性及地带性，受项目建设影响的主要为爬行类、鸟类，其活动范围大，生境可替代性强。项目在管线、道路等线性工程建设过程中，建议尽量按照临近已有油田生产设施的一侧区域进行布置，在有道路伴行的情况下，可沿道路进行布设，在施工过程中若发现保护植物或保护动物栖息地，要对其进行避让，尽量将不利影响降到最低。

6.1.3 运营期生态恢复措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，西北油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时的清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实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；对泄漏的落地油应及时清理，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，在对集输管道的日常巡查中，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本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场和生活区绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；油田区主要运输道路硬化达到 100%，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占用的草地和灌木林地等植被生长较好的区域，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柽柳等灌木植被为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.4 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本工程为陆地石油天然气开采类，属采掘类项目，应开展全生命周期生态监测。

表 6.1-1 生态监测计划一览表

序号	时期	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
1	施工期	公益林郁闭度、植物群落变化、重	资料收集法、	施工前后	评价范围

		要物种的活动、分布变化、生境质量变化、水土保持等	现场调查法、遥感解译		内
2	运营期	对公益林、重要物种的实际影响，生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果	现场踏勘、遥感解译	1 次/年	工程扰动范围内
3	退役期	生态修复措施有效性、生态跟踪	现场踏勘、遥感解译	1 次	占地范围内

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.1 施工期地下水污染防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

（1）节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。

（3）其他施工期水环境保护措施

①钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，

由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对周边水体产生影响。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

②清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，试压结束后排入防渗的暂存池，可用作场地降尘用水，不外排。

③施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

表 6.2-1 钻井期分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
井场钻井期	重点防渗区	钻井工程基础区域、操作平台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		撬装式危废暂存间	
		泥浆罐区	
		泥浆随钻不落地处理系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	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
		危险化学品间	
		泥饼暂存池	

图 6.1-4 钻井期井场分区防渗图

综上，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。

6.2.2 运营期地下水污染防治措施

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道、

阀组、露点控制站等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门、站场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、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

严格按照油田公司的管理要求做好井控、固井及完井等工作，按要求做好油管及表层套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.2.2.2 分区防治措施

对井场、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》（HJ 610-2016）中“11.2.2 分区防控措施”，本项目分区防控方案如下：

油气开采行业未颁布防渗技术规范，本次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。

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，本工程包气带厚度大于1m，故包气带岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，连续、稳定分布，垂直渗透系数大于 $10^{-4}cm/s$ ，包气带岩土层的防污性能按“弱”；本工程废水主要污染物为石油类等非持久性污染物。根据可能泄漏至

地面的污染物的性质和生产设施的构建方式,结合总平面布置情况,可将本项目运营期各设施划分为一般防渗区和简单防渗区。

分区防渗方案如下:

一般防渗区:根据项目特点,结合水文地质条件,对可能会产生一定程度的污染,划为一般防渗区,包括主要指井场、站场永久占地等一般区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),一般防渗区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。

简单防渗区:不会对地下水环境造成污染的区域,主要包括配电箱等区域,不采取专门针对地下水污染的防治措施,进行简单的地面硬化即可。

表 6.2-2 运营期各区域防控措施一览表

防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
		天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
一般防渗区	井口、阀组基座	弱	易		等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 或参考 GB16689 执行

6.2.2.3 污染监控措施

本项目应建立地下水环境监控体系,包括科学、合理地设置地下水污染监控井,建立完善的监测制度,配备相应的检测仪器和设备,以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)中要求,本项目需在区块的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井,根据塔河油田已有监测井的完井报告,各监测井均位于项目区内及周边,属于同一水文地质单元,由新疆地质工程勘察院完钻,各井终孔孔径350mm,管径159mm,井壁为无缝钢制井管,均为单管单层监测井,各监测井的钻探工艺及钻进参数满足水文地质钻探规程的要求,钻孔验收后孔口安装了孔口保护装置,可充分依托其进行例行监测,在监测水质的同时监测地下水水位。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-4。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向采油厂安全环保部门汇报,对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-4 地下水监测计划

孔号	区位/坐标	井深	监测层位	监测频率	主要监测项目
T01	*	30m	孔隙潜水	每年采样	耗氧量、氨氮、

T03	*	30m		2 次。发生事故时加大取样频率。	挥发性酚类、硫化物、石油类等
T04	*	30m			
T09	*	20m			
T07	*	30m			

(3) 监测数据管理

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。

为保证地下水监测工作巧效有序运行,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环保管理部门的职责之一,各采油厂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) 采油厂环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作,并按要求分析整理原始资料、编写监测报告;

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统;

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

②技术措施:

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中,一旦发现地下水水质监测数据异常,应尽快核查数据,确保数据的正确性,并将核查过的监测数据通告安全环保部门,由专人负责对数据进行分析、核实,并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下:了解全井场、站场生产是否出现异常情况,出现异常情况的装置、原因;加大监测密度,如监测频率临时加密为每天一次或更多,连续多天,分析变化动向。

6.2.2.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、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,并应与其他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 泄露等突发环境事件发生后，运营维护单位在报告事件的同时，要按照风险应急预案的要求立即采取关闭、封堵、围挡等措施，切断和控制泄漏，并对刺漏管线进行维修。针对火灾爆炸事故，做好有毒有害物质和消防废水、废液等的收集、清理和安全处置，防范次生污染。

② 尽快查明并切断污染源。

③ 一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；发现异常或发生事故，加密土壤和地下水监测频次，改为并分析污染原因，刺漏管线处置技术专家分析周围泄漏源的环境（环境功能区、人口密度等）和区域管线分布情况，估算事故的实际泄漏量及影响范围

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 如地下水环境监测井中监测到地下水水质仍有异常超标现象，应在进行监测的基础上开展土壤、地下水风险评估，对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期水环境保护措施

退役期废水不外排，并参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土

壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3 土壤环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期土壤环境保护措施

（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。

（5）管沟开挖过程中严格遵循“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，降低对管沟区域土壤的扰动程度，管沟覆土回填后，对管沟区域进行耙松并播撒草种，并定期进行维护，尽可能加快区域恢复原貌。

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.3.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤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。当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程不会污染土壤环境，非正常情况下，按照环境风险章节具体内容采取措施，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3.3 退役期土壤环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落，影响土壤环境。

6.4 大气环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期大气环境保护措施

施工期主要废气污染为钻井废气、储层改造废气、施工扬尘、焊接废气以及施工机械及运输车辆排放的废气。

（1）钻井废气防治措施

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，使用环保检验合格的柴油发电机。

②用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。

（2）储层改造废气

储层改造过程中酸化压裂作业需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液运至塔河油田绿色环保站处理。

（3）施工扬尘防治措施

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

③开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘。

④加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

⑤施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘。

⑥加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸。

⑦施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆。

⑧合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

⑨加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（4）焊接废气防治措施

①在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

②施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料和设备，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

（5）施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和保养，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

6.4.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉、井场无组织废气排放及温室气体排放等。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

（1）加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

（2）加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO₂ 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放。

（3）本工程新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》（生态环境部令第 11 号）及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

（4）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

（5）拉运过程挥发性有机物控制措施：油品装车采用密闭装车鹤管方式，按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求，装车建议采用底部装载方式。

（7）储油罐挥发性有机物控制措施：井场储油罐为多功能储集器，单罐容积 80m³，采取储罐罐体保温，减少罐内温差的变化，从而大大地降低了气体的蒸发损耗，罐体外表使用浅色涂层，来控制 and 减少无组织挥发性有机物排放。罐体应保持完好，除计量、检查、维护等正常活动外，不应有孔洞及缝隙。

（8）应加强对密封点的巡检，井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

（9）拉油罐挥发性有机物控制措施：运输车辆配备气体检测仪，定期检测罐体密封性和阀门安全性。驾驶员、押运员需持证上岗，定期开展泄漏应急演练。

（10）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测，对井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求、《挥发性有机

物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限制和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。对距离较近的其兰村，建议开展跟踪监测。

（11）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对储罐及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.4.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.5 声环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期声环境保护措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

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

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

综上，本工程施工期采取的噪声防治措施可行。

6.5.2 运营期声环境保护措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.5.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.6 固体废物处理措施可行性论证

6.6.1 施工期固体废物污染防治措施

(1) 钻井废弃物处理

钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行处理并固液分离：非磺化泥浆（含岩屑）干化处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化泥浆（含岩屑）采用泥浆不落地系统处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路。

主要工艺如下：

①不落地达标处理技术原理

钻井废弃泥浆不落地达标处理技术的基本原理是将废弃泥浆经过收集—化学工艺处理—分离成三部分：即岩屑、泥饼和水，对泥浆中的固体物通过水

洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将水循环利用。整套技术包括收集系统、处理系统、除油系统、脱干系统和水处理系统五个部分及相应的配合工艺技术，处理后产生的废弃物为无害化岩屑、泥饼以及水，均达到国家排放标准。其中泥饼、岩屑可供井场建设使用，水则达到国家《污水综合排放标准》中的二级以上标准，可供整套装置自身循环和井队使用。达到无害化处理的目的。

②钻井废弃物不落地达标处理工艺流程

*
图 6.6-1 不落地达标处理技术处置工艺流程示意图
*

*
图 6.1-5 不落地达标处理技术处置工艺流程布局图
*

图 6.1-6 处置后泥饼

*
图 6.1-7 处置后泥饼

③处置效果

西北油田分公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测，3 次/井次（转磺前 1 次、转磺后 2 次）。监测项目为：含油率、含水率、pH 值、COD。同时油田服务管理中心建立随钻泥饼综合利用台账，钻井泥浆经处理后其泥饼达到相应指标要求后，用于铺垫井场和井场道路。

从近年西北油田分公司随钻不落地处理工艺末端排放口监测报告可知，钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求。

综上所述，钻井废弃物影响集中在井场内，基本对外环境没有造成污染。

（2）控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

②加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

③采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.6.2 运营期固体废物污染防治措施

（1）危险废物收集、暂存及运输措施可行性分析

本工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废铅蓄电池，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，以上废物均属危险废物。

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，落地油采取桶（罐）装形式收集、废防渗材料折叠打包，交由有资质的单位运输。

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。本工程产生的危险废物运输过程委托有资质单位进行运输，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）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求。

（2）危险废物处置措施可行性分析

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。

本工程废润滑油进入联合站进行综合利用，含油废物、废防渗材料全部委托有资质单位进行处置

（3）环境管理重点要求

拟建项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油。固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）等相关要求执行。

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

采油二厂要结合自身实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本工程运营期环境管理要求见表 6.6-1。

表 6.6-1 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废暂存设施，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中 4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

6.6.3 退役期固体废物污染防治措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生地面废弃设备和废弃建筑残渣，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

类比采油二厂现有退役井采取的固体废物处置措施，本工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个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。

本工程井场新增加热炉 14 台，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本工程井场多功能集油器分离出气相通过站场火炬放空，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施放空废气中的甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场加热炉	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	井场多功能集油器分离出气相 通过站场火炬燃烧放空	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	-

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔河油田西部奥陶系油藏 TH121192X 等工程	包括油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂燃烧}——企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i——化石燃料的种类；

j——燃烧设施序号；

AD_{ij} ——燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{ij} ——设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

OF_{ij} ——燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本工程燃料燃烧碳排放计算主要核算为 13 台 200kW 井场加热炉及 1 台 400kW 井场加热炉。根据核算，本工程年天然气消耗量为 281.1 万 Nm^3 。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31GJ/万 Nm^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.96 吨碳/万 Nm^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 4866.82t。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中： $E_{GHG_火炬}$ ——火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ ——由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4_正常火炬}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4\text{-事故火炬}}$ ——事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：i——火炬系统序号；

$Q_{\text{正常火炬}}$ ——正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{\text{非}CO_2}$ ——火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF——第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} ——火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} ——为火炬气中 CH_4 的体积浓度。

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：j——事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ ——报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{\text{事故},j}$ ——报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF——火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ ——第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} ——事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

②计算结果

本工程核算火炬燃烧活动温室气体排放主要为事故状态下井场、站场的放空燃烧。相关参数见表 7.1-3。

表 7.1-3 单座火炬燃烧排放活动相关参数一览表

场所	工况	火炬气流速 (万Nm ³ /h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外其 他含碳化合物的总含 碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧的 碳氧化率	火炬气中 CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积浓度
井场	事故 工况	*	*	*	*	*	*

根据表中参数，结合公式计算可知，14 座井场火炬燃烧排放温室气体量为 49 吨 CO_2 和 0.28 吨 CH_4 。

(3) CH_4 逃逸排放

本工程运营期 CH_4 逃逸排放主要来自油气开采过程中井口装置逃逸排放的 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：

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

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

j ——不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）；接转站为 0.18 吨/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

本工程开采逃逸的 CH_4 为：

$$\begin{aligned}
 E_{CH_4-开采逃逸} &= Num_{gas,井口装置} \times EF_{gas,井口装置} \\
 &= 2 \times 2.5tCH_4 \\
 &= 5tCH_4
 \end{aligned}$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 5t，折算成 CO₂ 排放量为 5×21=105t。

（4）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ ——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ ——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ ——热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 1962MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 1308.85t。

（5）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

式中： E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s ——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{-回收}}$ ——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{\text{CO}_2\text{-回收}}$ ——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-4。

表 7.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2 ）	占比（%）
本工程	燃料燃烧 CO_2 排放	*	*
	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	*	*

	合计	*	*
--	----	---	---

根据表 7.1-4 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为*吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 挥发性有机物与甲烷协同控制

本工程采用自动系统对采气工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员。本工程单井来油经多功能集油器后由导油车拉运至 TH12330 卸油站，进行简单的油气油水分离，油由管线输送至四号联合站。油品装车时的 VOCs 事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，可有效减少 VOCs 的产生。

7.2.2 节能降耗技术

供电采用网电。采油二厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

7.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 6175.95t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。环境影响、社会影响、综合影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

8.1 环境效益分析

8.1.1 施工期环境效益

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 本项目占地造成的环境损失。
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失。
- (3) 其他环境损失。

本项目占地主要为井场永久占地和管沟开挖临时占地等。本项目建设对所在区域的直接影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对本项目所在区域生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本项目加热炉使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放，采出液密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

废水包括生产废水、井下作业废水、试油期采出水、生活污水。生产废水、

井下作业废水、试油期采出水依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站污水处理系统处理。运营期工作人员由采油二厂内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 固体废弃物

本项目产生的落地油、废防渗材料和废润滑油属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。运营期工作人员由采油二厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

(4) 噪声

本项目通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 环保投资估算

本项目总投资为 3160 万元，其中环保投资 161 万元，占总投资的 5.09%。
估算见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	/	4
	井场加热炉燃烧废气	以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱	SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤150mg/m ³ 颗粒物 ≤20mg/m ³	5
	无组织排放	装置做好日常维护，做好密闭措施	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	2
噪声	设备噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	4
固体废物	地面工程施工	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置	妥善处理	2
	生活垃圾、一体化污水处理装置污泥	集中收集后，委托库车绿能环保科技有限公司清运处置	妥善处理	4
	钻井泥浆、岩屑	泥浆不落地处理系统处理，固相使用专用罐收集后，拉运至塔河油田绿色环保工作站处理	妥善处理	7

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
	落地油	落地油由塔河油田绿色环保站清运处置	妥善处理	7
	废润滑油、废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	妥善处理	5
生态	占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	7
	水土流失	防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	8
环境 风险 管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	7
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	4
废水 处理	生活污水	生活污水经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准后用于井场及道路降尘	妥善处理	3
	酸化压裂废水、生产废水、井下作业废水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	妥善处理	17
地下水、 土壤	分区防渗	分区防渗	满足防渗要求	19
环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		45
		环保培训，演练		11
环保投资合计				161

8.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势。同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施补充和加快了油田基础设施的建设，具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的环境效益、社会效益和综合效益。在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 161 万元，环境保护投资占总投资的 5.09%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

本项目由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂运营管理。采油二厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。采油二厂 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，采油二厂环境保护领导小组为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油二厂设置安全环保中心，负责采油二厂工业现场“三标”、HSE 管理体系执行、环境保护、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效地开展环保工作提供了依据。本项目日常环境管理工作纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现有 HSE 管理体系。

采油二厂安全环保中心职责：

（1）负责领导采油二厂 HSE 工作，负责审查批准采油二厂 HSE 管理体系及内审报告。

（2）每季度召开 HSE 管理委员会会议，听取各专业部门、小组汇报，分析解决 HSE 重点问题，研究和决定采油二厂 HSE 工作重大事项，保证 HSE 投入的有效实施。

（3）负责采油二厂 HSE 目标管理、培训和考核工作，决定对集体和个人的奖惩。

（4）负责组织制定突发事件应急预案，组织开展应急演练，组织开展事故应急处置工作。

（5）负责协助国家、地方政府、集团公司及油田公司对事故进行调查处理。

（6）建立健全全员安全环保责任制并监督落实；及时调整各领导小组成员；明确安全生产职能与职权；依法设置安全管理机构，配备专（兼）职安全生产管理人员。

9.1.2 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门,以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度,以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运营期的 HSE 管理体系纳入采油二厂 HSE 系统统一管理。

(2) 根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011)要求,开展企业自主验收,贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责井场的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查,如生态恢复、环境监测等。

(4) 根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011),及时更新企业事业单位突发环境事件应急预案备案表。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动,推广先进技术和科研成果,对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作,建立完整、规范、准确的环境基础资料,环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故,并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果,协同有关部门制定防治污染事故的措施,并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

(1) 加强施工质量管理,避免出现封井不严等非正常工况的泄漏。

(2) 负责井场的定期进行检查,清除各种固体废弃物,不得遗留在场地内。

9.1.5 环境管理计划

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

(1) 行政手段

制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

（2）技术手段

从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

（3）经济手段

制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个工作环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

（4）教育手段

气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，要加强教育，通过环境保护宣传和教育提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.1.6 环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关工程环境监理经验，实行工程环境监理，或将环境监测纳入工程监理中。

由建设单位聘请环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期生活污水、钻井废水、酸化压裂废水的环境保护处理措施；钻井泥浆和岩屑、施工废料、废润滑油、生活垃圾、废防渗材料和一体化污水处理装置污泥主要处理措施；钻井废气、储层改造废气、施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气的大气环境影响控制措施；土方施工、各类施工机械和运输车辆的声环境控制措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对井场、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

本项目运营期环境监督管理计划见表 9.1-1。

表 9.1-1 运营期环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行。 ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况,防止造成环境污染。 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果,防止超标排放。		
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测,防止废气影响。 ②组织地下水环境监测,防止水环境污染。 ③组织厂界环境噪声监测,防止厂界超标。	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求,油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后,应在 5 年内开展环境影响后评价工作,对本项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性,切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

排污口是否规范,是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出,采油二厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌,废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范,废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理,并自行开展了相关监测。采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围,已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》

《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油二厂进一步建立了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油二厂已取得排污登记回执（登记编号为：91650000742248144Q083U）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油二厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油二厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 公开方式及时间要求

(1) 公开方式

通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

(2) 公开时间要求

环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律法规另有规定的，从其规定。

9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染源排放清单

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO ₂	*	*	大气
		NO _x	*	*	大气
		颗粒物	*	*	大气
		非甲烷总烃	*	*	大气
	无组织排放	非甲烷总烃	*	*	大气
		硫化氢	*	*	大气
废水	生产废水	生产废水、采出水	*	*	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理。
	井下作业废水	井下作业废水量	*	*	井下作业废水自带回收罐回收井下作业废水，依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理。
		COD	*	*	
		石油类	*	*	
固体废物	落地油	石油类	*	*	落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。
	废防渗材料	石油类	*	*	施工单位将废弃的废防渗材料集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	*	*	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

本项目在运营期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），制定环境监测计划见表 9.4-1。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 9.4-1 环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	井场加热炉	1 次/季度	竣工环保验收后开始	非甲烷总烃、硫化氢
噪声	站场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）
地下水	项目区域周边、上游及下游	1 次/半年		水位埋深、pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等

土壤	井场采油井口	1 次/5 年		石油类、石油烃、汞、砷、六价铬
生态环境	项目区及管线周围	1 次/5 年		生态恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成）及水土保持措施落实情况

本项目事故预案中需包括应急监测程序，本项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

9.5 环保设施“三同时”验收

建设单位按照国务院生态环境部门规定的标准和程序，如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

9.5.1 验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），确定本项目竣工环境保护验收调查范围为：

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

9.5.2 验收调查建议

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”验收一览表（建议）

类别	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料遮盖	-	-
	钻井废气、储层改造废气、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-
废水	生活污水	经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理	不外排	-

		排放标准》(DB65 4275-2019)表二的 B 级标准后用于井场及道路降尘		
	钻井废水	进入泥浆不落地处理系统处理,处理后的废水全部回用	不外排	-
	酸化压裂废水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	不外排	-
噪声	土方施工、钻井工程、各类施工机械和运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	-	-
固废	钻井泥浆、岩屑	进入泥浆不落地处理系统处理,固相使用专用罐收集后,拉运至塔河油田绿色环保工作站处理	不外排	-
	废润滑油、废防渗材料	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-	-
	施工土方	全部用于井场回填,场地平整	-	-
	施工废料	首先考虑回收利用,不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置	-	-
	生活垃圾、一体化污水处理装置污泥	集中收集后,委托库车绿能环保科技有限公司清运处置	-	-
生态	生态恢复	检查道路沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-
运营期				
废水	生产废水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	-	-
	井下作业废水	自带回收罐回收井下作业废水,依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	-	-
	试油期采出水	依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站处理	-	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质标准要求后回注
	生活污水	采油二厂内部调剂解决,故不新增生活污水	-	-
废气	井场加热炉	使用净化后的天然气为燃料,排气筒高度应不低于 8m	颗粒物 20mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》
			SO ₂ 50mg/m ³	

			NOx 150mg/m ³	(GB13271-2014) 表 3 燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值
	井场无组织废气	阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
噪声	设备运转噪声	基础减震	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值
固废	落地油	依托塔河油田绿色环保站清运处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	废润滑油	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-	
	废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	-	
	生活垃圾	由采油二厂内部调剂解决, 故不新增生活垃圾	-	-
防渗	分区防渗	分区防渗	满足防渗要求	-
风险防范措施	井场	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理与监测	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	保证实施
	井场	按照监测计划, 委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施

退役期				
废气	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	废弃建筑垃圾	收集后委托手续完备的处置场所 合规处置	妥善处置	-
	设施拆除过程产生的油泥	委托持有危险废物经营许可证的 单位利用处置	妥善处置	-
生态	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复 原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井 回填技术指南 (试行)》

10 结论

10.1 建设项目情况

本项目主要涉及塔河油田 6 区、12 区，本次新钻井 TK6154H 井及其集输管线位于塔河油田 6 区；其余已批复的钻井井场地面工程及两座拉油流程井均位于 12 区。整个项目区位于阿克苏地区库车市境内。

(1) 工程内容包括：钻井工程：①新钻井 1 口 TK6154H 井；②地面工程：新建各类管线总长 19.54km；③井场工程：新建井场 200kW 加热炉 13 台、400kW 加热炉 1 台；TH121156 井场新建 6 井式计量阀组、6 井式掺稀阀组、6 井式配气阀组以及 1 台管道泵；TH121194 井场新建计量装置 1 台；TH12135CH 井场新建管道泵 1 台、3 井掺稀阀组、3 井式配气阀组各 1 座；④拉油流程：新建 YQ2-6 井、AD29-1CH 井拉油流程，单座井场新建多功能集油器 1 座、掺稀泵 1 台、稀油罐 2 座、简易火炬 1 套、值班营房 1 套、喂油泵 1 台；⑤公辅工程：配套结构、通信、电气、自控等公用工程。

(2) 本工程总投资 4737.06 万元，其中环保投资 161 万元。

(3) 拟建项目运营期无需新增定员。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。本工程选址符合生态环境分区管控要求，建成后对环境的影响属可接受的范围，选址基本合理。

10.3 环境质量现状

(1) 环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

地下水监测结果表明：各监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

（3）声环境质量现状

项目所在区域代表性拟建井场区域和已建站场声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $\text{pH}>7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）生态环境质量现状

本项目位于阿克苏地区库车市境内，根据《新疆生态功能区划》，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。根据现场调查及资料收集，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田等环境敏感区，整个评价区域以荒漠景观为主，主要植被为多枝柽柳、盐穗木、花花柴、疏叶骆驼刺等，盖度为 15~35%；土壤类型为盐土、漠境盐土、草甸土、沼泽土。评价区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

10.4 污染物排放情况

表 10.4-1 污染源排放清单

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
----	-----	-------	-----	-----	------

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

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态环境影响分析

本项目不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要为区域重要物种、天然林及水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，本工程总占地约 17.57hm²，其中永久占地 0.72hm²，临时占地 16.85hm²，占地类型主要为灌木林地、牧草地、其他草地、沙地等，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用天然林及牧草地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域林草业的生态影响在可接受范围内。区域

的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

10.5.2 水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

10.5.3 土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

10.5.4 固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井废弃物、生活垃圾、施工废料、含油废物、废防渗材料等。其中钻井废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理后综合利用；生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置；

含油废物、废防渗材料等危险废物暂存于井场撬装式危废暂存间中，由钻井队委托具有危废处置资质的公司接收处置。项目运营期产生的废防渗材料由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

10.5.5 大气环境影响分析

施工期废气源主要是钻井废气、施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气、储层改造废气、测试放喷废气等，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期大气影响主要为加热炉烟气和油气集输过程中的烃类挥发。根据预测结果，加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值；井场的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

10.5.6 声环境影响分析

本工程噪声主要为施工机械和各种车辆发出的噪声，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

10.5.7 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、 H_2S ，主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内，稀油存在于稀油缓冲罐内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏、稀油缓冲罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线、稀油缓冲罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、

爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；西北油田分公司各采油厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

10.6 环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

（1）生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的防沙治沙措施，防止土地沙漠化。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期间，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

（2）大气污染防治措施：本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境；加热炉选用高效燃气加热炉，建议采用低氮燃烧技术，可有效地控制大气污染物排放量。

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

(3) 废水防治措施：井下作业废水带罐作业，拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层。采出水依托塔河油田四号联合站污水处理系统处理达标后，回注油层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

(4) 固体废物防治措施：本项目钻井期岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行处理并固液分离：非磺化泥浆（含岩屑）干化处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化泥浆（含岩屑）采用泥浆不落地系统处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路。含油废物等清运至塔河绿色环保站处理。

(5) 土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(6) 风险防治措施：做好原油、硫化氢、伴生气气体泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、

社会效益和环境效益是显著的。

10.9 环境管理与监测计划

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施,在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实。为环境保护措施得以有计划地落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施,将本工程对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内,使项目建设的经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 项目可行性结论

本工程属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》鼓励类项目,符合国家产业政策;符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求;符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》等要求;项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区;项目符合生态环境分区管控方案要求。

评价认为:本工程符合国家产业政策和自治区经济发展规划,公众认同性较好。工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中,会对周围的环境产生一定的不利影响,并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险,但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理,认真落实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施,可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此,报告书认为,本工程建设在环境保护方面可行。