

采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口
单井地面配套工程
生态环境影响报告书

（拟报批公示稿）

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

2026年9月

1. 概述

1.1. 项目特点

2026年是“十五五”开局之年，我国持续推进能源安全保障与绿色低碳转型，强调油气资源的集约高效开发与生态环境保护相协调，加强全局性思考、战略性谋划，聚焦重点行业、重点地区，供需同向发力，努力为经济高质量发展、“十五五”良好开局提供坚实支撑。

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。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区9处，探矿区17处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。其中，采油二厂所辖区块包含塔河6区、7区、10区北、12区等四个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田8区、10区南、11区、托甫台区、T759井区等五个区块。截至2025年，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司实施探矿权23个，面积7.825万平方千米；采矿权12个，面积0.565万平方千米。

为进一步滚动开发上产，增大塔河油田整体开发效益，西北油田分公司计划在阿克苏地区实施“采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程”（以下简称“本工程”）。环评工作将重点关注开发过程中的生态保护、水资源合理利用及废气排放控制，确保油田开发与区域生态环境可持续协调发展。项目建设性质为改扩建，主要建设内容包括：①主体工程：在塔河油田采油三厂所辖区块内部署5口生产井（TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2），混烃回收一项，新建管线12.243千米、100千瓦/25兆帕电磁加热器1座（TKK3-1-11X）、200千瓦加热炉1座（TP1124X）、单井计量装置1座（S105-20H）、混烃提升泵2台（峰海气站）以及RTU、配电箱、视频监控杆、可燃探头等设备。燃料气管线与集油管线同沟埋地敷设；②公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等，井场采出油气加热后通过集输管线密闭输送至就近计量阀组站，最终由塔河油田三号联合站进行处理。③环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本工程总投资1336.13万元，其中环保投资25万元，占总投资的1.87%。

经核查，本工程不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，最近距离约20m（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线）。

本工程为塔河油田已开发区块内地面集输系统配套完善工程，不涉及新钻井、侧钻、压裂、酸化、试油及井下作业，不新建油气集中处理站场，不新增采出水处理设施和生产废水外排口。工程建成后，井场采出液通过生产管线密闭输送至既有阀组、计转站、联合站或区域集输系统。工程实施后可进一步完善采油三厂所辖区块地面集输系统，保障相关井场稳定生产和集输系统安全运行。

1.2. 环境影响评价过程

本工程为陆地油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内；根据新水水保〔2019〕4号，项目所在的阿克苏地区库车市、沙雅县属于水土流失重点预防区及治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）第三条中的环境敏感区。工程占用天然林，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）中第7项陆地石油开采中“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。

2026年7月29日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件1）。天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对工程区现场实地踏勘、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，国检测试控股集团新疆有限公司于2026年8月对本工程评价区域环境要素现状进行了现状监测。在以上基础上，天合公司编制完成了《采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程生态环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

1.3. 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本工程属于石油、天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程符合《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）、《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县，属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

（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，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属于可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控方案符合性判定结论

根据《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本工程所在区域涉及“沙雅县一般管控单元”“库车市一般管控单元”。项目运营期采出水依托已建联合站处理，不外排；项目能耗主要为井口加热炉燃用天然气及油气生产所需电能等，资源能源利用合理，项目实施后排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级降低。本工程对固废实行无害化处置，在正常工况下不会降低区域土壤环境质量，不会增加环境风险，不会威胁生态安全及生物安全；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，因此，本工程建设符合生态环境分区管控方案要

求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合新疆经济发展规划、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和环境影响

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、施工生活污水等污染问题；运营期井场燃气加热炉烟气、无组织挥发的非甲烷总烃、作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于单井地面配套工程等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本工程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，不在生态保护红线内，除油区工作人员外，工程区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的生态保护红线、永久基本农田、水土流失重点治理区、公益林、荒漠动植物及其生境。

1.5. 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；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）、《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；符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求；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；中国石油化工股份有限公司西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程在施工期、运营期和退役期认真落实报告中的各项污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施，各项污染物做到达标排放及无害化处置，其生态影响可有效降低，环境风险及生态安全影响可以接受，从生态环境保护角度看，本工程建设是可行的。

2. 总则

2.1. 评价目的与原则

2.1.1. 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、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，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期以及退役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) 评价拟采取的环境保护措施的可行性、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) 评价本工程与国家产业政策、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，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2. 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2. 编制依据

2.2.1. 法律法规与条例

国家和地方性法律法规一览表见表2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国生态环境法典	主席令2026年第70号	2026-08-15
2	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
3	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
4	中华人民共和国能源法	14届人大第12次会议	2025-01-01
5	中华人民共和国土地管理法（2019年修订）	13届人大第12次会议	2019-08-26
6	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
7	中华人民共和国草原法（2012年修正）	12届人大第3次会议	2013-06-29
8	中华人民共和国野生动物保护法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2017-01-01
9	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
10	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
11	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
12	中华人民共和国矿产资源法（2024修订）	14届人大第12次会议	2025-07-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014年修正）	国务院令653号	2014-07-29
5	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
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24号	2023-12-17
7	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
8	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
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第278号	2018-03-19
10	地下水管理条例	国务院令748号	2021-12-01
11	生态保护补偿条例	国务院令779号	2024-06-01
12	排污许可管理条例	国务院令736号	2021-03-01
13	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
14	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24号	2023-01-30
15	国务院关于印发《固体废物综合治理行动计划》的通知	国发〔2025〕14号	2025-12-27
三	部门规章与部门发布的规范性文件		

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	部令第 16 号	2020-11-30
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	国家危废名录（2025）	生态环境部令 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
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	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
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	《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
18	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
19	危险废物转移管理办法	部令 第 23 号	2022-01-01
20	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告（2016）7 号	2016-01-26
21	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告（2021）66 号	2021-12-03
22	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
23	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
24	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
25	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
26	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
27	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
28	建设项目使用林地审核审批管理办法	国家林业和草原局令 第 35 号	2015-05-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
29	关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告	生态环境部	2024-01-22
30	自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142号	2022-08-16
四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区十四届人大五次会议	2024-03-01
4	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区第13届人大34次会议	2022-11-01
5	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局	2022-03-09
6	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
9	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2011〕330号	2011-07-01
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389号	2011-07-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	〔2024〕93号	2024-06-09
14	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
16	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
18	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
20	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
21	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
22	关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知	阿地环字〔2024〕32号	2024-10-28
23	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知 新环环评发〔2020〕142号	新环环评发〔2020〕142号	2020-07-30
24	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
25	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95号	2021-10-29
26	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）	自治区第14届人大16次会议	2025-01-01
27	新疆第六次沙化监测报告	新疆第六次荒漠化和沙化监测领导小组办公室、新疆维吾尔自治区林业规划院	2021-10

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
28	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法	新林资字〔2015〕497号	2015-01-01
29	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	2019-01-21

2.2.2. 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表2.2-2。

表2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
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	HJ/T349-2007	2007-08-01
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	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-09-03
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	--	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2025	2026-03-28
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	2012年 第18号	2012-03-17
17	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	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/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017年第43号	2017-10-01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
22	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651—2013	2013-07-23
23	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
24	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
25	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
26	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01
27	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
28	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
29	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
30	工业企业周边土壤和地下水监测技术指南（试行）	总站土字〔2024〕73	2024-07-30
31	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
32	石油天然气工程项目用地控制指标	TD/T1099-2024	2024-09-01
33	土壤环境监测技术规范	HJ166-2026	2026-06-01

2.2.3. 其他

- （1）关于《采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程》环境影响评价的委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂；
- （2）采油三厂混烃回收项目可行性研究报告（FS26137，中石化石油工程设计有限公司）；
- （3）关于采油三厂混烃回收项目工程项目实施会议纪要；
- （4）采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程相关资料，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司。

2.3. 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1. 环境影响因素识别

根据本工程建设内容及运行特点，本工程为塔河油田已开发区块内地面集输系统配套完善工程，不涉及新钻井、侧钻、压裂、酸化、试油及井下作业，主要建设生产管线、燃料气管线及配套加热炉、计量装置以及RTU、配电箱、视频监控杆、可燃探头等设备。工程对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。

（1）施工期

施工期主要为生产管线、燃料气管线敷设，井场加热炉、计量装置以及RTU、配电箱、视频监控杆、可燃探头等设备安装。施工期环境影响主要为施工占地、管

沟开挖、车辆碾压、材料堆放等对地表植被、土壤结构、公益林等生态环境的扰动影响；施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆废气对环境空气的短期影响；施工机械噪声对周边声环境的短期影响；管道试压废水、施工人员生活污水及施工固体废物对生态的影响。

（2）运营期

运营期生产管线主要承担相关已建井采出液密闭输送功能、燃料气管线用于井场加热炉燃料气供给、混烃管线接入三号联原油外输泵出口确保原油饱和蒸气压达标及系统稳定运行。本工程不新增采出水处理设施及生产废水排放口，不在工程范围内进行油水分离及采出水处理。运营期环境影响主要为加热炉燃烧烟气，井场、阀组、计量装置及管线组件密封点无组织挥发废气，管道泵、加热炉等设备噪声，设备维护过程中产生的含油废物，以及事故状态下生产管线、燃料气管线泄漏对土壤、地下水和生态环境的潜在影响。

（3）退役期

退役期主要为管线及地面设施停用、拆除、封堵、场地清理及生态恢复等活动。退役期短期影响主要为拆除施工扬尘、施工噪声和固体废物影响；长期影响主要表现为临时占地恢复、地表植被恢复和生态系统功能逐步恢复。

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

工程建设对环境的影响具有阶段性和要素差异性。施工期主要表现为对环境空气、声环境、土壤环境、生态环境的短期或阶段性不利影响，其中管沟开挖、施工便道、材料堆放及车辆碾压对地表扰动、植被覆盖度、生物量损失及生态系统完整性影响相对突出；运营期主要表现为加热炉烟气、无组织挥发废气、设备噪声以及事故状态下管线泄漏对土壤、地下水环境的潜在影响；退役期在短期内会产生扬尘、噪声及固体废物影响，但随着设施拆除、场地清理和生态恢复措施落实，区域植被覆盖度、生物量和生态系统完整性将逐步恢复。

2.3.2. 评价因子

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），

评价因子见表2.3-2。

表2.3-2 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度、NMHC、H ₂ S、颗粒物	/		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级

2.4. 环境功能区划

2.4.1. 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程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、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区及预防区。

2.4.2. 水环境

本工程所在区域评价范围内无地表水体分布。

按照《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）中的规定，项目所在区域地下水质量功能区划属Ⅲ类地下水，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值。

2.4.3. 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.4. 声环境

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

2.5. 评价因子和评价标准

2.5.1. 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中TSP、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级浓度限值。对于未作出规定的NMHC参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S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10μg/m³。

(2) 水环境

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

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)，油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)表1第二类用地筛选值标准，见表2.5-3；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)表1筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值标准。

2.5.2. 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程新增井场燃气加热炉执行《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；NMHC无组织排放执行《陆上石油天然气

开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求;H₂S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。

(2) 废水

施工期不设置施工营地,施工人员居住在生活基地,施工人员生活污水依托生活基地或环保厕所收集清运,不外排。试压水循环使用,试压结束后用作场地降尘用水,不外排。

运营期油藏采出水按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)及《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》规定,在相关行业污染物控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中相关水质标准后回注地层,同步采取切实可行措施防治污染。

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)(即昼间70dB(A),夜间55dB(A));

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)中2类标准【昼间60dB(A),夜间50dB(A)】。

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向,含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016)相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)要求、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)要求。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7),危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023),危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。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)。

(5) 重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是原油、天然气、硫化氢，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.6. 评价工作等级和评价范围

2.6.1. 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），判定等级如下：

表2.6-1 生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本工程	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	不穿（跨）越	/
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	地表水评价等级为三级B	/
e	根据HJ 610、HJ 964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	土壤生态型影响评价范围内有公益林分布	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。	本工程占地规模小于20km ²	/
g	除本条a）、b）、c）、d）、e）、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	e)	二级

由上表可见，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），本工程以井场场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围；同时线性工程涉及公益林时，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为评价范围。

2.6.2. 地下水评价等级和评价范围

（1）评价等级

本工程属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场建设及油气集输管线建设等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）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）：“依据HJ610的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照III类建设项目开展地下水环境影响评价（编制环境影响报告表的项目按V类建设项目开展评价）”。因此，本工程采油井场为“I类建设项目”、配套采油管线为“II类建设项目”、燃料气管线为“III类建设项目”，详见表2.6-2。

表2.6-2 地下水环境影响评价行业分类表（HJ610-2016）

行业类别 环评类别	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Ⅱ类，气Ⅳ类

项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本工程地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表2.6-3 地下水环境敏感程度分级

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

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
	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。

地下水环境影响评价工作等级划分见表2.6-4。

表2.6-4 地下水环境影响评价工作等级划分

序号	工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
1	采油井场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二级
2	采油管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级
3	燃料气管线	III	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级

综上，本工程采油井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”、配套管线地下水环境影响评价工作等级为“三级”。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本工程采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，二级评价的调查评价范围在 $6\text{km}^2\sim 20\text{km}^2$ 之间，因此本工程根据地下水流向为西北向东南，选取工程区约 6km^2 作为地下水评价范围，具体为工程区下游2km、两侧1km、上游1km、集输管线两侧200m。评价范围见图2.6-1。

2.6.3. 地表水评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水均不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污(废)水处理设施的依托可行性。

2.6.4. 土壤环境评价等级和评价范围

根据区域历史监测数据和现状实测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 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，本工程类别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类别分别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

本工程属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场及油气集输管线建设。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）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价”。因此，本工程属于“I类建设项目”。

(2) 占地规模

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

(3) 建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程周边涉及耕地、牧草地等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据区域历史监测数据，工程区域土壤含盐量大于 4g/kg ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(4) 土壤环境影响评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见下表：

表2.6-5 污染影响型评价工作等级划分表

项目类别	I 类	II 类	III 类
------	-----	------	-------

评价工作等级 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	-	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

表2.6-6 生态影响型评价工作等级划分表

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

综上所述，本工程兼具生态影响型和污染影响型，土壤环境影响评价工作等级为一级。

(5) 土壤环境影响评价范围

根据导则要求，本工程井场土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外5km、土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外1km；配套管线以工程边界两侧向外延伸0.2km范围。

2.6.5. 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程新增废气排放源主要为井场加热炉排放的废气和井场、混烃泵场界非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选取SO₂、NO_x、PM₁₀、非甲烷总烃(NMHC)、硫化氢(H₂S)等为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i (第*i*个污染物，简称“最大浓度占标率”)及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

经计算可知，本工程最大占标率为：4.98%，最大占标率 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）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和泵站为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.6.6. 声环境影响评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括施工期机械噪声、运营期井场机泵、加热炉噪声等。

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

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

2.6.7. 环境风险评价等级和评价范围

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、硫化氢、混烃，主要存在于新建的集输管线

内。其中天然气以甲烷为主要危险组分，混烃包含甲烷、乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷、正己烷、甲硫醇、乙硫醇、二甲硫醚、二甲基二硫醚等易燃易爆、有毒有害组分。本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域原油密度取 0.8744g/cm^3 ，天然气相对密度取 0.7132，硫化氢密度为 900mg/m^3 。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p ：气体压强，标况压强 0.101325Mpa ；

V ：气体体积，管道体积；

n ：气体的物质的量，单位 mol ；

T ：绝对温度， 293.15K ；

R ：气体常数。

经计算，本工程 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

2.7. 环境保护目标

2.7.1. 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本次评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.7.2. 环境保护目标

2.7.2.1. 生态保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，本工程评价区域生态保护目标如下：

表 2.7-1 生态保护目标一览表

环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征		环境保护要求
生态环境	重要物种		评价区域内保护动、植物及其生境等		对重要物种分布区优先采取避让措施，无法避让的，会同林草部门采取移栽、异地保护等减缓措施，尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
	生态保护红线		塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，项目新增占地区域距离最近的红线约20m，为TK1142H井至11-2计量间的管线，本工程新增占地均不在划定的生态保护红线内		按照《生态保护红线生态环境监督办法（试行）》（国环规生态〔2022〕2号）要求，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变，提升生态系统质量和稳定性。本工程不得占用
	其他环境敏感区	天然林	评价范围内	胡杨疏林、柽柳灌丛等	避让林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；在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
		公益林	集输管线占用国家二级公益林1.5km、地方公益林0.65km	主要分布有胡杨、柽柳等，主要生态功能为防风固沙、农田防护	严格控制占地，做到“占补平衡”，维持区域林地生态功能不因项目实施而降低

环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征		环境保护要求
		永久基本农田	永久基本农田（耕地/水浇地）位于本工程管线两侧，本工程均不占用	种植作物主要为棉花等经济作物、类型为水浇地	对基本农田采取避让措施，保障区域农业生产和生物安全，本工程不得在基本农田新增永久占地
		水土流失重点治理区与预防区	项目所在县域	塔里木河流域水土流失重点治理区、预防区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
		沙化土地	类型为“有明显沙化趋势的土地”		按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）、《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）落实防沙治沙措施

2.7.2.2. 地下水保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。地下水环境保护目标一览表见表2.7-2。

表 2.7-2 地下水环境保护目标一览表

序号	保护目标名称	功能要求	环境保护要求
1	潜水含水层、具有饮用水开发利用价值的含水层	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类	不对地下水产生污染影响

2.7.2.3. 土壤保护目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区域对象。结合现状调查，项目占地及外延5km范围保护工程区的土壤盐渍化程度不会加剧。土壤环境保护目标一览表见表2.7-3。

表 2.7-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
耕地/基本农田、牧草地	评价范围内农田主要位于项目集输管线西侧，面积约0.08km ²	不对区域盐碱化程度进一步加深；不对土壤环境功能产生明显不利影响

2.7.2.4. 大气保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，环境空气保护目标定义为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本工程评价范围内环境空气保护目标主要为二类区中的农村地区中人群较集中的区域。区域大气环境质量执行GB3095中二级标准要求。

表 2.7-4 环境空气保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	X	Y				方位	距离/m		
塔里木镇羊场村	-	-	农村地区中人群较集中的区域	环境空气	二类区	NE	750	*	*

2.7.2.5. 声环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)，声环境保护目标为法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本工程200m评价范围内不涉及上述声环境保护目标。

2.7.2.6. 环境风险保护目标

本工程风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本工程环境风险评价为简单分析，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致。

2.8. 评价内容和评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。经对工程区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 土壤及地下水环境影响评价；
- (4) 固体废物影响评价；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.9. 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本报告评价方法见下表：

表2.9-1 评价内容一览表

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

3. 建设项目工程分析

3.1. 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1. 区块开发现状

(1) 塔河油田各区块主体工程建设情况

中石化西北油田分公司采油三厂所辖区块包含塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区（TP 区）、T759 井区等。本工程在采油三厂下辖的 TP 区部署 2 口井，分别为 TP1124X、TP174CH2；11 区部署 3 口井，分别为 TK1142H、S105-20H、TKK3-1-11X。

(2) 塔河油田公辅工程建设情况

①给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。各采油厂厂部设置有基地，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水，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。井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

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，燃料为各联合站经净化后的天然气。各采油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。

(3) 塔河油田辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前塔河油田分布有一号联合站、二号联合站、三号联合站和四号联合站（本工程主要依托三号联合站），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。

②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，油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。

③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。

3.1.2. “三同时”执行情况

根据近年来的环评及验收文件，经备案后的环评文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

塔河油田基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收等工作。

3.1.3. 环境影响回顾评价

3.1.3.1. 生态环境影响回顾评价

(1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在施工期占地、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的间接影响。塔河油田经过了多年的开发后，现在已形成油气开采工业景观与荒漠自然景观融合的生态景观

占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳及棉花等，西北油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用林地、草地、耕地等按照相关规定实行占用补偿制度。

②临时占地植被影响回顾

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

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，区域土壤类型有风沙土、草甸土、

盐土、结壳盐土、林灌草甸土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

b.道路和管线

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复。至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免对工程区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

(2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接影响动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息生境造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息生境破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生一定影响。

②人类活动对野生动物生存的干扰

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

根据油田开发对野生动物的影响特征，对野生动物的分布情况进行了调查。结果表明在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油气田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，

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

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

（3）生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖降水，生态保护要求基本得到落实。

据现场调查，井场严格控制占地，永久占地范围内进行砾石铺垫处理。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，各项生态保护要求基本得到落实。

整体而言，油气开发活动中环评所提及的措施已基本落实，但由于区域整体气候干燥、降雨量较小，管道施工作业带形成的临时性作业带区域植被正在逐步恢复至周边地貌水平。整个区域，尤其是植被稀疏区域，由于管道敷设对整个区域的切割形成了廊道效应，影响了区域整体自然景观。

3.1.3.2. 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔河油田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，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，运营期过程中，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风险，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，塔河油田各采油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、废矿物油等固体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。

结合塔河油田各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。

3.1.3.3. 水环境影响回顾

①采出水及井下作业废水处置情况回顾

塔河油田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SY/T5329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SY/T5329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；目前生产过程中产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

②地下水环境影响回顾

通过区块内历年监测结果，区域地下水环境质量呈波动趋势，无明显变化。其中石油类在历史监测数据中均未检出，满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准要求。

通过区块内地下水监测井水质及废水的监测情况可看出，油田开发未对水环境及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，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。

3.1.3.4. 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，塔河油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，加热炉烟气排放满足GB13271中表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足GB14554中表1恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足GB39728中边界污染物控制要求。

3.1.3.5. 固体废物影响回顾

塔河油田不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗

材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前塔河油田钻井以水基和磺化泥浆为主。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后直接在井场进行无害化处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，同时岩屑中的含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求。

同时，西北油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）中相关管理要求，落实了危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。生活污水撬装化处理装置产生的污泥经脱水后，和生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置。

目前塔河油田各区内的历史遗留废弃物已全部清理干净，并进行了验收，各井场已无历史遗留废弃物残留。现状各阶段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。

3.1.3.6. 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

塔河油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比塔河油田同类型井场及站场污染源监测数据，塔河油田井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7. 环境风险回顾

塔河油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，塔河油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

(1)钻井、井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

⑤每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

(2)油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质

量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(3)站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型。

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

本工程由塔河油田采油三厂管理。采油三厂编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案。塔河油田采油三厂采取了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。

3.1.3.8. 与排污许可衔接情况

根据调查及收集资料，采油三厂做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存

场所设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口进行规范化管理，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。采油三厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对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）》（环监〔1996〕470号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），采油三厂建立有自行监测制度及排污口规范化管理制度，申领有排污许可证。

3.1.3.9. 环境管理回顾

西北油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

根据区块后评价资料，项目所在的各采油厂按照《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及自治区各年公布的重点排污单位名录制定了环境监测计划。近年来，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司实验中心对辖区范围的工业废水、生活污水、生产废水、回注水、污油泥、泥浆不落地开展监督监测，锅炉、地下水和土壤外委协测。

3.1.3.10. 区域退役设施情况

区域退役设施采取措施如下：

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，置换完成后进行通球清管，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

4.清理临时用地范围内的废弃物、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。

3.1.4. 区域污染物“三废”排放情况

目前塔河油田各区已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令 第11号），完成了排污许可证的申领。

3.1.5. 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田采油三厂各区块已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

①重点场站、储罐、装卸区密封点的VOCs的控制和管理措施不够完善；

②信息公开不够规范，未定期公开企业环境管理信息，未能确保周边区域居民及时了解企业相关环保信息；

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田2026年度~2027年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

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

②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）、《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部2021年1号文）要求，加强土壤自行监测工作，并进行信息公开。

3.2. 现有工程

3.2.1. 现有工程概况

本工程在塔河油田采油三厂所辖11区、TP区部署5口油井，分别为TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2，在现有设施基础上配套建设集输管线、加热计量装置以及RTU、配电箱、视频监控杆、可燃探头等设备。其中：

(1) **TKK3-1-11X井**现有工程建设内容包含在《关于塔河油田T759井区2026年产能建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2026〕410号）中。建设性质为新井，主要建设内容为：新钻井4100m，二开直井结构，井场规格110m×120m（含井场永久占地60m×75m、钻井临时用地8700m²）。新建井场内安装采油树、200kW井口燃气加热炉等生产设施，管线长度0.65km，拟进站为拟建TKK3-1-13阀组，已批复产能规模为0.264万吨/年。运营期评价4次侧钻，井下作业井深850m/次。

目前由于设计变更，井场位置不变，井场内燃气加热炉变更为电磁加热器，管线长度变更为2420m，拟进站改为已建TKK3-1-6计量撬，调整后产能预计0.198万吨/年，未超出原环评规模。原评价不属于重大变动，变更内容纳入本次环评。

(2) **TK1142H井**现有工程建设内容包含在《关于塔河油田S105-1井区2026年产能建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2026〕473号）中。建设性质为新井，主要建设内容为：新钻井5852m，四开井身结构，井场征地1.5771hm²（含井场永久占地0.45hm²）。新建井场内安装采油树等生产设施，无加热炉，管线长度2.7km，拟进站为11-2站，已批复产能规模为0.730万吨/年。运营期评价4次侧钻，井下作业井深850m/次。

目前由于设计变更，井场位置、管线终点均不变，仅路由发生变动，管线长度变更为2510m，调整后产能预计0.495万吨/年，未超出原环评规模。原评价不属于重大变动，变更内容纳入本次环评。

(3) **TP1124X井**现有工程建设内容包含在《关于塔河油田托甫台区块2024年产能建设项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2024〕39号）中。建设性质为新井，主要建设内容为：新钻井5759.55m，三开井身结构，井场永久占地0.1694hm²、钻井临时用地0.7529hm²。新建井场内安装采油树、燃气加热炉等生产设施，管线长度1.8km，拟进站为10-2计转站，已批复产能规模为0.545万吨/年。

目前由于设计变更，管线长度及终点发生变化，管线长度变更为2365m，管线进站调整为TP-10计转站，调整后产能预计0.495万吨/年，未超出原环评规模。原评价不属于重大变动，变更内容纳入本次环评。

(4) **S105-20H井**现有工程建设内容包含在《关于塔河油田S105-1井区2026年产能建设项目环境影响报告书的批复》(阿地环审〔2026〕473号)中。建设性质为新井，主要建设内容为：在S105-1井场占地内、S105-1井口旁新钻井3775m，二开井身结构，井场征地1.3124hm²(含井场永久占地0.45hm²)。新建井场安装采油树，加热炉等其他生产设备依托S105-1井。新井管线串接S105-1井后进S105-2阀组，新建管线长度0.1km，已批复产能规模为0.292万吨/年。运营期评价4次侧钻，井下作业井深850m/次。

目前由于设计变更，井场位置不变，在井场内新建单井计量撬1座及配套井口至计量撬管线200米，调整后产能预计0.262万吨/年，新增规模未超出原环评的30%。本次工程均位于井场内，不新增占地。原评价不属于重大变动，变更内容纳入本次环评。

(5) **TP174CH2井**现有工程建设内容包含在《关于塔河油田西部2026年产能建设项目环境影响报告书的批复》(新环审〔2026〕26号)中。建设性质为老井利用，主要建设内容为：新建管线0.5km，已批复产能规模为0.726万吨/年。

目前由于设计变更，管线长度调整为1663m，调整后产能预计0.264万吨/年，未超出原环评规模，占地范围内未新增环境敏感区，原评价不属于重大变动，变更内容纳入本次环评。

3.2.2. 现有工程污染物达标情况

本工程在塔河油田采油三厂所辖区块内部署5口油井，分别为TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2。根据资料及现场调查，TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H均未投产，现状无污染物排放；TP174CH2现有老井未生产，故类比同类型井场自行监测数据，加热炉烟气中颗粒物平均浓度为10mg/m³，二氧化硫平均浓度为4mg/m³，氮氧化物平均浓度为130mg/m³，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。井场厂界无组织废气中非甲烷总烃浓度为0.89mg/m³~1.34mg/m³，硫化氢为未检出~0.007mg/m³，无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放H₂S满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表1二级新扩改建项目标准。井场四周厂界噪声监测值昼间在46~48dB(A)，夜间在39~41dB(A)，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

老井采出水经塔河油田三号联合站污水处理系统处理达标后回注。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

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置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.3. 现有工程周边生态恢复情况

根据现场踏勘，TP174CH2等现有工程老井落实了生态恢复措施，井场占地边界清晰，临时用地和永久占地的管理较为规范，未出现无序扩张或界限模糊的情况。井场周围植被长势较好，周边农田已恢复生产，减少了裸露地表，防风固沙和水土保持措施已基本落实。周边区域主要为农田，目前农田已得到有效恢复。原有的耕作层土壤已回填平整，农作物生长状态良好，未见明显的农业生产持续性负面影响，切实保障了当地农业用地的功能。

3.2.4. 现有工程污染物年排放量

现有工程废水、固废均不外排，涉及污染物排放的主要为废气。参照阿地环审〔2026〕410号、阿地环审〔2026〕473号、新环审〔2024〕39号、新环审〔2026〕26号等文件进行核算，现有5口井正常生产期间污染物年排放情况见下表：

表 3.2-2		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			

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		
TKK3-1-11X	0.011	0.034	0.270	0.138	0.00037	0	0
TK1142H	0	0	0	0.138	0.001	0	0
TP1124X	0.036	0.017	0.083	0.0412	0.0084	0	0
S105-20H	0	0	0	0.138	0.001	0	0
TP174CH2	0.011	0.034	0.270	0.0889	0.0006	0	0
合计	0.058	0.085	0.623	0.5441	0.01137	0	0

3.2.5. 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

本工程现有5口井处于未投产或停产状态，现场踏勘期间，现有工程区域未见固体废物乱丢现象，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3. 拟建工程

3.3.1. 项目基本情况

3.3.1.1. 项目名称和性质

项目名称：采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程

项目性质：改、扩建

3.3.1.2. 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县，西北距库车市市区约70千米，西距沙雅县城约57千米。涉及油田区块为塔河油田11区、TP区，隶属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂管辖。

3.3.1.3. 建设规模

采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县，西北距库车市市区约70千米，西距沙雅县城约57千米，距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区约20米。项目建设性质为改扩建，新增用地面积4.6563公顷。建设内容主要为：①主体工程：在塔河油田采油三厂所辖区块内部署5口生产井（TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2），

混烃回收一项，新建管线12.243千米、100千瓦/25兆帕电磁加热器1座（TKK3-1-11X）、200千瓦加热炉1座（TP1124X）、单井计量装置1座（S105-20H）、混烃提升泵2台（峰海气站）以及RTU、配电箱、视频监控杆、可燃探头等设备。燃料气管线与集油管线同沟埋地敷设；②公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等，井场采出油气加热后通过集输管线密闭输送至就近计量阀组站，最终由塔河油田三号联合站进行处理。③环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本工程总投资约1336.13万元，其中环保投资25万元，占总投资的1.87%。

3.3.1.4. 工程组成

本工程组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等；本工程建设内容不包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、测试放喷及井下作业工程等。工程组成见下表：

表 3.3-1 工程组成一览表

项目	基本情况				
项目名称	采油三厂 TKK3-1-11X、TK1142H 等 5 口单井地面配套工程				
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、沙雅县				
产能规模	不新增				
产 品	原油、伴生气				
建设周期	6 个月				
项目内容	类型	单位	总计	备注	
主体工程	井场地面工程	座	5	TKK3-1-11X	井场内建设标准化工艺管线及设备，新建 100kW 25MPa 电磁加热器一座、RTU 一座等
				TK1142H	井场内建设 RTU、配电箱、视频监控杆等设备
				TP1124X	井场内建设 200kW 加热炉、RTU、配电箱、视频监控杆等设备
				S105-20H	井场内建设单井计量撬 1 座及配套井口至计量撬管线 200m（场内），井场内建设摄像杆及摄像头 1 个，硫化氢、可燃探头各 1 个
				TP174CH2	井场内建设生产管线，无缝钢管 D108

项目	基本情况				
线性工程					×5.0 20#+HTPO 内衬，40 米；加热炉进出口管线，无缝钢管 D89×5.0 L245NS，15 米
	线性工程	km	12.24 3	TKK3-1-11 X	建设 TKK3-1-11 井至 TKK-3-1-6X 井 4 井式计量撬已建预留头（D108×5.0 20S+HTPO）管线 2.42km
				TK1142H	建设 2.51km、DN80 柔性复合中压输送管，2.51km 的光缆
				TP1124X	建设 2.365km、DN80 柔性复合中压输送管，同沟敷设光缆等
					建设 2.385km 燃料气管线，与生产管线同沟敷设
				S105-20H	井口至计量撬管线 200m（场内）
				TP174CH2	建设 TP174CH2 井至 TP-7 计量间柔性复合管 RF-Y（s）-II-100-6.4，1663m
	混烃外输管 线	新建峰海气站至三号联外输泵出口 DN80 混烃外输管线 0.7km，设计压力 3.0MPa，采用普通碳钢管+HTPO 内衬材质，峰海气站新建混烃提升泵 2 台（1 用 1 备）			
燃气加热 炉	座	1	在 TP1124X 设置一台 200kW 井口燃气加热炉，用于井口集输加热，配套燃料气管线与生产管线同沟敷设		
公辅工程	供电工程	/	/	依托区块已建电力设施	
	供水工程	/	/	依托塔河油田已建供水首站、供水末站、水源井、供水管线等供水设施，区内给水采用罐车就近从塔河供水首站或末站拉水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水	
	通信工程	/	/	依托区块已建通信设施	
	防腐工程	/	/	（1）集油管线采用 20#+（HCC）管线，外防腐（30mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）； （2）燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套	
	道路工程	/	/	依托区域已建油田道路	
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：燃气加热炉采用低氮燃烧器，同时使用净化后的天然气作燃料，烟气通过排气筒排放，采出液采取密闭集输工艺以减少有机物无组织挥发； 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：废水包括管线试压废水及施工人员生活污水。管线试压废水属于清淨废水，试压完成后用于区域降尘；施工人员居住在生活基地，依托基地生活污水处理系统达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二对应标准后用于生活基地、井场及通井路降			

项目	基本情况		
		尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉。 运营期：废水主要为油藏采出水，采出水随采出液经集输管线最终输送至周边联合站处理，达标后回注油层； 退役期：管线冲洗含油废水收集后拉运至联合站处理；	
	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；	
	固体废物	施工期：固废主要为施工人员生活垃圾、施工废料和管沟开挖土石方等。施工土方全部用于管沟回填；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；施工人员生活垃圾由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。 运营期：运营期落地油、废防渗材料等危险废物收集后委托有资质的单位进行无害化处理；废润滑油由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后委托有资质的单位进行无害化处理；	
	环境风险	运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪及4合1监控报警装置等	
	生态	施工期：优化管线走向，严格落实林地征占用手续，做到“占补平衡”；严禁占用、扰动生态保护红线和永久基本农田；严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：地面设施拆除、做到“工完、料尽、场地清”，场外管线冲洗后两端封堵，不再挖出，减小二次生态扰动	
依托工程	油气集输和处理	塔河三号联合站	本工程油气处理依托塔河三号联合站处理。塔河油田三号联合站于2005年11月建成投产，负责塔河油田10区（南）、11区、TPT的油气处理任务
		区内相关站场	TP-7计量间、TKK3-1-6井计量撬、11-2计量间、TP-10计转站等
	采出水处理	三号联合站采出水处理系统	本工程采出水处理依托三号联合站轻烃站处理。分离后的含油污水采用“压力高效聚结斜管除油器+沉降过滤”工艺处理达标后回注
	采出水回注	塔河油田注水开发一期、二期、三期、四期工程	塔河油田注水主要水源是联合站处理后污水，系统模式是以低压输水干线、支线为骨架，联合站污水通过管道低压集中输送注水区域，在区域内增压注水的系统。供水干线、支线是连接水源（4座联合站）和注水区域的重要环节，低压供水干线、支线分四期建设完成。实现一号联合站、二号联合站、三号联合站、四号联合站注水系统互相连通
	固体废物处理	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色	本工程落地油和废防渗材料收集后委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站等持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。危险废物经营规模：

项目	基本情况		
	环保工作站	120 万吨/年，其中，废液处理系统 50 万吨/年，减量化系统 10 万吨/年，含油污泥热相分离系统 60 万吨/年；阿克苏塔河环保工程有限公司危险废物经营许可证有效期限为 2022 年 1 月 27 日至 2027 年 1 月 26 日，本工程在委托处置前，关注其资质的有效性，否则须委托其他有资质的单位进行合规处置。	
	库车绿能环保科技有限公司	生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置	

3.3.1.5. 项目投资

项目总投资 1336.13 万元。

3.3.1.6. 劳动组织及定员

本工程建设周期 6 个月，工程运营期不新增劳动定员，管线巡线等均依托现有采油厂工作人员。

3.3.2. 油气资源概况

略

3.3.3. 总体开发方案

3.3.3.1. 开发部署

根据本工程的地理位置、井位分布、流体物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用塔河油田三号联合站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。本工程部属井均直接进入已建站场处理，原油、伴生气、燃料气等系统均依托已建系统进行集输，进行集输管线建设。

本工程井位部署详见下表：

表 3.3-4 本工程井位部署一览表

序号	井名	拟进站	厂别	区块	油气井类别	行政区
1	TKK3-1-11X	TKK3-1-6计量撬	三厂	11区	油井	沙雅县
2	TK1142H	11-2计量间	三厂	11区	油井	库车市
3	TP1124X	TP-10计转站	三厂	TP区	油井	库车市

序号	井名	拟进站	厂别	区块	油气井类别	行政区
4	S105-20H	场内新建计量撬	三厂	11区	油井	库车市
5	TP174CH2	TP-7计量间	三厂	TP区	油井	库车市

3.3.3.2. 开发指标预测

本工程在塔河油田采油三厂所辖11区、TP区部署5口油井，分别为TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2，工程主要建设内容为地面配套设施。根据前文“3.2现有工程”分析，本工程运营期产能均未超出原产能环评，因此本工程不新增产能。

3.3.3.3. 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见下表：

表 3.3-6 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	采油井	口	5
2		原油总产量	10 ⁴ t/a	不新增
3		伴生气总产量	10 ⁸ m ³ /a	不新增
4		集输管线	km	12.243
5		井场道路	km	/
6		新增井场燃气加热炉	台	1
7	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	20
8		运营期天然气消耗量	万 m ³ /a	18.74
9	综合指标	总投资	万元	1336.13
10		环保投资	万元	25
11		总用地面积	hm ²	4.6563
12		永久占地面积	hm ²	0
13		临时用地面积	hm ²	4.6563
14		劳动定员	人	无人值守
15		工作制度	h	7920

3.3.4. 主体工程

根据开发方案，本工程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。单井采出液就近进入已建计量阀组站，最终输往区内联合站进行

处理。

3.3.4.1. TKK3-1-11X 井地面配套工程

TKK3-1-11X井油气集输工程地跨库车市、沙雅县。主要建设TKK3-1-11井至TKK-3-1-6X井4井式计量橇已建预留头（D108×5.0 20S+HTPO），长度2420m，其中沙雅段约2065.41m、库车段约354.59m，征地宽度均为5m。在井场内建设标准化工艺管线及设备，TKK3-1-11X井油气集输工程所在区块原油是以轻质原油为主的低粘度、低硫、高含蜡的常规原油，原油密度大，黏度高，结合已有生产井情况考虑，TKK3-1-11X井采用电加热集输流程，井场内建设100kW、25MPa电磁加热器一座、RTU一座等。

3.3.4.2. TK1142H 井地面配套工程

本工程在TK1142H井场内建设RTU、配电箱、视频监控杆等设备。配套建设TK1142H井场至11-2计量间油气集输管线，长度2.51km，征地宽度为5米，规格为DN80柔性复合中压输送管，同沟敷设2.51km光缆。为常规密闭集输流程，井场不新增井口燃气加热炉。

TK1142H井油气集输工程线路起点为TK1142H井，终点为11-2计量间，征地长度为2510米，征地宽度为5米。

3.3.4.3. TP1124X 井地面配套工程

TP1124X井油气集输工程在井场内建设200kW加热炉、RTU、配电箱、视频监控杆等设备，为TP1124X井建设2.365km、DN80柔性复合中压输送管，起点为TP1124X井，终点为TP-10计转站，规格为RF-Y(S/X)-II-80-6.4，20mm保温层；燃料气管线为TP-10计转站至TP1124X井燃料气管线2.385km，规格为无缝钢管 D48×4.0 20# 2PE防腐，与光缆、油气集输管线同沟敷设，管项埋深距自然地坪不小于1.5m。管线作业带征地宽度为5m。

3.3.4.4. S105-20H 井地面配套工程

S105-20H井位于S105-1井场内。本工程在S105-20H井场内建设1座单井计量撬及配套井口至计量撬管线约200m（场内）。同时在井场内建设摄像杆及摄像头1个，硫化氢、可燃探头各1个，均不新增占地。

3.3.4.5. TP174CH2 井地面配套工程

TP174CH2井油气集输工程地跨库车市、沙雅县。主要建设TP174CH2井至TP-7计量间柔性复合管RF-Y(s)-II-100-6.4, 长度预计1663m。同时在井场内建设配套生产管线, 规格为无缝钢管D108×5.0 20#+HTPO内衬, 长度预计40米; 为井场内现有加热炉建设进出口管线, 规格为无缝钢管 D89×5.0 L245NS, 长度预计15米。管线作业带征地宽度均为5m。

3.3.4.6. 采油三厂混烃回收工程

将峰海气站产生的混合轻烃输送至三号联外输泵出口, 新建峰海气站至三号联外输泵出口外输管线。相应配套结构、电力、自控、等公用工程。峰海气站新建混烃外输泵两座(1用1备), 规格为: $Q=5\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=300\text{m}$ 、 $N=18.5\text{kW}$ 。

本次改造建设规模为:

- (1) 混烃分离器操作压力(MPa): 1.0~1.3
- (2) 混烃分离器操作温度(°C): 20~25
- (3) 三号联原油外输泵出口压力(MPa): 1.5~2.0
- (4) 峰海混烃外输量: $3\text{m}^3/\text{h}$
- (5) 外输管道设计压力: 3.0MPa

峰海气站至三号联外输管线规格为 $\Phi 88.9 \times 5.49$ 、20+HTPO内衬, 长度为700m。混烃输送规模 $3\text{m}^3/\text{h}$, 接入三号联原油外输泵出口, 确保原油饱和蒸气压达标、系统稳定运行。项目实施后可打通混烃外输通道, 实现即产即输, 彻底解决储罐库容饱和、装置降产停产风险, 保障峰海气站与轻烃站连续高效运行; 替代公路装车运输, 消除火灾、爆炸、泄漏等重大安全隐患, 降低运输损耗与运维成本, 提升气站整体经济效益与本质安全水平。

3.3.4.7. 地面配套工程管线汇总

本工程地面配套工程管线汇总见下表:

表 3.3-7 本工程地面配套工程管线一览表

序号	项目	起点	终点	区块	厂别	管线长度 /km	井口 200kW 燃气加 热炉/台	类别	行政区
1	TKK3-1-11X井集油管线	TKK3-1-11X	TKK3-1-6计量撬	11区	三厂	2.420	/	油井	库车市沙雅县
2	TK1142H井集油管线	TK1142H	11-2计量间	11区	三厂	2.510	/	油井	库车市
3	TP1124X井集油管线	TP1124X	TP-10计转站	TP区	三厂	2.365	1	油井	库车市
4	TP1124X井燃料气管线	TP-10计转站	TP1124X			2.385			
5	S105-20H井集油管线	S105-20H	井场内新建计量撬	11区	三厂	0.200	/	油井	库车市
6	TP174CH2集油管线	TP174CH2	TP-7计量间	TP区	三厂	1.663	/	油井	库车市沙雅县
7	混烃外输管线	峰海气站	三号联	/	三厂	0.70	/	/	库车市
合计						12.243	1	-	-

3.3.5. 配套工程

3.3.5.1. 给排水工程

(1) 给水

站内给水采用罐车就近从各自区块水源井供水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水。

(2) 排水

施工期产生的废水主要为管线试压废水和施工人员生活污水。其中，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；施工期施工人员居住在生活基地，依托基地生活污水处理系统达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二对应标准后用于生活基地、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉。

运营期废水主要为油藏采出水，采出水随采出液经集输管线最终输送至联合站处理，达标后回注油层；运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

3.3.5.2. 供配电工程

塔河油田建有完善的电力系统，区域内10kV配电网较为完善，本工程生产用电依托已建电力系统，可以满足本工程供电需求。

3.3.5.3. 自控工程

单井设置油压、套压、回压、油温、回温、套温，电参数、示功图检测、硫化氢气体检测、可燃气体检测，加热炉温度、压力、燃气流量监测，井口设置RTU，采集仪表信号并上传上级站场。

3.3.5.4. 通信工程

依托现有设施，井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及RTU数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。

3.3.5.5. 道路工程

项目所在区域路网发达，不考虑设置主干路，井场道路从就近已有油田道路进行引接。

3.3.5.6. 防腐设计

根据区块油气物性和腐蚀现状，对管线采取以下防腐措施。

- (1) 集油管线采用管线+外防腐（30mm、40mm厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）。
- (2) 燃料气供给管线采用普通级二层PE防腐，补口采用聚乙烯热收缩套。

3.3.5.7. 供热工程

拟建项目施工期供热依托已建生活基地供暖。

运营期TKK3-1-11X采用井口加热集输工艺，新建一座100kW 25MPa电磁加热器，加热对象为采出液；TP1124X井场采用井口加热集输工艺，设置一台200kW井口燃气加热炉，燃料气管线与油气集输管线同沟敷设，加热对象为采出液，加热炉使用的燃料气来源于联合站经过净化后的天然气。燃料气低位发热值约为33.812MJ/m³；TK1142H不涉及供热工程；S105-20H与S105-1同井场，运营期依托井场已建供热设施；TP174CH2为老井，建有井场加热炉，本工程在TP174CH2井场内建设加热炉进出口管线，规格为无缝钢管 D89×5.0 L245NS，长度预计15米。

3.3.6. 硫平衡

根据资料，项目所在区域伴生气硫化氢平均浓度为 $900\text{mg}/\text{m}^3$ ，本工程最高年伴生气产生量约 $0.1205\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，据此核算出本工程伴生气中硫化氢最大量为 $10.8405\text{t}/\text{a}$ 。天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分全部进入联合站处理。

3.3.7. 依托工程

本工程依托工程主要包括塔河油田三号联合站以及阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站等，各依托工程基本情况介绍如下。依托工程与项目位置关系见下表：

表 3.3-8 本工程与依托工程关系位置情况一览表

序号	依托工程	位置关系
1	塔河油田三号联合站	TKK-3-1-6X井以北约9.1km
2	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站	TK1142H井东北约20km

3.4. 工程分析

3.4.1. 主要生产工艺过程

3.4.1.1. 施工期

施工期主要包括地面工程和油气集输工程等内容，工艺流程及排污节点分述如下：

(1) 地面工程建设

本工程地面工程主要包括井场设备安装及管线连接，管线敷设等。

1) 井场建设

本工程新增井口燃气加热炉均用于井口集输加热。井场设备安装首先需对场地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油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，对施工场地临时用地进行平整恢复，清除井场临时用地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

2) 管线建设

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢距及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为0.8m，管沟边坡比为1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

根据征地资料，本工程场外管线施工作业带宽度控制在5m范围内。

③管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第2部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向安装要求。

④管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

⑤吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的95%，且最高点压力应为管道设计压力的1.5倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑥穿越工程

a.光、电缆及其它管道穿越

一般情况下，管道与其他埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并做出明显标记。在交叉点两侧各5m范围内必须采用人工开挖。

b.公路穿越

本工程公路穿越主要为油气田内部公路穿越，穿越方式采用大开挖穿越，穿越管段加20#无缝钢制套管保护，套管规格为 $\phi 219 \times 7.0\text{mm}$ 。

c.洪沟穿越

本工程所在区域处于渭-库三角洲绿洲与塔里木河冲洪积平原之间的平坦过渡地带，地势缓、高差较小，项目所穿越的洪沟均属季节性含水沟，旱季无水，有水时水力差较小、流动性较低，穿越方式采用旱季大开挖、雨水季顶管方式穿越，以具体施工现场含水情况为准，穿越段管线保护采取管壁加厚，并设置保护套。其中，顶管穿越方式是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。该方式施工具有不破坏现有地表，减少开挖土方，不会对洪沟水流走向造成明显影响等优点。

本工程穿越洪沟管道埋深不小于沟底以下1.2米，穿越段管线保护采取管壁加厚，并设置保护套，非正常状态下，油气管道内层破裂后，外层敷有保护套将起到防止

油气外泄的作用，同时泄漏的原油和天然气首先会进入管道外的保护套内，发生事故时将管内残留的原油及天然气抽出，由罐车拉至联合站处理，不会有原油及天然气泄漏至玻璃钢管之外，亦不会造成因原油泄漏而污染地表水。

顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

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

⑦管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上500mm左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面300mm。

3.4.1.2. 运营期

本工程主体工程为TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2的地面油气集输工程，新建峰海气站至三号联外输泵出口DN80混烃外输管线0.7km；单井集输采用密闭集输流程，油气处理依托已建塔河油田三号联合站。单井采出液就近进入已建阀组，通过计量站最终输往联合站进行处理。

3.4.1.3. 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边建筑垃圾填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2. 环境影响因素分析

本工程建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

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

本工程包括地面工程建设、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和

生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井油气储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

3.4.3. 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自地面设施施工产生的扬尘及汽车尾气排放、施工人员的生活污水和生活垃圾、机械设备保养等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.4.3.1. 生态影响因素

本工程生态影响因素主要体现在项目占地中。工程占用土地主要为临时用地，包括管沟施工作业带的临时用地等，将暂时改变土地原有使用功能。临时用地施工结束后可逐步恢复原有使用功能。根据估算，本工程总占地约4.6563 hm²，均为临时用地，占地类型有林地、草地等。详见下表：

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (m ²)			说明
		永久占用	临时使用	合计	
1	TKK3-1-11X	0	11158.84	11158.84	在井场内新增设备不新增占地，场外占地为井场配套地埋管线临时用地，长度预计 2420m。根据征地勘测定界材料，施工作业带宽度在 5m 以内，面积约 11158.84m ² （部分区域有避让），用地类型主要为林地、草地等
2	TK1142H	0	11283.7	11283.7	在井场内新增设备不新增占地，场外占地为井场配套地埋管线临时用地，长度预计 2510m。根据征地勘测定界材料，施工作业带宽度在 5m 以内，面积约 11283.7m ² （部分区域有避让），用地类型主要为林地、耕地、草地等
3	TP1124X	0	11101.06	11101.06	在井场内新增设备不新增占地，场外占地为井场配套地埋管线临时用地，长度预计 2365m。根据征地勘测定界材料，施工作业带宽度在 5m 以内，面积约 11101.06m ² （部分区域有避让），用地类型主要为林地、草地、采矿用地等
4	S105-20H	0	0	0	200m 管线及配套设备均在井场永久

序号	工程内容	占地面积 (m ²)			说明
		永久占用	临时使用	合计	
					占地内，不新增占地
5	TP174CH2	0	7419	7419	在井场内新增设备不新增占地，场外占地为井场配套地埋管线临时用地，长度预计 1663m。根据征地勘测定界材料，施工作业带宽度在 5m 以内，面积约 7419m ² （部分区域有避让），用地类型主要为林地、草地、道路、采矿用地等
6	混烃外输管线	0	5600	5600	
合计		0	46562.6	46562.6	约合 4.6563 hm ²

3.4.3.2. 施工期污染源分析

（1）废气污染源

本工程在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气等。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、设备基础施工、车辆运输等环节，施工过程周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②施工车辆尾气

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

③焊接废气

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

（2）废水污染源

施工期废水主要为管线试压废水和施工人员生活污水。

①试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为SS。试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程新建管线 12.243km ，试压废水量约为 30.61m^3 ，因单根管线长度较短，不考虑损耗量，主要污染物为SS。试压结束后可用作场地降尘用水，不外排。

④生活污水

本工程施工期施工人员约50人，施工期约6个月，每人每天生活用水最高按100L计算，生活用水总量为 900m^3 ，生活污水排放量按用水量的80%计算，则施工期生活污水总产生量总计为 720m^3 。生活污水主要污染物为COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS等，其主要指标浓度COD为 350mg/L ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 60mg/L 、SS为 240mg/L 。施工人员居住在油田生活基地，生活污水依托基地内生活污水处理系统处理，不外排。

(3) 固体废物污染源

① 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、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 ，本工程新建管线 12.243km ，施工废料产生量约为 2.45t 。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置清运、处置。

② 土石方

本工程管沟长度共计 9.858km ，共开挖土方约 7.64万 m^3 ，回填土方 7.64万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本工程土石方平衡见下表：

表 3.4-2

土方挖填方平衡表

单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	7.64	7.64	0	-	0	-
合计	7.64	7.64	0	-	0	-

③ 生活垃圾

本工程施工期施工人员约50人，施工期约6个月，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4.5t，生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置。

(4) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工等过程中各种施工机械设备噪声以及物料运输车辆噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表A.2和类比油田开发工程中管线铺设等情况，项目施工期采用的各类施工设备产噪值见下表：

表 3.4-3 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
1	装载机	88/5
2	挖掘机	90/5
3	运输车辆	90/5
4	吊装机	84/5

3.4.4. 运营期环境影响因素分析

3.4.4.1. 废水污染源

(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。采出液在已建联合站进行脱水处理。根据资料，区域井口采出液含水率约为37.8%。本工程建成后预计采出水约 $0.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油藏采出水进入塔河油田三号联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注油层，不外排。

(2) 生活污水

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守。故运营期间不新增生活污水。

3.4.4.2. 废气污染源

本工程运营期的废气排放源主要为新增井场燃气加热炉产生的有组织废气，温室气体排放源、无组织排放源主要为井口、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燃气加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返输天然气），烟囱高度不低于 8m。井场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为井场燃气加热炉功率，kW，本工程均为200kW加热炉；

ε为井场燃气加热炉热转化效率，本工程取0.9；

Q_L为燃气的低位热值，kJ/m³，根据燃气分析结果，取33812kJ/m³；

t为井场燃气加热炉运行时间，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。

则本工程井场燃气加热炉燃气量情况见下表：

表 3.4-4 井场燃气加热炉耗气量及设置台数一览表

加热炉	年工作小时（h）	单台锅炉 燃气量（m ³ /h）	单台锅炉燃气量 （万m ³ /a）
200kW	7920	23.66	18.74

工业废气量、二氧化硫、氮氧化物根据《排放源统计调查产排污量核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数计算；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；氮氧化物按照低氮燃烧-国内一般，取排放系数为 15.87 千克/万立方米-原料。

颗粒物的排放浓度取值：实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放类比塔河油田同类型井场燃气加热炉《塔河油田东部 2021 年产能建设项目（二期）竣工环境保护验收调查报告》（水清清（监）（2025）-YS-078 号）中的监测数据，该验收中

井场 200kW 井场燃气加热炉使用塔河油田三号联轻烃站净化后的天然气作为燃料，烟气经 8m 烟囱高空排放；颗粒物实测排放浓度在 $4.1\text{mg}/\text{m}^3 \sim 5.3\text{mg}/\text{m}^3$ 、折算排放浓度在 $5.4\text{mg}/\text{m}^3 \sim 7.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。类比井场燃气加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。根据类比结果，最终颗粒物排放浓度取值 $7.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

表 3.4-5 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	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	0.02S①	直排	0.02S①
				氮氧化物	千克/万立方米—原料	15.87（低氮燃烧—国内一般）	直排	15.87
						6.97（低氮燃烧—国内领先）	直排	6.97
						3.03（低氮燃烧—国际领先）②	直排	3.03

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）是指燃气收到基硫含量，单位为毫克/立方米。S取100。②本工程采用低氮燃烧系数。

井场燃气加热炉烟气量见下表：

表 3.4-6 本工程烟气量一览表

用气单元	燃气量（万 m^3/a ）	烟气量（万 m^3/a ）
TP1124X井场200kW燃气加热炉	18.74	201.92

井场燃气加热炉污染物产生排放情况见下表：

表 3.4-7 本工程新建井场加热炉污染物排放情况

污染源 200kW井 场加热 炉	耗气量 万 m^3/a	烟气量 万 m^3/a	污染物排放情况								
			SO ₂			NO _x			颗粒物		
			kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³
TP1124X	18.74	201.92	0.0047	0.037	18.56	0.0375	0.297	147.28	0.0018	0.014	7.0

根据上表可知，本工程新建井场加热炉 SO₂、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（SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³，颗粒物：20mg/m³）。

根据项目所在地阿克苏生态环境局要求，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，本工程运营期加热炉燃用 $18.74 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 燃产天然气产生的挥发性有机物约 0.031 t/a，据此根据烟气量核算燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 $15.591 \text{mg}/\text{m}^3$ 。

本工程井场加热炉配套建设1根烟囱，高度不低于8m、内径约0.3m、排气温度约120℃，各污染因子排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物：20mg/m³；SO₂:50mg/m³、NO_x:200mg/m³）要求。

（2）无组织废气

1) 无组织非甲烷总烃

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、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。项目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的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算：

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

$E_{\text{设备}}$ ——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。

设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表见下表：

表 3.4-8 设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	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，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见下表：

表 3.4-9 本工程井场无组织废气NMHC核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)		排放速率 (kg/h)
			n	$eroc.i$	t_i	$D_{\text{设备}}$	/	
1	单座采油井	阀门	21	0.064	8760	0.035	0.138	0.004
2		法兰	46	0.085	8760	0.103		0.012
本工程 5 座采油井合计						0.690		/

表 3.4-10 S105-20H井单井计量撬无组织废气NMHC核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量(t)	排放速率 (kg/h)
			n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备}$	/
1	S105-20H井单井计量撬	阀门	28	0.064	8760	0.047	0.005
		法兰	65	0.085	8760	0.145	0.017
合计			/	/	/	0.192	/

表 3.4-11 混烃回收工程无组织废气NMHC核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量(t)	排放速率 (kg/h)
----	------	---------------	----------------	--------------	---------	-------------

			n	$eroc.i$	t_i	$D_{\text{设备}}$	$/$
1	混烃回收工程	阀门	22	0.064	8760	0.037	0.004
		法兰	48	0.085	8760	0.107	0.012
合计			$/$	$/$	$/$	0.144	$/$

因此，项目运营期无组织排放NMHC= $E_{\text{井场}}+E_{\text{计量撬}}+E_{\text{混烃泵}}=0.690\text{t/a}+0.192\text{t/a}+0.144\text{t/a}=1.026\text{t/a}$ 。

(2) 硫化氢 (H₂S)

根据资料，本工程伴生气中硫化氢含量约900mg/m³。本工程最高年伴生气产生量约0.1205×10⁸m³/a，据此核算出本工程伴生气中硫化氢最大量为10.8405t/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，则本工程5口生产井硫化氢无组织挥发量为0.0012t/a，据此每座井场硫化氢无组织挥发量为0.00017t/a、计量撬硫化氢无组织挥发量为0.00024t/a。

3.4.4.3. 固体废物污染源

本工程运营期正常工况下固体废物产生量较少，主要为管道清管、设备检修及事故状态下产生的含油废物、落地油、废防渗材料、含油抹布、废润滑油、废旧零部件等。工程不新增劳动定员，不新增运营期生活垃圾；不涉及钻井、侧钻和储层改造工程，不产生钻井泥浆、钻井岩屑、废油基泥浆及岩屑、磺化岩屑等钻井固体废物。

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

①落地油

落地油主要来自阀门、法兰等设施油品渗漏及突发环境事件产生的落地油，属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08类危险废物（废物代码：071-001-08）。本工程运营期5口井，预计落地油0.25t/a，落地油回收率为100%，落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。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》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》，按各采油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材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1~2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本工程部署5口井，预计废防渗材料约1.25t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，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，废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油

本工程废润滑油主要是采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约0.05t，本工程部署5口井，废润滑油产生量约0.25t/次，属于危险废物HW08（废物代码：900-214-08），可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

综上，本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等，其中落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

3.4.4.4. 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见下表：

表 3.4-13 噪声源设备

序号	噪声源名称	数量/（台/套）	源强/dB（A）	降噪措施	降噪效果/dB（A）
1	采油树	1	80	基础减振	10
2	真空加热炉	1	90	基础减振	10

3	混烃泵	1用1备	95	基础减振	10
---	-----	------	----	------	----

拟建项目产噪设备主要为采油树、真空加热炉、混烃泵噪声，噪声值为80~95dB（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）。

3.4.4.5. 运营期三废排放状况汇总

本工程运营期三废排放状况见下表：

表 3.4-14 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污 染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集 输	加热炉 废气	NO _x	0.297	0.297	经不低于8m高的烟囱排放
			SO ₂	0.037	0.037	
			颗粒物	0.014	0.014	
			NMHC	0.031	0.031	
		无组织 排放废 气	NMHC	1.026	1.026	大气
			硫化氢	0.0012	0.0012	
废水	采出水		废水量 (万 m ³ /a)	0.65	0	采出水进入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)标准后回注油 层，不外排
固体 废物	井场作 业	落地油	-	0.25	0	落地油回收至密闭专用罐车后委 托持有危险废物经营许可证的单 位进行无害化处理
	井场作 业	废防渗 材料	-	1.25	0	废防渗材料折叠打包装袋收集后 委托持有危险废物经营许可证的 单位进行无害化处理
	采油设 施维修	废润滑 油	-	0.25/次	0	可由联合站自行利用或委托持有 危险废物经营许可证的单位接收 处置
噪声	采油树、 加热炉	机械噪 声	-	80~95dB (A)	厂界达 标	选用低噪声设备，采取减振、隔 声、消声等降噪措施

本工程所在的中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂排污许可证证书编号为91650000742248144Q084U，属于简化管理，有效期限自2023年7月2日至2028年7月1日止。根据该排污许可证，NO_x排放总许可量为2.874t/a。

3.4.5. 退役期环境影响因素分析

退役期主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.4.5.1. 退役期环境空气影响因素分析

(1) 退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(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。

3.4.5.2. 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，水环境影响因素主要为埋地管线的冲洗废水。本工程新建管线 12.243km，冲洗废水按照每千米 2.5m³ 核算，预计产生含油废水约 30.61m³，废水收集入罐后拉运至联合站污水处理系统进行处理，严禁外排。井口严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行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，避免发生油水串层。

3.4.5.3. 退役期噪声污染源分析

项目退役期噪声主要包括建（构）筑物结构施工、设备吊运拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油气田实际情况，项目退役期拟采用的各类施工设备产噪值见下表：

表 3.4-16 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声功率级 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	吊装机	—	60	40	1.5	88	基础减振	昼间/夜间

(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。

3.4.5.4. 退役期固体废物污染源分析

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收

集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建管线 12.243km，则退役期清管废渣量约 0.014t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

3.4.5.5. 退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

油田单井进行开采后，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖除，避免对生态环境的二次破坏。

（2）闭井后拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（5）井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

3.4.6. 非正常排放

本工程建设可能出现的事故主要有管线泄漏事故。

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

染土壤和地下水。单井采气管线发生破裂，天然气泄漏，天然气泄漏引发火灾事故时，不完全燃烧产物CO、SO₂、烟尘将会对周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。

3.5. 相关法规、政策、规划符合性分析

3.5.1. 相关法规、政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录（2024本）》符合性分析

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。本工程位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地塔河油田开采区域内，项目的建设符合国家的相关政策。

(2) 与《西部地区鼓励类产业目录》符合性分析

本工程属于石油、天然气开采项目，属于《西部地区鼓励类产业目录》中（一）《产业结构调整指导目录》中的鼓励类产业。

(3) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：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%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水由联合站污水处理系统统一处理调配；项目伴生气进行回收利用；落地油100%回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

(4) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

绿化面积，防治扬尘污染。

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

本工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。项目施工结束后拟对临时用地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

(5) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910号)、新环评价发〔2020〕142号的符合性分析

表 3.5-1 本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕

910号)、新环评价发〔2020〕142号的符合性分析

序号	政策文件要求	符合性分析	结论
1	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已开展《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见。本工程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
2	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。	西北油田分公司已经按规定在塔河油田油气开采，采用密闭集输工艺，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
3	井场加热炉等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求；	本工程井场加热炉使用处理后的返输干气，硫含量低，废气排放可以达到满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污	本工程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

	泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。		
5	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。	本工程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
6	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三厂于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三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652924-2024-062-M（沙雅县）、652923-2024-219-M（库车市）。	符合
7	建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。	根据开发时序，西北油田分公司已经按规定在塔河油田开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。	符合

综上所述，本工程建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号的文件要求。

（6）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的符合性分析

结合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）及中国石化集团公司绿色企业行动计划，西北油田对标分析、分类施策，制定了符合自身基层实际的绿色基层创建方案和细化的评价指标体系及计划清单逐项开展创建工作，加快完成环保隐患重点治理工程。相继完成了塔河油田三号联、二号联混烃脱硫优化工程，减少碱渣近3000吨；四号联混烃脱硫优化工程通过新建混烃脱硫塔及配套设施，消除了装卸车、转运、处置过程存在的安全、环保风险，解决了碱渣处理尾气的恶臭问题。

加快节能改造工程项目实施，先后对油田内单井井口加热炉自控系统进行改造，实现自动启停炉、温度自动控制，节约天然气1390万方，增效1422万元。

各采油基层单位先后实施了储罐检修作业污染物不落地，站库标准化建设，一册三卡修订、生产区域视频监控系统升级改造等一系列措施，促进全员环保节能意

识得到显著提升，现场环保管理工作得到进一步规范。

西北油田分公司按照绿色企业考核指标，通过“六查六核”方式，于2020年底，通过验收并获得绿色企业称号。

本工程为西北油田分公司塔河油田滚动开发项目，主要包括5口井的地面配套油气集输工程，油气水处理等均依托已建工程。矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面与现有工程一致，故本工程仍符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中相关要求。

(7) 与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）的符合性分析

本工程与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）符合性分析见表3.5-3。

表 3.5-2 与国发〔2023〕24号文件的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本工程地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含VOCs原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本工程为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本工程运营期井场加热炉为天然气，属于清洁能源	符合
强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强VOCs泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到2025年，全国80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任	本工程运营期井场新增燃气加热炉采用低氮燃烧技术	符合

文件要求	本工程	符合性
务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。		
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧20公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本工程所在区域不属于“联防联控区”	符合

综上，本工程建设符合《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）相关要求。

（8）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

表 3.5-3 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌和站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时用地，尽可能减少对区域生态的影响	符合
	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	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

（9）与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

表 3.5-4 本工程与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

法规	符合性分析	结论
----	-------	----

第二十一条在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。	根据新疆第六次沙化监测报告，本工程所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”，环境影响报告包括有关防沙治沙的内容	符合
--	---	----

（10）与《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）符合性分析

根据《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）文件要求，沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价。根据新疆第六次沙化监测报告，本工程所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”，项目环境影响评价包括具有防沙治沙的内容。

（11）与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）符合性分析

表 3.5-5 本工程与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》
（GB/T43936-2024）符合性分析

法规	符合性分析	结论
9.4 复垦修复措施 9.4.1 井场/9.4.1.1 不再使用的井场临时用地应及时实施复垦修复工程；不再继续使用的井场建设用地区，宜及时开展复垦修复工作。由于井场用地点多、线长、单宗用地面积小等特征，整地、景观规划设计、水系连通等地貌重塑、景观营建工程建设标准应与周边保持一致与协调。9.4.2 井场复垦修复应在拆除砌体和剥离废渣后，通过土壤重构工程（清理、覆土、翻耕、平整、生物化学措施）、植被恢复工程以及配套工程，实施井场复垦修复工程。9.4.1.2 清理工程/9.4.1.2.1 在建井结束和井场临时用地主体工程完毕后，应对井场临时用地实施地表废弃物清理工程；在井场闭井工程完毕，拆除砌体和剥离废渣后，应进行井场建设用地区地表废弃物清理。9.4.1.4 翻耕工程/清理工程后，宜翻耕压实土壤，翻耕厚度根据实际压实情况进行确定，宜不低于 30cm。地表沙化的区域应减少地表扰动，不宜实施翻耕工程。10 管理维护 复垦修复为园地、林地和草地的，应针对植被进行养护，包括林草地补植补种、病虫害防治与火灾防控等。	本工程总占地约 4.6563 hm ² ，均为临时用地，占地类型有林地、草地、耕地、采矿用地等。退役期间，井场临时用地实施地表废弃物清理工程，对井场进行复垦翻耕，自然植被区域自然恢复。	符合

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

表 3.5-6 本工程与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》
符合性分析

文件要求	本工程	符合性
------	-----	-----

文件要求		本工程	符合性
选址与空间布局	1.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。	项目符合《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求,项目为现有塔河油田改扩建项目;《西北油田分公司“十五五”规划》正在开展中	符合
	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下,经环境影响比选论证后,适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家 and 自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本工程不涉及	符合
污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,有效降低生态环境影响。	本工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间,提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求,有效降低生态环境影响	符合
	2.陆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。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫黄回收工艺,减少二氧化硫排放。	本工程采取密闭工艺,井场边界《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求;井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料,加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	符合
	3.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	本评价提出有具体降碳措施	符合

文件要求	本工程	符合性
不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。		
4.陆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。	本工程运营期采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理达标后回注地层，不外排	符合
5.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）和《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本工程采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层	—
6.钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本工程为塔河油田已开发区块内地面集输系统配套完善工程，不涉及新钻井、侧钻、压裂、酸化、试油及井下作业，不新建油气集中处理站场，不新增采出水处理设施和生产废水外排口。	符合
7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本工程井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合
8.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）》（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。	退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油井、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	符合

文件要求	本工程	符合性
	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	

综上，本工程符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》相关要求。

（13）与《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局 关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）符合性分析

表 3.5-7 本工程与生态保护红线管理要求的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行	本工程距离生态保护红线最近距离约20m，为TK1142H井至11-2计量间的管线，为避让生态保护红线，管线作业带宽度已从常规的8m降至5m以内。西北油田分公司生产运行部负责监督施工单位在工程建设过程中落实。在生态保护红线周边施工作业时严格控制作业带宽度，严禁随意进入生态保护红线区内等相关环境保护措施和环境保护管理要求	符合

综上，本工程符合《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局 关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》相关要求。

（14）与《基本农田保护条例》符合性分析

表 3.5-8 本工程与永久基本农田管理要求的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
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	本工程不占用永久基本农田	符合
禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	本工程不占用永久基本农田	符合

综上，本工程符合《基本农田保护条例》相关要求。

3.5.2. 相关规划符合性分析

3.5.2.1. 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西

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

3.5.2.2. 项目与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，明确新疆“五大战略定位”，提出打造全国能源资源战略保障基地核心任务，构建油气生产加工产业集群；同时坚守生态优先、绿色发展主线，统筹塔里木河流域综合治理、胡杨林保护、荒漠化防治、生物多样性保护，推动油气行业绿色勘查、集约开采，实现资源开发与生态保护协同共进。核心相关部署如下：

能源产业定位：加大塔里木、准噶尔盆地油气增储上产力度，做强油气生产加工产业集群，提升西气东输供气保障能力，夯实国家能源安全“压舱石”；推进油气行业绿色低碳转型，推广清洁开采、土地复垦、迹地生态修复技术，严控开发扰动范围，落实绿色矿山建设要求。

塔里木河流域生态治理：持续实施塔里木河胡杨林拯救行动，巩固环塔克拉玛干沙漠锁边“绿围脖”成果，强化防风固沙公益林管护，推进水土流失、土地沙化综合治理，落实山水林田湖草沙一体化保护修复新疆维吾尔自治区人民政府。

生物多样性保护：实施生物多样性保护重大工程，重点保护塔里木兔、鹅喉羚、塔里木马鹿等区域特有珍稀野生动物，保护胡杨、胀果甘草等原生保护植物，严格管控开发项目对野生动植物生境的扰动，健全工程生态避让、补偿、修复机制。

开发管控要求：沙区、荒漠油气项目坚持最小扰动原则，严控永久与临时占地面积，避让生态保护红线、永久基本农田；占用公益林严格执行占补平衡；施工、运营、退役全周期落实水土保持、防沙治沙、植被恢复措施，建立全流程生态监管

体系。

区域高质量发展：依托塔河油田等成熟油气区块实施滚动开发，盘活现有油田配套道路、场站、管网资源，减少新增土地扰动；推动南疆油气产业稳产能、延链条，带动地方就业与经济发展，实现富民兴疆目标。

本工程属于油田存量区块滚动开发，新增油气产能可稳定区域油气供给，助力新疆夯实国家能源安全保障底座，支撑油气生产加工产业集群扩容提质，匹配“十五五”能源产业发展核心任务。管线优化走向，管线作业带宽度已从常规的8m降至5m以内，全程不侵入生态保护红线、永久基本农田范围，从源头降低生态损失，符合规划“开发不触碰生态底线”要求。综上，本工程建设符合新疆“十五五”国民经济和社会发展规划纲要总体要求。

3.5.2.3. 与国土空间规划的符合性分析

(1) 与《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》（国函〔2024〕70号）符合性分析

国务院于2024年5月17日对《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》进行了批复。规划指出，到2035年，新疆耕地保有量不低于10121.00万亩，其中永久基本农田保护面积不低于8223.83万亩；生态保护红线面积不低于42.33万平方千米；城镇开发边界扩展倍数控制在基于2020年城镇建设用地规模的1.35倍以内；落实战略性矿产资源等安全保障空间，全面锚固高质量发展的空间底线。发挥区域比较优势，优化主体功能定位，细化主体功能区划分。筑牢塔里木河等生态安全屏障，构建生物多样性保护网络，加强天然林和草原保护修复，扎实推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理。建设好国家大型油气生产加工和储备基地、大型煤炭煤电煤化工基地、大型风光电基地和国家能源资源陆上大通道，保障战略性矿产资源安全。

本工程属于石油天然气开采项目，所在区域不压占基本农田、生态保护红线以及城镇开发边界，项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》相关要求。

(2) 与《阿克苏地区国土空间总体规划（2021年-2035年）》符合性分析

规划聚焦社会稳定和长治久安总目标，以贯彻新发展理念、推动高质量发展为主题，强化粮食安全、生态安全和边境安全保障作用，加大生态修复以及生态治理力度，加快推进生态修复工程，恢复和保持地区生态环境，成为国家西部地区重要的生态屏障。统筹划定三条控制线，坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护；对已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善；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；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。构建“两廊·八带·四区·多点”的区域生态保护格局；统筹构建生态安全格局，巩固生态治理成果，注重全域生态环境，逐步形成以自然保护区、自然公园为主的自然保护地体系；规划到2035年，实现地区生态环境质量总体改善，生态系统服务功能稳定提高，生态屏障安全格局巩固、深化。

本工程属于石油天然气开采项目，所在区域不压占基本农田、生态保护红线以及城镇开发边界，项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小，符合《阿克苏地区国土空间总体规划（2021年-2035年）》相关要求。

3.5.2.4. 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》符合性分析

（1）水土保持分区

根据《全国水土保持规划（2015—2030年）》（国函〔2015〕160号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为8个一级区、40个二级区、115个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生

态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

库车市、沙雅县属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

(2) 水土流失治理分区

水土流失重点预防区的定量指标主要包括地形坡度、集中连片面积、林草覆盖率、轻度以下水土流失面积占总土地面积的比例。定性因素主要考虑水土保持功能的重要性，水土流失潜在危险危害程度，是否处于江河源头区、饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地、水功能区中的自然保护区和重要源头水保护区。

水土流失重点治理区的定量指标包括水土流失面积占总土地面积的比例，中度以上水土流失面积占水土流失面积的比例。定性因素主要考虑水土流失危害程度、水土流失治理的紧迫性、民生要求的迫切性。

根据新水〔2019〕4号文件，项目所在区域属于塔里木河流域重点治理区，详见下表：

表 3.5-9 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II重点治理区		
II3 塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、新和县、沙雅县、库车市

规划管理要求包括“本区域水土保持主要任务是……防灾减灾和防风固沙，治理规划中包括荒漠化治理”。

本工程按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，项目选线和拟采用的技术标准，充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不得另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被，因此本工程的各项水保措施符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》的管理要求。

3.5.2.5. 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见的符合性分析

表 3.5-10 与油田开发规划符合性分析一览表

文件要求	本工程	符合性
（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。	本工程不在生态保护红线范围内；本工程符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案相关要求；本工程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	符合
（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	本工程位于重点油气开发区域的“塔河地区”，符合西北油田分公司整体开发方案布局，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	本工程废气主要为加热炉烟气和井场无组织废气，加热炉内部采用低氮燃烧器，使用净化后的天然气作为燃料，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水，采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达标后回注地层，废水均不向外环境排放；固体废物遵循减量化、资源化、无害化原则，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	本工程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；本工程已提出一系列生态环境保护措施	符合

开展生态恢复治理工作		
(五) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任, 进一步健全生态环境管理和应急管理体系, 确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系, 开展长期跟踪监测。根据监测结果, 及时优化开发方案, 并采取有效的生态环境保护措施	本工程环境管理由西北油田分公司负责, 将日常环境管理工作纳入西北油田分公司现有 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	符合

综上, 本工程符合《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》及审查意见的相关要求。

3.5.2.6. 与《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) 符合性分析

文件指出, 其他行业企业中载有气态、液态VOCs物料的设备与管线组件密封点大于等于2000个的, 应开展LDAR工作。要将VOCs收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求, 开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准; 对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检; 在产生VOCS的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式, 并保持负压运行。

本工程所在的塔河油田已制定泄漏检测与修复(LDAR)计划, 定期进行检测、及时修复, 防止或减少跑、冒、滴、漏现象; 同时本工程采取密闭集输工艺, 符合《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) 的相关要求。

3.5.2.7. 与“碳达峰、碳中和”符合性分析

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、在全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, 计算拟建工程实施后温室气体排放量及温室气体排放强度, 提出碳减排建议, 并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。符合“碳达峰、碳中和”的相关要求。

3.5.3. 生态环境分区管控相符性分析

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区，根据《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本工程所在区域涉及库车市一般管控单元、沙雅县一般管控单元，相符性分析如下：

表 3.5-11 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65290230001	库车市一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田	/
维度	管控要求		本工程	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。		本工程建设符合阿克苏地区总体管控要求，项目建设前已对区域基本农田采取了避让措施，项目不占用基本农田；同时，项目不在土壤环境监管重点行业之列。	符合
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。		本工程建设符合阿克苏地区总体管控要求，不涉及畜禽养殖、农药使用等，施工期生活垃圾依托库车城乡建设投资（集团）有限公司处置。	符合
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		本工程为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；运营期	符合

	未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.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。		加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	
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。		本工程为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期采出水依托联合站处理达标后回注油层，酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。	符合
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元	一般管控单元	/
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关要求进行补偿。 2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求 4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、		本工程建设符合阿克苏地区总体管控要求，项目不占用基本农田。	符合

	倾倒有毒有害物质 6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物		
污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药 3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本工程建设符合阿克苏地区总体管控要求，不涉及畜禽养殖、农药使用等。 拟建项目采出水依托已建联合站处理达标后回注地层，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；施工期生活垃圾由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。	符合
环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保	本工程为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油 100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合

	受污染耕地全部实现安全利用。		
资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	本工程为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期废水依托联合站处理达标后回注油层。	符合

综上所述，本工程建设符合区域生态分区管控要求。

3.6. 选址、选线合理性分析

本工程为塔河油田已开发区块内地面集输系统配套完善工程，不涉及新钻井、侧钻、压裂、酸化、试油及井下作业，不新建油气集中处理站场，不新增采出水处理设施和生产废水外排口。根据现场调查和资料搜集，项目评价范围涉及生态保护红线、天然林、公益林、永久基本农田、水土流失重点预防区和重点治理区等区域，不占用法定生态保护区、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等生态敏感区，井场及管线选址均已避开生态保护红线。

占地类型方面，本工程所在区域的土地利用类型有林地、草地、耕地、采矿用地等。评价区域土地利用类型本底值面积比例较大的为林地、草地等；项目所占土地利用类型对林地等植被生境较好的区域进行避让，管线施工作业带宽度控制在5m以内，利用草地等植被生境较差的区域进行了替代，项目在占地类型方面选址较为合理。

土壤扰动影响方面，为避让高植被覆盖区域，本工程管线未采用两点之间取直的布线方式，因此会在一定程度上增加对土壤的扰动范围，但由此避让了土壤质地较好的区域，减小了项目对土壤的扰动程度。总体上项目施工对土壤的扰动影响较为合理。经核算，管线在采取避让措施后，长度较原设计方案增加了约1.5km，多扰动了0.75hm²的低植被覆盖区域，主要为稀疏灌丛，减少了约0.35hm²的胡杨疏林扰动。

保护植被分布方面，根据资料，评价区有胀果甘草、黑果枸杞、灰胡杨、膜果麻黄、大叶白麻、罗布麻等保护植物。现场调查，本工程占地区域未发现上述保护植物集中分布区，因此本工程在保护植被分布方面选址较为合理。

野生动物生境分布方面，根据现场调查，本工程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，因此本工程在野生动物生境分布方面选址较为合理。

地质稳定性方面，本工程所在区域为平原区，无断层及不良地质条件，本工程在地质稳定性方面选址较为合理。

洪水影响方面及环境敏感点分布方面，本工程所在区域为三角洲绿洲的下游区，

地势北高南低，南部分布有若干季节性冲沟分布，洪水影响主要体现在夏季雨季，对本工程影响较小，项目在洪水影响方面及环境敏感点分布方面选址较为合理。

综上，本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合新疆经济发展规划、环保规划、区域国土空间规划等，无重大环境制约因素，项目选址合理。

3.7. 清洁生产分析

本工程为既有油田地面集输系统配套完善工程，不涉及钻井、侧钻、储层改造、试油和井下作业。清洁生产分析重点从集输工艺、设备选型、能源利用、污染物控制、生态保护和环境管理等方面进行。

3.7.1. 工艺与装备清洁生产水平

本工程采用生产管线密闭集输、燃料气管线供给加热炉燃料气的工艺方案，单井采出液经加热、计量后通过生产管线密闭输送至周边既有阀组、计转站、联合站或相邻单井系统，减少了采出液在井场周边临时转运和敞口停留环节，降低了烃类物质无组织挥发和跑冒滴漏风险。

工程依托采油三厂既有生产管理及自控系统，对加热炉、计量装置、计量撬、阀组和管道泵等主要设施运行状态进行管理，采用无人值守、定期巡检的运行方式，有利于减少现场操作人员和生产管理过程中的环境风险。

本工程优先依托既有井场、道路、供电、通信和自控系统，不新建大型站场和通井道路；管线以埋地敷设为主，具备条件的管段采用同沟敷设，减少新增占地和地表扰动，符合油田地面工程集约化布置和清洁生产要求。

3.7.2. 污染控制和环境管理水平

本工程施工期采取洒水抑尘、临时堆土苫盖、施工废料分类收集、试压废水回用于施工场地洒水抑尘或区域降尘、临时占地及时恢复等措施；运营期采取燃料气清洁燃烧、密闭集输、密封点巡检维护、危险废物规范收集处置、生态恢复和环境风险防控等措施，能够减少污染物产生和排放。

本工程建成后纳入西北油田分公司及采油三厂现有QHSE管理体系，实行环境管理、隐患排查、设备巡检、应急处置和危险废物规范化管理。通过落实环境保护

“三同时”制度、运行期巡检维护制度、生态恢复制度和突发环境事件应急管理要求，可保证项目清洁生产措施持续有效。

本工程清洁生产水平分析见下表：

表 3.6-1 本工程清洁生产水平分析一览表

类别	本工程采取的清洁生产措施	清洁生产水平分析
集输工艺	采出液通过生产管线密闭输送，配套加热、计量设施，接入既有油田处理系统	减少敞口转运和烃类挥发，降低跑冒滴漏风险，符合密闭集输要求
工程布置	依托既有井场、道路、供电、通信和自控系统，管线埋地敷设，具备条件的管段同沟敷设	减少新增永久占地和地表扰动，符合集约化布置要求
能源利用	加热炉燃用燃料气，按工艺需要对管线及加热设施采取保温措施	燃料清洁，能耗与采出液加热和稳定输送需求相匹配
水资源利用	运营期不新增生产用水和生活用水，不新增生产废水外排口	减少新鲜水消耗和废水排放
污染控制	加热炉烟气经 8m 高烟囱排放，密闭集输设施加强密封点巡检，含油废物按危险废物管理	污染物产生环节明确，治理和管理措施可行
生态保护	施工期控制作业带宽度，施工结束后及时回填、平整和恢复地貌	降低临时占地和植被扰动影响，符合生态恢复要求
环境管理	纳入采油三厂现有 QHSE 管理体系和突发环境事件应急体系	环境管理责任明确，具备持续改进和风险防控能力

综上，本工程采用成熟可靠的地面集输工艺和清洁燃料，依托既有油田公辅、处理、环保和应急管理体系，污染物排放量较小，运营期不新增生产废水外排口，在落实设计和本评价提出的污染防治、生态恢复及环境管理措施后，项目清洁生产水平能够满足油田地面集输工程环境管理要求。

3.8. 污染物排放总量控制

3.8.1. 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。

3.8.2. 污染物总量控制因子

根据《“十五五”污染减排工作方案编制技术指南》，污染物排放总量控制因子如

下：

主要大气污染物：全国层面对氮氧化物（NO_x）和挥发性有机物（VOCs）实施排放总量控制。

主要水污染物：全国层面对COD和总磷实施排放总量控制。

3.8.3. 项目需求指标

（1）施工期

由于施工期集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消失，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

本工程运营期油气集输和处理采用密闭集输工艺，新建的井场内设置燃气加热炉，使用处理后的干气作为燃料，燃料燃烧产生NO_x、VOCs等废气。

运营期产生的采出水进入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，不外排。

根据上文核算，本工程需求指标为：NO_x为0.297t/a、有组织VOCs为0.031 t/a。

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

本工程为中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，位于新疆阿克苏地区库车市、沙雅县境内，西北距库车市市区约70千米，西距沙雅县城约57千米。涉及塔河油田11区、TP区，隶属西北油田分公司采油三厂管辖。

4.1.2. 地质构造

塔河油田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北东向展布的大型鼻凸，在长期的抬升暴露风化剥蚀过程中，使凸起大部分地区普遍缺失志留系—泥盆系及中、上奥陶统。海西晚期运动使凸起再次抬升暴露风化剥蚀，形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统，断块活动特征较为明显，大部分地区仅保留石炭系下统（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。

4.1.3. 地形地貌

本工程所在区域地形北高南低，自西北向东南倾斜，最高海拔为4550m，最低海拔922m。可概括划分为北部天山山地，冲积扇形砾石戈壁地和南部冲积平原。南部冲积平原，海拔在930~1225m之间，地形平坦。该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，自西向东依次为渭干河冲积洪积平原，库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海拔900m~1000m。工程区位于冲积平原，地表沉积物以粉细砂为主，地势平坦，海拔在940m左右。

4.1.4. 水文与水文地质

4.1.4.1. 水文

区域地表水体主要有塔里木河等。塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特马湖全长1321km，流域面积1.76万km²，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为HCO₃·Cl-Ca·Mg·Na为主，矿化度枯水期最大。

4.1.4.2. 区域水文地质

区域地下水在北部砾质平原接受大气降水、河渠水的渗漏补给，沿地层倾斜方向向南东运动，径流进入细土平原。根据区内地形、地貌、地质特征分析，自天山山前至塔里木河，含水层颗粒由卵石、圆砾渐变为粉细砂，由单层渐变为多层。黏性土从无到有渐增为多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组，即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式（隐蔽蒸发）排泄。下部承压水水质相对优良。上部潜水在砾质平原由于埋藏深，处于补给径流区，水质优良，至细土平原，由于埋藏浅，垂直蒸发强烈，造成潜水强烈浓缩，水质大多恶劣，不能饮用，其含盐量甚至可达50g/l以上，以Cl·SO₄-Na型水为主，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.5. 气候、气象

项目所在区域地处暖温带，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。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，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。

（1）日照与气温：每年日照时间2947h，日照百分率67%，7月份最长，日平均9.1h，12月份最短，日平均6.1h。年平均气温11.4℃，年极端最高气温41.5℃，极端最低气温-27.4℃，平均日较差11.9℃。

（2）降水与蒸发：平均年降水量74.5mm，多集中在每年6-8月份（夏季）。小

时最大降水量30.3mm（1960年6月4日），年最小降水量为33.6mm，最长无水期153天。年平均蒸发量可达2337.6mm。

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

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

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

4.1.6. 土壤、植被及野生动物分布

工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县，坐落于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北缘渭干河-库车河冲积三角洲地带，整体地势北高南低，受干旱气候、河流冲积与沙漠风积双重作用，全县土壤共划分8个土类、18个亚类，空间分异特征与地貌单元高度绑定，沙化土地占县域总面积84.69%，土壤普遍存在盐碱化、沙砾化特征。县域北部渭干河沿岸人工绿洲耕作区以草甸土、潮土为主，其中草甸土有机质富集、土层相对肥厚，为当地棉花主栽土壤，占全县耕地总面积42.44%，土壤质地以砂壤土居多，是区域农业核心用地；灌区内部穿插分布大面积盐土，受干旱强蒸发影响，渭干河灌区、塔里木河灌区中度以上盐碱化土地分别占灌区面积50.91%、60.21%，原生盐土与灌溉诱发的次生盐渍化地块交错分布。县域中南部塔里木河河漫滩、低洼湿地断续分布沼泽草甸土，地下水位埋深浅、土壤含水率偏高，依托河流水源形成局部水肥条件优越的隐域性土壤。县域南部毗邻塔克拉玛干沙漠的广阔荒漠区大面积发育风沙土，土壤颗粒以细砂、粉砂为主，土层浅薄、有机质极低，流动性沙质土体广泛分布于沙漠边缘与流动沙丘带；荒漠低洼集盐洼地零星分布荒漠盐土、龟裂土，地表常形成盐壳，仅耐盐植被可零星生长。整体来看，从北部绿洲至南部沙漠，土壤由耕作型潮土、草甸土逐步过渡为盐土、风沙土，土壤含盐量、砂粒占比沿南北方向持续抬升。

工程所在区域属暖温带干旱荒漠植被区，受塔里木河、渭干河径流补给差异控

制，植被沿水系呈条带状分布，由河谷林草逐步向荒漠沙生植被过渡，全县现有林地以胡杨林、红柳灌木林为主体，森林覆盖率达到9.10%。沿塔里木河干流两岸266km河道沿线发育国内保存最完好的大面积原始胡杨林，总面积达470万亩，是县域最核心的森林植被资源，胡杨集中分布在河漫滩、阶地及季节性水淹没地，伴生沙棘、白刺等林下灌草，依托塔河生态补水逐年修复退化林地，形成横贯县域南部的天然防风林带。胡杨林外围、河谷低洼盐碱地带连片分布怪柳（红柳）灌木林，全县红柳林地面积135万亩，为全国红柳集中连片分布核心区，红柳耐盐碱、耐干旱，在河滨盐渍化滩涂、荒漠沟谷大面积成丛发育，与野生罗布麻镶嵌分布，县域罗布麻野生资源约35万亩，集中在塔里木河二级阶地、河滩低洼区，形成特色草本群落。绿洲农田外围、沙漠锁边带以人工防风固沙植被为主，主要为梭梭林，近些年依托光伏治沙、荒漠改良工程累计人工种植梭梭27.7万亩，梭梭林下人工嫁接肉苁蓉，成为荒漠改良标志性植被；县域广大沙漠腹地、流动沙丘区植被极度稀疏，仅零星分布白刺、骆驼刺、沙拐枣等超耐旱沙生草本与小灌木，植被盖度普遍低于5%；北部渭干河绿洲农田区除农作物外，田间地头、沟渠两侧营建杨树、沙枣农田防护林，构成绿洲人工植被圈层。整体植被呈现沿河密林-盐碱滩灌丛-绿洲人工林-荒漠稀疏沙生植被的圈层递变规律。

区域陆生、水生野生脊椎动物共计161种，物种分布与植被、水系密切相关，塔里木河沿岸胡杨林、河滨湿地是野生动物集中栖息区，全县全域划为野生动物禁猎区，生态补水后栖息生境持续改善，野生种群数量稳步回升。国家一级保护野生动物包含黑鹳、金雕、新疆大头鱼三类，其中黑鹳、金雕多活动于塔里木河湿地、胡杨林上空，依靠河湖鱼虾、小型啮齿类觅食；新疆大头鱼为塔里木河水域特有珍稀土著鱼类，栖息于塔河干流缓水河道中。国家二级保护动物共13种，塔里木马鹿、鹅喉羚、塔里木兔、兔狲集中栖息在塔河两岸胡杨林与红柳灌丛区，其中塔里木马鹿是沙雅标志性保护物种，野生种群主要活动在盖孜库木乡等沿河林区；大天鹅、灰鹤、姬田鸡等候鸟每年春秋迁徙期停留于塔里木河湿地、人工水库水域，鸢、苍鹰、红隼等猛禽全域散布，以荒漠小型兽类、鸟类为食。省级重点保护鸟类包含针尾鸭、翘鼻麻鸭、赤膀鸭、白眼潜鸭、环颈雉等水禽与陆禽，常年栖息在绿洲坑塘、河滨浅水地带；荒漠戈壁区域散布沙狐、荒漠猫、麻蜥、中介蝮等爬行、兽类，农田区常见野兔、野鸡等三有保护动物；塔里木河水域还分布裂腹鱼等本土淡水鱼类，

形成完整水生物群落。受近年胡杨林生态灌溉、荒漠锁边造林工程影响，沙漠边缘、人工梭梭林内野猪、狐狸等野生动物出镜频次逐年增多，动物栖息范围由沿河地带逐步向沙漠前缘拓展。

4.2. 生态环境现状调查与评价

4.2.1. 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本工程地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲下缘，南距塔里木河主河道约8.2km。本工程在塔河油田11区、TP区部署5口生产井，建设地面配套工程，总占地约4.6563 hm²，均为临时用地。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），本工程以井场场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为评价范围，面积共计28.5832km²。

(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

本次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验

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，粗略判断工程区周围土地利用、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，进一步明确评价区域内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点做详细记录。

2) 陆生植被调查

本次调查主要按照HJ 1166、HJ 1167、HJ 1168、HJ 1170等要求，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

参照HJ 710.3、HJ 710.4、HJ 710.5、HJ 710.6等生态状况调查评估技术规范，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，在重点施工区域以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

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

C.生态制图

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

D.生物量的测定与估算

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

4.2.2. 生态功能区划调查

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市和沙雅县，根据《新疆生态功能区划》（2005版），本工程位于IV.塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区、IV₁.塔里木盆地西部/北部荒漠及绿洲农业生态亚区、59.塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。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，隶属于中石化西北石油局采油三厂。工程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。生态功能区划见下图：

表 4.2-1 工程区生态功能区划

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（IV ₁ ）
	生态功能区	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	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产	
主要生态环境问题	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒	
生态敏感因子敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感，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	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻	
主要保护措施	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍伐放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻	
适宜发展方向	加大保护力度，建设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	

拟建工程属于陆地石油天然气开采项目，工程区不占用法定生态保护区、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等生态敏感区。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本工程建设过程中应减少水土流失、保护重点公益林；施工结束后，及时进行临时占地恢复，采取完善的防沙治沙和水土保持措施，不会对区域沙漠化、水土流失造成不可逆影响。

综上所述，本工程的建设不会对项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显不利影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3. 生态系统调查与评价

本工程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，年温差和日温差大，风沙活动频繁。

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，评价区内自然植被主要是胡杨疏林、多枝怪柳灌丛、以及禾草、杂类草盐生草甸。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型有草地生态系统、灌丛生态系统、林地生态系统等。评价区生态系统较为脆弱、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荒漠植被。

地表基质是自然资源综合体在立体空间的基本纽带，涵盖了自然资源产生、发育、演化和利用的全过程，孕育和支撑了森林、草原、水等各类自然资源，按形态可将地表基质划分为岩石、砾质、土质、泥质4个一级分类。不同类型的地表基质通过复杂的自然作用过程，与水、空气、生物等有机组合，形成具有一定厚度的，能够支撑地球表层生态系统正常运转的自然层状体。根据现场调查，本工程所在区域地表基质主要为土质中的盐土，在与水、空气、生物等生态因素有机组合后形成了具有一定厚度的盐壳及生态结皮层，对区域荒漠生态系统具有重要意义。由于区域盐土广泛分布，在未受人为活动干扰的未利用地区域盐壳均有分布；保护植物主要分布在重点公益林分布区。

4.2.4. 土地利用现状调查与评价

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GB/T 21010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，详见下表：

表 4.2-2 评价区域土地利用现状一览表

地类		评价区	
		面积 (km ²)	百分比 (%)
耕地	水浇地	8.6852	30.39
林地	乔木林地	1.1827	4.14
	灌木林地	11.0725	38.74
	其他林地	1.3319	4.66
草地	天然牧草地	2.4977	8.74
	其他草地	1.6072	5.62
住宅用地	农村宅基地	0.0258	0.09
工矿仓储用地	采矿用地	0.2364	0.83
交通运输用地	公路用地	0.0831	0.29
	农村道路	0.4030	1.41
	管道运输用地	0.0004	0.001
水域及水利设施用地	河流水面	0.0170	0.06
	坑塘水面	0.1182	0.41
	沟渠	0.7627	2.67
	沼泽地	0.3777	1.32
其他土地	盐碱地	0.1234	0.43
	裸土地	0.0582	0.20
合计		28.5832	100

根据统计，评价区内土地利用类型分为八大类17个小类，其中林地占比高，合计47.54%（其中灌木林地面积11.0725km²，占38.74%；乔木林地1.1827km²，占4.14%；其他林地1.3319km²，占4.66%），其次为水浇地8.6852km²，占30.39%；草地包含天然牧草地2.4977km²、其他草地1.6072km²，合计占14.36%；工矿仓储、交通、住宅、水域水利设施、盐碱地、裸土地等其余地类占比较低，区域土地利用以林、草、耕地为主，分布有采矿用地，体现出油区开发与荒漠绿洲农业交错的土地利用格局。

本工程总占地约4.6563 hm²，均为临时用地，新增占地区域土地利用如下：

表 4.2-3 新增占地区域土地利用现状一览表 单位: hm²、%

地类		TKK3-1-11X		TK1142H	TP1124X	S105-20H	TP174CH2		混烃外输管线	合计	
		库车	沙雅	库车	库车	库车	库车	沙雅	库车	面积	占比
耕地	水浇地	-	-	0.0637	-	-	-	-	-	0.0637	1.37
林地	乔木林地	-	0.2089	-	0.0062	-	-	-	-	0.2151	4.62
	灌木林地	-	0.4426	0.7516	0.1058	-	0.1293	0.1730	0.0840	1.6863	36.22
	其他林地	0.0001	-	-	-	-	0.0933	0.0406	0.2360	0.37	7.95
草地	天然牧草地	0.1772	0.2772	-	-	-	-	0.2745	-	0.7289	15.65
	其他草地	-	-	0.2467	0.992	-	-	-	-	1.2387	26.60
住宅用地	农村宅基地	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
工矿仓储用地	采矿用地	-	-	-	0.0041	-	0.0158	-	0.2320	0.2519	5.41
交通运输用地	公路用地	-	-	0.0283	-	-	-	-	0.0080	0.0363	0.78
	农村道路	-	-	0.0041	0.002	-	0.0053	-	-	0.0114	0.24
	管道运输用地	-	-	0.0005	-	-	-	-	-	0.0005	0.01
水域及水利设施用地	河流水面	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
	坑塘水面	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
	沟渠	-	0.0099	0.0335	-	-	-	0.0101	-	0.0535	1.15
	沼泽地	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
其他土地	盐碱地	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
	裸土地	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
合计		0.1773	0.9386	1.1284	1.1101	0	0.2437	0.4982	0.5600	4.6563	100
		1.1159					0.7419				

本工程新增占地总面积4.6563 hm²，全部为临时用地。从新增占地的地类构成来看，灌木林地占比最高，为1.6863hm²，占总新增临时用地的36.22 %；其次为其他草地1.2387hm²，占26.60 %；天然牧草地0.7289hm²，占15.65 %；乔木林地0.2151hm²，占4.62 %；其他林地0.37hm²，占7.95 %；水浇地0.0637hm²，占1.37 %；采矿用地、各类道路用地、沟渠等其余地类占比较小；本工程不占用农村宅基地、河流水面、坑塘水面、沼泽地、盐碱地、裸土地等地类。项目占地以林地、草地为主，少量占用水浇地，不涉及永久基本农田。工程占地主要为管线施工作业带临时扰动，施工结束后通过管沟回填、场地平整等措施，可对临时扰动土地实施生态恢复。但区域地处干旱荒漠区，降水稀少、蒸发强烈，林地、草地植被自然恢复速率慢，且占用部分公益林，因此施工阶段必须严格控制施工作业带宽度，不得超范围扰动地表，严格履行林地征占用审批手续并落实林地占补平衡方案；对少量占用的水浇地，施工过程中应做好耕作层土壤剥离保护，施工完毕后及时归还耕作层，降低工程对农业生产的影响；各类临时占地施工完成后开展迹地整理与地貌恢复，减轻项目建设对区域土地利用格局的扰动。

4.2.5. 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。

按中国植被自然地理区划，工程区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。

（2）评价区植被类型

根据现场勘查和以往研究资料，该区域的植被属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、菊科（花花柴等）、豆科（疏叶骆驼刺）、苋科（盐穗木）等。评价区高等植被有45种，分属15科。

（3）植被分布现状调查

A. 布设原则

根据调查，本工程评价范围内共有胡杨疏林、多枝柽柳灌丛、胀果甘草草甸

3种不同群系。为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法，对评价区域内的3种群系进行了样方调查。

B.样方调查内容

本工程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”。样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。因此，本次评价共布设样方9个，现场调查植被样方内容如下：

①胡杨疏林群系样方调查：设置10m×10m的植被样方3个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、棵数、平均高、郁闭度、立木蓄积等信息。

②多枝桤柳灌丛样方调查：设置5m×5m的植被样方3个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。

③胀果甘草草甸样方调查：布设5m×5m样方3处，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。

C.样方信息统计：调查过程中共做实测和记录样方9个，调查时间为2026年8月，为植被生长季。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

4.2.6. 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。通过对工程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乔灌区：在工程区中部植被生长较好的区域，分布着以胡杨、怪柳等为主的乔灌植被，为野生动物提供了栖息场所和隐蔽地。

②荒漠区：在工程区南部和北部植被覆盖度较低的区域以半灌木荒漠为主，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。

在本工程评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，工程区栖息分布着各种野生脊椎动物37种，爬行类4种，鸟类25种，哺乳类8种。

（3）工程区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）》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。按照评价区域每种生境类型分别设置3条样线的原则设置，每条样线800m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爬行类动物，借助其遗留下的、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，鸟类共观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等4种，爬行动物密点麻蜥、荒漠麻蜥等2种。

4.2.7. 评价区域生态保护目标调查及评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

4.2.7.1. 重要物种

(1) 重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号文），评价区有保护植物详见下表：

表 4.2-10 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	胀果甘草 (<i>Glycyrrhiza inflata</i>)	国家二级	无危LC	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中。根据本次现状调查，主要分布在项目周边的荒漠生态系统中。	现场调查、文献记录、历史调查资料	是
2	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家二级	无危LC	否	否	主要分布在向阳的干涸河床地或坡地，砂质土壤或黄土上。本次现状调查未见。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
3	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa</i>)	自治区Ⅱ级	无危	否	否	广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，耐干旱、耐盐碱、抗风沙。本次现状调查未见。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

工程区植被多为灌木和多年生草本植物，工程区灌木植物主要以利用4~6m的地下水为主，且分布范围广泛。多年生草本植物主要以利用2m左右的浅层地下水为主，此类植物都具有较强的耐盐碱可正常生长、繁殖，若地下水下降，则成片死亡。

(2) 重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》新政发〔2022〕75号，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域重点保护动物详见下表：

表 4.2-11 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	项目占用情况(是/否)
1	鹅喉羚 (<i>Gazella subgutturosa</i>)	国家二级	近危 NT	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区, 鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者, 在项目油田区和外输管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹, 种群密度 0.51 ± 0.11 只/ km^2	现场调查、文献记录、历史调查资料	偶见
2	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地, 栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲		偶见
3	塔里木马鹿 (<i>Cervus yarkandensis</i>)	国家一级	濒危 EN	是	在自然条件下, 塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地, 则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息生境		否
4	苍鹰 (<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地, 属于小型猛禽		否
5	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地, 属于小型猛禽		否
6	沙狐 (<i>Vulpes corsac</i>)	国家二级	无危 LC	否	主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带, 远离农田、森林和灌木丛, 喜欢在草原和半沙漠中生活		否
7	云雀 (<i>Alauda arvensis</i>)	国家二级	无危 LC	否	栖息于非常开阔的草地环境, 喜欢各种不同类型的天然草地, 栖息生境很少或没有木本植被, 大多数繁殖种群处于具有适合它的特征的农业环境中, 会明显避开森林, 甚至森林的边缘、草丛类型的环境、树篱和灌木丛等过于丰富的地区		否
8	白尾地鸦 (<i>Podoces himalayana</i>)	国家二级	近危 NT	否	主要栖息于干旱平原和荒漠地区, 尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否

现场勘查时未见塔里木马鹿、沙狐、红隼等保护动物, 工程区南北跨度较大, 偶尔可见塔里木兔、鹅喉羚的踪迹。

4.2.7.2. 生态保护红线

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

及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态敏感脆弱区域。

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

本工程部署5口井，为其建设地面配套工程。其中，TKK3-1-11X配套管线距离生态保护红线约180m；TK1142H配套管线距离生态保护红线约20m；TP1124X、TP174CH2各项工程距生态保护红线均在1km以上；S105-20H各项工程均不新增征地。

4.2.7.3. 重点公益林

根据调查，本工程所在区域天然林已纳入库车市、沙雅县重点公益林，植被以胡杨、柽柳为主。根据资料，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%。沙雅县生态公益林地面积294539.77hm²，占林地面积的94.80%。

从重点公益林林种结构分析，重点公益林共有2个二级林种，其中水源涵养林638113亩，占重点公益林面积的24.9%；防风固沙林1924285亩，占75.1%。就林种而言，水源涵养林是绿洲的生命线，阻挡了沙漠的北移，同时也维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。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是绿洲防风固沙、免受风沙侵害的天然生态屏障。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。

评价区域内重点公益林类型均为防风固沙林，属于吐加依灌丛和稀疏灌丛，

主要植物种类为柽柳，灌木层高度2m~3m，植被盖度为30%~55%，伴生有盐穗木、疏叶骆驼刺等。本工程部署5口井、新建管线12.243km，涉及天然林，分布有Ⅱ、Ⅲ级林地，不涉及Ⅰ级林地。地类为乔木林地、灌木林地、宜林地等。本工程具体涉及公益林情况以林草部门核查为准，目前建设单位正在同步办理林草相关手续。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护农田和居住区不受风沙侵袭，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，除评价区西部、南部农田开垦外，人类扰动强度较低；保护要求主要为按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，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。

4.2.7.4. 永久基本农田

根据《中华人民共和国基本农田保护条例》(中华人民共和国国务院令(2011)第588号)，永久基本农田是指按照一定时期人口和社会经济发展对农产品的需求，依据土地利用总体规划确定的不得占用的耕地。基本农田保护区是指为对基本农田实行特殊保护而依据土地利用总体规划和依照法定程序确定的特定保护区域。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。

永久基本农田保护实行全面规划、合理利用、用养结合、严格保护的方针，地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少。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。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。

本工程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。

4.2.8. 水土流失现状调查与评价

(1) 水土流失重点防治分区

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

本工程所在的沙雅县、库车市属于Ⅱ₂塔里木河中上游水土流失重点预防区、Ⅱ₃塔里木河流域水土流失重点治理区，均属自治区级水土流失重点防治分区。

(2) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)，项目所在区域主要位于“Ⅱ风力侵蚀类型区”中的“Ⅱ₁‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本工程区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本工程所在区域容许土壤流失量取值为2000t/km²·a。

(3) 水土保持基础功能类型

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

(4) 水土流失成因

本工程评价区域地处塔里木河中上游，属于典型的温带大陆性干旱气候。降雨稀少但集中，蒸发强烈。大风和沙尘暴天气是导致强烈风力侵蚀的自然动力。该区域靠近塔克拉玛干沙漠，地表覆盖着丰富的沙质沉积物，土壤结构松散，胶结性差，极易被风力吹扬，也为水力侵蚀提供了物质基础。作为绿洲外围的荒漠区，原生植被以稀疏的荒漠灌草为主，生态系统脆弱，地表缺乏有效的植被保护层，抗风蚀和水蚀能力极弱。同时人为干扰，如过度放牧：对绿洲外围荒漠林草（如胡杨、红柳）的破坏，降低了地表覆盖，加剧了风蚀和水蚀。水资源利用不当：塔里木河中上游水资源的不合理分配可能影响下游生态，导致荒漠植被退化，间接加剧水土流失。

工程区域同样受风力侵蚀威胁，但作为塔里木河流域的重点治理区，其水力侵蚀的重要性相对更突出。山前冲洪积扇和绿洲-荒漠过渡带，地形坡度相对较大，在暴雨或融雪径流冲刷下，水力侵蚀现象更为明显。作为绿洲农业区，历史上不合理的垦荒、灌溉可能导致土壤次生盐渍化与局部侵蚀。

(5) 发展趋势

通过严格执行“预防为主、保护优先”的策略，加强对塔里木河沿岸林草的封育保护，并落实石油开发项目的表土保护、植被恢复等措施，可以遏制其恶化趋势，逐步趋于稳定并有所改善。

4.2.9. 土地沙化现状调查与评价

本工程位于塔克拉玛干沙漠北缘，塔河以北。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，面积361154km²，位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。盆地为高山和高原所夹，除东面罗布泊为风口外，其余三面均为海拔4000m以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆

仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在25m以下，内部一般在50m-80m之间，少数高达200m-300m。沙丘类型有10多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等，且末至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴30天以上，浮尘150天以上，沙漠边缘地区年降水量60~80mm，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

根据《新疆第六次沙化监测报告》，本工程所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”，区域主要生态服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产”。

4.2.10. 评价区域生态保护目标调查及评价

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，工程区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

本工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区、预防区。工程区气候干热，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）土壤盐渍化问题

土壤盐渍化是指土壤底层或地下水的盐分随毛管水上升到地表，水分蒸发后，使盐分积累在表层土壤中的过程。主要发生在干旱、半干旱和半湿润地区。盐碱土的可溶性盐主要包括钠、钾、钙、镁等的硫酸盐、氯化物、碳酸盐和碳酸氢盐。硫酸盐和氯化物一般为中性盐，碳酸盐和碳酸氢盐为碱性盐。项目评价区位于干旱荒漠区，蒸发量远大于降水量，地下水径流缓慢，区域土壤普遍存在盐渍化问题。盐分在表层土壤富集，多数地块为轻度~中度盐渍化土，低洼地段积盐相对严重。区内植被以耐盐乔灌木植被为主，土壤生态承载力较弱，在工程施工及运

营过程中，需严格做好防渗、水土保持措施，防止土壤盐渍化加剧。

4.2.11. 小结

本工程地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲东南缘，塔里木河以北。项目主体工程分布在中石化塔河油田内，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。评价区涉及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生乔灌木植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境，主要有草地生态系统、灌丛生态系统、林地生态系统等。评价区土地利用类型主要有乔木林地、灌木林地、天然牧草地等，自然植被属稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为胡杨疏林、多枝怪柳灌丛以及胀果甘草草甸；现场调查中观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等鸟类4种，密点麻蜥、荒漠麻蜥等爬行动物2种。生态保护目标主要为区域重要物种、生态保护红线、公益林、永久基本农田等。评价区域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. 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价引用点位共5个。《塔河油田2025年第一期产能建设项目》中塔河油田-11#井的监测数据、《塔河油田10、11、12区2025年产能建设项目环境影响报告书》中T32井、T13井、《西北油田分公司采油三厂地下水监测井常规检测》中TK825/T21、TK835CH2/T26井。

引用点位与本工程所在区域同属一个含水层，符合地下水环境现状调查与评价工作遵循资料搜集与现场调查相结合、项目所在场地调查与类比考察相结合、现状监测与长期动态资料分析相结合的原则；引用点分布范围包括了与建设项目相关的地下水环境保护目标，可说明项目所在区域地下水环境的现状，能反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价等基本原则，引用数据具有代表性。

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：pH、K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则地 下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)等有关标准和规范执行。

4.3.2. 地下水环境质量现状评价

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 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：Pi——第i个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第i个水质因子的监测浓度，mg/L；

Csi——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：

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

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

式中：P_{pH}—pH的标准指数，无量纲；

pH—pH监测值；

pH_{sd}—标准中pH的下限值；

pH_{su} —标准中pH的上限值。

(3) 评价结果

工程区地下水监测及评价结果详见表4.3-2。根据监测结果可知，各监测点的水质较差，总硬度、氟化物、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、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。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。参考相关文献资料，氯化物超标与区域岩石、土壤成分有关系；在干旱地区的潜水中，氯离子含量与矿化度成正比，工程区地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，同时库车市境内发育的地带性土壤为棕漠土等，不少地方由于缺少雨水冲刷，盐分板结在土壤表面上，形成严重的盐碱土，土壤含盐量很高。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

4.3.3. 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。

工程可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场、站场等，因此本次引用《塔河油田T759井区26年产能建设项目环境影响报告书》对TKK3-1-6阀组占地内及占地外200m处进行包气带分层取样调查。

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类、pH。

监测时间：2026年4月，监测一天，采样一次。

(3) 监测结果

从表4.3-5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。

4.4. 地表水环境现状调查与评价

本工程与地表水体无水力联系,因此不对地表水现状开展评价。

4.5. 土壤环境现状调查与评价

4.5.1. 土壤及分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果,评价区土壤类型主要有3种,分别是盐土、草甸土、林灌草甸土、潮土。

4.5.2. 土壤理化特性调查

工程兼顾生态影响与污染影响,根据项目工程分析情况,针对项目占地的土壤理化性质进行分析,主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。

4.5.3. 土壤环境质量现状监测与评价

根据工程区域土壤类型的特点,以及土地利用方式,分为未利用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托国检测试控股集团新疆有限公司对土壤环境质量现状进行了监测,采样时间为2026年8月,同时引用《塔河油田T759井区26年产能建设项目环境影响报告书》《塔河油田S105-1井区 2026 年产能建设项目环境影响报告书》部分监测数据。

(1) 监测布点

①区块占地范围内

根据导则,在工程占地范围内布设10个土壤检测点,其中5个表层样、5个柱状样。

②区块占地范围外

根据导则,在工程占地范围外1km-5km范围内布设6个表层样。

(2) 监测因子

土壤监测项目包括基本因子和特征因子。

①重金属和无机物：砷、镉、铬、六价铬、铜、铅、锌、汞、镍等9项；

②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯等27项；

③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等11项。

④特征因子：pH值、石油烃、盐分含量。

（3）评价标准和评价方法

评价标准：区块占地范围内及评价范围外非农用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中表1、2第二类用地筛选值标准；占地范围外农用地执行《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农用地风险筛选值标准。

评价方法：采用与标准值比较法。

（4）监测结果与评价

具体监测及评价结果见下表。

从评价结果可以看出：拟建项目占地范围内各监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；拟建项目占地范围外监测点各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1农用地风险筛选值标准。

4.6. 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1. 区域大气环境质量达标判定

本工程位于库车市和沙雅县。本次评价采用中国空气质量在线监测分析平台发布的2024年中阿克苏地区的监测数据，作为环境空气质量现状评价基本污染物SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀和PM_{2.5}的数据来源。

2024年项目所在地阿克苏地区SO₂、NO₂年平均浓度及CO、O₃日平均浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单的二级标准要求;PM_{2.5}、PM₁₀年浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单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. 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),滚动开发区块建设项目还应收集近5年的区域环境质量资料。本次评价采用2020年—2024年的库车市气象局常规监测站点实时监测数据,作为项目环境空气现状评价基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO和O₃的数据来源。

根据上表结果,近5年来工程区域为环境空气质量不达标区,不达标因子为PM₁₀、PM_{2.5},超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划,采取综合措施,可降低工业粉尘排放,但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况,短期内不会有明显改善。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函〔2019〕590号)要求,对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策,可不进行颗粒物区域削减。本工程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。

4.6.3. 特征因子补充监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用《塔河油田T759井区26年产能建设项目环境影响报告书》《塔河油田S105-1井区 2026 年产能建设项目环境影响报告书》2个大气监测点。

(2) 监测项目及监测方法

监测项目: NMHC、H₂S。

监测方法: 按国家《环境监测技术规范(大气部分)》的规定执行;分析方

法按《空气和废气监测分析方法》的有关规定和要求执行。监测时同步记录天气状况、环境气压、环境温度、风力、风速、风向等气象资料。

(3) 监测时间及频率

2026年4月27-5月4日连续七天监测，监测因子及频次详见下表。监测期间同步进行风向、风速、气温及气压等气象要素的观测。

(4) 评价方法

选用单项污染指数法进行评价，公式为：

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

式中：Pi——第i个污染物的最大占标百分比，%；

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

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

(5) 监测结果及评价统计

评价结果表明：监测点的NMHC满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值要求； H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D参考限值。

4.7. 声环境现状评价

本工程所在区域周围空旷，无声环境敏感目标，工程区域整体声环境质量良好。本次评价引用《塔河油田T759井区26年产能建设项目环境影响报告书》中对TKK3-1-6阀组场界的监测数据（2026年3月）以及《塔河油田S105-1井区2026年产能建设项目环境影响报告书》中对TK1142H新井的监测数据（2026年6月）。

从表4-6-1中可以看出，所有监测点位昼、夜连续等效声级均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类区标准限值，本工程拟建工程区周边的声环境质量较好。

5. 环境影响预测与评价

5.1. 生态环境影响分析

5.1.1. 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1. 占地影响分析

施工期本工程新增占地4.6563 hm²，全部为管线作业带等临时用地，不新增永久占地。从受扰动土地利用类型来看，工程扰动地类以灌木林地、其他草地、天然牧草地为主，其中灌木林地扰动面积1.6863hm²，其他草地1.2387hm²，天然牧草地0.7289hm²，同时少量扰动乔木林地、其他林地、水浇地以及采矿用地、道路、沟渠等。管线管沟开挖、机械碾压、材料堆放会直接清除作业带内地表植被，改变原有土地表层土壤结构，使林地、草地原有土地利用功能短期丧失；少量扰动的水浇地若管控不当，存在耕作层土壤损毁、土壤压实的风险；受项目所在区域干旱荒漠气候制约，林地、草地依靠自然条件恢复周期长，若施工发生超作业带范围扰动，还会进一步加大对区域林草土地利用格局的破坏程度。

工程占地均为临时用地，在生产管线严格控制5m施工作业带宽度、混烃外输管线严格控制8m施工作业带宽度、杜绝超界施工前提下，不会改变区域总体土地利用类型格局。施工结束后通过管沟回填、场地平整，林地、草地类临时占地可开展地貌整治，落实林地占补平衡；占用水浇地段落实耕作层剥离、回铺措施，土地可恢复原有利用类型。如果施工管理不到位，出现表土随意混堆、扰动范围失控等情况，会加剧林草地退化、局部水土流失，延缓土地利用功能恢复进程，因此施工阶段需针对不同土地利用类型采取差异化管控措施，林地严格履行征占用手续，草地严控机械碾压范围，水浇地做好耕作层保护，最大限度降低施工占地对各类土地利用类型的不利生态影响。

5.1.1.2. 对植被的影响分析

（1）项目对不同植被群系的影响

根据调查，本工程评价范围内共有胡杨疏林、多枝桧柳灌丛、胀果甘草草甸3种不同群系。施工期管线管沟开挖、设备运输、机械碾压、材料堆放等活动将直接对评价区内植被群系产生扰动，影响程度与施工扰动范围、作业管控水平密切相关。

对于胡杨疏林群系，本工程TKK3-1-11X、TP1124X井地埋管线局部穿越乔木林地，胡杨作为区域重要树种，根系分布浅，机械碾压、管沟开挖易损伤胡杨侧根，若施工侵入林木本体周边保护范围，会造成植株断枝、根系撕裂，轻则抑制树木生长，重则引发胡杨植株枯死；同时施工扬尘会沉降于胡杨叶片表面，阻碍叶片光合作用，对林分更新、幼苗存活产生不利影响，胡杨疏林生境一旦遭到重度破坏，在干旱少雨的区域气候条件下，自然更新难度大、恢复周期漫长。

多枝桤柳灌丛是本工程受扰动面积最大的植被群系，项目临时占地中灌木林地占比最高，多枝桤柳耐盐碱、耐旱，是区域防风固沙核心植被。管线作业带内施工会直接铲除作业带范围内的桤柳植株，造成灌丛地上部分直接损毁；机械碾压会压实表层土壤，破坏桤柳萌蘖更新所依赖的表层土壤条件，即便地下根系得以保留，土壤压实也会降低根系萌芽复壮能力。若严格控制作业带宽度，仅损失作业带内灌丛，周边灌丛群落结构可基本维持；一旦发生超范围碾压，将造成成片灌丛退化，降低区域防风固沙能力。

胀果甘草草甸多分布于农田边、地势低洼、水分条件相对较好的地段，多与草地类占地重叠。管沟开挖、车辆碾压会直接铲除地上甘草植株，破坏地下根茎，胀果甘草依靠地下根茎进行无性繁殖，若根茎被大量挖断、碾碎，会显著降低种群自我恢复能力；同时施工造成土壤压实、表土剥离，改变局部土壤水盐条件，会改变草甸生境，容易促使耐盐性更强的杂草入侵，改变原有群落组成。

整体来看，三类植被群系均具备一定自我修复潜力，但受区域降水稀少、蒸发强烈的干旱环境限制，自然恢复速度缓慢。施工期通过严格限定作业边界、避让胡杨个体、减少对桤柳、胀果甘草地下根系结构的破坏，施工结束后开展迹地平整，能够减缓植被损伤，为植被自然恢复创造条件；反之管控缺失则会造成群落退化，加剧区域土地沙化风险。

（2）植被生物量损失

本工程总占地约4.6563hm²，均为临时用地。本工程施工区域以林地、草地为主。工程建设将导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=Si \times Wi$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i ——占地面积， hm^2 ；

W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

根据计算，本工程将造成44.62t自然植被生物量损失。新增生物量损失均来自项目占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3. 对野生动物的影响分析

施工期管沟开挖、设备运输、机械作业、人员活动等人为干扰，会从生境破碎化、噪声惊扰、人为活动干扰等方面对评价区内荒漠野生动物产生影响，区域野生动物主要为爬行类、鸟类、小型兽类，如密点麻蜥、荒漠麻蜥、凤头百灵、灰斑鸠、塔里木兔等，野生动物对人为扰动的敏感程度存在差异。管线线性施工会对原有连续的荒漠生境形成切割，作业带的开挖、碾压将局部改变地表植被覆盖与土壤条件，造成野生动物栖息、觅食的局部生境丧失；管线呈线状展布，会在一定程度上分割灌丛、草地连通的栖息空间，对活动范围较小的爬行类、小型啮齿类动物造成阻隔效应，迫使部分个体向扰动区外围未受干扰的区域迁移。该类影响集中发生在施工作业带范围内，若严格控制5m作业带宽度，不超范围扰动周边植被，生境破碎化影响将局限于管线沿线狭窄条带内，不会造成大面积栖息生境扰动。

施工机械、运输车辆产生的噪声以及施工人员活动，会对野生动物形成惊扰。对于鸟类、塔里木兔等警觉性较高的物种，持续噪声和人员活动会迫使动物暂时远离施工区域，改变其局部取食、休憩的活动范围；爬行类麻蜥等变温动物依赖地表灌丛遮蔽，施工碾压清除灌丛植被后，会使其失去躲避天敌、调节体温的微生境，作业带范围内的爬行类种群密度会出现短期下降。施工期间人员进场，还存在人为惊扰、无意驱赶野生动物的潜在风险，若管理不到位，也可能发生人员捕猎、惊扰保护动物的人为隐患。

本工程施工周期较短，扰动均为临时影响，不存在永久占地造成的永久性生境灭失。施工结束后，随着施工机械撤离、人员活动消退，经迹地平整，周边未受破坏的栖息生境可继续供野生动物利用，受惊扰的动物可以逐步回迁；同时爬行类、小型兽类具备较强的迁移能力，鸟类活动范围大，可规避局部施工扰动。若施工过程中落实管控措施，划定作业边界，严禁施工人员越界进入周边林地、灌丛，加强

施工人员野生动物保护宣教，减少人为干扰，能够进一步降低施工对野生动物的不利影响。

5.1.1.4. 对重点公益林的生态影响分析

本工程管线施工过程中将临时占用国家二级公益林、地方公益林，全部为临时用地，扰动地类主要为公益林范围内的灌木林地、少量乔木林地（胡杨疏林）。施工期管沟开挖、机械碾压、施工材料堆放、人员活动等会对作业带范围内公益林植被产生直接影响，作业带内胡杨、多枝怪柳等公益林林木、林下草本植物会被铲除或碾压，造成公益林地上植被损毁；机械作业易损伤乔木根系，尤其是胡杨浅根系，若管控不当，会造成林木根系撕裂，引发林木长势衰退甚至死亡，同时施工扬尘沉降在林木叶片表面，会抑制林木光合作用，对公益林群落正常生长产生不利影响。施工扰动还会改变公益林局部表层土壤结构，造成土壤压实、表土剥离，破坏公益林植被赖以生存的土壤条件，增加水土流失、土地沙化风险。

本工程管线施工作业带控制宽度为5m，公益林段已压缩作业带宽度，不突破征占审批的扰动范围，但线性管线穿越公益林会对公益林生境造成线状切割，分割公益林内部局部生境，对公益林内栖息的小型兽类、爬行类、鸟类造成一定的阻隔与惊扰影响。本工程仅为临时占用公益林，若发生超范围施工、车辆随意驶出作业带碾压林地等违规行为，会额外扩大公益林的扰动面积，加重林木损毁与生境破碎化程度。

从影响时间来看，施工对公益林的扰动集中在施工建设周期内，属于短期扰动。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。本工程占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，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。施工结束后，通过管沟回填、迹地平整、临时堆土清理等措施，可给公益林植被恢复创造基础条件。评价区地处南疆干旱荒漠区域，公益林以怪柳灌丛、胡杨疏林为主，降水稀少、蒸发强烈，公益林植被自然恢复速率缓慢。因此施工期必须严格限定作业边界，严禁越界扰动，做好胡杨等乔木植株的保护，

落实表土收集保护，为后期公益林迹地植被恢复提供保障。

5.1.1.5. 对永久基本农田的影响分析

本工程各建设内容均不占用永久基本农田，管线及井场临近永久基本农田分布区域，施工对永久基本农田不存在直接占地损毁影响，潜在影响均为间接影响。施工期潜在间接影响主要来自管线临近农田段的施工活动，包括施工扬尘沉降、施工废水漫流、施工机械及运输车辆管控不当带来的扰动风险。施工扬尘若在风力作用下大量沉降至周边永久基本农田地表，会覆盖农作物叶片，影响作物光合作用，对农作物正常生长产生不利；若施工期试压废水、施工场地雨水管控不当，发生漫流外泄，携带泥沙进入永久基本农田，可能造成农田表层土壤板结、土壤理化性质发生改变；施工车辆、工程机械如果违规越界驶入永久基本农田范围，会直接碾压农田耕作层，造成土壤压实、犁底层破坏，损伤农作物。

本工程通过管线选线阶段避让永久基本农田，施工作业带全部布置于永久基本农田外部，只要落实施工期管控措施，上述间接影响可以得到有效规避。临近永久基本农田区段，施工中可采取洒水抑尘降低扬尘影响，设置简易截排水沟，防范施工废水、雨水漫溢流入农田；严格划定施工活动边界，设置警示标识与彩条旗，严禁施工机械、运输车辆进入永久基本农田范围。本工程施工周期较短，属于短期影响，在严格落实边界管控、扬尘及废水防控措施前提下，施工活动不会对周边永久基本农田土壤质量与农业生产功能造成明显不利影响。

5.1.1.6. 对生态保护红线的影响分析

本工程所有新增占地均不占用塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线，TK1142H井至11-2计量间管线距离该生态保护红线最近距离约20m。施工不对生态保护红线产生占地、植被清除等直接扰动，施工期对生态保护红线的影响主要体现为间接扰动以及突发环境风险两方面。间接扰动主要来自临近红线区段的管线施工作业：施工扬尘在大风气象条件下扩散进入红线范围，会沉降在红线内胡杨、柽柳等植被叶片表面，抑制植物光合作用；施工机械噪声、人员活动会对红线内栖息的荒漠野生动物产生惊扰，造成动物暂时规避、迁移；若施工期管控不严，施工车辆越界驶入红线区域，将直接损毁红线内植被、破坏土壤结构，加剧区

域土地沙化。

除上述间接扰动外，施工期还存在环境风险类潜在影响。管线试压、管材焊接、设备安装阶段，若发生试压废水泄漏、施工油品（机油、柴油）洒落，在大风、降雨汇流条件下，污染物有可能随地面漫流或沙尘迁移进入生态保护红线，污染红线内土壤，对荒漠植被、野生动物生境产生不利影响。本工程已将施工作业带宽度由常规8m压缩至5m，从源头上缩小施工扰动范围；施工扰动时间短，上述间接影响和风险均属于可控范畴。施工阶段必须严格划定作业边界，设置明显警示标识，严禁人员、机械越线进入生态保护红线；落实洒水抑尘，规范油料、施工废水合规处置，杜绝物料和污染物外泄。在严格落实现场管控的条件下，施工活动不会对生态保护红线的生态功能、面积、性质造成不利影响。

5.1.1.7. 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区，水土流失类型以轻度风力侵蚀为主，局部伴有水力侵蚀。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

工程区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。地表扰动与植被破坏主要表现在管线开挖将直接剥离地表生态结皮层与植被覆盖层，破坏其防风固沙功能，使土壤暴露于强风环境下，显著增加风蚀量；临时堆土与裸露地表因素主要表现在管沟开挖产生的临时堆土，若未及时苫盖或拦挡，在频繁大风天气下易形成扬尘，加剧水土流失；施工机械碾压影响主要表现在车辆与机械在荒漠地表行驶会压实土壤、破坏地表结皮，降低土壤渗透性，加剧地表径流与侵蚀；区域微地形改变影响表现在管沟回填后若未能恢复原有地貌，可能形成局部洼地或隆起，改变地表径流路径，诱发水力侵蚀。

5.1.1.8. 对土地沙化的影响分析

（1）占用和影响的沙化土地情况

根据《新疆第六次沙化监测报告》，本工程所在区域属于“有明显沙化趋势的土

地”，区域主要生态服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产”。此类土地处于生态退化临界状态，表层土壤结构不稳定，植被抗干扰能力弱。井场建设和管线施工会显著加速其沙化进程：地表植被清除和土壤扰动将直接破坏微弱的生态平衡，使土地失去抵御风蚀的能力；管沟开挖形成的松散沙土若不及时固覆，易成为风沙源；施工便道及车辆碾压会形成带状风蚀沟，进一步割裂生态系统。

（2）项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

（3）损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

（4）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

项目施工期主要为管沟开挖，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. 运营期生态环境影响分析

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

5.1.2.1. 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少，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，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

运营期道路行车主要是油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。

5.1.2.2. 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，临时用地的植被开始自然恢复，一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.2.3. 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。

在项目建设中，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。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.4. 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。

本工程总占地约4.6563hm²，均为临时用地。由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本工程区域生态完整性受项目影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气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由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不利影响。

5.1.3. 退役期生态环境影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。迹地经过清理后，根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4. 生态影响评价自查表

本工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。本工程生态影响评价自查表见下表：

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ; 国家公园 ☐ ; 自然保护区 ☐ ; 自然公园 ☐ ; 世界自然遗产 ☐ ; 生态保护红线 ☒ ; 重要生境 ☐ ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ; 其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ; 施工活动干扰 ☒ ; 改变环境条件 ☐ ; 其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ (分布范围、种群数量、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、土壤盐渍化、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: (28.5832) 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. 地下水环境影响分析

5.2.1. 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

(2) 管道施工对地下水影响分析

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

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

5.2.2. 运营期地下水环境影响分析

5.2.2.1. 正常状况下地下水环境影响分析

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于2m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区域的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.2.2. 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。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对评价区地下水体均可能产生污染的风险。

本工程对地下水产生污染的途径主要是管线泄漏引起的渗透污染，集输管线渗漏，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。管线与法兰连接处、管线泄漏事故等会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

（1）预测情景

本工程集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。集输管线两端设有切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在10分钟以内，本次预测按照10分钟

计算。

(2) 预测方法

本工程地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流动场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

(3) 预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后1d、100d、1000d、3650d。

(4) 预测因子

拟建项目自动控制系统采用SCADA系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在10min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间10min考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl(1桶=0.14吨)；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 ($1ft^3=0.0283m^3$)，根据前文，本次建设的TK1142H单井集输管线中全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，长度2.51km，直径80mm，管道体积为12.62 m^3 ；

f_{rel} —最大泄漏率，取0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，输量按15t/d计算，管线发生泄漏时，10min

内原油泄漏量为 0.104t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 3.176bbl，合 0.445t。

则非正常状况下，总泄漏量为 0.549t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（0.055t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入地下水含水层中，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

（5）预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x，y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u —地下水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率。

(6) 预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（1d、10d、100d、1000d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后1d、100d、1000d、3650d的污染物超标范围分别为 $11.06m^2$ 、 $670.52m^2$ 、 $4676.01m^2$ 、 $12281.15m^2$ ，影响范围分别为 $12.55m^2$ 、 $826.98m^2$ 、 $6193.51m^2$ 、 $17874.72m^2$ 。污染物的迁移对地下水有一定影响，各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，对外环境产生影响。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，在非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.3. 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采

油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.4. 小结

(1) 在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

(2) 本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，本工程井场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位及时启动应急预案，采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在项目征地范围内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，在非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.3. 地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本工程地表水环境评价等级为三级B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1. 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

(1) 生活污水

施工期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级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉，对周边水环境的影响很小。

(2) 管线试压废水

管线试压废水中主要污染物为SS，属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

本工程施工期间废水全部妥善处理，由于工程区附近无地表水体，项目开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2. 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水。

根据工程分析，本工程运营期采出水随油气混合物进入塔河油田三号联合站污水处理系统处理，废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。联合站现运行正常，富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本工程采出水不会对周边环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.3.3. 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4. 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，各类管道输送过程密闭输送，且项目场地及周边邻近区域无地表水体分布，因此拟建工程的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5. 地表水环境影响评价自查表

项目地表水环境影响评价自查表见表 5.3-1。

表5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其

		他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放 ☒ ；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物 ☒ ；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他 ☒	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型
	一级□；二级□；三级 A□；三级 B ☒		一级□；二级□；三级□

5.4. 土壤环境影响分析

5.4.1. 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境的影响主要来源于管沟开挖、机械碾压、材料堆放、施工人员活动等，影响形式主要表现为土壤结构破坏、土壤压实、表土扰动、局部水土流失和风蚀沙化。正常施工工况下基本无污染物进入土壤，潜在污染风险来自施工油品洒落、试压废水漫流等偶然事件。管线管沟开挖作业会扰动原有土层，改变土壤剖面结构，如果表土与底层土混合堆放、回填时土层复原不到位，会破坏表层肥力土层；大型施工机械反复碾压作业带范围内土壤，会造成土壤孔隙度下降、土壤压实，降低土壤透水透气性能。本工程所处干旱荒漠区，土壤压实还会加剧地表风蚀风险。工程扰动地类包含林地、草地以及少量水浇地等，其中林地、草地土壤土层薄，抗扰动能力弱，受开挖、碾压后土壤理化性质退化更为明显；少量水浇地若耕作层未单独剥离保护，会造成耕作层土壤损毁，降低农田土壤生产力。

施工期存在少量土壤污染的潜在风险。施工机械维护、加油作业过程中，若管控不当发生机油、柴油跑冒洒落，油品渗入土壤会造成局部土壤石油类污染；管线试压废水若管控失效发生漫流，废水中悬浮物进入周边土壤，会造成局部土壤盐分、悬浮物升高。本工程施工全部在作业带内开展，试压废水循环使用后用于场地降尘不外排，在管理到位前提下，上述污染发生概率较低，污染影响局限于小范围点状区域。如果发生超范围施工，机械碾压、土方扰动扩散到作业带之外，会扩大土壤压实、土壤结构破坏的范围，加剧区域土壤风蚀沙化。

本工程占地全部为临时用地，施工扰动范围控制管线作业带宽度，施工周期较短，属于短期扰动。施工结束后通过管沟分层回填、场地平整等措施，土壤结构存

在恢复的基础条件；但项目地处南疆干旱荒漠区域，降水稀少，若未落实分层开挖、分层堆放、表土保护等措施，压实、扰动后的土壤理化性质很难依靠自然条件快速复原。因此施工期落实表土单独剥离防护、限定作业边界、油料防泄漏管控等措施，可有效减轻施工对土壤环境的不利影响。

5.4.2. 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1. 土壤环境影响识别

（1）项目类型

本工程部署5口采油井，配套地面管线等工程，属于“I类建设项目”。

（2）土壤评价等级及评价范围

根据前文，本工程土壤环境影响评价工作等级为一级，土壤环境影响评价范围为占地范围内全部以及占地范围外5km范围。

（3）影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建工程位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为采出水，依托塔河油田三号联合站进行处理，不外排，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油管道连接处破裂，井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本工程采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

5.4.2.2. 现状调查与评价

（1）土壤类型

根据现场调查结果，项目所在区域土壤类型主要有林灌草甸土、草甸土、盐土等。

（2）敏感目标

评价范围内的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标；将评价范围内的耕地、牧草地作为土壤环境（污染影响型）保护目标。

（3）土地利用类型调查

根据调查，工程区域建设之前有农用地、建设用地及未利用地，局部区域已受油田开发的扰动和影响逐步变更为以油气开采为主要功能的建设用地。

（3）土地利用规划

本工程占地范围暂无规划。

（4）土壤理化性质调查

土壤理化性质调查详见4.5章节。

5.4.2.3. 土壤环境影响评价

（1）污染影响型

本工程实施后，严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常工况泄漏，根据建设单位的实际情况分析，如果是采油树管线连接和阀门处出现破损发生油品泄漏，建设单位将及时采取措施，不会任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只有在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

预测情景：综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，泄漏100天。

（2）工程区包气带岩性及厚度

工程区浅部地层主要由第四纪全新统（Q）冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带以砂土为主，根据近年地下水水位观测资料，潜水水位在2.5m~10.5m，包气带厚度约2.5-10.5m。

由于第四系土层垂直方向上岩性变化特征不明显，整体概化为1层，岩性概化为砂土，土壤层厚度按3m考虑，相关参数参考 HYDRUS 程序中所推荐的包气带基本岩性参数进行取值，共划分为 100 层，共 101 个节点，每层10cm，剖面上共布设5个观测点，所处位置依次为N1（30cm）、N2（60cm）、N3（120cm）、N4（240cm）、N5（300cm）。

（3）建立数学模型

本文使用Hydrus-1D软件构建模型进行计算，主要模拟石油烃随渗漏废水进入包气带后的迁移转化过程，重点运用了软件中的水流及溶质运移两大模块。

非饱和带溶质运移模型

溶质运移模型根据多孔介质溶质运移理论，考虑一维非饱和土壤溶质运移的数学模型为其中：

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

c —污染物介质中的浓度，mg/L；

D —土壤水动力弥散系数， m^2/d ；

q —渗流速率， m/d ；

z —沿Z轴的距离， m ；

t —时间变量， d ；

θ —土壤含水率，%。

初始条件：

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

边界条件：

$$c(z, t) = C_0, t > 0, z = 0 \text{ (连续点源)}$$

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

(3) 模型设置

①模型范围

本次模拟预测采用垂向一维模型，根据现状调查，模型纵向范围为单位宽度地表至地下1m区域。

②预测时间划分

本次预测事故状态下泄漏 $T_1=500d$ 、 $T_2=1000d$ 、 $T_3=2000d$ 和 $T_4=3000d$ 后、包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况。

上边界条件：概化为变压力水头/通量；

下边界条件：概化为自由排水边界。

③包气带水分运移介质参数

水分迁移模型需要确定的水文地质参数包括：残余含水率 θ_r 、饱和含水率 θ_s 、

垂直渗透系数K以及曲线形状参数 n 。 θ_s 、 θ_r 、 n 采用Hydrus-1d软件提供的土壤经验参数库中的数值。

(4) 预测结果

本次对事故状态下，泄漏后 $T_1=500d$ 、 $T_2=1000d$ 、 $T_3=2000d$ 和 $T_4=3000d$ 天后包气带的石油烃浓度迁移情况进行预测。

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工程对土壤环境影响可接受。

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。运营期土壤环境影响主要来自非正常工况下管线破裂泄漏、井场套管破损泄漏等，油类物质下渗以垂直入渗方式进入土壤环境。根据预测，石油烃污染短期内主要限于地表，泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小，建设单位在发现泄漏点后及时按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可以避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表5.4-7。

表5.4-7土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影 响 识 别	影响类型	污染影响型 ☐ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☒ ; 未利用地 ☒				土地利用 类型图
	占地规模	(0.047)km ²				临时用地/ 小型
	敏感目标信息	生态影响型: 项目占地及外延5km范围的土壤酸碱化程度 污染影响型: 项目占地及外延0.2km范围内的天然牧草地、 耕地等敏感目标				
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☒ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其 他(生态影响)				
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影 响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				井场
		I类 ☐ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				集输管线
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				污染影响 型
敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				生态影响 型		
评价工作等级		一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐				污染影响 型
		一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐				生态影响 型
现 状 调 查 内 容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置 图
		生态影响型 表层样点数	5	6	20cm	
		污染影响型 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)中基本工程45项+石油烃+土壤盐分含 量;《土壤环境质量 农业用地土壤污染风险管控标准(试 行)》(GB15618-2018)中基本工程8项+pH+石油烃+土 壤盐分含量					
现 状 评 价	评价因子	pH、石油烃、含盐量				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表D.1 ☐ ; 表D.2 ☐ ; 其他()				
	现状评价结论	占地范围内各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土 壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1 第二类用地筛选值标准要求。				

工作内容			完成情况			备注
			占地范围外满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的pH 7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。			
影响预测	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（ ）				
	预测分析内容	影响范围（井场周围）；影响程度（较小）			污染影响型	
		影响范围（单井集输管线泄漏点） 影响程度（盐碱化程度加剧）			生态影响型	
	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）☑ 不达标结论：a）□；b）□				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（ ）				
	跟踪监测	监测点数		监测指标	监测频次	代表性井场
		1	内：柱状样	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ） 汞、砷、六价铬	1次/5年	
		1	外：表层样	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）		
	信息公开指标	石油烃				
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行				

5.5. 大气环境影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

5.5.1.1. 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工扬尘与车辆尾气主要集中在井场建设、道路施工、管沟开挖等环节，可能对大气环境造成短期影响。通过洒水抑尘、车辆苫盖、限速等措施，可有效降低影响。

在项目建设前期，由于主要进行地面基础、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，产生扬尘污染少年；③灰土拌合、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，产生量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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

5.5.1.2. 机械设备和车辆废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有SO₂及NO_x等。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随施工期的结束而消失，项目进入运行阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

项目施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工机械及运输车辆排放的废气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.1.3. 焊接废气

设备、管道对接工序过程中产生少量焊接废气、打磨废气，污染物主要为颗粒物。设备、管道对接工序作业时间一般都较短，从影响范围和程度来看，对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，项目所在区域扩散条件良好，焊接、打磨废气很快被空气稀释，且大气污染物随设备、管道对接工序的结束而消失，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

5.5.2. 运营期大气环境影响分析

5.5.2.1. 运营期大气环境影响预测

(1) 相关判定

本工程大气评价工作等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测与评价”。故本次采用AIRSCREEN估算模型软件判定，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型AERSCREEN进行估算。

预测结果表明，本工程拟建的TP1124X井场加热炉有组织排放的颗粒物、NO_x、SO₂最大落地浓度出现在84m处，NO_x最大浓度占标率最高（4.98%），对大气环境影响较小。本工程井场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》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准限值，对周边环境的日均浓度贡献值低于标准限值的10%，影响可控。井场加热炉燃烧废气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。

根据预测结果可知：无组织废气污染源排放的NMHC最大落地浓度98.21μg/m³，占标率4.91%；硫化氢最大落地浓度0.047μg/m³，占标率0.47%。NMHC下风向最大地面浓度低于《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求，硫化氢下风向最大地面浓度低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³的要求。通过加强设备密封性管理、定期检测维修、采用低泄漏设备等措施，可减少无组织排放。

5.5.2.2. 大气污染物核算

本工程运行期大气污染物排放量见表5.5-6。

表5.5-6 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/m³)	
有组织排放						
1	加热炉	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	50	0.037
		NO _x			200	0.297

		颗粒物			20	0.014
		NMHC		/	/	0.031
无组织排放						
2	井场、站场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	厂界外 4.0mg/m ³	1.026
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	0.0012

5.5.2.3. 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见表5.5-7。

表5.5-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□			二级☑			三级□	
	评价范围	边长=50km□			边长5~50km☑			边长=5km□	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□				<500t/a□	
	评价因子	基本污染物（PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次PM _{2.5} □ 不包括二次PM _{2.5} ☑			
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□			附录D☑	其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□		
	评价基准年	(2025) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□			主管部门发布的数据☑			现状补充监测☑	
	现状评价	达标区□				不达标区☑			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本工程非正常排放源□ 现有污染源□			拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑	
	预测范围	边长≥50km□		边长5~50km□				边长=5km□	
	预测因子	预测因子（NMHC、H ₂ S）				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%□		

工作内容		自查项目			
	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	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
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 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距(井场)厂界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.037) t/a	NO _x : (0.297) t/a	颗粒物: (0.014) t/a	VOC _s : (1.057) t/a H ₂ S: (0.0012) t/a
注：“ ☐ ”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项					

5.5.2.4. 大气环境影响评价小结

项目对大气环境的影响可分为两个阶段，施工期施工扬尘、废气对环境造成的影响，由于施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。运营期废气的污染物主要为井场加热炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类和硫化氢，对大气环境造成的长期影响。

井场加热炉烟气影响预测结果表明，各污染物最大落地浓度值远小于《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级浓度限值要求。油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类可以满足《大气污染物综合排放标准》详解中非甲烷总烃空气质量浓度限值(2000μg/m³)要求、硫化氢可以满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中硫化氢空气质量浓度限值(10μg/m³)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。

5.5.3. 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，采油设施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，主要为井场清理的油田工作人员。

5.6. 声环境影响分析与评价

5.6.1. 施工期声环境影响分析

5.6.1.1. 施工噪声贡献值

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

$$LP(r)=LP(r0)-20lg(r/r0)$$

式中： $LP(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$LP(r0)$ ——参考位置 $r0$ 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

$r0$ ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值。

5.6.1.2. 影响分析

根据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、管线施工和物料运输期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）限值要求。本项目周边无村庄等声环境敏感目标，采取设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

非正常工况下，发生井喷等事故常常伴随着高压喷射和噪声。目前井喷噪声尚无直接相关数据。对于井喷事故的应对和处理，需要采取严密的预防措施以减少其对人员和设备的影响。施工前全面地质勘探及合理评价、准确判断井眼的岩性、孔源压力等情况，制定相应的施工方案，降低井喷的发生风险，配备专业的井眼监测仪器和设备，实时监测井眼的压力和流量，及时发现异常，并采取相应的措施，控制井喷的发展，设计合理的防喷设备和措施，例如设置安全阀等，在井喷发生时及时切断井口的喷涌，通过采取上述预防措施，减少噪声对周边环境的影响。

5.6.2. 运营期声环境影响分析

拟建项目场外管线埋地敷设，埋深大于1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建项目产噪设备主要为井场采油树、真空加热炉、混烃提升泵，钻井井场布置基本一致，本次选择TP1124X井场（配置真空加热炉）和峰海气站进行预测。

5.6.2.1. 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

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声监测点位

本评价预测噪声源对厂界四周噪声贡献值。

5.6.2.2. 噪声源参数的确定

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表A.2和类比油气田开发工程实际情况。

5.6.2.3. 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离。

井场噪声源对场界的噪声预测值为38.4~48.1dB(A)，峰海气站噪声源对场界的噪声预测值为30.2~49.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。

5.6.2.4. 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5.6-7。

表5.6-7 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□	
	现状调查方法	现场实测法☑ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□					
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料☑		研究成果□	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑				其他□	
	预测范围	200m☑		大于200m□		小于200m□	
	预测因子	等效连续A声级☑ 最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标☑				不达标□	
	声环境保护目标处噪声	达标□				不达标□	

	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。				

5.6.3. 退役期声环境影响分析

项目服务期满后退役，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声，施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。施工噪声在空旷地带的传播距离较远，影响范围可达200m。本项目拟选场区较为空旷，项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.6.4. 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，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。

5.7. 固体废物影响分析

5.7.1. 施工期固体废物影响

本工程在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、土石方以及施工人员生活垃圾等。

施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置。生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2. 运营期固体废物影响

5.7.2.1. 危险废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等，其中落地油和废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(1) 落地油

落地油主要来自阀门、法兰等设施油品渗漏及突发环境事件产生的落地油，属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08类危险废物（废物代码：071-001-08）。运营期落地油回收率为100%，落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。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》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》，按各采油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材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1~2年。作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，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，废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(3) 废润滑油

废润滑油主要是采油过程中机械设备维修中产生，可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

5.7.2.2. 危险废物环境影响分析

(1) 危废收集过程影响分析

本工程产生的危废按照《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进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

①内部运输

本工程运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至西北油田分公司各联合站内已建暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本工程运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

（3）危险废物的处置

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

（4）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本工程运营期产生的落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。目前协议单位为阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。该项目于2015年7月13日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（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)。危废贮存池地面进行防渗处理，防渗层为防渗混凝土+防渗膜，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足防渗要求；本工程运营期危险废物产生量约1.4t/a（落地油0.2t/a、废防渗材料1.0t/a、废润滑油0.2/次），危废贮存池含油污泥最大储存量2万 m^3 ，目前尚有较大暂存余量。因此，危废贮存池可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。同时须注意阿克苏塔河环保工程有限公司危险废物经营许可证有效期限为2022年1月27日至2027年1月26日，本工程在委托处置前，关注其资质的有效性，否则须委托其他有资质的单位进行合规处置。

本工程运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物转移管理办法》等要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程按照《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。

5.7.2.3. 生活垃圾

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.3. 退役期固体废物影响分析

本工程退役期，井场地面设施、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不能回收的废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。产生的清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录(2025年版)》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

5.7.4. 固废环境影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8. 环境风险评价

5.8.1 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、硫化氢、混烃，主要存在于新建的集输管线内。其中天然气以甲烷为主要危险组分，混烃包含甲烷、乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷、正己烷、甲硫醇、乙硫醇、二甲硫醚、二甲基二硫醚等易燃易爆、有毒有害组分。本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

根据“2.6.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围”计算结果，本工程 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

5.8.2 环境敏感目标概况

根据章节 2.6.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程风险潜势为 I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、天然气（甲烷为主）、 H_2S 、混烃（甲烷、乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷、正己烷、甲硫醇、乙硫醇、二甲硫醚、二甲基二硫醚等）存在于集输管线内。

5.8.3.2 生产系统风险识别

本项目正常生产过程中，天然气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括集输管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，集输管线发生泄漏会对大气、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，井漏会对地下水造成影响。

具体危害和环境影响可见下表：

表 5.8-15 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
集输	集输管线、燃料气管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中的天然气泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为原油、天然气及硫化氢，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气气体扩散至环境空气中，甲烷密度远小于空气，稀释扩散速度快；乙烷密度与空气相近，丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷、正己烷等烷烃组分密度均大于空气，易沿地面及低洼区域扩散积聚；甲硫醇、乙硫醇、二甲硫醚、二甲基二硫醚等含硫组分兼具易燃易爆性与毒性、恶臭特性，由于其在混烃中的质量占比极低（不足 1%），影响较小。随着距泄漏点距离的增加，上述各组分浓度均快速下降，单个泄漏点泄漏的上述物质对环境、人和动物的影响均为局部影响。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本工程一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。本项目管道周边多为耕地，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.2 对地下水的环境影响分析

本工程运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。本工程评价区土壤类型主要为盐土、草甸土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。

故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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，对地下水的影响属于可接受范围。

5.8.4.3 对土壤环境的影响分析

集输管线泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局

部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.4 对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合

物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5环境风险防控措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

5.8.5.1 井场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

（3）在井架上、井场路口处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

5.8.5.2 管线事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善管线两端井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.8.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》(SY6277-2005) 和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》(SY/T6137-2005) 要求进行。

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

是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携带硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （或 100ppm ）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

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

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如油气泄漏点，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度 [$150\text{mg}/\text{m}^3$ （ 100ppm ）] 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.8.5.4 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于 6m ；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m ，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

（2）并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

(3) 与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

(4) 管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

(5) 交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

(6) 管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

(7) 并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.5.5 森林火灾防范措施

对于森林防火要采取有效措施，针对工程沿线植物资源分布的特点，对不同的保护对象提出如下保护措施：

(1) 尽量把能够移植的植物进行移栽。对于木本植物的较小（胸径 10cm 以下）植株进行移植。

(2) 管线施工过程中，尽可能不破坏地形、地貌；施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前的地形地貌。

(3) 加强施工人员的环保意识。在开挖过程中，不随意砍伐植物，如发现国家重点保护植物，要报告当地生态环境部门，立即组织抢救，应进行异地移栽保护。

(4) 加强环境管理。加大宣传力度，采取各种方式，如宣传栏、挂牌等，让施工人员了解植物的显著特征，学会识别分布在此地的国家重点保护植物。对已经发现的保护物种，环境监理的工作就显得十分重要，尤其是在施工期，工程单位与生态环境部门要合作，建立完善的管理体系，使之有法可依，执法有效，确保国家

重点保护植物资源的安全。

(5) 发生火灾启动场站和集输管道专项应急预案时多伴生发生溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件，在现场应急处置中应结合溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件应急处置措施，减少对环境污染。

(6) 当发生突发环境事件时，质量健康安全环保部负责确定环境事件所需应急物资装备的种类、规格和数量，确定最小储备定额，生产运行部根据定额清单（管理区二级应急物资库：包含正压式呼吸器 10 套、毛毡 100 张、吸油棉 3 袋、围油绳 500 米等）落实环境事件应急物资储备。

(7) 强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区、农田区域。

5.8.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

(5) 需建立风险隐患排查台账，做到“月度自查、季度抽查”，对问题及时整改。

5.8.5.7 应急联动

本项目位于阿克苏地区库车市、沙雅县，属于塔河油田已开发区块内地面集输系统配套完善工程，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

(1) 本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

(2) 整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

(3) 与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

(4) 本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.8 环境风险应急处置措施

(1) 井场泄漏处置

1) 伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关

人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 管道泄漏处置

1) 管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2) 管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物

料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.5.9 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三厂已编制环境风险应急预案并备案（备案编号 652923-2024-219-L），设置了环境风险事故应急监测系统等，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入采油三厂现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建工程事故应急预案的主要内容见下表：

表 5.8-16 事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	确定井场、管线等为重点防护单元
2	应急组织机构、人员	设立应急救援指挥部
3	预案分级响应条件	可分为井场突发事故处理预案、管线突发事故处理预案等。
4	应急救援保障	每座井场配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器 6 具、灭火器箱 3 具等；管理区二级应急物资库配备正压式呼吸器 10 套、毛毡 100 张、吸油棉 3 袋、围油绳 500 米等。
5	报警、通讯联络方式	常用应急电话号码：急救中心：120，消防大队：119。由生产部负责事故现场的联络和对外联系，以及人员疏散和道路管制等工作。
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	委托当地环保监测站进行应急环境监测，化验室主任负责协助进行毒物的清洗、消毒等工作。设立事故应急抢险队。
7	应急监测、防护措施、清除泄漏措施和器材	井场站场设置可燃气体浓度检测报警装置、管线两端设置截断阀、安全阀，加强巡视，配备足够的应急设施。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	当发生泄漏时，应通知附近的村庄撤离、疏散，特别是紧急撤离半径内的村庄进行撤离，同时设立医疗救护队，对事故中受伤人员实施医疗救助、转移，同时负责救援行动中人员、器材、物资的运输工作。由办公室主任负责，各部门抽调人员组成。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	当事故无法控制和处理时，生产部门应采取果断措施，实施全厂紧急停车，待事故消除后恢复生产。
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练。
11	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。

5.8.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气、硫化氢、混烃。可能发生的风险

事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损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、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；采油三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应急措施。

本工程环境风险简单分析内容见下表：

表 5.8-17 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	采油三厂 TTK3-1-11X、TK1142H 等 5 口单井地面配套工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县			
地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气、硫化氢、混烃。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损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、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。			
风险防范措施要求	制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。			
结论：本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气、硫化氢、混烃。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损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、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；采油三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应急措施。				

6. 环境保护措施及可行性论证

6.1. 生态保护措施可行性论证

6.1.1. 施工期生态保护措施

6.1.1.1. 施工占地与作业范围管控措施

(1) 项目开工前，完成管线路由布线，划定胡杨林、重点公益林、保护植物、生态保护红线避让缓冲带，管线占地、林地占用补偿严格执行新疆及阿克苏地区油气项目征地、植被补偿相关管理要求，完成林地使用审批、生态补偿资金足额缴纳、占补平衡方案备案后，取得相关主管部门许可方可开工建设。落实林地占补平衡，占用公益林按比例异地营造乡土防风固沙林，足额缴纳森林植被恢复费等。

(2) 优化管线走向，优先绕避成片胡杨、密集柽柳灌丛、胀果甘草集中分布区；严格控制管线施工作业宽度，单株胡杨、成年柽柳周边设置人工作业缓冲区。管线中心线与生态保护红线边界保持安全距离，生态保护红线及永久基本农田一侧不得布设临时堆土区。

(3) 精准划定工程占地边界，采用围挡、警示旗形成刚性管控范围，严格控制占地面积；占地范围外禁止机械、车辆驶入碾压，杜绝乱轧乱碾破坏地表生态结皮层，防止土体松动加剧风蚀沙化。

(4) 管线管沟施工顺应原始地形起伏布设，减少大规模挖填，维持区域原有微地形，降低土壤扰动强度；途经低洼盐渍化地段放缓开挖坡度，避免大面积裸露盐碱土。

(5) 管沟回填多余土方禁止集中堆弃，均匀分散摊铺于管线两侧，平整地表，消除洼地、土丘，与周边荒漠地表平滑过渡，杜绝局部汇水积盐、水力侵蚀通道。

(6) 按照施工期环保专项管控细则，严格落实环评及水保方案全部生态保护措施，设置防渗收集设施统一处置施工废水，固废、建筑垃圾分类收集外运合规处置，严禁就地堆放、漫排、填埋，避免污染土壤、损毁原生植被。若发生超范围植被损毁，须实施加倍生态修复与补偿。

(7) 施工全过程优先利用油田现有道路通行，禁止私自开辟穿越林地、草地的临时便道，最大限度缩减临时用地规模；施工机械、运输车辆仅在指定道路、作

业带内行驶，不得随意取土、剥离地表盐壳。

(8) 依据现场植被、风沙、盐渍化现状完善水土保持方案，施工过程中严格按水土保持、防沙治沙规范作业，分层开挖分层回填、表土单独保护，从源头减少土壤与植被扰动，防控新增水土流失与土地沙化。

(9) 建立施工现场定期清理制度，管材、设备、废料分区规整堆放，施工分区完工即时清理建筑垃圾、废弃包装，全程做到“工完、料净、场地清”，无遗留杂物、弃土堆。

(10) 工程管线施工结束后，建设单位全面履行生态修复主体责任，第一时间对临时占地开展地貌平整、原生表土复原、砾石压盖固沙；分区域选用胡杨、多枝怪柳、骆驼刺、胀果甘草等本土物种开展人工辅助植被恢复，促进区域形成稳定荒漠植被群落，逐步恢复区域原生生态功能。

(11) 所有施工活动严格限定在划定作业范围内，沿线布设生态保护警示牌、公益林隔离网；合理管控施工机械作业时段，缩减夜间施工时长，采用低亮度定向照明、降噪设备，降低噪声、扬尘、强光对野生动植物的长期惊扰；管沟开挖后设置临时通行坡道，消除小型动物迁徙阻隔；开工前组织全员野生动植物保护普法培训，签订生态保护承诺书，严禁捕猎、惊扰保护动物、损毁植物巢穴。

6.1.1.2. 水土流失防治措施

本工程所在的沙雅县、库车市属于塔里木河中上游水土流失重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区。项目施工期水土流失类型以风力侵蚀为主，局部伴随短时水力侵蚀，项目征占地、管线作业带、临时堆土区、施工便道全部划定为水土流失防治责任范围，建设单位为水土流失防治责任主体。

(1) 预防管控防护措施

①严格落实水土保持法定责任，全面贯彻“谁开发、谁保护，谁造成水土流失、谁投资治理，谁引发生态损害、谁依法赔偿”以及“工程建设与水土流失同步治理、生态保护同步实施”基本原则，所有扰动区域做到先防护、后施工，新增扰动同步配套水土保持措施。

②常态化开展水土保持法律法规宣传培训，开工前组织建设、监理、施工全员专项交底，重点讲解塔里木荒漠区地表盐壳结皮层、原生乔灌木防风固沙核心作用，

明确破坏地表植被、乱堆弃土、违规碾压土体的处罚要求，强化施工人员主动保土、固沙、护植被意识，同步普及区域荒漠化防控相关政策要求。

③压实参建各方主体责任，项目主管单位、建设单位、监理单位全过程监督施工单位落实环评、水土保持方案、施工图中水土保持专项条款，严格执行生态环境保护“三同时”制度，水土保持工程与主体工程同步设计、同步施工、同步投产验收。

(2) 现场管理措施

①划定刚性施工扰动边界，以彩条旗、临时围挡、警示标识清晰界定作业带、运输道路范围，严格管控运输车辆、重型机械行驶路线，严禁车辆超出划定范围随意行驶、碾压原生地表，杜绝破坏地表生态结皮层、植被层，从源头缩小土体扰动范围。

②分区规范布设堆料场、临时堆土场、管材堆放区，集中统一管理砂石、建材、开挖土方，严禁施工材料、弃土随意沿管线、林地边缘散落堆放；堆土场选址远离胡杨林、重点公益林、生态保护红线等，减少扬尘与土体侵蚀对敏感生态区域的影响。

③配备专职人员巡查作业区扰动范围、堆土防护、洒水抑尘、车辆管控落实情况，建立台账，发现超范围碾压、裸土无防护、违规取土等问题立即下发整改通知。

④严控施工便道规模，优先利用油田现有硬化道路，确需新建临时便道的，路面全覆盖砾石抑尘，便道两侧设置简易挡土埂，防止大风裹挟沙土向外扩散。

(3) 分区工程防治措施

①管线管沟开挖、回填全过程执行分层开挖、分层单独堆存、分层复原工艺，表层含盐壳、植物根系的原生表土单独围挡存放，与深层盐碱土分区隔离；管沟回填完成后对场地精细整治，高差较大区域采用铲运机就地调配土方平衡，保证地表平整；回填后土体压实度过高区域使用松土器适度耙松，重塑原生土体结构，稳坡固表，消除沟槽、洼地等风蚀、水蚀突破口。

②管线挖填方坚持场内土方自平衡，优化开挖、回填时序，最大限度减少外运、外弃土方，避免大面积松散弃土堆形成风沙源；确有少量富余土方禁止集中堆置，均匀摊铺于管线两侧并平整压实，与周边荒漠地貌平滑衔接，杜绝局部汇水积盐、

径流冲刷沟槽。

③管沟单侧临时堆土统一设置梯形堆土边坡，堆土顶面、边坡覆盖防尘网，堆土边缘修筑小型挡土埂，防止大风扬尘、雨水冲刷造成土体流失；管线开挖形成的裸露土坎同步平整压实，降低风蚀起沙条件。

④针对区域干旱少雨、蒸发强烈、大风频发特点，制定常态化洒水抑尘制度，施工扰动裸露区域定期洒水保湿，风沙天气加密洒水作业，从源头抑制施工扬尘，减轻风力侵蚀带来的水土流失。施工废水、试压废水统一收集至防渗沉淀池，优先回用场地洒水抑尘，禁止无序漫流加剧土壤盐渍化与水力侵蚀。

⑤单段管线施工工序完工后，立即开展场地全面平整，清除建筑垃圾、废弃管材，表层覆土压实，降低地表粗糙度，形成稳定防风固沙保护层，大幅提升土壤抗风蚀能力，抑制土地沙化发展。

⑥临时堆土、施工材料堆放区外围设置移动式防风抑尘围挡，大风天气减少土方开挖、转运作业，对已开挖未回填管沟临时覆盖防尘网，避免沟内沙土被风力吹扬。

（4）措施实施进度、验收与监测管理

实施进度管控：水土保持工程、临时防护措施与主体施工同步推进，土方开挖同步落实堆土苫盖、洒水抑尘；管沟回填同步开展地貌平整、砾石压盖；管线完工后按要求完成所有临时占地水土保持修复工程，不得滞后于主体工程竣工。

竣工验收核查：项目竣工环保验收阶段，将水土保持措施落实情况、扰动区植被恢复、砾石固沙工程、弃土处置作为核心核查内容，对照水土保持方案进行核验，防护措施未达标、迹地未完成修复的不予通过环保竣工验收。

6.1.1.3. 对野生动植物的生态保护措施

6.1.1.4.1对评价区植被的生态保护措施

（1）生态避让

①合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物。

②评价区域分布有胡杨、怪柳等植被，管线、井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

(2) 生态防护

①严格限制管线施工范围，在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时用地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

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

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

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

(3) 生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

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

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

④由于工程建设造成了一定的地表植被破坏，在施工结束后应对植被覆盖区域进行生态修复，优先使用原生表土和选用本土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统；

⑤项目用地扰动区域需保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减少项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

6.1.1.4.2 野生动物生态保护措施

(1) 项目施工前进一步完善区域野生动物保护，重点保护鹅喉羚、塔里木兔活动廊道、鸟类繁殖巢区、爬行类集中栖息沙丘，管线优先避让动物饮水、觅食区域；在施工中发现巢区、栖息区，设置施工缓冲禁扰带。

(2) 所有进场施工、监理人员开展《中华人民共和国野生动物保护法》专项培训，工区、管线沿线、临近生态保护红线处设置野生动物保护硬质警示牌，公益林段增设隔离防护网，严禁人员擅自深入荒漠原生栖息生境。

(3) 优化施工时序，4-6月鸟类、野兔繁殖期缩减胡杨林、公益林高噪声开挖作业；晨昏动物觅食高峰降低机械轰鸣、车辆鸣笛；严控夜间施工，仅使用定向低亮度冷光源，杜绝强光漫射惊扰野生动物。

(4) 管沟开挖形成的沟槽设置动物通行坡道，防止塔里木兔、沙蜥、啮齿类坠落被困；停工沟槽覆盖防尘网，若发现受伤、被困保护动物立即上报林草部门专业救护，禁止私自捕捉、处置。

(5) 划定机械、车辆行驶路线，严禁越界碾压柽柳、胡杨，不得损毁树洞、动物巢穴；工区生活垃圾、废弃管材、危险化学品密闭收集，全部外运处置，严禁就地丢弃、废液漫排，防止野生动物误食、中毒。公益林区严格管控野外火源，杜绝林木火灾破坏动物生境。

(6) 设置专职人员巡护，制止捕猎、驱赶、惊扰野生动物等违规行为；合同明确生态处罚条款。

(7) 管线临时用地修复选用胡杨、柽柳、骆驼刺等本土物种，同步恢复野生动物食源与隐蔽栖息灌丛，足额列支野生动物保护专项经费，用于宣教、救护、生境修复。

6.1.1.4. 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）有关规定以及《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）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交生态环境影响报告，报告应当包括有关防沙治沙的内容。

本工程所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”。根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025年1月1日起实施）的要求，项目在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜灌则灌、宜草则草，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，避免“有明显沙化趋势的土地”向沙化土地过渡趋势，区域生态环境质量与功能不受项目建设而变化，胡杨林、河岸/防洪堤、野生动植物等得到有效保护。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

（4）植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①植被覆盖度较高的区域，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，在植被覆盖度高的地段尽可能采取人工开挖，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对施工迹地内裸露土地采取防沙治沙措施，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，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

本工程需严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

本工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在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。本工程防沙治沙工程中建设单位为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。建设单位应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2) 技术保障措施

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，在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

本工程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

本工程防沙治沙措施实施后，预计工程区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

防沙治沙措施需要有从临时控制到长期稳定的递进式治理思路。在施工期及施工结束后在井场周边、管线沿线等关键风蚀地段做好防沙治沙措施，将治理阶段与责任主体（施工期建设单位、运营期油田管护队伍）相结合，并建议与当地治沙站协作，利用了现有管护力量和区域经验，确保了措施的可操作性和可持续性。

6.1.1.5. 林地保护措施

（1）项目施工占用天然林前，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《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》（阿行署办〔2008〕27号、阿地油区委〔2009〕3号）等有关规定，建设项目办理使用林地手续后方可施工建设。

（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”。占用公益林前应按《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。

②项目选线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立木。

③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。

④在重点公益林分布区域施工过程中，采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。

⑤临时使用林地期满，建设单位应当在一年内恢复被临时使用林地的林业生产条件和植被。

⑥建设单位应采取有效措施保护野生动植物及其生境，严禁施工车辆、人员追赶、碾压野生动物，禁止损毁野生动物巢穴，施工过程中尽量避免或减少对工程区及周边野生动植物生境的影响。

⑦建设单位应接受阿克苏地区林业和草原局、库车市林业和草原局对项目使用林地情况的监督检查。

⑧建议在井场施工区临近生态保护红线、重点公益林、永久基本农田的一侧设置隔离防护网，并设置警示标牌。

⑨强化野外火源管理，严禁携带火种进入公益林区。

6.1.1.6. 生态保护红线生态保护措施

(1) 严格控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原地表的破坏；

(2) 施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，严禁向生态保护红线内堆放任何物料、固体废物等；

(3) 施工人员生活污水等禁止在生态保护红线范围内泼洒；

(4) 施工机械和车辆充分利用区域现有道路，禁鸣低速行驶，禁止随意开辟道路，严禁破坏生态保护红线内土壤和植被。

(5) 在生态保护红线交界处设置警示宣传标识，提醒施工人员禁止随意进入生态保护红线区，将施工活动严格限制在本工程开发范围内。

(6) 加强对施工人员的管理和教育，在生态保护红线附近施工时严禁永久占地及临时用地占用生态保护红线范围。严禁施工人员乱砍滥伐，减少破坏该区域植

被的面积和生物量。

(7) 做好管线的选线工作，优化施工线路，避让生态保护红线，不得占用及穿越生态保护红线，项目建成后，及时恢复临时用地。

6.1.1.7. 永久基本农田生态保护措施

项目管线路由临近永久基本农田，不占用。关于对永久基本农田的保护，首要原则是强化源头避让与规划符合性。开工前需将线性工程的最终选线与自然资源部门最新的永久基本农田数据库及国土空间规划“一张图”进行核对，确保项目红线范围与永久基本农田保护红线“零重叠”。根据《永久基本农田保护红线管理办法》，须对永久基本农田采取避让措施，若实际施工中压占永久基本农田保护红线的，建设单位必须提供由库车市、沙雅县自然资源主管部门出具的书面核实意见，作为项目开工的前置条件。任何临时用地，特别是管线施工的临时堆土场等，须严格禁止侵入永久基本农田范围，严禁在其中堆放固体废物、填埋垃圾或进行其他破坏耕作层的活动。具体如下：

(1) 管线选线对永久基本农田实施避让，优化路线选择，不得在基本农田区域新增永久设施。

(2) 施工期间不得在永久基本农田范围内堆放固体废物或者进行其他破坏基本农田的活动。

(3) 因发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主管部门报告。

(4) 加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田。

(5) 在保证施工安全的前提下，管沟开挖宽度及作业带宽度严格控制在设计范围内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失；施工现场集中堆放的土方必须覆盖，严禁裸露。

6.1.1.8. 公益林生态保护措施

(1) 细化分区管控与生态功能补偿。根据《国家级公益林管理办法》及自治区林草部门的相关管理规定，建设项目使用公益林必须严格遵循“先批后用、占补

平衡、同质等量提质”三重原则。针对工程区内以怪柳、胡杨为主的防风固沙型国家公益林、地方公益林，建设单位须依法提交林地使用申请、缴纳森林植被恢复费，办理林地占用等审批手续，按照林可研中林地占补平衡实施方案，制定精细化施工管控方案。在生态功能极重要的公益林核心斑块，全面限制大型机械进场；管沟开挖优先采用人工、小型轻型设备；胡杨密集段作业带在设计基础上压缩至5m以内，全线采用彩旗、硬质临时围栏划定施工边界，安排专职人员巡查，严禁车辆、人员越界碾压、损毁林下盐壳结皮与原生草本层，最大限度保护林下生态基底。

（2）建立系统性的生态修复方案，占补平衡基数与指标核定以实测占用公益林小班矢量面积、林木蓄积、植被盖度为核算基数，区分乔木林地、灌木林地两类地类分开平衡，同步补偿同等生态功能、同等立地条件的防风固沙林地指标，杜绝“占灌木补荒滩、占胡杨补普通灌丛”低质置换。临时占用公益林地期满后及时完成地貌平整，管线临时占地内的管线安全范围内不得种植深根植被以免产生安全风险。补偿林地优先在库车市、沙雅县本县域内选址，补偿地块生态区位、土壤盐渍化程度、风沙立地条件与被占用公益林保持一致，全部划定为防风固沙公益林，不得选用商品林地、无植被戈壁裸地作为补充地块；补充地块权属清晰、无土地纠纷，同步录入自治区公益林动态监管台账，长期纳入公益林管护体系。

除占补平衡刚性要求外，建设单位需在林草主管部门指导下落实生态修复计划，对原地扰动斑块开展地貌平整、原生表土复原、乡土植被补播修复；修复优先选用本土浅根物种，构建结构稳定的乔灌草复合群落，恢复区域防风固沙生态功能。

（3）在公众监督与区域协同层面，建议将本工程公益林占用范围、占补平衡地块位置、补偿资金额度等核心内容在项目所属乡镇、行政村进行公示，同步公布林草部门监督举报电话，保障周边群众知情权与监督权。同时，鼓励建设单位参照《新疆维吾尔自治区关于鼓励和支持社会资本参与生态保护修复的实施意见》（新政办发〔2022〕70号），协同推进区域胡杨林拯救、防风固沙植被保护，实现企业生态履责与流域整体生态质量同步提升的双赢效果。

综上，本工程公益林生态影响减缓措施可行。

6.1.2. 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本工程的建设，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保护工作，落实本工程环保措施的落实并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本工程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、老井临时用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，并纳入本工程环保投资。

（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。对施工迹地表面及时进行生态恢复，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，切实增强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，防止污染扩散蔓延。

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本工程在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，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；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；建立生态安全应急系统。管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3. 退役期生态环境保护措施

工程进入退役阶段，坚持最大限度减少二次生态扰动的原则，严格落实井场设备拆除、场地清理、地埋管线处置、地貌整治等工作。本工程地埋集输管线经清洗吹扫后两端封堵、不再开挖挖出，避免大规模管沟开挖带来的二次地表扰动、植被破坏与水土流失。井场地面设施拆除作业应限定在原有井场占地范围内，不得向外扩大扰动范围；拆除产生的废弃设备、钢结构、建筑垃圾分类收集，可回收构件资源化利用，不可回收的分一般固废与沾油危废进行分类处置，不得就地遗弃在荒漠现场；拆除作业同步采取洒水抑尘措施，降低拆除扬尘对周边荒漠植被的影响。

埋地管线不再开挖取出，首先采用氮气吹扫清除管线内残余油气介质，再开展清水冲洗作业，管线冲洗产生的含油废水全部收集罐装，拉运至塔河油田三号联合站污水处理系统处置，严禁就地排放；管线内部清理完毕确认无残余介质后，对管线两端实施盲板永久封堵，做好位置标记与档案记录，留存管线封堵位置、检测资料，纳入项目退役档案管理。规避重新开挖管沟造成大面积土壤翻动、碾压破坏林草植被，降低二次生态扰动，消除废弃管线介质泄漏的潜在环境风险。

完成设施拆除和管线封堵后，开展井场场地清理与迹地地貌整治工作，彻底清理场地内各类废弃物、油污残留物；若现场检出落地油等含油污染物，按危险废物规范收集，委托具备资质单位无害化处置。结合区域干旱荒漠的自然条件，优先依托区域自然条件实现植被恢复；对原临时占地残留区域进行场地平整，消除坑洼、堆积土体，减少风蚀沙化隐患。同时按照规范完成废弃井封井作业，保障井筒封堵质量，防止油水窜层污染土壤与地下水。

退役全过程应控制机械作业范围，严禁施工车辆随意碾压外围胡杨疏林、多枝怪柳灌丛、胀果甘草草甸；落实退役期环境监理，对拆除、管线封堵、场地整治全过程监督检查，形成完整的退役生态治理台账。

6.2. 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对本工程可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

6.2.1. 施工期地下水污染防治措施

(1) 禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

(2) 污染物防控措施

①禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。

②管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐高温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减少了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

(3) 其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水、固废加强管理，做好转运台账，严禁污染环境。对拉运过程进行严格监督管理，运输过程中应尽量避开环境敏感区，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方

式排放水污染物。

④选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.2. 运营期地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国生态环境法典》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建工程区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.2.1. 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水经塔河油田三号联合站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。

②定期对井场、管线的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③定期对站内管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.2.2.2. 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表6.2-3），提出防渗技术要求。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，工程区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及COD等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。

6.2.2.3. 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场监测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

（2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报

告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4. 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，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6.2-5。

表6.2-5 区块地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	工程区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时,可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外，应对本工程各井井口压力、套管压力、环孔压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向三厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场监测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，必须明确职责、制定相关规定进行管理；

具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年1次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5. 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

建议在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制定地下水污染事故应急措施，并与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入三厂应急预案中。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分析污染原因，确定泄漏污染源，按照应急预案中相关事故处理措施，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3. 退役期水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3. 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1. 施工期废水污染防治措施可行性论证

施工期产生的废水主要是试压废水及生活污水。

（1）生活污水

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级标准后用于生活区、井场及通井路降尘,其余部分用于生态林、荒漠灌溉。撬装式一体化装置一般采用A/O/A²O+MBR/生物接触氧化+沉淀消毒组合等工艺对常规生活污水进行处理,井场生活污水仅含洗漱、如厕废水等,污染物浓度平缓,无高浓度突发冲击,COD去除效率约85%、BOD₅去除效率约90%、悬浮物去除效率约95%、氨氮硝化去除75%~90%,末端配套二氧化氯/紫外消毒单元等可稳定控制粪大肠菌群,出水指标可达相关要求。类比油田同类项目,采用撬装AO+MBR处理生活污水,出水达标后用于荒漠植被灌溉,环评批复认可工艺可行性。

(2) 管道试压废水

本工程试压废水约为28.81m³。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性,本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质,管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行,试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水可用作场地降尘用水。

综上所述,通过采取以上各种废水处理及防治措施,本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置,施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2. 运营期废水污染防治措施可行性论证

本工程运营期的主要废水是采出水。

本工程建成投运后,单井采出水随油气混合物输送油藏采出废水进入塔河油田三号联合站污水处理系统处理,经处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准回注地层,可保持地层压力,使油藏有较强的驱动力,以提高油藏的开采速度和采收率。

塔河油田三号联合站的采出水处理装置运行稳定,可稳定达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准,联合站采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求,采出水可实现全部回注油藏用于驱油,项目采出水处理依托联合站可行。

对运营期废水拉运建立管理台账,台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等,必须定点装卸车,按照规定路线限速

行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本工程运营期废水均经处理后，全部回注，不外排。废水污染防治措施合理可行。

6.4. 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1. 施工期土壤污染防治措施可行性论证

(1) 应严格控制施工期临时用地面积，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撒，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。

6.4.2. 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

定期检修维护管线压力、流量传感器；派专人对管线进行定期巡检，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。加强管线巡检，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）》（HJ 964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，在发生事故泄漏时对采油井的井口区可能影响区域跟踪监测，环评建议在井场占地范围内和占地范围外分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样，每1年监测1次，监测因子为石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

综上，本工程采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.3. 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场内影响土壤环境质量。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）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。

6.5. 大气污染防治措施可行性论证

6.5.1. 施工期大气污染防治措施可行性论证

6.5.2. 施工期大气污染防治措施可行性论证

6.5.2.1. 地面施工大气污染防治措施可行性论证

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防

尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

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

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

（6）管沟开挖不宜过深，及时开挖、回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

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

（9）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2.2. 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施可行性论证

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.5.3. 运营期废气污染防治措施可行性论证

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉排放的有组织烟气、井场及阀组排放的无组织废气等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

（1）加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO₂排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过8m高排气筒排放。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 在日常生产过程中，加强NMHC、H₂S无组织排放例行监测，对典型井场厂界NMHC、H₂S每年监测一次，确保NMHC满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)无组织排放监控限值要求、H₂S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。

(5) 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》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019)等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

(6) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(7) VOCs协同管控：运营期石油开采使用密闭集输工艺，井场加热炉使用天然气作为燃料，提高了VOCs治理的科学性、针对性和有效性，协同控制温室气体排放，贯彻落实相关政策和行动计划，减少VOCs排放。同时，相关单位建立碳排放监测预警机制，对碳排放增长较快的行业领域进行形势预警，并采取相应管理措施。将碳排放管控要求纳入碳达峰碳中和综合评价考核指标体系，完善建设单位节能降碳管理制度，发挥市场机制调控作用，推动建设单位落实节能降碳管理要求。通过上述措施，旨在减少VOCs排放，改善空气质量，推动经济与环境的协调发展。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.4. 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。

6.6. 声环境保护措施可行性论证

6.6.1. 施工期噪声污染防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

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

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.6.2. 运营期噪声污染防治措施

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。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。

6.6.3. 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.7. 固体废物污染防治措施可行性论证

6.7.1. 施工期固体废物污染防治措施可行性论证

施工期固体废物主要为施工废料、土石方及施工人员生活垃圾等。

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。土石方做到挖填方平衡，不弃土；施工人员生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置。

综上，本工程采取的固废污染防治措施可行。

6.7.2. 运营期固体废物污染防治措施可行性分析

6.7.2.1. 固体废物产生及处置情况

（1）危险废物

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料以及废润滑油等。

（2）生活垃圾

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

6.7.2.2. 危险废物处置措施可行性分析

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等，落地油和废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。运营期间工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本工程运营期防止产生落地油，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，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，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》的相关要求收集、贮存、运输。废防渗材料和废润滑油主要在修井作业和机修维修过程中产生，施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（1）危险废物收集

采油三厂严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬纸桶应按要求设置明显地标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a.危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。b.危险废物类别：按危险废物种类选择。

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

（2）危险废物贮存

本工程运营期产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年 第74号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬纸桶应按要求设置明显地标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图6.7-3所示；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图6.7-4所示；

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

（3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表A.7详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令344号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（4）危废运输要求

本工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（5）危废委托处置

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。

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

采油三厂要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本工程运营期环境管理要求见表6.7-3。

表6.7-3 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	依托已建危废贮存点，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》的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中4.3规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

6.7.3. 退役期固体废物污染防治措施可行性分析

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，不可回收利用的一般工业固体废物

拉运至当地建筑垃圾填埋场妥善处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。产生的清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

（2）对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7. 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、在全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，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1. 温室气体排放分析

7.1.1. 碳排放影响因素分析

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CO₂排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄逃逸排放、CH₄回收利用量、CO₂回收利用量、净购入电力和热力隐含的CO₂排放。

（1）燃料燃烧CO₂排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的CO₂排放。

工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的CO₂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。火炬燃烧除了排放CO₂外，还可能排放少量的CH₄，石油天然气生产的火炬系统需同时核算CO₂和CH₄排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧排放。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的CH₄或CO₂气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分CH₄或CO₂气体排放量。

（4）CH₄逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织CH₄排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH₄回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的CH₄从而免于排放到大气中的那部分CH₄。CH₄回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO₂回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的CO₂作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分CO₂。CO₂回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑CO₂地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的CO₂，因此该部分回收利用量均为0。

（7）净购入电力和热力隐含的CO₂排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2. 二氧化碳产排节点

拟建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	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织

2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力隐含的CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

7.1.2. 碳排放量核算

7.1.2.1. 碳排放核算边界

拟建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	采油三厂 TKK3-1-11X、 TK1142H等5口单井 地面配套工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧CO ₂ 排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力隐含的CO ₂ 排放量

7.1.2.2. 碳排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧CO₂排放、火炬燃烧排放、CH₄逃逸排放、净购入电力隐含的CO₂排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧CO₂排放

① 计算公式

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_{i,j}——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Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{i,j}——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Nm³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。

②活动水平数据

本工程燃料燃烧碳排放计算主要核算TP1124X井口燃气真空加热炉，年运行时间7920h，根据核算年天然气消耗量为18.74万m³。本工程实施后，燃料燃烧CO₂排放活动水平数据详见表7.1-3。

表7.1-3 燃料燃烧CO₂排放活动水平数据一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	活动数据
本工程	TP1124X 燃气加热炉燃烧	天然气燃料	万 Nm ³	18.74

③排放因子数据

本次评价燃料燃烧CO₂排放因子数据均参考《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》附录二：表2.1常见化石燃料特性参数缺省值，具体详见表7.1-4。

表7.1-4 燃料燃烧CO₂排放因子数据一览表

燃料品种	低位发热量	热值单位	单位热值含碳量（t 碳/GJ）	燃料碳氧化率
气体燃料 天然气	389.31	GJ/万 m ³	15.3×10 ⁻³	99%

④计算结果

根据燃料燃烧CO₂排放计算公式，燃料燃烧CO₂排放量核算结果见表7.1-5。

表7.1-5 燃料燃烧CO₂排放量核算结果一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	CO ₂ 排放量/tCO ₂
本工程	井场燃气加热炉	天然气	吨 CO ₂	110.51

根据上表，本工程TP1124X井场加热炉燃烧天然气产生的E_{CO₂燃烧}为110.51tCO₂。

（2）CH₄逃逸排放

本工程运营期无工艺放空装置，主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和阀组逃逸排放的CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920号）中“油气开采业务CH₄逃逸排放”计算公式进行计算：

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

式中： $E_{CH_4_开采逃逸}$ ——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）；井口装置为0.23；

$Num_{gas,j}$ ——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）；井口装置为2.5。

本工程共有5个采油井场，根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH_4 为1.15t，折算成 CO_2 排放量为24.15t。

（3）净购入电力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ ——主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ ——企业净投入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

b.净投入热力的 CO_2 排放计算

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ ——报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ ——企业净投入的热力消费量，单位为GJ；

$EF_{热力}$ ——热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，项目使用的电力消耗量为 20×10^4 kWh/a（约合200MWh/a），电力排放因子按照西北地区电力排放因子0.6671吨 CO_2 /MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力隐含的 CO_2 排放量为133.42t CO_2 。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，化工企业的CO₂排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中： E_{GHG} —温室气体排放总量，单位为吨CO₂；

$E_{CO_2-燃烧}$ —核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的CO₂排放量，单位为吨CO₂；

$E_{GHG-火炬}$ —企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨CO₂当量；

$E_{GHG-工艺}$ —企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨CO₂当量；

$E_{GHG-逃逸}$ —企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨CO₂当量；

S —企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ —企业的CH₄回收利用量，单位为吨CH₄；

GWP_{CH_4} —CH₄相比CO₂的全球变暖潜势值。取值21；

$R_{CO_2-回收}$ —企业的CO₂回收利用量，单位为吨CO₂。

$E_{CO_2-净电}$ —报告主体净购入电力隐含的CO₂排放量，单位为吨CO₂；

$E_{CO_2-净热}$ —报告主体净购入热力隐含的CO₂排放量，单位为吨CO₂。

按照上述CO₂排放总量计算公式，则本工程实施后CO₂排放总量为1780t，详见下表：

表7.1-7 CO₂排放总量汇总一览表

序号	源类别	排放量（吨CO ₂ ）
1	燃料燃烧CO ₂ 排放	110.51
2	火炬燃烧排放	0
3	工艺放空排放	0
4	CH ₄ 逃逸排放	24.15
5	CH ₄ 回收利用量	0
6	CO ₂ 回收利用量	0
7	净购入电力隐含的CO ₂ 排放	133.42
8	合计	268.08

7.2. 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减

污降碳措施，具体如下：

7.2.1. 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2. 电气设施减污降碳措施

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为1级的节能产品，与实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3. 减污降碳管理措施

采油三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268.08t。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

- (1) 加强管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训；
- (2) 开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低燃料消费量。

8. 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。本工程总投资为1336.13万元。项目内部收益率为8.1%（税后），项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。

8.1. 环境效益分析

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）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。

项目占地主要为管沟开挖临时用地等。本工程建设对工程区域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，将对工程区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。

8.2. 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在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。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

8.3. 综合效益分析

建设项目的环保投资除了从某种程度上反映工程对环境造成的经济损失和对环保重视的程度外，更重要的意义还在于该投资所产生的环境效益和经济效益，其主要方面包括：

(1) 在施工期同时采取防风固沙工程措施，有助于植被的生长和水土保持，对防沙治沙具有较好的生态效益，生态经济的无价性可以说明生态保护的一次性投资获得的环境经济效益是显而易见的。

(2) 大气污染防治和污水处理工程措施在减少环境污染方面具有一定的环境和经济效益，同时预防突发性污染事故的措施也具有更重要的环境经济意义。

本工程的环保措施投资实施后，其环境经济效益主要体现在以下两个方面：

(1) 减少工程对环境污染和破坏所造成的经济损失和降低环境污染风险的损失。根据该油田区地下水环境保护目标，特征污染物石油类等指标须保持现有水平，因此，一旦地下水受到污染，则用于废水处理设施的环保投资与因污染或破坏的环境资源损失所投入的治理费用是远远不能相比的。从这一点说明，该工程投入的环保投资在防范污染风险效益方面具有很大的意义。

(2) 工程区特别是地面开发工程周边分布有农田生态系统，本工程实施生态保护措施可以减少植被资源破坏造成的经济损失，工程一次性投资所获得的环境效益是明显的。

8.4. 环境经济损益分析结论

本工程总投资为1336.13万元，其中环保投资25万元，占总投资的1.87%。估算见下表：

表8.4-1 本工程环保投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资(万元)
施工期	生态环境	项目占地	① 完工后迹地清理并平整压实、临时用地释放后植被和土壤的恢复。 ② 避让植被分布茂密的区域。 ③ 办理征地补偿手续。 ④ 严格控制施工范围，严禁乱碾乱轧。 ⑤ 区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，如井场遗留弃渣及时清运；老井临时用地内的水泥块按期清理或综	施工结束后场地平整、井场无固废遗留	5

采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程生态环境影响报告书

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资 (万元)
			合利用。 ⑥ 防沙治沙与水土保持措施。		
	废气	管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	0.5
	固废	施工废料、生活污水污泥、生活垃圾	库车绿能环保科技有限公司	/	1
	风险防控	井场	可燃气体报警器	/	1.5
运营期	废气	井场加热炉烟气	安装低氮燃烧器、燃用返输干气，烟气经烟囱排放	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1 级	1
		无组织排放	选择质量可靠的管线、阀门、泵，加强巡检和压力监测，减少跑冒滴漏	NMHC $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$; $\text{H}_2\text{S} \leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	2
	废水	采出水	管输至塔河油田三号联合站采出水系统处理	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）标准后回注油层，不外排	2
	地下水	井场	分区防渗	渗透系数小于 $1 \times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$	1
	噪声	采油设施	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间 $\leq 65\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$	0.5
	固废	废润滑油	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置	合规妥善处理	4
		废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理		
		落地油			
	环境风险管理	环境风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢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	2
		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	1.5
退役期	固体废物	井场及管线拆除废物	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场、落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道清洗废水送至联合站处理	合规妥善处理	2
	生态恢复	占地恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时用地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	合规妥善处理	1
合计					25

9. 环境管理与监测计划

9.1. 环境管理

9.1.1. 承包方的环境管理

本工程开发在施工承包方管理上应按照HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理。

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的HSE表现，应优先那些HSE管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司HSE体系要求，建立相应的HSE管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的HSE管理部门以及相关的地方生态环境部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行HSE培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行HSE培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.1.2. 管线建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管

道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3. 油田生产 HSE 管理计划

9.1.3.1. 组织机构和职责

（1）组织机构

本工程建设项目HSE管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司HSE管理委员会的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司HSE管理委员会、采油三厂HSE管理委员会，各设专职HSE管理员一名。

（2）职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司HSE管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定HSE方针、目标和管理实施细则。

——每季度召开一次HSE例会，全面掌握HSE管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的HSE工作，讨论、处理本单位HSE工作中存在的重大问题。

——组织本单位HSE工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司HSE管理职责

——负责组织职工完成HSE工作任务。

——适时召开会议，研究、分析HSE工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向HSE管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油三厂HSE管理委员会职责

——负责运行期间HSE管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对HSE管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的HSE方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④HSE兼职管理人员和全体人员

——HSE兼职管理人员和全体人员应清楚地意识到环境保护的重要性。

——严格执行HSE管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.3.2. 教育培训

职工上岗之前，应进行有关HSE方面的综合性培训教育，其内容包括：

- (1) 学习国家、地方和本部门有关HSE方面的政策、法令和法规。
- (2) 了解西北石油分公司环境保护的目标和指标。
- (3) HSE管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE管理小组实施计划。
- (5) 各种规章制度和操作规程。
- (6) 有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。
- (7) 事故的预防和应急程序。

9.1.3.3. HSE管理体系文件的控制

油气生产过程中的HSE管理体系文件的控制与钻井队伍HSE管理体系文件的控

制相同。

9.1.3.4. 检查和审核

为了保证该HSE管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的HSE管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。

9.1.3.5. 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

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、沙雅县境内。

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

本工程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三厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本工程环境监测计划见表9.4-3。

9.2.2. 公开方式及时间要求

（1）公示方式

通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

(2) 公开时间要求

(3) 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

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表9.3-1。

表 9.3-1 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污 染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集 输	加热炉 废气	NO _x	0.297	0.297	经不低于8m高的烟囱排放
			SO ₂	0.037	0.037	
			颗粒物	0.014	0.014	
			NMHC	0.031	0.031	
		无组织 排放废 气	NMHC	1.026	1.026	大气
			硫化氢	0.0012	0.0012	
废水	采出水		废水量 (万 m ³ /a)	0.65	0	采出水进入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)标准后回注油层，不外排
固体 废物	井场作 业	落地油	-	0.25	0	落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
	井场作 业	废防渗 材料	-	1.25	0	废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
	采油设 施维修	废润滑 油	-	0.25/次	0	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
噪声	采油树、 加热炉	机械噪 声	-	80~95dB (A)	厂界达 标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4. 生态环境监测

9.4.1. 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理，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、供应商和中国石化西北油田分公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强

施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地生态环境部门的要求和环境标准。

②必须接受过HSE专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向HSE部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助HSE部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对HSE工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管道施工作业带宽度控制在5m征地范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

表 9.4-1 污染物排放清单

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m³)		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m³)				
		无组织废气	管道密闭输送,加强阀门、机泵的检修与维护,从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	7920	/	1.026	厂界外;非甲烷总烃≤4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制限值
				—	硫化氢	7920	/	0.0012	硫化氢≤0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中改扩建项目二级标准
		有组织废气	经不低于 8m 高的排气筒排放	-	NO _x	7920	147.28	0.297	200		《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	7920	18.56	0.037	50		
颗粒物	7920				7.0	0.014	20				
NMH C	7920				15.591	0.031	-		-		
温室气体	降低抽油机井工作能耗,加强油气集输管道密闭性能,开发清洁能源替代现有能源等,从而减少温室气体排放	—	甲烷、二氧化碳	7920	/	/	/		/		
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求	
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水依托塔河油田三号联合站处理;			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	
类别	噪声源		污染因子	治理措施		处理效果	执行标准		环境监测要求		

采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程生态环境影响报告书

噪声	油井作业	L _{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	厂界达标	厂界昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 中 2 类标准
	井口装置	L _{eq}				
序号	污染源名称	固废类别	处理措施			
固废	废润滑油	危险废物	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置			
	废防渗膜、落地油	/	落地油 100%回收，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

(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的环境保护处理措施、施工扬沙的大气环境影响控制措施及运输车辆的声环境控制措施，生活垃圾等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

② 试运行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。

9.4.2. 运营期环境监测计划

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)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)等相关要求，项目在运行期间，需对生产过程中产生的“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。企业应根据《中华人民共和国生态环境法典》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。

项目事故预案中需包括应急监测程序，项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，制定切实可行的硫化氢监控措施，并跟踪监测硫化氢的迁移情况，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定和实施。

9.5. 环保设施“三同时”验收

9.5.1. 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2. 环境设施验收建议

(1) 验收范围

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。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自2017年10月1日起施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

9.5.3. 环境管理机构设置

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下设质量安全环保处，负责西北油田分公司的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

9.5.4. 环境管理主要任务

9.5.4.1. 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。

(4) 工程建设结束后，会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

9.5.4.2. 运营期的环境管理任务

(1) 本工程运行期的HSE管理体系纳入中石化西北油田分公司HSE系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，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) 负责原油集输管线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) 编制突发环境事件应急预案。

(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。

9.5.5. 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安措施显得尤为重要。根据QHSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本工程的环境管理计划。

10. 结论

10.1. 建设项目情况

采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县，西北距库车市市区约70千米，西距沙雅县城约57千米，距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区约20米。项目建设性质为改扩建，新增用地面积4.6563公顷。建设内容主要为：①主体工程：在塔河油田采油三厂所辖区块内部署5口生产井（TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2），建设混烃回收一项，新建管线12.243千米、100千瓦/25兆帕电磁加热器1座（TKK3-1-11X）、200千瓦加热炉1座（TP1124X）、单井计量装置1座（S105-20H）、混烃提升泵2台（峰海气站）以及RTU、配电箱、视频监控杆、可燃探头等设备。燃料气管线与集油管线同沟埋地敷设；②公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等，井场采出油气加热后通过集输管线密闭输送至就近计量阀组站，最终由塔河油田三号联合站进行处理。③环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本工程总投资约1336.13万元，其中环保投资25万元，占总投资的1.87%。

本工程为塔河油田已开发区块内地面集输系统配套完善工程，不涉及新钻井、侧钻、压裂、酸化、试油及井下作业，不新建油气集中处理站场，不新增采出水处理设施和生产废水外排口。工程建成后，井场采出液通过生产管线密闭输送至既有阀组、计转站、联合站或区域集输系统。工程实施后可进一步完善采油三厂所辖区块地面集输系统，保障相关井场稳定生产和集输系统安全运行。

10.2. 产业政策、选址、规划符合性

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）《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）等相关政策、法律法规相关要求。本工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县，属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

10.3. 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲东南缘，塔里木河以北。项目主体工程分布在中石化塔河油田内，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。评价区涉及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生乔灌木植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境，主要有草地生态系统、灌丛生态系统、林地生态系统等。评价区土地利用类型主要有乔木林地、灌木林地、天然牧草地等，自然植被属稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为胡杨疏林、多枝怪柳灌丛以及胀果甘草草甸；现场调查中观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等鸟类4种，密点麻蜥、荒漠麻蜥等爬行动物2种。生态保护目标主要为区域重要物种、生态保护红线、公益林、永久基本农田等。评价区域生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

（2）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、耗氧量、硫酸盐、氯化物、钠、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。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。参考相关文献资料，氯化物超标与区域岩石、土壤成分有关系；在干旱地区的潜水中，氯离子含量与矿化度成正比，工程区地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，同时库车市境内发育的地带性土壤为棕漠土等，不少地方由于缺少雨水冲刷，盐分板结在土壤表面上，形成严重的盐碱土，

土壤含盐量很高。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现铁、锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

（3）土壤环境质量现状

拟建项目占地范围内各监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；拟建项目占地范围外监测点各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1农用地风险筛选值标准。

（4）环境空气质量现状

本工程所在区域为不达标区，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。

（5）声环境质量现状

井场所在区域厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

10.4. 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

（2）水环境影响分析

在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手

段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，本工程井场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位及时启动应急预案，采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在项目征地范围内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

（3）土壤影响分析

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。本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。运营期土壤环境影响主要来自非正常工况下管线破裂泄漏、井场套管破损泄漏等，油类物质下渗以垂直入渗方式进入土壤环境。根据预测，石油烃污染短期内主要限于地表，泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小，建设单位在发现泄漏点后及时按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可以避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（4）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气等，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和硫化氢挥发。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）及修改单二级标准限值；井场的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准，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。

（5）声环境影响分析

施工期声环境影响主要为机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；运营期声环境影响以井场的各类生产装置噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。工程区声环境质量较好，本工程对声环境有一定影响，属于可接受范围。

（6）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料等。施工废料和生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置，无弃土产生。项目运营期产生落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。工程对环境所造成的影响可以接受。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）及硫化氢，主要存在于密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括管线破损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。本工程所在区域地势平坦，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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.5. 环境保护措施

（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；占地及补偿应按照国家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用地，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；采取必要的水保措施，防止土地进一步盐渍化。施工结束后，及时对临时用地区域进行平整、恢复原貌。运营期间，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）水污染防治措施

施工期废水主要为管线试压废水和生活污水等。其中，试压废水可用作场地降尘用水；施工人员居住在油田生活基地，生活污水依托基地内生活污水处理系统处理，不外排。运营期采出水依托塔河油田三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。

（3）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。

（4）大气污染防治措施

本工程采用密闭集输流程，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；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。

（5）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。

（6）固体废物防治措施

施工期施工废料和生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置；管沟开挖、回填等环节做到土方平衡，不得随意弃土。运营期产生的固体废物有落地油、废防渗材料、废润滑油等，属于危险废物。落地油回收至密闭专

用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等优先考虑回收利用，不可回收利用的一般工业固体废物拉运至当地建筑垃圾填埋场妥善处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。产生的清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

（7）环境风险防范措施

严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中，并及时备案。

10.6. 项目需求指标

本工程需求指标为：NO_x为0.297t/a、有组织VOCs为0.031 t/a。本次评价仅提出的建议值，具体总量审核指标以生态环境主管部门的审核为准。

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

本工程具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为1336.13万元，其中环保投资25万元，占总投资的1.87%。实施相应的环保措

施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9. 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10. 项目可行性结论

采油三厂TKK3-1-11X、TK1142H等5口单井地面配套工程属于国家产业政策“鼓励类”项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的影响，并在今后的建设和运营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。建设单位须加强环境管理，认真落实报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态保护措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低，本工程建设在生态环境保护方面可行。