

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木油田公司“十四五”规划 2025 年油气当量达到 3790 万吨，增量近 800 万吨。按照塔里木油田公司长远发展规划及预测，到 2035 年油气当量持续增加，将会形成 5000 万吨油气当量的气（油）田。

塔里木油田分公司哈拉哈塘油田位于新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内，属于超深复杂缝洞型碳酸盐岩油藏，目前主要开发齐古、哈 6、新垦、热普、金跃、其格、跃满西等区块，日常运行管理由东河采油气管理区负责。为满足哈拉哈塘油田产能开发的需要，增大整体开发效益，塔里木油田分公司拟投资 268.43 万元，对油田内 RP8-9X、RP6-H6 两口井及时实施“探转采”工程，并对哈拉哈塘油田范围内的部分老旧管线进行更换，实施“哈拉哈塘 2025 年第二期地面工程”（以下简称：“本工程”）。

本工程位于阿克苏地区沙雅县。属于现有东河采油气管理区哈拉哈塘油田内的改扩建项目。本工程建设性质为改扩建，建设内容包括：1.主体工程：新建 RP8-9X、RP6-H6 采油井场 2 座，新建油田内部集输管道 9.04 千米，更换隐患管线 10.7km；2.公辅工程：供配电、自控、通信、防腐、供热等工程；3.环保工程：废气、废水、噪声、固体废物、环境风险防范和生态环境恢复、水土流失防治等工程；4.依托工程：包括哈六联合站、哈拉哈塘固废填埋场、库车畅源生态环保科技有限责任公司等。本工程总投资 1182.07 万元，环保投资约 60 万元，占总投资的 5.08%。项目建成后日产油 60t，日产气 8500m³。

本工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。建设对于满足油田开发需要，保障哈拉哈塘油田的可持续发展，提高哈拉哈塘油田效益具有重要意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程位于阿克苏地区沙雅县、库车市，地处哈拉哈塘油田已开发区块内，属于石油天然气开采项目。根据新水水保〔2019〕4 号文，本工程所在区域沙雅

县属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区；同时项目须占用基本农田、国家二级公益林和地方公益林，起源为天然林。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本工程属于分类管理名录中“五、石油和天然气开采业”077 陆地石油开采 0711 中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》有关规定，2025 年 5 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）编制《哈拉哈塘 2025 年第二期地面工程环境影响报告书》。

天合公司项目组在认真研究项目可研及相关资料后，于 2025 年 6 月进行了现场踏勘和资料收集。在现场调查的基础上，结合有关资料和当地环境特征，按照国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）等环评技术导则、规范的要求，委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2025 年 6 月，对本工程区域大气、声、地下水、土壤环境等质量现状进行了监测；根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，重点对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。经过对各环境要素的预测成果进行整理，从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成《哈拉哈塘 2025 年第二期地面工程环境影响报告书》编制工作。

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

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

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合分析

本工程属于石油、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”中“石油天然气开采”“油气管网建设”“油气勘探开发技术与应用”，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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》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，没有位于法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控要求相符性判定

本工程敷设管线，不在生态保护红线范围内，所在区域均属于大气环境质量不达标区域，大气污染物不会造成区域环境空气质量改变。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防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。

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

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

根据资料收集和现场调查，本区块不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内，除油区工作人员外，项目区无人居住。

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、生活污水等污染问题；井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于井场、集输管线等地面工艺过程，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。重点保护目标是：塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区、天然林、基本农田。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控要求。项目区需要办理相关用地手续后方可开工建设；危险废物和一般工业固体废物合规妥善处置；发声设备合理布局，采用降噪控制。采用的各项污染防治措施切实可行，污染物能够达标排放。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

国家和地方法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 国家和地方法律一览表

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

2.1.2 环境保护法规、规章

国家和地方性法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 国家和地方性法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 666 号	2016-0206
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	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	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
10	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
11	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-10-21
12	基本农田保护条例（2011 年修正）	国务院令 588 号	2011-01-08
13	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
14	土地复垦条例	国务院令 592 号	2011-03-05
15	国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知	国发〔2021〕33 号	2021-12-28
17	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 698 号	2018-03-19
二	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号	2025-01-01

2.1.3 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.1-3。

表 2.1-3 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	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	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	2019-04-01
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 年第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7—2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术 技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
24	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	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
28	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2023-05-04
29	石油天然气工程设计防火规范	GB50193-2004	2005-03-01
30	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
31	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01

2.1.4 其他相关文件和技术资料

（1）《哈拉哈塘 2025 年第二期地面工程环评委托书》（塔里木油田分公司东河采油气管理区）。

（2）监测报告。

(3) 设计文件等其他资料。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

结合项目特征，工程建设对环境的影响可分为施工期、运营期、退役期影响。

（1）施工期

施工期的环境影响主要表现为生态影响，主要为地面设施建设，如平整场地、管线及井场建设等活动，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

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

（2）运营期

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

（3）退役期

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

2.3.2 评价因子筛选

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

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

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

本工程所在区域的环境功能区划如下。

2.4.1.1 环境空气

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

2.4.1.2 水环境

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

2.4.1.3 声环境

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

2.4.1.4 生态环境

参照《新疆生态功能区划》，本工程属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区。

根据新水水保〔2019〕4 号，工程所在沙雅县为塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气

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

（2）水环境

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

（3）声环境

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

（4）土壤环境

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

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

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

厂界无组织排放非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体见表 2.4-5。

（2）废水

运营期井场产生的含油污水依托哈六联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中注入层平均空气渗透率 $\geq 2\mu\text{m}^2$ 的 V 级标准，标准值见表 2.4-6。

（3）噪声

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

（4）固体废物

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

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

根据判定结果，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围

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

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

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

2.5.3 地表水评价等级和评价范围

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

2.5.4 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018) 及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，项目井场建设属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为I类，集输管线为II类项目。

(2) 影响类型

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

(3) 占地规模

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

(4) 建设项目敏感程度

①污染影响型

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

②生态影响型

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

(5) 评价工作等级判定

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

2.5.5 环境空气评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

本工程伴生气中含硫，废气排放源主要为生产集输流程中的无组织气体挥发，污染物主要为非甲烷总烃、硫化氢。

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-9。

表 2.5-9 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-10，估算结果见表 2.5-11。

表 2.5-10 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		41.2
最低环境温度（℃）		-24.2
土地利用类型		林地、耕地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90

参数		取值
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

表 2.5-11 无组织废气排放参数一览表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
RP8-9X 井场			964	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.012
										硫化氢	0.00001
RP6-H6 井场			965	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.012
										硫化氢	0.00001

表 2.5-4 估算模式计算结果表

名称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
RP8-9X 井场	非甲烷总烃	21.41	2000	1.07	1.07	24
	硫化氢	0.007	10	0.07		24
RP6-H6 井场	非甲烷总烃	21.83	2000	1.09	1.09	25
	硫化氢	0.007	10	0.07		25

经计算可知，本工程最大占标率为：1.09%（来自阀组排放的非甲烷总烃），最大占标率 $1\% < P_{\max} < 10\%$ ，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。

2.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，并结合本工程特点，最终确定将以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围，具体见图 2.5-1 评价范围及环境保护目标分布图。

2.5.6 声环境评价等级和评价范围

本工程施工期噪声主要来自施工作业机械；运营期噪声主要来自井场设备。

本工程所在区域为《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区，噪声影响范围内无声环境保护目标，工程建设前后评价范围内噪声增高量较小且受影响人口数量

变化不大，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境评价工作等级划分原则，确定本工程的噪声影响评价工作等级为二级。

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

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

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

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

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

式中：

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

经计算，拟建工程各风险单元的 Q 值均小于 1，环境风险潜势为 I。

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

表 2.5-12 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

2.6 环境保护目标

根据工程现场踏勘，拟建项目将大气评价范围内的居民区作为环境空气保护目

标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、土壤环境评价范围内土壤环境作为地下水、土壤保护目标；本工程评价范围内不涉及依法划定各类保护地，不涉及生态保护红线，将生态影响评价范围内植被、动物、天然林、公益林、塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态保护目标。本工程不涉及《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HT 2.3-2018)中提到的饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等地表水环境保护目标。

2.7 评价内容和评价重点

2.7.2 评价重点

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

2.8 评价时段和评价方法

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。拟建项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

项目所在地哈拉哈塘油田，行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县与库车市。哈拉哈塘油田勘探开发历经近 20 年不懈探索，主要经历了勘探发现、评价上产、开发稳产和技术突破三个阶段。

（1）勘探发现

2009 年哈 7 井的钻探成功具有标志性意义，拉开了哈拉哈塘油田开发的序幕。并进行了哈拉哈塘油田一期产能建设区的开发，主要包含哈 6 区块。

（2）评价上产

从 2009 年到 2013 年，原油产量增长迅速，从最初的 4.73 万吨增长到 2013 年的 91.4 万吨，年均增长率超 24.7%，不仅弥补了塔里木碎屑岩油藏的产量递减，还为塔里木油田原油年产量保持在一定水平提供了保障。到 2014 年 11 月，哈拉哈塘油田实现累计产能突破一百万吨，跃居中石油塔里木油田分公司第一大上产区。哈拉哈塘油田曾连续五年作为塔里木油田完成原油储量任务的主力区块。

2015 年后逐步投入开发二期产能建设区，主要包含新垦、热普、金跃、其格区块。哈拉哈塘油田按照全生命周期一体化研究思路，紧密跟踪生产，精细解剖油藏，提高新井产量。

（3）开发稳产和开发技术突破

近年来，主要对老井进行侧钻、注水等措施，实现老井稳产。针对超深缝洞型碳酸盐岩油藏的特点，开发了一系列关键技术。如形成了储层预测、缝洞体立体雕刻与综合评价等 11 项关键开发技术，储层钻遇率从 65% 提升至 90%，生产时率也有所提升。提速、增产、增效技术得到规模化、标准化推广应用，平均钻井周期有所下降。通过储层改造，单井产量不断提高。

经过 10 多年的地面建设，该区块油气集输、处理、外输以及供配电等系统较为完善、可依托性好。同时通过技术积累、经验总结、成果固化，已经形成了集建产模式、工艺定型、标准化、橇装化于一体的地面工程技术系列，可满足不同开发阶段、不同油气物性、不同级别站场的生产需求。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本工程相关工程主要为 RP8-9X、RP6-H6、RP6C、RP7-H10 井。RP8-9X、RP6-H6 为塔里木油田分公司产能建设事业部评价井，本次拟转为开发井。RP6C、RP7-H10 井为已建生产井，已完成竣工环境保护验收。

3.2.2 现有工程环境影响回顾

两口井钻井工程主要建设内容为包括主体工程(钻前工程、钻井工程、钻后工程、试油工程等)、辅助公用工程(供电、供水工程等)、环保工程(应急池、放喷池、钻井废弃物不落地处理系统等)，办公及生活设施(全部为活动房)，以及仓储工程(泥浆储备罐等)等。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

3.3.1.1 项目概况

工程名称：哈拉哈塘 2025 年第二期地面工程；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：阿克苏地区沙雅县，具体见图 3.3-1 本工程地理位置图。

工程总投资：总投资 1182.07 万元，其中环保投资 60 万元。

建设内容及规模：项目建成后日产油 60t，日产气 8500m³。

主要建设内容如下：

(1) 油气集输工程

本工程建设 RP8-9X、RP6-H6 井场 2 座，建设内部集输管线共计 9.04km。

(2) 公辅工程；自控、通信、供热、仪表、供配电、结构、防腐等工程。

(3) 环保工程。

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

本工程建设规模一览表见表 3.3-1。

3.3.1.2 开发方案和总体布局

2025 年，塔里木油田分公司油气田产能建设事业部在哈拉哈塘油田布置了 RP8-9X、RP8-9X 井，完钻后对其进行了试油，根据试油结果，可转为开发井，为了尽快形成原油生产能力，满足原油上产的需要，提高该区整体开发效益，根据勘探开发建设安排，由塔里木油田分公司东河采油气管理区开展了本次地面工程设计工作。通过本次地面集输工程，可减少资源浪费，增加油田收益。本工程最高日产油 60t/d，最高日产气 8500m³/d。

本工程位于哈拉哈塘油田内，本工程建设井场 2 座（RP8-9X、RP6-H6 井）、新建从 RP8-9X、RP6-H6 井至 RP7-H10、RP6C 井集输管道共计 9.04km，采出液进入终点阀组后，再经热普转油站，最终输至哈六联合站处理。

工程建成后，由塔里木油田分公司东河采油气管理区负责运行管理。

本工程总体布局图见图 3.3-2，平面布置图见图 3.3-3。

3.3.2 油气资源概况

（1）原油

本工程开采油藏为“轻质、低粘度、低含硫、高含蜡、中含胶质沥青质”的原油，20℃原油密度介于 0.8199~0.8288g/cm³。原油密度在平面上变化规律比较明显，整体呈现北东高、南西低的分布特征，局部表现出挥发油的特征。

（2）天然气性质

天然气属于原油溶解气，天然气相对密度 0.663~0.868g/cm³；甲烷含量平均 69.2%；乙烷及以上含量平均 21.5%，氮气含量平均 7.2%，其他气体含量平均 2.1%。其中硫化氢含量不均，浓度范围约 0.1~77mg/m³。

（3）地层水

地层水密度 1.1123~1.1770g/cm³，平均值 1.14465g/cm³；氯离子平均 121300mg/L；矿化度 170700~247900mg/L，平均 209300mg/L，属于CaCl₂水型。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	井场、站场	采油井场	座	2
3			日产原油	t/d	60
4			日产天然气	m ³ /d	8500
5			集输管道	km	9.04
6	综合指标	总投资		万元	1182.07
7		环保投资		万元	60
8		永久占地面积		hm ²	0.48
9		临时占地面积		hm ²	3.96
10		劳动定员		人	不新增
11		工作制度		h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主体工程

本工程的建设内容不涉及钻前工程、钻井工程，不涉及射孔、酸化、压裂等储层改造工程。主体工程主要为新建 RP8-9X、RP6-H6 井场 2 座，新建从两井至 RP7-H10、RP6C 井阀组的单井集输管道共计 9.04km。主要包括以下内容：

①采油井场

采油井口采用标准化、撬装化设计，即将出油阀、减压阀、加热炉、油井温度检测传感器、回压传感器等均统一安装在一个井口工艺撬座上，为 6.3MPa 常温抗硫采油井场，为无人值守井场。井口压力：0.3~2.0MPa。井场规格为 44m×44m。

井场流程：井口采出液经节流后去集输管道，采油树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据，油井套压、油井回压、出油温度、切断阀参数等均通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。

②集输管线

新建 2 口井的集输管线总长为 9.04km，采用玻璃钢保温管道，设计压力等级 6.3MPa，40mm 复合硅酸盐毡保温。更换区内供水管线 10.7km。具体见表 3.3-4。

表 3.3-4 本工程油气集输管线部署一览表

序号	起点	终点	长度(km)	输送介质	管径和材质	设计压力(MPa)	设计输量(t/d)	铺设方式
1	RP8-9X 井	RP7-H10	5.54	采出液	DN80 玻璃钢管道	6.3	80	地下敷设
2	RP6-H6 井	RP6C	3.5	采出液	DN100 玻璃钢管道	6.3	80	地下敷设

主要地面工程内容见表 3.3-5，平面布置图见图 3.3-4。

表 3.3-5 地面工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
RP8-9X井场	1	井口撬	—	座	1	
	2	电磁加热器	60kW	座	1	对采出液进行加热
	3	电控信一体化装置	—	座	1	—
RP6-H6井场	1	井口撬	—	座	1	
	2	电磁加热器	60kW	座	1	对采出液进行加热
	3	电控信一体化装置	—	座	1	—
内部集输管线	1	新建集输管线	玻璃钢管	Km	5.54	输送RP8-9X井场采出液。埋地敷设。
	2	新建集输管线	玻璃钢管	Km	3.5	输送RP6-H6井场采出液。埋地敷设。
	3	更换供水管线	玻璃钢管	Km	10.7	哈601转油站至哈601-10管段等5段隐患供水管线

3.3.4.2 公辅工程

(1) 供配电工程

电源依托油田 10kV 供配电系统，为井场生产用电新建 10kV 架空线路，采用 JKLGYJ-70/10 绝缘导线砼电杆架空敷设，线路终端设 1 座杆架式变台，变压器容量为 100kVA。

(2) 仪表、自控

采油井场采用标准化井场进行建设，为无人值守，油井井场设摄像头远程监控。新建油井套压、油压、回压、出油温度信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场 RTU，最终传至哈六联中控室。

(3) 防腐保温

防腐：表面处理：管道内、外壁喷砂除锈 Sa2.5 级。穿路套管内、外壁防腐结构：防腐层采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层厚度>200um。

保温：埋地保温管道外壁保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度>50mm(DN300)，防护层采用聚乙烯专用料，保温层厚度偏差+4mm(DN300)，防护层厚度>7.0mm(DN300)。采用“管中管”成型工艺。管道补口保温层材料同管体，外防护层采用补口套。

(2) 通信

本工程需要将新建井场的生产数据及视频监控图像通过有线传输方式进行上传，采用工业以太网交换机进行组网，通过与新建电力杆路同杆架设，生产数据及视频

监控图像传输各占用 2 芯，同缆不同芯；生产数据及视频数据可上传至热普转油站，最终可通过已建传输网络上传到哈六联。

(3) 供热

采用电磁加热器。

(4) 道路

依托区块现有道路，本工程无新增道路。

(5) 供排水

施工期生活区依托现有生活公寓，不新增供水点，试压用水采用罐车拉运。

运营期不涉及生活、生产用水，采出水随原油混输至联合站处理达标后回注。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及排污节点分析

3.4.1.1 施工期

(1) 井场

设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行站内场地平整、基础施工、主体施工、设备安装，调试等，环境影响较小。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

(2) 管线

项目施工过程主要包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

①施工准备

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

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

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

②管沟开挖及下管

一般地段管顶埋深为 1.4m，施工作业带宽度 8m。项目沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新敷设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1m，沟深 1.6m，管沟边坡比不低于 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土。将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。

施工作业带断面布置图见图 3.4-2，管线与已建管线穿越示意图见图 3.4-3。

（4）管道连接及试压

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

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压废水及设备噪声。

（5）管沟回填

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

（6）清理现场、恢复地貌

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

(1) 油气开采

根据哈拉哈塘油田奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为自喷开采。

(2) 油气集输

运营期 RP8-9X、RP6-H6 井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后，经采油管线输送至阀组，经现有已建集输系统油气混输至哈六联合站处理。

(3) 井下作业

井下作业主要包括洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场的无组织废气(G_1 、 G_2)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2)，其中采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至哈六联合站处理；噪声污染源主要为采油树(N_1)运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油(S_1)、井下作业产生的废防渗材料(S_2)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

3.4.1.3 退役期

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

3.4.2 施工期主要污染源及防治措施

(1) 废气

① 施工扬尘

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

②焊接、打磨废气

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

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

③施工机械及运输车辆排放的废气

施工过程中由于施工机械包括发电机等、车辆的使用将不可避免地有机械、车辆尾气产生，尾气中的主要污染物为颗粒物、 NO_x 、 SO_2 等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

（2）废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、试压废水、施工废水。

①生活污水

施工期生活污水中主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等，浓度一般为 300mg/L、50mg/L。施工人员按 20 人计，施工期约 45 天，施工人员耗水量约 60L/人·d，生活污水产生量 80% 计算，每天生活污水量约 0.96m³/d，施工期产生生活污水 43.2m³。施工人员的生活污水，依托东河采油气管理区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。

②试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 54.7m³，根据经验数据表明，试压结束后，管线试压废水按试压用水量的 95% 计，则试压废水量约为 52m³，主要污染物为 SS。管线试压废水中主要污染物为 SS，属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

③施工废水

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

(3) 噪声

工程施工过程中，在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如装载机、挖掘机、设备吊装机械等，噪声级在 80dB(A)~95dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备、四周围挡的噪声控制措施，控制施工噪声对周围声环境的不利影响。

(4) 固体废物

施工废料主要为管道焊接后废弃的焊接材料、废弃包装材料，由于管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生。根据类比调查，施工废料的产生量约为 1t/km，管道共计 9.04km，施工产生的施工废料量约为 9.04t。施工废料可进行分类处理，部分废料回收利用，剩余部分依托哈拉哈塘固废填埋场处理。

项目建设施工人员按 20 人计，施工期约 45 天，产生量按 0.5kg/d 人计算，则生活垃圾产生为 0.45t。施工人员产生的生活垃圾统一收集后，依托当地生活垃圾处理系统集中处理。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.4m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每米挖方量约 3.84m³，管线长度 9.04km，按全线均采用开挖方式核算，挖方量约 2.12 万 m³，所有挖方后期全部回填，无弃方。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

3.4.3 运营期工程污染源源强核算

3.4.3.1 废气

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

(1) 非甲烷总烃

运营过程中从管线设备接口、阀门处等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排

污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

中：E 设备——核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

t_i——核算时段内密封点 i 的运行时间，h；

e_{TOC,i}——密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h，

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

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

WF_{TOC,i}——流经密封点 i 的物料中总有机碳（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，见附录 B 中的表 B.1。

表 3.4-6 设备与管线组件 e TOC，i 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 WF_{VOCs,i}和 WF_{TOC,i}比值取 1；根据设计单位提供的数据，本工程井场的阀门、法兰数量如表 3.3-6 所示。

表 3.4-7 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

设备名称	单个设备排放速率(kg/h)	设备数量(个)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
------	----------------	---------	------------	----------	---------

单座井场	阀	0.064	11	0.0021	8760	0.019
	法兰	0.085	38	0.0097	8760	0.085
	小计					0.103
合计						0.206

经过核算，本工程 RP8-9X、RP6-H6 井场无组织排放废气中非甲烷总烃年排放量合计 0.206t/a。

(2)硫化氢

根据区块天然气性质统计表，天然气密度范围 0.663~0.868 g/cm³，非甲烷总烃类的组分含量平均 21.5% 计算，则各单井泄漏总气体量分别为 0.958t/a，硫化氢含量最大为 77mg/m³，则各井硫化氢排放量最大为 0.00011t/a。本工程 2 座井场新增硫化氢排放量为 0.00022t/a。

本工程运营期采用密闭集输，并设置检测装置，防止 H₂S 的泄漏。

3.4.3.2 废水

(1)采出水

主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目设计方案，项目采出水约 5475m³/a，主要污染物为悬浮物、石油类、无机盐类等。采出水随油气混合物输送至哈六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)标准后回注地层。

(2)井下作业废水

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

本工程不涉及压裂作业，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的废水。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.4-8），计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

本工程井下作业废水产生量为 25.29t/井·次，井下作业每 2 年 1 次计算，则单井井下作业废水为 12.645t/a，两口井共计 25.29t/a。井下作业废水采用专用回收罐收集

后运至哈六联合站处理。

3.4.3.3 固体废物

(1) 危险废物

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

①落地油

落地原油主要产生于采油树和计量分离器的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。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 0.2t/井·次，作业频次一般 2 年。落地油回收率为 100%，本工程产生落地油量为 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），按《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置。

②废防渗材料

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

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

车、按照指定的拉运路线。

③清管废渣

本工程为单井集输管线，管线两端未设置清管站及清管装置，运营期不进行清管作业，无清管废渣、废水产生。

(2) 生活垃圾

本工程运营期无新增定员，无新增生活垃圾。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-9。

表 3.4-9 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	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	0.2t/a	油井作业	液态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理
2	含油废弃防渗布		900-249-08	1t/a	油井作业	固态	石油类	间歇	T、I	

3.4.3.4 噪声

油田生产阶段，噪声源主要集中在各井场内，噪声源为采油树、井下作业噪声、车辆的交通噪声等。主要采取基础减振等措施后，降噪效果可到 15dB(A)。具体见表 3.4-10。

表 3.4-10 噪声源设备

序号	噪声源名称	声源位置	数量/(台/套)	声功率级(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))	运行时段
1	采油树	采油井场	1	85	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	连续
2	井下作业	作业井场	1	80~105	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	间歇
3	交通噪声	运输、巡检车辆	1	60~90	车辆定期保养，距离衰减	/	间歇

3.4.4 退役期工程污染源源强核算

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建筑垃圾等，建筑垃圾委托哈拉哈塘固废填埋场等填埋场合规处置。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。

3.4.5 非正常排放

本工程建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

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

本工程非正常排放主要包括井下作业时，井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入临时放喷池。拟建工程非正常排放见表 3.4-11。

表 3.4-11 井场非正常排放情况一览表

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

(2) 井漏事故

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

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本工程属于《产业结构调整指导目录》（2024 年本）中“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 2 条“油气管网建设/天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施”，拟建项目建设符合国家产业政策。拟建项目的实施，对于保障安全生产及国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.5.2 相关法规、政策符合性分析

3.5.2.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

拟建项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表 3.5-1。

表 3.5-1 拟建项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	污染防治技术政策	符合性分析	评价结果
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	拟建项目建成后，污染物排放量通过趋于完善的控制和处置措施，污染物排放均能达到相应排放标准要求，固体废物全部得到合理利用或处置。	符合
2	新建 3000m³及以上原油储罐应采用浮顶形式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本工程不涉及	符合
3	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。	本工程采取分区防渗	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	塔里木油田东河采油气管理区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在当地生态环境主管部门备案。	符合

因此，拟建项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

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

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）》中的相关要求，详见表 3.5-2。

表 3.5-2 项目与《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

序号	条件规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	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。	项目建设符合《塔里木油田“十四五”发展规划》和《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、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。	施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。	符合
3		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	井口采出物通过管线管输至哈六联合站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采油	

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	井场、阀门和管线等检查、检修；项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉；本工程不属于高含硫天然气开采项目；采取措施后井场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改扩建浓度中的相关要求。	
4	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。	井口采出物通过管线管输至哈六联合站处理。采出物中的伴生气送至东河天然气站处理，伴生气可实现 100%回收。本工程不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。	符合
5	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。	井下作业废水和采出水均送至哈六联污水处理装置处理；钻井已完成，本工程不涉及钻井液的使用及储层改造工程。	符合
6	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气	本工程不涉及废水回注，井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。		
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	危险废物均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理；东河采油气管理区已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	符合
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；合理布局使螺杆泵尽可能位于井场中心；采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	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。	报告对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求，提出了生态修复方案。	符合

3.5.4 生态环境分区管控符合性分析

本工程不涉及生态保护红线。根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》，本工程执行自治区七大片区天山南坡管控要求和阿克苏地区管控单元的管控要求。具体位置关系见图 3.5-1、图 3.5-2。

拟建项目与生态环境分区管控方案相符性分析见下表 3.5-9~3.5-11。

本工程建设符合自治区及七大片区、阿克苏地区生态环境分区管控相关要求。

3.6 选址选线合理性分析

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

拟建工程开发区域位于东河采油气管理范围内，位于城市建成区以外，除涉及塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区、基本农田、天然林外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型主要为乔木林地。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

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

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本工程位于新疆阿克苏地区沙雅县，区域以油气开采为主，西北距沙雅县约 20 公里。地理位置图见图 3.3-1。

4.1.2 地形、地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 948~977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平

原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干支渠道的两侧。县辖面积 880km²，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰~4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细砂、亚砂土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰~25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.72km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km²，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10~50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝怪柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程位于渭干河冲洪积平原，地形北高南低，由西向东略有坡降，平均海拔约 966m。

4.1.3 气象和气候

沙雅县所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。沙雅县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速 m/s	1.4	6	年平均水气压 hPa	7.4
2	年平均相对湿度 %	50	7	年平均蒸发量 mm	2024.2
3	年平均气温 °C	12.0	8	平均年降水量 mm	60.8
4	年极端最高/最低气温 °C	41.2/-24.2	9	年最多/最少降水量 mm	107.0/30.4
5	年平均气压 hPa	904.3	10	年日照时数 h	2942.2

4.1.4 地质概况

工程所在区域，位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的西部斜坡带，为向西倾没的哈拉哈塘大型鼻状构造的一部分。该地区北靠轮台凸起，南接北部坳陷，西邻英买力低凸起，是轮古—塔河—哈拉哈塘奥陶系特大型油藏的一部分。轮南潜山背斜经历了多期构造运动。寒武～奥陶纪，由于塔里木板块北缘的板块构造活动，塔北地区开始发育台内隆起带，但仅分布于阿克苏—新和—轮台一线。奥陶纪末，随着库—满拗拉槽的闭合，统一的塔北隆起带初步形成，轮南—哈拉哈塘—英买力地区为其南斜坡。志留-泥盆纪，塔北隆起继承性发育，轮南、英买力地区进一步隆升。泥盆纪晚期，由于古南天山洋板块的进一步俯冲活动，挤压活动不断加强，塔北隆起形成大范围剥蚀区，南部最终形成三凸构造格局，自西向东依次为英买力低凸起、轮南潜山背斜（轮南低凸起）、库尔勒鼻状凸起；北部则由于轮台断裂的活动形成了轮台凸起。晚石炭纪～三叠纪，中天山古岛弧与塔里木大陆自东向西碰撞导致南天山洋剪刀式闭合，塔北地区发育逆冲推覆构造和以新和—二八台、英买力、轮南以及库尔勒—孔雀河斜坡为主体的巨型左行走滑构造变形带。新近纪以来，由于库车坳陷持续强烈沉降，塔北地区逐渐成为库车再生前陆盆地的前缘隆起和前陆斜坡，上古生界和中生界发生翘倾，与新生界一起呈整体北倾大单斜，哈拉哈塘地区现今构造格局形成。

区内地层自上而下为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系。奥陶系与上覆志留系不整合接触，缺失奥陶系上统部分地层。

4.1.5 水文概况

4.1.5.1 地表水

沙雅县境内的地表水主要有塔里木河及渭干河，两河年总径流量为 56 亿 m^3 。按现行分水比例，沙雅县每年从渭干河引水 6.9 亿 m^3 ，占渭干河总流量的 31.7%，多年平均实际引水量为 5.45 亿 m^3 ，主要用于农林灌溉，不足部分取地下水补充灌溉，灌溉面积为 305.8 km^2 。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2 ，其中阿拉尔至英巴扎为上游段，河长 495km；英巴扎至卡拉为中游段，河长 398km，卡拉至台特玛湖为下游段，河长 428km。根据塔里木河流域管理局提供的资料，近期塔里木河干流平均水资源量为 $45.11 \times 10^8 \text{m}^3$ 。塔里木河干流枯水期为 3-6 月，丰水期为 7-9 月，平水期为 10 月至次年 2 月。

渭干河发源于拜城盆地的哈尔他乌山汗腾格里峰冰川，上游干流称为木扎提河（径流量 14.6 亿 m^3 ），沿途汇入喀普斯浪河（径流量 6.29 亿 m^3 ），台尔维其克河（径流量 1.9 亿 m^3 ）、喀拉苏河（径流量 8.29 亿 m^3 ）及克孜勒苏河（径流量 3.88 亿 m^3 ）后，最终流入渭干河。渭干河由西向东沿拜城盆地南缘经克孜尔千佛洞东侧折向南，穿过却勒塔格山进入塔里木盆地的北缘，最后消失在塔里木河北岸附近，全长 340km。渭干河上游克孜尔水文站建有克孜尔水库，总库容 6.4 亿 m^3 ，防洪库容 3.2 亿 m^3 ，是以防洪灌溉为主，兼有发电、水产养殖、供水等功能的大（I）型水库。

本工程周边无常年性地表水体分布，西南距塔里木河最近约 4km。

4.1.5.2 地下水

见后文 5.2 节。

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划及评价单元划分

4.2.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属塔里木盆地暖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木及胡杨林保护生态功能区。本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-1。

4.2.1.2 评价单元生态环境概况

本工程建设 RP8-9X、RP6-H6 井场 2 座，建设两井的单井集输管线共计 9.04km，线路起点为 RP8-9X、RP6-H6 井，终点为 RP7-H10、RP6C 的 4 井式阀组。根据项目区的遥感影像、地形地貌、地表土壤、植被特征，项目所有工程内容均位于渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原，主要生态要素特点见表 4.2-2。

表 4.2-2 项目生态单元划分

工程内容	地貌类型	土壤类型	植被类型	土地利用类型
RP8-9X 井场	渭干河冲洪积平原	草甸土	主要以多枝桤柳、盐豆木为主。植被覆盖度约为 20%-30%	灌木林地
RP6-H6 井场	渭干河冲洪积平原	草甸土	井场周围为农田 70%-90%	水浇地
RP8-9X 井管线	渭干河冲洪积平原	草甸土	主要以多枝桤柳、盐豆木为主，管线临近终点 2km 两侧分布为农田，管道沿线自然植被盖度 20%-30%	灌木林地、沟渠、水浇地及少量草地
RP6-H6 井管线	渭干河冲洪积平原	草甸土	管道沿线分布为农田，自然植被以花花柴、疏叶骆驼刺为主，沿线自然植被盖度 40%-50%	水浇地、沟渠及少量草地

4.2.2 生态系统调查

4.2.2.1 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要以农田生态系统为主，占总面

积的 67.36%，其次为灌丛生态系统，占总面积 18.26%，之后依次为湿地生态系统、草地生态系统、城镇生态系统及荒漠生态系统。

具体生态系统类型分布情况见图 4.2-2。各类生态系统统计见表 4.2-3。

4.2.2.2 生态系统特征

(1) 农田生态系统

评价区涉及的农田生态系统主要分布在 RP6-H6 井至 RP7-H10 管线，本工程涉及的农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其他生物群落相互作用，共同生存，受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中、低产土壤；受干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植棉花等作物，亩产量约 500kg。总体看，区内农田生态质量环境处于中低水平。

(2) 灌丛生态系统

评价区的灌丛生态系统主要分布在 RP8-9X 井场、RP6-H6 井至 RP7-H10、RP6C 管线，由灌木和低矮的树木组成的生物群落，通常分布在干旱或半干旱地区。由于生长环境的限制，这些植物通常具有较长的根系和较小的叶片，以适应干燥和高温的气候条件。灌丛生态系统在维持生物多样性和生态平衡方面起着重要作用。灌丛为许多植物提供了理想的生长环境。由于灌丛植物的根系较长，能够固定土壤，减少水土流失的风险。此外灌丛植物的根系还能够吸收和储存水分，减少土壤中的水分蒸发用。同时灌丛生态系统具有显著的碳汇功能，其碳储量的增加被认为是我国陆地生态系统碳储量增加的主要原因之一。

(3) 湿地生态系统

评价区的湿地生态系统主要分布在两条集输管线，该湿地生态系统主要为项目区东西走向分布的两条灌区，主要功能为周边农田灌区及排碱渠。周围为人为活动较为密集的农田，不属于具有生态屏障和生物多样性保护的湿地类型。

(4) 草地生态系统

评价区的草原生态系统分布面积较小，主要分布 RP6-H6 井管线段沿线，主要为荒漠草原，生活于本生态系统中主要以啮齿类食草动物为主，食草的大型哺

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

(5) 荒漠生态系统

评价区的草原生态系统分布在 RP6-H6 井管线，由半灌木、小半灌木构成初级生产力，土壤为典型盐土及潮土等，属于典型的盐生荒漠。荒漠野生动物构成规划范围内野生动物群的主体。主要为耐旱和适应缺水环境的爬行类、鸟类和哺乳类。荒漠生态系统虽然结构简单，但因其分布面积大，又处于生态环境较敏感的地区，所以在保护绿洲稳定、维持生物多样性方面仍具有十分重要的作用。

4.2.3 土地利用现状调查

根据沙雅县国土三调数据，沙雅县耕地面积 274.44 万亩，园地 20.66 万亩，林地 519.99 万亩，草地 270.55 万亩，湿地 56.94 万亩，城镇及工矿用地 24.59 万亩，交通运输用地 17.69 万亩，水域及水利设施用地 68.98 万亩。

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

表 4.2-4 本工程评价范围各类型土地面积表

分类		面积（公顷）	占评价区比例（%）
一级类	二级类		
工矿仓储用地	采矿用地	0.845	0.28%
住宅用地	村庄	2.2473	0.81%
水域	沟渠	27.0205	9.04%
林地	灌木林地	54.5975	18.26%
草地	其他草地	10.2130	3.42%
其他用地	沙地	1.4044	0.47%
	设施农用地	0.6431	0.22%

耕地	水浇地	200.7194	67.15%
交通用地	公路用地	1.0576	0.35%
合计		298.7478	100%

4.2.4 区域植被现状调查

4.2.4.1 区域自然植被区域类型

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

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

4.2.4.2 评价区植被类型

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

（1）人工植被

本工程所在区域植被以人工栽培的作物为主，其中 RP6-H6 井场及部分集输管线位于农田区；农作物种类以小麦、棉花及玉米为主，园地主要为核桃树，地面植被丰富，植被覆盖度约为 70%~90%。

（2）自然植被

评价区域的自然植被多为荒漠类型的灌木、半灌木为主，植被类型主要为多枝桤柳、盐豆木、花花柴、胀果甘草、疏叶骆驼刺等。多枝桤柳群系分布于塔里木盆地河漫滩及古老冲沟分布区，是向盐化草甸过渡的类型，群落中建群种为多枝桤柳及盐豆木，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，植被盖度 20%-30%。灌木层下有草本分布，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，伴生种主要有盐穗木、疏叶骆驼刺等。在 RP6-H6 井至 RP6C 井管线自然植被以花花柴、疏叶骆驼刺为主，沿线自然植被盖度 40%-50%。植被盖度见图 4.2-6。

表 4.2-6 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>

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

科	种名	拉丁名
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

4.2.4.3 植被群落样方分析

A. 布设原则

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

评价人员于 2025 年 6 月对评价区进行了现场踏勘,根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19—2022)要求,选取的典型生境为草地和灌丛。

B. 样方调查内容

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

本次针对评价区涉及的怪柳灌丛、盐豆木灌丛设置 5m×5m 的灌木植被样方各 2 个,共计 6 个样方,记录该样方的 GPS 坐标和周围地形,同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

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

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

4.2.5 区域动物现状调查

4.2.5.1 区域野生动物调查

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

4.2.5.2 野生动物重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《新疆国家重点保护野生动物名录(修订)》,该区域共有国家级重点保护动物 2 种,分别为苍鹰、红隼及塔里木兔。现场勘查时未见苍鹰、红隼等保护动物。

4.2.5.3 动物样线调查

野生动物调查主要采用样线法,本次环评评价区范围内共布置调查样线 3 个。分别布设在两条集输管线附近。

样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法,按照评价区域野生动物生境类型分别设置 3 条样线,样线调查要求:样线 1 调查长度 870m,样线 2 调查长度 970m,样线 3 调查长度 913m,观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物,借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹,推测动物的种类,估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用 8 倍双筒望远镜,观测到的主要为野生鸟类和爬行类。野生动物调查样线见表 4.2-16 及图 4.2-7。

4.2.6 水土流失现状

(1) 沙雅县水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县水土保持规划(2020-2030 年)》,沙雅县土壤侵蚀主要为风力侵蚀。根据第一次全国水利普查水土保持公报数据成果,沙雅县土壤侵蚀面积为 15899km²,占全疆土壤侵蚀面积 88.54 万 km² 的 1.80%,占全国土壤侵蚀面积的 0.54%,其主要为风力侵蚀。按照水土流失强度等级划分,

轻度、中度侵蚀面积分别为 10226km²、5673km²，分别占水土流失总面积的 64.32%、35.68%。水土流失强度等级划分见下表。根据 2019 年自治区土壤侵蚀现状图(《新疆维吾尔自治区 2019 年水土侵蚀公报》)，确定项目区土壤侵蚀类型为轻度和中度风蚀，管道施工会加剧水土流失。

本工程在沙雅县的土壤侵蚀以风蚀为主。

表 4.2-17 水力侵蚀强度分级

级别	平均侵蚀模数 [t/ (km ² ·a)]	平均流失厚度 (mm/a)
微度	<200, <500, <1000	<0.15, <0.37, <0.74
轻度	200,500,1000~2500	0.15,0.37,0.74~1.9
中度	2500~5000	1.9~3.7
强烈	5000~8000	3.7~5.9
极强烈	8000~15000	5.9~11.1
剧烈	>15000	>11.1

注：本表流失厚度系按土的干密度 1.35g/cm³ 折算。

表 4.2-18 风力侵蚀强度分级

级别	床面形态 (地表形态)	植被覆盖度 (%) (非流沙面积)	风蚀厚度 (mm/a)	侵蚀模数 [t/ (km ² ·a)]
微度	固定沙丘、沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	70~50	2~10	200~2500
中度	半固定沙丘、沙地	50~30	10~25	2500~5000
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	30~10	25~50	5000~8000
极强烈	流动沙丘、沙地	<10	50~100	8000~15000
剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

通过实地调查，主要考虑地面坡度和地表植被覆盖度两个因素，进行区域土壤侵蚀分类分级。依据侵蚀模数的大小对土壤侵蚀强度进行分级，分别为微度侵蚀、轻度侵蚀、中度侵蚀、强烈侵蚀四个等级。评价区及占地范围内的土壤侵蚀强度均以轻度和中度侵蚀为主。

(2) 水土流失重点防治分区

根据《新水水保〔2019〕4号》，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。本工程位于沙雅县境内，沙雅县属于自治区级塔里木河流域重点预防区和重点治理区。

（3）水土保持基础功能类型

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

（4）水土流失治理范围与对象

所在区域水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（5）水土流失治理措施

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

4.2.7 土地沙化现状

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

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

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

本次沙化监测与第五次沙化监测结果相比，全区沙化土地面积净减少 2.43 万公顷，年均减少 0.49 万公顷。区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万 hm^2 ，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm^2 ；荒漠林封育保护 5.92 万 hm^2 ；草地改良保护 0.33 万 hm^2 。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程位于塔里木盆地北缘，不属于沙化土地，属于有明显沙化趋势的土地。本工程沙化土地类型见图 4.2-9。

本工程所在区域植被以人工栽培的作物为主，其中 RP6-H6 井场及部分集输管线位于农田区，植被覆盖度约为 70%~90%。管线自然植被以花花柴、疏叶骆驼刺为主，沿线自然植被盖度 40%-50%。整体区域植被覆盖度较高。

4.2.8 生态敏感区调查

4.2.8.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态敏感脆弱区域。

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区的新和县、沙雅县和库车市和巴州的轮台县、尉犁县等。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有塔里木兔、塔里木马鹿等珍稀野生动物，肉苁蓉等珍稀野生植物。土地沙化防控主要生态功能为防风固沙，主要保护要求为在风沙危害大的区域，转变传统畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草

定畜，严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度，恢复草地植被。拟建项目距生态保护红线最近为 3.2km，不在红线内，位置关系见图 4.2-10。

4.2.8.3 永久基本农田

永久基本农田保护区经依法划定后,任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区,需要占用基本农田,涉及农用地转用或者征用土地的,必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的,当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划,并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则,负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地;没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的,应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地。

本工程评价范围内基本农田为沙雅县永久基本农田,形状和内部结构比较规则,基本农田分布集中度较高,呈面状连续分布,主要种植棉花。本项目管线管线已尽可能避开基本农田区。本工程与基本农田位置关系见图 4.2-12。

4.2.8.2 公益林

(1) 沙雅县重点公益林情况

按照森林主导功能的差异,可将森林分为生态公益林和商品林资源。生态公益林是指以发挥生态效益为主要经营目的的防护林、特种用途林。

根据《新疆维吾尔自治区林草生态综合监测数据》,沙雅县生态公益林地面积 294539.77hm²,占林地面积的 94.80%。就地类分析,生态公益林地中,乔木林 145633.27hm²,占 49.44%;疏林地 79182.37hm²,占 26.88%;灌木林地 66045.27hm²,占 22.42%;未成林造林地 546.29hm²,占 0.19%;苗圃地 103.58hm²,占 0.04%;无立木林地 6.38hm²,占 0.01%;宜林地 3022.61hm²,占 1.03%。从重点公益林林种结构分析,江河两岸 54642.61hm²,占公益林面积的 18.55%;荒漠化和水土流失严重地区 239897.16hm²,占 81.45%。生态公益林按林种划分,全部为防护林。

生态公益林(地)中,重点公益林(地)面积 291444.06hm²,占生态公益林(地)面积的 98.95%。其中国家级公益林地面积 200197.83hm²,占生态公益林地面积的 67.97%;地方公益林地 94341.94hm²,占 32.03%。

沙雅县国家级公益林(地)按保护等级划分,一级保护等级面积 126667.44hm², 占 63.27%; 二级保护等级面积 66103.58hm², 占 33.02%; 三级保护等级面积 7426.81hm², 占 3.71%。

项目区重点公益林主要是塔里木河流域天然林及灌木林,属于沙雅县林场管理,林地类型为天然林和荒漠灌木林,主要作用为水源涵养和防风固沙。

(2) 本工程与沙雅县重点公益林的位置关系

沙雅县公益林重点分布在塔里木河两岸,本工程 RP8-9X 井至 RP7-H10 井管线两侧目前大部分区域已开垦为农田,其余区域基本均为公益林,本次穿越国家二级林地 900m (29 号林班 2 号小班),具体以工程所在区域林草部门核查结果为准。拟建工程区内的公益林林地类型为荒漠灌木林,属于天然林,主要作用为防止荒漠化。本工程与沙雅县公益林的位置关系见图 4.2-11。

4.2.9 生态环境现状小结

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区。根据现场调查及资料收集，工程建设范围无自然保护区、世界自然和文化遗产地等生态敏感区，不涉及生态保护红线，距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 3.2km；输输管线已尽量选择少占公益林和基本农田，但由于项目区基本农田分布集中度较高，呈面状连续分布。

项目区所属的沙雅县属于本工程位于沙雅县境内，沙雅县属于自治区级塔里木河流域重点预防区和重点治理区。项目区土地利用类型主要以耕地占比最大，其次为林地、草地及其他用地，生态系统以农田生态系统为主，占总面积的 67.36%。植被包括人工植被及自然植被：人工植被为人工栽培的作物为主，其中 RP6-H6 井场、RP7-H10 井场及部分集输管线位于农田区；农作物种类以小麦、棉花及玉米为主，园地主要为核桃树，地面植被丰富，植被覆盖度约为 70%~90%，自然植被主要为多枝柽柳、盐豆木、花花柴等群系，其中 RP8-9X 井场及 RP8-9X 井至 RP7-H10 井管线前半段，群落中建群种为多枝柽柳及盐豆木，植被盖度 20%-30%，在 RP6-H6 井至 RP6C 井管线自然植被以花花柴、疏叶骆驼刺为主，沿线自然植被盖度 40%-50%，评价区内分布有国家二级重点保护野生植物 2 种：黑果枸杞和胀果甘草；评价区域涉及国家级重点保护动物 2 种，分别为苍鹰、红隼及塔里木兔，但现场勘查时未见以上及其他保护动物。根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程位于塔里木盆地北缘，不属于沙化土地，属于有明显沙化趋势的土地。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状调查

4.3.1.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法。

4.3.1.2 监测点位布设

根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向（西北向东南），根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），结合项目区内集输管线分布情况、地下水评价范围，本次评价实测 5 个点。能够说明项目所在区域地下水环境的现状，能反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价等基本原则；监测井的位置、井深、出水层等，总体可满足导则中关于二级评价监测要求，监测结果对了解区内潜水含水层的现状，具有一定的代表性。地下水监测点情况表 4.3-1。

4.3.1.3 监测频率

均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.3.1.4 监测项目及分析方法

（1）监测项目

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌数、细菌总数、耗氧量、石油类、硫化物等项。

（2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》	——

		(HJ 1147-2020)	
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		——
4	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB 11911-89)	0.03 mg/L
5	锰		0.01 mg/L
6	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
7	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 (HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
8	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023) 4.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
9	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
10	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
11	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 5.2 滤膜法	——
12	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平均计数法	——
13	亚硝酸盐 (氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
14	硝酸盐 (氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
15	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
16	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
17	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
18	砷		3×10^{-4} mg/L
19	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
20	铬 (六价)	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》 (GB 7467-87)	0.004 mg/L
21	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L

22	硫酸根（硫酸盐）	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》 (HJ 84-2016)	0.018 mg/L
23	氯离子（氯化物）		0.007 mg/L
24	钾离子	《水质 可溶性阳离子 (Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺) 的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
25	钠离子（钠）		0.02 mg/L
26	钙离子		0.03 mg/L
27	镁离子		0.02 mg/L
28	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》 (DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
29	碳酸氢根		1 mg/L
30	钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》 (HJ 602-2011)	2.5×10 ⁻³ mg/L

4.3.2 地下水环境质量现状评价

4.3.2.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.3.2.2 监测及评价结果

本次环评地下水监测及结果见表 4.3-3、4.3-4

由表 4.5-3 分析可知，据各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。超标与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，并非受人类活动所致。

4.4 地表水环境现状调查与评价

本工程无涉水工程，且工程沿线无水环境保护目标，故本次不对地表水现状开展评价。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤理化性质调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目本工程 RP8-9X 井场附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.5-1 所示。土壤剖面调查见表 4.5-2 所示。

4.5.2 土壤环境质量现状调查及评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程土壤评价工作等级划为：井场阀组区域一级，管线区域为一级。根据评价区土壤类型图图 4.5-1，结合工程所在区域土壤类型（草甸土、盐土、潮土）的特点，以及土地利用方式，分为占地范围内和占地范围外进行评价。

（1）监测布点及监测项目

①占地范围内

布设 5 个柱状样：TN1~TN5。

5 个表层样：TN6~TN10。

②占地范围外

布设表层样 6 个：TW1~TW6。

本次监测布点中，TN7 为草甸土、TW2 为潮土、TW3 为潮土、TW4 为盐土，包含工程所在区域的所有土壤类型。

具体监测点位及监测因子见表 4.5-3。

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2025 年 5 月。

（4）评价标准

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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

（5）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（6）监测及评价结果

具体监测及评价结果见表 4.5-4~4.5-5。

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

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

4.5.3 土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-7，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-8。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.5-9，区内土壤无碱化或酸化，存在重度盐化、极重度盐化的情况。

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 区域大气环境质量达标判定

本工程位于阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定数据中距离本工程最近的空气自动监测站点数据。数据时间为 2023 年，基本污染物为 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5}。空气质量达标区判定结果见表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	12	达标
NO ₂	年平均质量浓度	32	40	80	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2200	4000	55	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的 第 90 百分位数	130	160	81	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	95	70	136	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	37	35	106	超标

由表 4.6-1 可知，项目所在区域 PM_{2.5}、PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。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。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、

降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.6.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2019 年至 2023 年的距离本工程区最近的国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源，详见下表 4.6-2。

表 4.6-2 近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m³ （标注除外）

污染物	评价指标	二级标准 (μg/m ³)	现状浓度(μg/m ³)				
			2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	176	198	95	94	95
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	54	60	39	41	37
SO ₂	年平均质量浓度	60	7	7	7	6	7
NO ₂	年平均质量浓度	40	31	28	28	24	32
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	900	1000	1500	2000	2200
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	93	90	122	133	130

引用 2019 年~2023 年阿克苏国控点数据分析，项目所在地 SO₂、NO₂、CO、O₃ 均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；PM₁₀、PM_{2.5} 均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

4.6.3 其他污染物环境质量现状数据

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在项目区布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测。监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位基本信息见表 4.6-3。

表 4.6-3 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测因子	环境功能区	备注
		1 小时平均		

1	RP8-9X 井处	非甲烷总烃、硫化氢	二类	实测
---	-----------	-----------	----	----

(2) 监测时间及频率

实测数据：2025 年 5 月 18 日至 5 月 24 日，监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时平均浓度，每天检测 4 次，具体时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.6-4。

表 4.6-4 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

4.6.4 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为非甲烷总烃、硫化氢。

(2) 评价方法

采用最大浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度(μg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准(μg/m³)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；H₂S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.6-5。

根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时

平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.7 声环境现状调查与评价

声环境现状委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现场监测。

(1) 监测点位

RP6-H6 井、RP8-9X 井四周厂界，共布设 8 个监测点。

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

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中规定的方法进行监测。

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2025 年 5 月 18 日。

(5) 评价标准

项目区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准[昼间 $60\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $50\text{dB}(\text{A})$]。

(6) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-1。

从上表可以看出，昼间噪声值在 $45\text{dB}(\text{A})$ - $56\text{dB}(\text{A})$ 之间，夜间噪声值在 $42\text{dB}(\text{A})$ - $49\text{dB}(\text{A})$ 之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态环境影响

5.1.1.1 占地影响分析

根据估算,本工程总占地约 4.4hm^2 ,其中永久占地 0.48hm^2 ,临时占地 3.96hm^2 。其中占地水浇地 1.91hm^2 (基本农田)、灌木林地 0.45hm^2 (公益林)、沟渠 0.7hm^2 及其他草地 0.9hm^2 。工程新增永久占地在评价区总面积的比例较低,对当地的土地利用影响较小,施工结束后,永久占地被油田生产设施构筑物代替,这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变,永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代;工程临时占地以管沟开挖及电力线架设用地为主。从线性工程占用土地情况看,主要是施工期间的临时性占地。在施工过程中,施工便道等均为临时性占地,一般仅在施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变,大部分用地在施工结束后短期内(1~2年内)能恢复原有利用功能。

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

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

施工期施工作业带对沿线生态环境的影响主要有:

a.临时占地将破坏地表原有自然植被,造成生物量损失;

b.施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加,对土地复耕后植被根系发育和生长不利;

c.在干燥天气下,车辆行驶扬尘,使便道两侧作物叶面覆盖降尘,光合作用减弱,影响作物生长;降雨天气,施工车辆进出施工场地,施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁,干燥后会产生扬尘污染;

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

5.1.1.2 对植被的影响分析

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

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

（1）植被覆盖度的影响分析

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

（2）扬尘对植被的影响

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

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

（3）施工废物对植被的影响

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

（4）施工期人为活动对植被的影响

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

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

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

（5）生物损失量

本工程总占地约 4.4hm²，其中永久占地 0.48hm²，临时占地 3.96hm²。工程永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i ——占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

工程占地主要为水浇地、灌木林地、其他草地等，永久占地主要为井场工程占地；临时占地主要为新建管线占地。根据当地平均生物量计算，本工程将造成 15.6t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，施

工期间加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，占用公益林建议缩短施工作业带宽度（人工开挖或其他先进机械设备），减少占地和植被破坏，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

（1）施工期对野生动物的影响

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

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离项目区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设过程中，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

（2）运营期对野生动物的影响

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

5.1.1.4 对水土流失的影响分析

工程井场、管沟建设实施过程中，会使占地范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致盐渍化、荒漠化作用加剧，可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期。

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比

看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。

（3）对油区公路、管线、井场的影响

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

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

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施。

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

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

5.1.2 运营期生态环境影响

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

（1）对生物多样性的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪

声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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

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

（2）土壤肥力影响分析

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

（3）生态系统完整性影响分析

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

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

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达

标排放，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，拟建项目建设可行。

5.1.3 退役期生态环境影响

退役期井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为井场、管线、电力线工程等的建设带来的生态环境影响。本工程临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后逐步恢复原有生态功能。总体而言，施工期、运营期、退役期严格落实各项生态环境保护措施，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，工程实施对区域生态环境的影响将逐渐减小，生态环境影响可接受。

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

自中生代以来该地区相对于北部天山地槽褶皱带一直处于相对下降状态，第四纪以来沉积了巨厚的砂砾卵石层。渭干河—库车河洪冲积扇位于倾斜平原的西部，东西宽约 160km，南北长约 80km，面积约 7850km²。

山前洪冲积平原堆积的第四系地层，地面至以下 40~60m 为全新统洪冲积物，更下属更新统洪冲积物。倾斜平原北部含水层岩性为圆砾、卵石，层次单一，赋存孔隙潜水；中部含水层为粉砂、细砂及中砂，粗砂及砾砂则少见，且多为薄层，砂层与粘性土层呈互层状产出。粘性土以粉土及粉质粘土为主，粘土不发育，粘性土层在空间上不能形成统一、稳定层位。倾斜平原南部与塔里木河冲积平原交接部位岩性则多以粘性土为主。上述含水层空间分布的特点使倾斜平原中部形成了上部潜水下部承压水且没有稳定隔水层的综合含水层组。由于地层本身的压力和地面向南地缓倾，造成含水层埋藏越深压力水头越高，在许多地段凿井深度 50~70m 即可获

得自流水。

根据地下水水力性质、埋藏及赋存条件，将本区地下水分为以下三种类型：1)前第三系基岩山区裂隙水；2)第三系碎屑岩类孔隙裂隙水；3)第四系松散岩类孔水。第三种类型又可细分为砾质平原孔隙潜水、细土平原孔隙潜水及细土平原深部孔隙承压水。

5.2.3 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工废水

根据工程分析，本工程施工期的生产废水和生活污水不外排，施工过程中，工程根据施工需要建隔油池、沉淀池等，用于车辆冲洗废水隔油、沉淀使用，施工期隔油池、沉淀池在建设过程中采用高密度聚乙烯薄膜（HDPE）作为保护层进行防渗，以避免施工废水对区域地下水产生的影响。故拟建项目施工活动对地下水影响很小。

(2) 管道敷设对地下水环境的影响

本工程管道在敷设过程中，根据线路沿途地形、工程地质、水文及气象等自然条件，综合确定管道的埋深，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。

根据本工程可行性研究报告，本工程一般管顶埋深为 1.2m，根据调查，在管线沿线区域地下水埋深大于 3m，本工程管沟开挖基本不会对地下水带来影响。

(3) 施工设备漏油对地下水环境影响

施工设备漏油，可能经包气带渗漏至潜水层进而污染地下水水质。为防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染，采取措施包括：对存放油品储罐地面油污专门收集，施工结束后统一委托持有危险废物经营许可证的单位处置；加强设备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油；机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一清运处理。正常情况下不会对区内地下水产生影响。

综上，本工程在施工过程中，采取合理的污染防治措施，工程施工不会对地下水环境产生明显影响

5.2.4 运营期地下水环境影响分析

5.2.4.1 正常状况下地下水影响分析

(1) 管道运营对地下水环境的影响

运营期管线埋设于地下，运营期间无废水产生。管道防腐设计严格按照相关规定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，介质不会与地下水发生联系，正常状况下对地下水环境不会造成影响。

（2）废水对地下水影响分析

根据前文，正常状况下，本工程无新增定员，不新增生活污水，井场产生的采出水依托哈六联采出水处理系统处理达标后回注油层，井下作业废水采用专用罐拉运至哈六联合站，废水不外排，不会对地下水环境产生影响。

本工程排放的废水对地下水的影响途径主要是在油气输送过程因防渗层的腐蚀损坏透过地面渗透影响区域地下水。项目建设期间构筑物及其设施均采用钢筋混凝土结构，设置防渗设施，正常生产过程中严防污水下渗，以避免对地下水潜水层的污染。正常情况下，项目严格按照报告中提出的“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则进行地下水污染防控。

在防渗系统正常运行的情况下，本工程废水向地下渗透将得到很好地控制，不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此，在正常状况下，在做好各区域防渗的基础上，不会对场地包气带及地下水环境造成明显影响。

5.2.4.2 非正常状况下对地下水的影响

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到

含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

综上，本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治防护措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.2.5 退役期地下水环境影响分析

本工程服务期满后，无废水外排，加强环境管理，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.6 小结

（1）在正常情况下，本工程产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

（2）本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，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，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝事故性排放点源的存在，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程建设、生产运行对周边及下游地下水环境的影响是可以接受的。

5.3 地表水环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)评价工作分级判据规定,拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

该项目在施工期间排放的废水主要来自建筑施工人员的生活污水、施工废水、试压废水等。

(1) 生活污水

施工期间产生的生活污水主要为施工人员在施工时用餐、盥洗废水等,该污水的主要污染因子为 COD_{Cr}、SS 和油类。按施工人员生活污水主要污染物浓度分别约为 COD: 300mg/L, SS: 200mg/L, 油类: 50mg/L。施工人员生活依托油田现有生活设施,经哈拉哈塘油田作业区生活污水处理站处理。

(2) 管线试压废水

拟建工程管道分段试压,管道试压水选用洁净水为介质,试压水排出后进入下一段管线循环使用,试压结束后用于场地降尘,不外排。

(3) 施工废水

在施工现场设置沉淀池,机械设备的洗涤废水、混凝土养护等过程产生的废水、运输车辆冲洗废水经沉淀池澄清后循环使用或用于场地洒水抑尘。

综上,施工期间严格管理建筑材料,及时收集、清理和转运施工垃圾、生活垃圾的情况下,不会对水环境产生明显影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水,采出水前期随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至哈六联合站处理。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 影响类型及途径

本工程所处区域属于盐化较严重的区域，拟建工程装置区土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型，管线为污染影响型。

本工程废水主要为生产废水、生活污水，不向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况装置区管线、设备连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

本工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，本工程装置区中废水盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型（井口、管线）				生态影响型（井口、管线）			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.4.2 施工期对土壤环境的影响

施工期土壤环境影响主要来自管线、井场建设等施工作业范围内的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.4.2.1 人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，

甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.4.2.2 地面工程施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带的土壤均会受到扰动和破坏。在施工作业带的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.4.2.3 水土流失影响分析

本工程管线施工对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；地表保护层变得松散，增加风蚀量，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.7.2.4 土壤污染影响分析

项目施工的废水包括生活污水、施工废水、施工垃圾及生活垃圾，污废水处理不当或不处理而随意漫流，废水中的污染物，如动植物油、石油类等污染物进入土壤中污染土壤环境；或施工垃圾堆放，如遇雨季，施工垃圾或生活垃圾中的污染物随雨水进入土壤污染土壤环境。环评要求施工单位对施工生活污水不外排，生活垃圾和施工垃圾收集后及时送哈拉哈塘固废填埋场处置合规处置。落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间对井场、管道沿线周边的土壤影响很小。

5.4.3 运营期对土壤环境的影响

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的影响进行定性分析、预测以及运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本工程生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的量为 3.67m^3 。采出液中矿化度为 209300mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=3.67 \times 209300 = 768131\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1)单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.1 \times 10^3\text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位

质量土壤中盐分含量的现状值为 2.1g/kg。预测年份为 0.027a(10 天)。

根据上述计算结果,在 10 天内,单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.24g/kg,叠加现状值后的预测值为 2.34g/kg。

从预测结果可知,发生泄漏后,导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高,但在发生泄漏后,油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理,且随着雨水淋溶,区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

(2) 污染影响型

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏,渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中均为全密闭管路连接,不会出现溢出和泄漏情况,实现可视可控,且在管线上做好标识,如若出现泄漏等事故情况,可及时发现,及时处理。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

拟建项目土壤环境影响类型为“污染影响型”,影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境,因此采用一维非饱和溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

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

式中: c--污染物介质中的浓度, mg/L;

D--弥散系数, m²/d;

q--渗透速度, m/d;

z--沿 z 轴的距离, m;

t--时间变量, d;

θ--土壤含水率, %。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件:

i连续点源:

$$c(z,t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

ii非连续点源:

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

模型边界条件的概化

①土壤类型概化

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果,采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏土壤概化为一层,埋深 150cm 土层。

水力模型残余含水率 θ_r 、饱和含水率 θ_s 、垂直饱和渗透系数 K_s 以及 α 、 n 、 L 等土壤参数参考模型数据。

预测模型参数取值见表 5.4-2。

根据工程分析,结合项目特点,本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中,油品中的石油烃对土壤环境的影响。

②边界条件

模型为一维垂向模型,上边界概化为稳定的污染物定水头补给边界,下边界为自由排泄边界。

③预测分析结果

非正常状况下管线破损泄漏,原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移,预测时段 $T_1 \sim T_5$ 分别为 1d、10d、30d、100d、365d,观测点 $N_1 \sim N_5$ 距阀组底部深度分别为 10cm、20cm、50cm、100cm、150cm,污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~图 5.4-2。

由以上分析可以看出,发生泄漏后,最先污染表层土壤,落地油积存于表层会影响表层土壤通透性,影响土壤养分的释放,降低土壤动物及微生物的活性,使土壤的综合肥力下降,最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久,污染物向土壤下方运移越深,泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。

在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C10~C40）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，项目经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程阀组区进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，项目对土壤环境影响很小。

运营期需定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

综上，本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.5 大气环境影响评价

5.6.1 施工期环境空气影响分析

5.6.1.1 施工扬尘

在整个施工期，产生扬尘的作业有土地平整、开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸和搅拌等过程，如遇干旱无雨季节，加上大风，施工扬尘将更严重。

据有关调查显示，施工工地的扬尘主要由运输车辆的行驶产生，约占扬尘总量的60%，并与道路路面及车辆行驶速度有关，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在50m以内，如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水4~5次，可使扬尘减少70%左右，表5.6-1为施工场

地洒水抑尘的试验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~40m 范围。另外，为控制车辆装载货物行驶对施工场地的影响，可在车辆离开施工场地时在车身相应部位洒水清除污泥与灰尘，以减少粉尘对外界的影响。

表 5.6-1 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/Nm ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

施工扬尘的另一种情况是建材的露天堆放和搅拌作业，这类扬尘的主要特点是受作业时风速度影响，因此，禁止在大风天进行此类作业及减少建材的露天堆放是抑制这类扬尘的有效手段。

此外，在建筑材料运输、装卸、使用等过程中做好文明施工、文明管理，尽量避免或减少扬尘的产生，防止区域环境空气中粉尘污染。

5.6.1.2 焊接、打磨废气

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

5.6.1.3 施工机械及运输车辆排放的废气

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

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

5.6.2 运营期环境空气影响分析

5.6.2.2 大气环境影响预测

(1) 预测因子

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为生产过程中无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。

(2) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。

(3) 污染源参数

本工程运营期的废气排放源主要为井场、集输过程中无组织废气排放。本次评价对 RP8-9X 井场、RP6-H6 井场产生的无组织废气烃类和硫化氢进行预测分析。本工程估算模型参数见表 5.6-4。根据工程分析,无组织废气污染物排放参数见表 5.6-5。

表 5.6-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		41.2
最低环境温度（℃）		-24.2
土地利用类型		林地、耕地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（o）	/

表 5.6-5 无组织废气排放参数一览表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
RP8-9X井场			964	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.012
										硫化氢	0.00001

RP6-H6 井场			965	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷 总烃	0.012
										硫化氢	0.00001

(4) 预测结果

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果见表 5.6-7。

表 5.6-7 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名 称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现 距离
单 位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
RP8-9X 井场	非甲烷总烃	21.41	2000	1.07	1.07	24
	硫化氢	0.007	10	0.07		24
RP6-H6 井场	非甲烷总烃	21.83	2000	1.09	1.09	25
	硫化氢	0.007	10	0.07		25

根据预测结果可知：NMHC 最大地面浓度点预测浓度 21.83μg/m³，最大占标率 1.09%，出现在井场下风向 10m 处；H₂S 最大落地浓度为 0.007μg/m³、占标率为 0.07%，D10%均未出现。本工程正常工况下排放的 NMHC 下风向最大落地地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（2000μg/m³），硫化氢低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³ 的要求。

烃类无组织排放是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本工程生产过程采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体和硫化氢气体的影响。

5.6.2.3 大气环境影响小结

烃类和硫化氢的无组织排放是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本工程生产采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体和硫化氢的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中 NMHC 和硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知，污染物的最大落地浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小，因此本工程运营期无组织排放的 NMHC、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.6.2.4 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量见表 5.6-8。

表 5.6-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
无组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	密闭集输，日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	井场外 4.0mg/m³	0.206
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 新建项目二级标准的厂界标准限值	厂界硫化氢 1h 平均浓度 限值 0.06mg/m³	0.00022

5.6.3 退役期大气环境影响分析

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

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

(1) 施工噪声贡献值

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

$$LP(r) = LP(r_0) - 20lg(r/r_0)$$

式中：LP(r) ——预测点处声压级，dB(A)；

LP(r₀) ——参考位置 r₀ 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r₀ ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算本工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-1。

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB (A)]										施工 阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	1000 m	1500 m	2000m	
1	挖掘机	76	72.5	68.1	62.1	58.6	56.1	54.2	—	—	—	土石方 管线施工
2	装载机	72	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
3	吊装机	70	66.5	62.1	56.1	52.6	50.1	48.2	—	—	—	设备安装

根据表 5.6-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方和管线施工期间昼间距施工设备 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。从声环境影响角度，项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响分析

本工程管线埋设在地下，埋深大于 1.2m，集输过程不会对周围声环境产生影响；本工程运营期噪声源主要为井口采油树噪声；本次环评选择 RP8-9X 井进行噪声预测。

5.6.2.1 预测模式

井场是开放式的，为室外噪声源，本次只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，噪声源按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算公式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \right) \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1 L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1 L_{Aout,j}} \right]$$

式中：

T——计算等效声级的时间（昼间 16h、夜间 8h）；

N——为室外声源个数，本工程为 1；

M——为等效室外声源个数，本工程为 1。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

RP8-9X 井噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 RP8-9X 井井场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）[dB（A）]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	509	513	2	85	基础减振	昼夜

5.6.2.3 环境数据

噪声传播的环境参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 环境数据

年平均风速	主导风向	年平均气温	年平均相对湿度
1.4m/s	东北风	12℃	50%

5.6.2.4 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-4。

由表 5.6-4 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 27.8~37.0dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6.2.5 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.6-5。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程服务期满后，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油田声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂

时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本工程施工过程中产生的固体废物主要为管道焊接后废弃的焊接材料、废弃包装材料和施工人员产生的生活垃圾等。

（1）土石方

本工程共开挖土方 2.12 万 m³，回填土方 2.12 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。本工程不设置取土场。

（2）施工废料

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料、废保温材料、废弃包装材料等废料，属于一般工业固体废物，拟分类收集并综合利用，剩余部分依托哈拉哈塘工业固废填埋场处理。

（3）生活垃圾

根据工程分析可知，本工程施工期间产生的生活垃圾约 0.45t，集中收集后清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 危险废物

（1）危险废物产生种类及去向

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料等。

落地油主要产生于采油树和阀组的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，委托有危废处置资质单位接收处置进行

无害化处理。严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），按《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（2）危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本工程产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废暂存过程影响分析

本工程落地油采取桶（罐）装形式收集、废防渗材料折叠打包，暂存于东河采油气管理区的危废暂存设施，交由有资质的单位运输。

东河采油气管理区的危废暂存场和危废暂存池均位于新疆阿克苏地区库车市东河采油气管理区哈拉哈塘钻试修环保处理站，危废暂存场规格为 24m×9m×3.6m，建筑面积 226 m²，废机油桶贮存能力为 5.168t，废油漆桶贮存能力为 2.584t，含油沾物贮存能力为 0.2t，废铅蓄电池贮存能力为 3.5t。危废暂存池为 50m×30m×3.6m，建筑面积 1500 m²，含油污泥贮存能力为 2250t。危废暂存设施内危险废物定期外运，且本工程危险废物量很少，可依托其暂存后外运，对环境的影响很小。

③危废运输过程影响分析

按照《危险废物转移管理办法》的规定，转移危险废物的单位，应当通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联

单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染环境防治信息。应当遵守国家有关危险货物运输管理的规定。未经公安机关批准，危险废物运输车辆不得进入危险货物运输车辆限制通行的区域。

危险废物移出人每转移一车（或者其他运输工具）次同类危险废物，应当填写、运行一份危险废物转移联单；每车（或者其他运输工具）次转移多类危险废物的，可以填写、运行一份危险废物转移联单，也可以每一类危险废物填写、运行一份危险废物转移联单。使用同一车（或者其他运输工具）一次为多个移出人转移危险废物的，每个移出人应当分别填写、运行危险废物转移联单。

采用联运方式转移危险废物的，前一承运人和后一承运人应当明确运输交接的时间和地点。后一承运人应当核实危险废物转移联单确定的移出人信息、前一承运人信息及危险废物相关信息。

接受人应当对运抵的危险废物进行核实验收，并在接受之日起五个工作日内通过信息系统确认接受。运抵的危险废物的名称、数量、特性、形态、包装方式与危险废物转移联单填写内容不符的，接受人应当及时告知移出人，视情况决定是否接受，同时向接受地生态环境主管部门报告。

对不通过车（或者其他运输工具），且无法按次对危险废物计量的其他方式转移危险废物的，移出人和接受人应当分别配备计量记录设备，将每天危险废物转移的种类、重量（数量）、形态和危险特性等信息纳入相关台账记录，并根据所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门的要求填写、运行危险废物转移联单。

危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动结束后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

另外，本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环

境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险特性警示图形如图 5.7-1 所示：

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险废物相关信息标签如图 5.7-2 所示。

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

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

综上，本工程危险废物的转运主要是从各个井场产生的废沾油防渗材料等危险废物的转运。危险废物的收集和转运过程按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求采取严格的收集、转移运输措施，废沾油防渗材料、落地油的转运过程均采用罐车，运输结束后对运输路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在运输路线上，可确保危险废物从生产工艺环节、暂存场所中不遗漏、不散落。一旦发生交通事故，有可能会造成危险废物撒漏，这时建设单位应立即启动应急预案，对危险废物进行清理，采取必要措施降低对地表水、地下水、大气以及土壤的影响。

④危险废物委托处置环境影响分析

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开

采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求, 落实危险废物经营许可证制度, 禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程含油废物全部委托库车畅源环保科技有限公司等有资质单位进行无害化处理进行处置, 库车畅源环保科技有限公司的处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物, 处置能力能够满足项目要求, 目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行, 危险废物经营许可证号[(橐)6529020120], 设计处置含油废物 400000t/a, 目前尚有较大处理余量。因此, 本工程危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

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

5.7.2.2 生活垃圾

根据工程分析, 本工程运营期无新增劳动定员, 故本工程运营期无新增生活垃圾, 不会对环境产生影响。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

项目退役期在拆除地面设备、场地清理过程会产生废弃建筑垃圾、落地油, 退役期须做好固井、封井, 地面设施清理、覆土、填埋、压实及固废等污染物清理处置等工作。建筑垃圾经收集后外运至垃圾填埋场填埋处理, 落地油等危险废物委托有资质的单位无害化运输、处置。井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料, 清洗油污后可回收利用。

5.8 风险环境影响分析

5.8.1 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B, 本工程涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、硫化氢, 主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井之间的集油管线, 集输管线两端均有控制(截断)阀, 发生

泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域原油密度取 0.8288g/cm³，天然气相对密度取 0.868，硫化氢密度为 77mg/m³。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

（2）环境风险潜势初判

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

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

式中：*q*₁，*q*₂，...，*q*_{*n*}——每种危险物质的最大存在总量，t；

*Q*₁，*Q*₂，...，*Q*_{*n*}——每种危险物质的临界量，t。

当 *Q*<1 时，该项目环境风险潜势为I。当 *Q*≥1 时，将 *Q* 值划分为：（1）1≤*Q*<10；（2）10≤*Q*<100；（3）*Q*≥100。

根据上表计算结果，本工程 *Q*<1，判断项目风险潜势为I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气（甲烷）、硫化氢，存在于集输管线内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线
2	原油	可燃液体	
3	硫化氢	有毒气体，易燃气体	

5.8.3.2 生产系统风险识别

（1）井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。哈拉哈塘油田区域已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，在采取合格防喷措施后，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

（3）集输管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为

管线破裂造成的油气泄漏，直接污染周围大气和土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-8。

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

（1）对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本工程为油气含油硫化氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程所在区域人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0~20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，本工程新建集输管线临时占用国家二级公益林、永久基本农田，植被以灌木、棉花为主，大量原油泄漏可能会对周边公益林、农田产生影响。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对农田生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要是对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为原油、天然气、硫化氢，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气、硫化氢气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程油气含有硫化氢，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

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

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

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

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

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

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

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

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

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、

土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

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

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

5.8.4.6 对植被的影响

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

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

A.接触毒性危害

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

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微

生物降解时消耗了土壤中的氧)。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物,微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构,降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来,也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏,其生物降解一旦结束,上述不利影响就会消失,这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气(甲烷)、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井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放,井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦,扩散条件较好,发生事故后,及时采取相应的措施,不会对周围环境空气产生明显影响;当泄漏事故发生时,及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤,污染物不会进入地下水中,对地下水水质没有不良影响。因此,发生事故后,在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下,不会对周围环境产生明显影响;东河采油气管理区已制定了环境风险应急预案,发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-10。

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 设计期生态环境保护措施

本工程的环境影响主要集输管线,管线设计阶段可通过合理的选线和施工作业方式在前期尽可能避免管线后期施工、运营阶段对管线沿线周围环境造成的影响。

(1) 合理选线

线路走向的选择是管道前期工作的重要内容，同时也是决定管道施工对管线沿线周围环境影响程度的关键环节。

建设单位在考虑沿线地形地貌特点的前提下，在确保管道运行安全、稳定、可靠的条件下，尽量避让重点公益林、基本农田等敏感目标，在管线设计阶段尽可能减小管线施工、运营对管线沿线造成的环境影响。

（2）选择合理的施工方式和防护措施

管道工程穿越农田段，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。减少施工作业宽度，减少临时占地。

6.1.2 施工期生态环境保护措施

本工程施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.1.2.1 井场生态保护措施

（1）工程施工占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

（2）严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

（3）井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（4）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.1.2.2 管线工程生态防护措施

（1）对管线的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——管线在农田区段施工临时占地作业带宽度不得超过 5m；穿越沟渠段临时施工作业带宽度不得超过 12m。

（2）严禁任何施工活动进入生态保护红线区内。

(3) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业。

(4) 施工期充分利用现有道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(5) 加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(6) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶埋深 1.2m。按设计标准规定，严格控制施工作业带范围，不得超过作业标准规定。

(7) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(8) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(9) 施工结束后恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，减少水土流失。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水污染防治措施

施工期的污水处理措施如下：

(1) 根据前文 6.2.1，本工程各类废水不外排，正常情况下，不会对地下水环境产生影响。

(2) 施工期的生活垃圾和建筑垃圾合规妥善处置。施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

(3) 对运输车辆加强管理，制定合理运输路线；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

(4) 管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

综上，正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓水环境影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水污染防治措施

6.2.2.1 源头控制

源头控制措施是直接减少污染泄漏机会、降低污染物进入地下水体数量，从而杜绝污染、保护地下水环境的根本措施。拟建项目使用先进、成熟、可靠的工艺工艺技术，良好的管道、设备和污水储存设施，采用较清洁的原辅材料，对产生的废水进行合理的治理和综合利用，尽可能从源头上减少污染物产生。严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将环境风险事故降低到最低。优化排水系统设计，厂区生产废水等在厂区内收集后排至污水处理系统处理达标后回用于生产。管线铺设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能在地上铺设，做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

源头控制措施主要有以下几个方面：

（1）选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放。严格按照国家相关规范要求，对站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

（2）管道上所有安装后不需拆卸的螺纹连接部位均应密封焊，其他需要经常进行拆装或不允许密封焊的螺纹连接部位应有可靠的密封措施。对于高压类流体介质管道排放采用双阀并加丝堵或法兰盖。对考虑液压试验所设置的放空和排净口除按要求设置阀门外，应设置螺纹管路或丝堵，试压结束后对螺纹管帽或丝堵进行密封焊处理，并定期检查和测厚。

（3）对站场、输送管道、阀门各装置进行严格检查，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，有质量问题的及时更换，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品；加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况实时监控；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。

（4）管道刺漏防范措施

①拟建工程管线采用三级监控模式：一级为调度中心全线集中监控，统一调度；二级为站控系统监控；三级为现场就地控制。线路阀室采用现场仪表+远程控制单元(RTU)的模式，实现“无人值守，故障巡检，集中监控”自动化水平。随时可通过监控系统观察阀室状况，从而判定管线是否正常运行。

②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。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，当检测到压力降速率超过警戒值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（6）进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

（6）油气井运营期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011) 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

（7）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 分区防治

分区防控措施是指结合地下水环境影响评价结果，对工程设计或可行性研究报告提出的地下水污染防控方案提出优化调整的建议，给出不同分区的具体防渗技术要求。一般情况下，防控措施应以水平防渗为主，已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)附录，油气集输过程中主要关注的污染物为耗氧量、氨氮、石油类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区、简单防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其他建筑区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行一般地面硬化即可。

本工程建议的防渗分区划分详见表 6.2-4。

表 6.2-4 防渗分区划分建议表

项目		防渗要求
一般防渗区	井口装置区地面	等效黏土防渗层 $Mb\geq1.5\text{m}$ ， $K\leq1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

6.2.2.3 污染监控措施

（1）建立地下水环境监测管理体系

为及时而准确地掌握拟建项目区及周边地下水环境质量状况，发现问题及时解决，切实加强环境保护与环境管理，建设项目地下水污染监测工作应纳入整个厂区的监测体系中。即建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划、建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备相应的监测人员、配置先进的监测仪器和设备、建立完善地下水监测制度。按照浅层地下水监测为主、装置区上下游同步对比监测、抽水井与监测井兼顾和重点防渗区加密监测的原则进行监测。

（2）地下水跟踪监测计划

结合厂区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ1664-2020）中要求，本工程地下水跟踪监测井可充分依托区域现有监测井。监测计划详见表 6.2-5。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田的安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施如下：

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②油田的安全环保部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，加大监测密度，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通报安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，分析变化动向，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；

③建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

6.2.2.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

制定风险事故应急预案，以在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。

1) 在制定应急预案的基础上，对相关人员进行培训，使其掌握必要的应急处置技能。

2) 设置事故报警装置和快速监测设备。

3) 设置泄漏应急池等应急预留场所；必要时，设置泄漏处置设备。

4) 设置全身防护、呼吸道防护等安全防护装备，并配备常见的救护急用物品和中毒医疗药品。

5) 当发生地下水异常情况时，按照指定的地下水应急预案采取应急措施。

6) 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境发生地点，分析事故原因，将紧急事件局部化，如可能予以消除，采取包括切断生产装置或设施、设置围堤等拦堵设施疏散等，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，缩小地下水污染事故对人、环境和财产的影响。

7) 当通过监测发现对周围地下水造成污染时，采取控制地下水流场等措施，防止污染物扩散，如采取隔离措施、人工开采形成地下水漏斗、抽水等应急措施。

(2) 防止事故污染物向环境转移防范措施

地下水抽提系统是根据建设项目对地下水可能产生影响而采取的被动防范措施，是建设项目环保工程的重要组成部分。当地下水污染事件发生后，应及时控制污染源，切断污染途径，启动地下水抽提应急系统，抑制污染物向下游及周边扩散速度，控制污染范围，使地下水质量得到尽快恢复。

事故状态下启动地下水抽提预案，控制潜水含水层地下水中的污染物，污水排入厂区污水事故水池，集中处理，将使污染地下水扩散得到有效抑制，最大限度地保护地下水质量。

对突发事件中污染的土壤，应首先进行调查，确定其污染范围和深度，其次对

污染土壤进行收集，进行环保、无害化处理。

6.2.3 退役期水环境保护措施

退役期废水不外排，并参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）施工期管线施工人员产生的生活污水依托哈拉哈塘油田现有公共设施，不外排。

（2）试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘，不外排。

（3）施工生产废水可通过排入铺设防渗膜的集水池，沉淀后排放，应尽量避免排水造成局部土壤流失和污染，不外排。

（4）加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

（5）生活污水的处理无需新建设施，试压废水、施工废水用于场地降尘可减少水资源的浪费。

（6）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

以上措施从技术、经济角度来讲均可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出、井下作业废水依托哈六联合站污水处理系统处理达标后回注。

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

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

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

(5) 管沟开挖过程中严格遵循“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，降低对管沟区域土壤的扰动程度，管沟覆土回填后，对管沟区域进行耙松并播撒草种，并定期进行维护，尽可能加快区域恢复原貌。

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程必要时开展跟踪监测工作，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况。当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程不会污染土壤环境，非正常情况下，按照环境风险章节具体内容采取措施，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落，影响土壤环境。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

（1）扬尘防治措施

①施工场地四周设置围栏，当起风时，可使影响距离缩短；

②开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘；

③加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走；

④施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘；

⑤加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸；

⑥施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，

采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆；

⑦合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

（2）废气防治措施

加强对施工车辆的检修和维护，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆。对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；本工程采用密闭集输，定期巡检，确保集输系统密闭运行。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，厂界无组织非甲烷总烃排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求，硫化氢排放满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级厂界标准值，厂区内非甲烷总烃排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

（4）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复

工作。应对阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查，塔里木油田分公司已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作，类比同类井场，可确保本工程无组织烃类物质的收集处置措施符合有关要求。

(5) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气集输和管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低；

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，工程运营期的噪声减缓措施是可行的。

6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，工程退役期的声环境保护措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生施工废料和施工人员生活垃圾等。

施工废料首先回收利用，不可回收利用部分委托哈拉哈塘工业固废填埋场处置。生活垃圾集中收集后清运至哈拉哈塘固废填埋场处置。

本工程施工期固废污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

(1) 危险废物收集、暂存及运输措施可行性分析

本工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，以上废物均属危险废物。

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)中相关要求，落地油采取桶（罐）装形式

收集、废防渗材料折叠打包，暂存于东河采油气管理区已建危废暂存设施，交由有资质的单位运输。

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)及《危险废物转移管理办法》中的相关要求。

（2）危险废物处置措施可行性分析

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

本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有资质单位进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 40 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

（3）环境管理重点要求

根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中相关内容，提出以下运行管理要求。

本工程运营期环境管理要求见表 6.7-1。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生地面废弃设备和废弃建筑残渣，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周

边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

类比东河采油气管理区现有退役井采取的固体废物处置措施，本工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7.温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧装置，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程未实施 CO_2 回收利用。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

综上所述，拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-1 所示。

7.1.2 温室气体排放量核算

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》本工程碳排放源如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为开采过程中井口装置逃逸排放的 CH₄。

(2) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。本工程年使用电量为 66.34 万 kW·h/a。项目主要用电负荷为井场采油装置。

根据以上条件，本工程温室气体排放量核算过程如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

本工程主要排放的温室气体为开采过程中逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本工程开采逃逸的 CH₄ 为：0.46t，折算成 CO₂ 排放量为 9.66t。

(2) 净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放

① 计算公式

主要为净购入电力，计算公式：

$$E_{CO_2-净电}=AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：E_{CO₂-净电}——企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，吨 CO₂；

AD_{电力}——企业净购入的电力消费量，MWh；

EF_{电力}——电力供应的 CO₂ 排放因子，吨 CO₂/MWh。

② 活动水平数据

拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放活动水平数据详见表 7.1-2。

表 7.1-2 净购入的电力和热力 CO₂ 排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
本工程	电力	电力消耗量	MWh	663.4
		自发电量	MWh	0
		净购入电力	MWh	663.4

③ 排放因子数据

净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放因子数据根据《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》选取饱和蒸汽的热焓，项目采用国家最新发布值，取值来源于《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO₂/MWh。

④ 计算结果

根据净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放计算公式，拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放量核算结果详见表 7.1-3。

表 7.1-3 净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放量核算结果一览表

项目	类别	单位	CO ₂ 排放量 t
本工程	净购入电力	吨 CO ₂	378.34

(3) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中，EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

ECO₂-燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

EGHG-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

RCH₄-回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWPCH₄-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO₂-回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

ECO₂-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 7-1-4 所示。

表 7.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0
	火炬燃烧排放	0
	工艺排放	0
	CH ₄ 逃逸排放	9.66
	CH ₄ 回收利用量	0
	CO ₂ 回收利用量	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	378.34
	合计	388

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 388 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 清洁运输

本工程新建从 RP8-9X、RP6-H6 井集输管道共计 9.04km，采出液进入 RP7-H10、RP6C 井阀组后，再经热普转油站，最终输至哈六联合站处理。项目油气集输采用全密闭集输流程，减少了油气输送过程中挥发性有机物的无组织排放。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少集输过程无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 节能降耗技术

本工程在电气设备设施上采用了多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

管理区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地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO₂总排放量为388吨。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。

本次评价建议在今后生产过程中加强企业能源管理，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。在生产过程中积极探索新工艺、新方法，进一步减污降碳。

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所在区域环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，均依托哈六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)标准后回注地层。

（3）固体废物

本工程运营期固体废物主要为落地油和废防渗材料，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用

拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，最大限度减少污染物排放。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

本工程在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为耕地、林地、草地及其他用地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 经济效益分析

本工程投资 1182.07 万元，环保投资 60 万元，环保投资占总投资的比例

为 5.08%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.3 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，经估算该项目环境保护投资约 60 万元，环境保护投资占总投资的 5.08%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8.5 环境保护措施的投资估算

本工程总投资为 1182.07 万元，环保投资共 60 万元，约占总投资的 5.08%，投资情况见表。

9 环境管理与监测计划

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1 环境管理

9.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保部门，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由油田安全环保部门审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由东河采油气管理区负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由东河采油气管理区负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固

废及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为塔里木油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本工程建成运营后由塔里木油田分公司东河采油气管理区负责生产运行管理。

9.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法定代表人：王清华

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

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司东河采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

9.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；东河采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本工程污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 9.3-1。

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

运营期间需对生产过程中产生的“三废”进行严格管理，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。建议环境监测计划见表 9.4-1。

9.5 环保设施“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工

程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中的有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应当组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.5-1。

10 结论

10.1 建设项目情况

本工程位于塔里木油田分公司东河采油气管理区所属的哈拉哈塘油田内，本次建设标准化井场 2 座，新建集油管线共计 9.04km，更换隐患管线 10.7km，配套建设自控、通信、供热、仪表、供配电、结构、防腐等公辅工程。

本工程总投资 1182.07 万元，其中环保投资 60 万元。

拟建项目运营期无需新增定员。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

项目符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田分公司“十四五”规划》。

项目符合阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

（1）环境空气

本工程所在的阿克苏地区大气环境监测点 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准要求， PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度超标，超标原因与当地自然地理条件有关。

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值（1 小时平均浓度值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），硫化氢小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求。

（2）地表水

本工程的运营期生产废水和生活污水不外排到地表水，因此不对地表水体进行现状调查与评价。

（3）地下水

由监测与评价结果可以看出：项目区水质较差，监测点除总硬度、溶解性总固

体、硫酸盐、氯化物、钠超标外，其他监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。超标为原生水文地质因素所致。

（4）环境噪声

本次各监测点昼、夜噪声值在满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（5）土壤环境

项目区内监测点位各项因子的所有监测因子的污染指数均小于1。项目占地范围内各指标均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准；占地范围外各指标均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中pH>7.5其他农用地对应的风险筛选值标准，石油烃含量均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

（6）生态环境现状

本工程属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区，评价范围生态系统以灌丛生态系统、农田生态系统，区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。植被除人工植被外，分布有荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木、乔木，戈壁荒漠植被。该区域主要栖息分布着一些耐旱的荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态环境影响分析

本工程管线临时性占地主要为林地、草地。由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。项目区属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

10.5.2 水环境影响分析

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。生活污水依托周边生活污水处理装置处理。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排；

本工程运营期各类污水进入哈六联合油污水处理系统处理，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）标准中指标后，回注油层。

项目区地下水循环条件差，正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

10.5.3 土壤环境影响分析

施工期土壤环境影响主要来自地面工程施工作业范围内的人为扰动、车辆行驶和机械施工对土壤结构和各种废弃物对土壤污染的影响。严格划定站场和管线施工作业范围，避免对施工范围外的土壤扰动；剥离管线分层开挖、分层填埋、分层放置，反序回填。

运营期本工程主要考虑井口装置区和原油管道，事故状态下原油管道渗漏等情形对土壤的影响，会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染，随着时间的推移，石油烃逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低，会导致地下水中石油类超标。本工程在工艺、设备、建筑结构、给排水等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

10.5.4 固体废物影响分析

本工程施工期固体废物主要为：施工废料及施工人员生活垃圾，生活垃圾集中收集后运至哈拉哈塘固废填埋场处理。施工废料优先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至哈拉哈塘固废填埋场处理。

运营期产生的固体废物主要为事故泄漏时的落地油，委托有危险废物处理资质

的单位进行处置。本工程对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善地处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

10.5.5 大气环境影响分析

本工程施工期废气主要包括站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气储运过程中的烃类挥发。

无组织废气主要有管路及设备动静密封点泄漏废气。烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程油气集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。本工程实施后，站场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

10.5.6 声环境影响分析

本工程噪声主要为施工机械和各种车辆发出的噪声，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

10.5.7 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气，可能发生的风险事故包括站场事故、管线泄漏事故。发生泄漏时，对大气、土壤、植被、地下水可能会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

塔里木油田东河采油气管理区已编制环境风险应急预案并备案，设置了环境风险事故应急监测系统等，并备有应急物资，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。加强与周边应急救援力量的联动，制定各类环境风险事故应急、救援措

施，可将环境风险事故造成的影响控制在可接受范围内。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

③施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

④挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，覆土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

⑤施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对井场地表进行砾石压盖。

⑥加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

⑦在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（2）水环境保护措施

①施工生活污水由哈拉哈塘作业区生活污水处理站处理。

②管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

③含油污水经污水处理系统处理达标后回用于生产，不外排。

（3）土壤污染防治措施

①施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

②施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

③运营期按照地下水的污染防治措施，采取分区防渗处理，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

（4）固体废物污染防治措施

①施工期固体废物主要为施工废料及生活垃圾，施工建筑垃圾集中收集后，送哈拉哈塘固废填埋场处置；施工人员生活垃圾随车带走。施工期固体废物妥善处置，不外排。

②运营期危险废物根据《国家危险废物名录(2025 年版)》《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)，进行管理，委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）大气环境保护措施

①施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于 20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

④采用密闭集输流程，无组织排放的非甲烷总烃达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准。一旦发生泄漏事故，紧急切断污染源，从而最大限度地减少储存、集输过程中烃类及油的排放量。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（6）噪声污染防治措施

①施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

②施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

③加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

④对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（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；生产装置采用 DCS 控制系统，设置可燃气体报警装置、防静电、防感应雷的接地装置；在管线的敷设线路上应设置标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对安全保护设施等进行检查，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生；按规定进行设备的维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止输送物质泄漏事故的发生；定期对设备、管线进行巡视，加强警示标志的管理工作；严格控制输送介质的性质，减轻管道内腐蚀、堵塞；加强对管线沿线的环保管理，定期进行环境监测；强化管道安全保护的宣传教育，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏；完善现有环境风险应急预案，发生事故时立即启动。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

10.9 环境管理与监测计划

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实。为环境保护措施得以有计划地落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本工程对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目的建设经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 项目可行性结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《塔里木油田分公司“十四五”规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控方案要求。

评价认为：本工程符合国家产业政策和自治区经济发展规划，公众认同性较好。工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。