

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

（征求意见稿）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2026年8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），在现有设施基础上配套建设集输管线9.158千米、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）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1189.98万元，其中环保投资25万元，占总投资的2.10%。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		

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

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”生态环境分区分管控要求	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分管控动态更新成果》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分管控方案（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

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。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见表2.3-1。

表2.3-1 影响因素识别

影响因素	施工期 (管线敷设及地面工程建设)					运营期 (管线输送及地面设施运行)					退役期(设施拆除 及生态恢复)		
	占地	废气	废水	固体废物	噪声 振动	废气	废水	固体废物	噪声	风险 事故	废气	固体废物	废水
		车辆 废气 施工 扬尘 等	施工 废水、 生活 污水	建筑垃 圾、含 油危 废、生 活垃圾 等	施工 车辆	无组织 挥发烃 类、加 热炉烟 气	采出水 等	事故状态 落地油、 废润滑 油、废防 渗材料	井场油 气生产 设备	油气泄 漏起火 爆炸、 泄漏	构筑物 拆卸扬 尘	拆卸后 的建筑 垃圾	管线 冲洗 废水
环境 空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	
地下 水	○	○	+	+	○	○	++	+	○	+	○	○	+
声环 境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	○	○	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	○

影响因素	施工期 (管线敷设及地面工程建设)					运营期 (管线输送及地面设施运行)					退役期(设施拆除 及生态恢复)		
	占地	废气	废水	固体废物	噪声 振动	废气	废水	固体废物	噪声	风险 事故	废气	固体废物	废水
		车辆 废气 施工 扬尘 等	施工 废水、 生活 污水	建筑垃 圾、含 油危 废、生 活垃圾 等	施工 车辆	无组织 挥发烓 类、加 热炉烟 气	采出水 等	事故状态 落地油、 废润滑 油、废防 渗材料	井场油 气生产 设备	油气泄 漏起火 爆炸、 泄漏	构筑物 拆卸扬 尘	拆卸后 的建筑 垃圾	管 线 冲 洗 废 水
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+	○

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	/		石油烓 (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。指标标准取值见表2.5-1。

表2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
2	二氧化硫（ SO_2 ）	60	150	500	
3	二氧化氮（ NO_2 ）	40	80	200	
4	细颗粒物（粒径小于等于2.5微米， $\text{PM}_{2.5}$ ）	30	60	/	
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于10微米， PM_{10} ）	60	120	/	
6	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
7	臭氧（ O_3 ）	/	160	200	
8	氮氧化物（ NO_x ）	50	100	250	
9	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
10	硫化氢（ H_2S ）	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值

（2）水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。具体标准值见表2.5-2。

表2.5-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤ 15	18	氨氮（以N计）（ mg/L ）	≤ 0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物（ mg/L ）	≤ 0.02
3	浑浊度（NTU）	≤ 3	20	钠（ mg/L ）	≤ 200
4	肉眼可见物	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL或CFU/100mL）	≤ 3.0
5	pH（无量纲）	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	22	菌落总数（CFU/mL）	≤ 100
6	总硬度（以 CaCO_3 计）（ mg/L ）	≤ 450	23	亚硝酸盐（以N计）（ mg/L ）	≤ 1.0
7	溶解性总固体	≤ 1000	24	硝酸盐（以N计）（ mg/L ）	≤ 20.0
8	硫酸盐（ mg/L ）	≤ 250	25	氰化物（ mg/L ）	≤ 0.05

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
9	氯化物 (mg/L)	≤250	26	氟化物 (mg/L)	≤1.0
10	铁 (mg/L)	≤0.3	27	碘化物 (mg/L)	≤0.08
11	锰 (mg/L)	≤0.10	28	汞 (mg/L)	≤0.001
12	铜 (mg/L)	≤1.00	29	砷 (mg/L)	≤0.01
13	锌 (mg/L)	≤1.00	30	硒 (mg/L)	≤0.01
14	铝 (mg/L)	≤0.20	31	镉 (mg/L)	≤0.005
15	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	32	铬 (六价) (mg/L)	≤0.05
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	33	铅 (mg/L)	≤0.01
17	耗氧量 (CODMn法, 以 ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	34	石油类 (mg/L)	≤0.05

(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。

表2.5-3《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》表1筛选值标准

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

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

表2.5-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1风险筛选值

序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)
1	pH值	无量纲	/
2	镉	mg/kg	0.6
3	(总)汞	mg/kg	3.4
4	(总)砷	mg/kg	25
5	铅	mg/kg	170

序号	检测项目	单位	筛选值（pH>7.5）
6	铬	mg/kg	250
7	铜	mg/kg	100
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

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。具体标准限值要求见下表。

表2.5-5 大气污染物排放标准值

污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
加热炉烟气	NO _x	200	《锅炉大气污染物排放标准》 （GB13271-2014）
	SO ₂	50	
	颗粒物	20	
	烟气黑度	≤1（林格曼黑度，级）	
油气生产设施 无组织废气	NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》 （GB39728-2020）
	H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）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，标准值见下表：

表2.5-7 回注水水质主要控制指标（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（ μm^2 ）	<0.01	(0.01,0.05)	(0.05,0.5)	(0.5,2.0)	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率mm/a	≤ 0.076				

（3）噪声

施工期采用《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》（GB 18599-2020）。

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

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、井下作业废水不外排，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（≥50hm²）、中型（5～50hm²）和小型（≤5hm²）”。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 评价工作等级 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级

较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

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均为一级。

(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。

大气评价工作级别详见表 2.6-7。

表2.6-7 评价工作等级

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

经计算可知，本工程最大占标率为 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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、加热炉噪声和井场井下作业噪声。

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本工程突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H₂S。主要存在于密闭集输管线、燃料气管线内，主要风险单元为密闭集输管线。

根据“章节5.8”，确定本工程风险潜势为I，为简单分析，不设置评价范围。

2.6.8. 各环境要素评价等级及范围汇总

综上，各环境要素评价等级及范围汇总详见表2.6-9。

表2.6-9 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	生态环境		二级	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
2	地下水		井场：二级	工程区下游 2km、两侧 1km、上游 1km、集输管线两侧 200m
			管线：三级	
3	地表水环境		三级 B	——
4	土壤环境	生态影响型	一级	生态影响型：占地范围内全部以及占地范围外 5km； 污染影响型：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
		污染影响型	一级	
5	环境空气		二级	以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域
6	声环境		二级	各井场边界外扩 200m
7	环境风险		简单分析	——

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），声环境保护目标为依法规、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. 风险保护目标

《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，不对环境风险保护目标进行分析。

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

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。

（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。

3.2. 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区块内部署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。

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 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫平均浓度为 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物平均浓度为 $130\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（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 $0.89\text{mg}/\text{m}^3\sim 1.34\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢为未检出 $\sim 0.007\text{mg}/\text{m}^3$ ，无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》（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 $46\sim 48\text{dB(A)}$ ，夜间在 $39\sim 41\text{dB(A)}$ ，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理，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.2. 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。

3.2.3. 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，中心地理坐标为：**。

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4.0963公顷。建设内容主要为：①主体工程：在塔河油田11区、TP区部署5口生产井（TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2），在现有井场基础上配套建设集输管线9.158千米、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）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1189.98万元，其中环保投资25万元，占总投资的2.10%。

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；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	年产油 1.7160 万吨/年、年产气 0.1205 亿方/年				
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 D108×5.0 20#+HTPO 内衬,40 米;加热炉进出口管线,无缝钢管 D89×5.0 L245NS,15 米
	油气集输工程	km	9.158	TKK3-1-11X	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,燃料气管线、光缆与其同沟敷设
				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
	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	
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	

项目	基本情况			
	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净废水,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	

项目	基本情况		
	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环保工作站	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：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 1189.98 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

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 3.3-3 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
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

本工程开发指标预测见下表。年生产天数按330天计。

表 3.3-4 本工程主要开发指标设计表

项目	设计井数 (口)	日产油规模 (t/d)	年产油规模 (10 ⁴ t/a)	日产气规模 (10 ⁴ m ³ /d)	年产气规模 (10 ⁸ m ³ /a)
TKK3-1-11X	1	6	0.198	2	0.066
TK1142H	1	15	0.495	0.1	0.0033
TP1124X	1	15	0.495	0.05	0.00165
S105-20H	1	8	0.264	0.3	0.0099
TP174CH2	1	8	0.264	1.2	0.0396
合计	5	52	1.716	3.65	0.1205

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 3.3-5 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	1.716
3		伴生气总产量	10 ⁸ m ³ /a	0.1205
4		集输管线	km	9.158
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

序号	项目	单位	数量
9	综合指标	总投资	万元
10		环保投资	万元
11		总用地面积	hm ²
12		永久占地面积	hm ²
13		临时用地面积	hm ²
14		劳动定员	人
15		工作制度	h

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 井油气集输工程

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 井油气集输工程

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 井油气集输工程

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，燃料气管线、光缆与油气集输管线同沟敷设。管线作业带征地宽度为5m。

3.3.4.4. S105-20H 井油气集输工程

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 井油气集输工程

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。

本工程集输工程主要工程量汇总见下表：

表 3.3-6 集输工程主要工程内容表

名称	拟进站	区块	厂别	管线长度 /km	井口200kW 燃气加热炉 /台	类别	行政区
TKK3-1-11X	TKK3-1-6计量撬	11区	三厂	2.420	/	油井	库车市 沙雅县
TK1142H	11-2计量间	11区	三厂	2.510	/	油井	库车市
TP1124X	TP-10计转站	TP区	三厂	2.365	1	油井	库车市
S105-20H	井场内新建计量撬	11区	三厂	0.200	/	油井	库车市
TP174CH2	TP-7计量间	TP区	三厂	1.663	/	油井	库车市 沙雅县
合计				9.158	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。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 3.3-7 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；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4.0963hm²，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，

序号	工程内容	占地面积 (m ²)			说明
		永久占用	临时使用	合计	
					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
合计		0	40962.6	40962.6	约合 4.0963hm 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2.5m³计算，本工程新建油气集输管线9.158km、燃料气管线2.365km，试压废水量约为28.81m³，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900m³，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720m³。生活污水主要污染物为COD、NH₃-N、SS等，其主要指标浓度COD为350mg/L，NH₃-N为60mg/L、SS为240mg/L。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，本工程新建油气集输管线9.158km、燃料气管线2.365km，施工废料产生量约为2.30t。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 9.158km，共开挖土方约 7.09 万 m³，回填土方 7.09 万 m³，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 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	7.09	7.09	0	-	0	-
合计	7.09	7.09	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%。本工程建成后预计新增产能 $1.7160 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则运营期采出水约 $0.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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， m^3 ；

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/m^3 ，根据燃气分析结果，取33812 kJ/m^3 ；

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 ($\text{万m}^3/\text{a}$)
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	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米—原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米—原料	0.02S①	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）是指燃气收到基硫分含量，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	烟气量	污染物排放情况								
	万m ³ /a	万m ³ /a	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 18.74×10⁴m³/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 15.591mg/m³。

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 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表见下表：

表 3.4-8 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》，若未提供TOC中 VOCs的质量分数，则取1进行核算，则本工程采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 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	/

因此，项目运营期无组织排放NMHC= $E_{井场}+E_{计量撬}=0.690t/a+0.192t/a=0.882t/a$ 。

(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，则本工程硫化氢无组织挥发量为0.0011t/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

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

①落地油

主要来自阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢、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）。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约0.1t/井·次，作业频次一般2年，约合0.05t/a·井。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。

项目产生的危险废物汇总表见下表：

表 3.4-11 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.25	油井作业	液态	石油类	间歇	T.I	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
2	废防		900-24	1.25	油井作	固态	石油	间歇	T.I	废防渗材料

	渗材料		9-08		业		类			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
3	废润滑油		900-214-08	0.25/次	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	石油类	间歇	T.I	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 3.4-12 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	85	基础减振	10
2	真空加热炉	1	95	基础减振	10

拟建项目井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉噪声，噪声值为85～95dB（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 3.4-13 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	

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
			颗粒物	0.014	0.014	
			NMHC	0.031	0.031	
		无组织排放废气	NMHC	0.882	0.882	大气
			硫化氢	0.0011	0.0011	
废水	采出水		废水量 (万 m³/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
	井下作业维修	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	-	85~95dB (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。本工程新建油气集输管线 9.158km、燃料气管线 2.365km，冲洗废水按照每千米 2.5m³ 核算，预计产生含油废水约 28.81m³，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 3.4-15 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，本工程新建油气集输管线 9.158km、燃料气管线 2.365km，则退役期清管废渣量约 0.013 t。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；井下作业时带罐作业，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筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，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泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本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
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**。	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。	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
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氮污染防治	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，	本工程所在区域不属于“联防联控区”	符合

文件要求	本工程	符合性
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		

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，要严格控制在耕地。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 4.0963hm²，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
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

文件要求		本工程	符合性
	3.涉及自然保护区的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本工程不涉及	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不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本评价提出有具体降碳措施	符合
	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	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	—

文件要求	本工程	符合性
关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。		
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）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	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	符合

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	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

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。		
（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，因地制宜开展生态恢复治理工作	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
（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
*	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	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
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	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、井下作业废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	符合

	术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。		作站处理。	
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
*	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、自治区相关补偿要求进行补偿。 2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求 4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质 6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物		本工程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
污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药 3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。		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”相关要求进行了分区防渗；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

	6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。		
环境风险 防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	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
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域、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，配套掺稀、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	加热炉烟气经排气筒排放，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HSO₄·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、阶地及季节性水淹洼地，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、狐狸等野生动物出境频次逐年增多，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

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、多枝柽柳灌丛、以及禾草、杂类草盐生草甸；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

根据监测结果可知，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。

4.3.1. 包气带污染现状调查

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

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

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

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

监测点的NMHC满足《大气污染物综合排放标准详解》中2.0mg/m³的限值要求；H₂S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

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

（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。

6. 环境保护措施及可行性论证

（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，由相关部门批准后方可开工建设；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。

7. 碳排放影响评价

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。

本工程实施后，CO₂总排放量约为560t。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。

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1189.98 万元，其中环保投资25万元，占总投资的2.10%。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。

项目占地主要为井场永久占地和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) 钻井期废水、泥浆等污染物采取第三方“钻井废弃物不落地处理工艺”，以减少对土地和地下水资源的污染范围和程度。

(2) 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。

(3) 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，附近区域的农田种植棉花等农作物除了其自身的经济价值外，它在生态系统中的生态作用是无法用货币价值评估的。所以，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。

9. 环境管理与监测计划

9.1. 环境管理

本工程油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司生产运行管理部门主管，专门形成一套班子进行管理。

（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。

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——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。

9.1.1. 油田生产 HSE 管理计划

9.1.1.1. 组织机构和职责

（1）组织机构

本工程建设项目的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（设在质量安全环保处）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。

9.1.1.2. 教育培训

职工上岗以前，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。

9.1.1.3. 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。

9.1.1.4. 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。

9.1.1.5. 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) 公式方式

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	0.882	0.882	大气
			硫化氢	0.0011	0.0011	
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
	井下作 业维修	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

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
噪声	采油树、 加热炉	机械噪 声	-	85~95dB (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范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

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。本工程环境监测计划将作为所在油田区块现有例行监测计划的补充。

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）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
及处理结果，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，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。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4.0963公顷。建设内容主要为：①主体工程：在塔河油田11区、TP区部署5口生产井（TKK3-1-11X、TK1142H、TP1124X、S105-20H、TP174CH2），在现有井场基础上配套建设集输管线9.158千米、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）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1189.98万元，其中环保投资25万元，占总投资的2.10%。

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、以及禾草、杂类草盐生草甸；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, H_2S 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

新建井场所在区域声环境背景满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准,依托站场厂界满足《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

本稿为征求意见稿，属于第二次公示阶段，公众意见表的网络链接为https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/201810/t20181024_665329.html。本次公示公众信息反馈的时间由公示日期起10个工作日。

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1189.98万元，其中环保投资25万元，占总投资的2.10%。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。