# 1.概述

## 1.1建设项目的特点

哈拉哈塘油田2025年第一期地面工程（以下简称：“本工程”）位于阿克苏地区沙雅县，隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，位于东河采油气管理区哈拉哈塘油田内，日常运行管理由东河采油气管理区负责。

根据本工程相关设计资料，主要工程内容将已完钻的RP7-H10井评价井转为开发井，并在区块内建设2座阀组，建设内部集输管线共计6.97km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐、供热等公辅工程。塔里木油田分公司东河采油气管理区结合哈拉哈塘油田的建井能力、产能状况等情况对本工程进行了立项，单独编制了设计方案，确定了开发范围和建设内容，在充分利用哈拉哈塘油田的油气资源，降低运行成本的同时，提高经济效益和社会效益，在保护生态环境的同时，也为哈拉哈塘油田原油上产打下良好的基础。本工程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环境影响评价过程

本工程位于阿克苏地区沙雅县，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。本工程所在区域沙雅县属于塔里木河中上游水土流失重点预防区；同时项目占用国家二级公益林和地方公益林，起源为天然林。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》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中的有关规定，2025年1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《哈拉哈塘油田2025年第一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2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2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《哈拉哈塘油田2025年第一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

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、站场等地面工艺过程，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：评价范围内的水土流失重点预防区、天然林。

## 1.5报告书主要结论

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评价目的与原则

### 2.1.1评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解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行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价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。

### 2.1.2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。

## 2.2评价依据

（1）《哈拉哈塘油田2025年第一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）设计文件等其他资料。

## 2.3环境影响因素识别及评价因子筛选

### 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、管线及站场建设等活动，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。

表2.3-1 施工期环境影响因素识别

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

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

**（2）运营期**

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

表2.3-2 运营期环境影响因素识别

| **环境**  **要素** | **运营期影响因素** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **废气** | **废水** | **固体废物** | **噪声** | **风险** |
| 管路及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、温室气体 | 井下作业废水、采出水 | 落地油、沾油废防渗材料 | 管路 | 井场、集输管线泄漏等 |
| 环境空气 | -L | / | / | / | -SA |
| 地表水 | / | -S | -S | / | -SA |
| 地下水 | / | -S | -S | / | -SA |
| 声环境 | / | / | / | -L | / |
| 土壤 | / | / | -S | / | -SA |
| 生态 | / | / | -S | / | -SA |

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

**（3）退役期**

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

表2.3-3 退役期环境影响因素识别

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

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

### 2.3.2评价因子筛选

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

表2.3-4 环境影响评价因子一览表

| 环境要素 | 评价阶段 | 评价因子 |
| --- | --- | --- |
| 环境空气 | 现状调查 | PM10、PM2.5、SO2、NO2、CO、O3、非甲烷总烃、硫化氢 |
| 影响预测 | 运营期：非甲烷总烃、硫化氢 |
| 总量控制 | / |
| 地下水 | 现状调查 | 水位、pH值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、钡、碳酸盐、碳酸氢盐、石油类等项。 |
| 影响预测 | 运营期：石油类 |
| 地表水 | 影响分析 | 施工期和运营期：废水综合利用不外排的可行性和可靠性 |
| 固体废物 | 影响分析 | 生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等 |
| 土壤 | 现状调查 | 农用地：pH、石油烃(C10-C40)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 |
| 建设用地：石油烃(C10-C40)、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘； |
| 其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。 |
| 影响预测 | 运营期：石油烃、含盐量 |
| 噪声 | 现状调查 | 昼间等效连续A声级、夜间等效连续A声级 |
| 影响预测 | 施工期：等效连续A声级；运营期：等效连续A声级 |
| 环境风险 | 影响分析 | 风险物质：天然气、原油，火灾、爆炸伴生/次生污染物：CO  风险识别：管线泄漏、火灾、爆炸等。 |

根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022），结合现场调查，本工程主要涉及天然林，不涉及其他如生态保护红线区域、重要生境及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域，本工程生态影响评价因子表详见2.3-5。

**表2.3-5 施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 受影响对象 | 评价因子 | 工程内容及影响方式 | 影响性质 | 影响程度 |
| 物种 | 分布范围、种群数量、种群结构、行为等 | 临时占地直接影响 | 短期可逆 | 弱 |
| 生物群落 | 物种组成、群落结构等 | 临时占地直接影响 | 短期可逆 | 弱 |
| 生态系统 | 植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等 | 临时占地直接影响 | 短期可逆 | 弱 |
| 生物多样性 | 物种丰富度、均匀度、优势度等 | 临时占地直接影响 | 短期可逆 | 弱 |

## 2.4环境功能区划和评价标准

### 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。

### 2.4.2评价标准

#### 2.4.2.1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SO2、NO2、PM2.5、PM10、CO、O3六项指标执行《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》2.0mg/m³的标准，H2S参考执行《环境影响评价技术导则  大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。指标标准取值见表2.4-1。

（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项基本项目和1项特征因子。

#### 2.4.2.2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。

表2.4-5 大气污染物排放标准值

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 污染物 | 项目 | 最高允许排放浓度（mg/m³） | 标准来源 |
| NMHC | 企业边界污染物控制浓度 | 4.0 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求 |
| H2S | 厂界标准 | 0.06 | 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准 |

（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≥2μm2的V级标准，标准值见表2.4-6。

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

| 储层空气渗透（μm²） | ＜0.01 | 〔0.01,0.05〕 | 〔0.05,0.5〕 | 〔0.5,2〕 | ≥2 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 水质标准分级 | I | II | Ⅲ | IV | V |
| 悬浮固体含量（mg/L） | ≤8.0 | ≤15.0 | ≤20.0 | ≤25.0 | ≤35.0 |
| 悬浮物颗粒直径中值（μm） | ≤3.0 | ≤5.0 | ≤5.0 | ≤5.0 | ≤5.5 |
| 含油量（mg/L） | ≤5.0 | ≤10.0 | ≤15.0 | ≤30.0 | ≤100.0 |
| 平均腐蚀率（mm/a） | ≤0.076 | | | | |

（3）噪声

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

表2.4-7 环境噪声排放标准

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

（4）固体废物

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

## 2.5评价等级和评价范围

### 2.5.1环境空气评价等级和评价范围

#### 2.5.1.1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*Pi*及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离*D10%*。其中*Pi*定义为：

8247972121452506805618

式中：*Pi*——第*i*个污染物的最大地面浓度占标率，%；

*Ci*—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，μg/m³；

*Coi*—环境空气质量标准，μg/m³。

注：*Coi*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2.5-1。

表2.5-1 评价工作等级

|  |  |
| --- | --- |
| 评价工作等级 | 评价工作分级判据 |
| 一级评价 | Pmax≥10% |
| 二级评价 | 1%≤Pmax＜10% |
| 三级评价 | Pmax＜1% |

估算模式所用参数见表2.5-2，估算结果见表2.5-3。

表2.5-2 估算模型参数表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 参数 | | 取值 |
| 城市/农村选项 | 城市/农村 | 农村 |
| 人口数（城市人口数） | / |
| 最高环境温度（°C） | | 41.2 |
| 最低环境温度（°C） | | -24.2 |
| 土地利用类型 | | 林地 |
| 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2.5-3 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(°) |
| RP7-H10井场（含采油装置、阀组、油气计量撬） |  |  | 958 | 40.00 | 30.00 | 0 | 6 | 8760 | 正常 | 非甲烷总烃 | 0.0215 |
| 硫化氢 | 0.000007 |
| RP6C阀组 |  |  | 962 | 12.00 | 9.00 | 0 | 6 | 8760 | 正常 | 非甲烷总烃 | 0.0086 |
| 硫化氢 | 0.000002 |

表2.5-4 估算模式计算结果表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名 称 | 评价因子 | Ci | 评价标准 | Pi | Pmax | 最大浓度出现距离 |
| 单 位 | -- | μg/m3 | μg/m3 | % | % | m |
| RP7-H10井场 | 非甲烷总烃 | 38.37 | 2000 | 1.92 | 1.92 | 26 |
| 硫化氢 | 0.0125 | 10 | 0.12 | 26 |
| RP6C阀组 | 非甲烷总烃 | 38.848 | 2000 | 1.94 | 1.94 | 10 |
| 硫化氢 | 0.009 | 10 | 0.09 | 10 |

经计算可知，本工程最大占标率为：1.94%（来自阀组排放的非甲烷总烃），最大占标率1%＜Pmax＜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。

#### 2.5.1.2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2.6-1评价范围及环境保护目标分布图。

### 2.5.2水环境评价等级和评价范围

#### 2.5.2.1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。

#### 2.5.2.2地下水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（表2.4-2），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2.5-4~2.5-6），本工程各工程的评价等级及范围见表2.6-7。

表2.5-4 地下水环境影响评价行业分类表

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

表2.5-5 地下水环境敏感程度分级

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

表2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

**表2.5-7 本工程地下水评价等级及评价范围一览表**

| **建设内容** | **行政区划** | **行业分类** | **敏感程度** | **评价等级** | **调查评价范围** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 井场 | 沙雅县 | I类 | 不敏感 | 二级 | 以井场为中心点，以地下水流向为主轴长5km的范围，宽4km，约20km²的范围 |
| 集输管线 | 沙雅县 | II类 | 不敏感 | 三级 | 管道中心线两侧200m |

### 2.5.3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。

### 2.5.4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2.5-8。

**表2.5-8 生态评价等级判定过程**

| 序号 | 生态评价等级判定要求 | 本工程情况 | 生态影响评价等级 |
| --- | --- | --- | --- |
| a | 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级； | 不涉及 | / |
| b | 涉及自然公园时，评价等级为二级； | 不涉及 | / |
| c | 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级； | 不涉及 | / |
| d | 根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级； | 不涉及 | / |
| e | 根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级； | 管线穿越公益林 | 不低于二级 |
| f | 当工程占地规模大于20km2时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定； | 本工程占地面积不足20km2 | / |
| g | 除本条a~f以外的情况，评价等级为三级； | / | / |
| h | 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。 | / | 二级 |

根据判定结果，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程以永久占地场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为评价范围。生态评价范围见图2.5-1。

### 2.5.5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），项目井口改造、阀组建设属于“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(≥50hm2)、中型(5～50hm2)和小型(≤5hm2)”，本工程占地规模均为小型。

（4）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图及现场调查，本工程井场及管线周边存在耕地（基本农田）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2.5-11，本工程按一级评价进行综合评价。本工程评价范围见图2.5-1。

**表2.5-9 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览**表

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

**表2.5-10 土壤污染类项目评价工作等级划分表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 占地规模  敏感程度 | Ⅰ类 | | | Ⅱ类 | | | Ⅲ类 | | |
| 大 | 中 | 小 | 大 | 中 | 小 | 大 | 中 | 小 |
| 敏感 | 一级 | 一级 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 |
| 较敏感 | 一级 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 | — |
| 不敏感 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 | — | — |

**表2.5-11 本工程土壤评价等级及评价范围一览表**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 建设内容 | 生态影响型评价等级 | 调查评价范围 | 污染影响型评价等级 | 调查评价范围 |
| 1 | 井场 | 一级 | 占地范围外扩5km | 一级 | 占地范围外扩1km |
| 2 | 管线 | 二级 | 管线两侧延伸200m范围 | 二级 | 管线两侧延伸200m范围 |

### 2.5.6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*）：



式中：

*q1，q2，...，qn*——每种危险物质的最大存在总量，t；

*Q1，Q2，...，Qn* ——每种危险物质的临界量，t。

当*Q*＜1时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

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

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2.5-13。

表2.5-13 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生态环境保护目标

根据工程现场踏勘，项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；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、“水土流失重点预防区”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。

拟建项目主要环境保护目标见表2.6-1、表2.6-2、图2-1评价范围图。

表2.6-1 生态环境保护目标分布情况

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 环境要素 | 保护目标 | 相对区块方位 | 功能要求 | 备 注 |
| 地下水 | 第四系含潜水含水层 | 评价范围内 | GB/T14848-2017  Ⅲ类 | 不因项目建设，对评价区域地下水产生污染影响 |
| 土壤 | 土壤环境 | 井场内土壤环境 | GB36600-2018中第二类用地土壤污染风险筛选值 | 不对评价区域土壤产生污染影响，不加剧区域盐碱化程度 |
| 井场外评价范围内耕地（基本农田） | GB15618-2018中其他类别土壤污染风险筛选值 |
| 生态环境 | 天然林 | 评价区 | — | 不改变生态功能，  保护野生动植物及其生境不被破坏，不得破坏占地范围外的野生植物，不 得捕杀野生动物。 |
| 水土流失重点预防区 | 评价区 | 塔里木河中上游水土流失重点预防区 |
| 黑果枸杞、胀果甘草、灰胡杨 | 评价区 | 黑果枸杞、胀果甘草、灰胡杨 |
| 野生动植物 | 评价区 | — |

**表2.6-2 环境风险评价保护目标一览表**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 类别 | 环境敏感特征 | | | | | |
| 地下水 | 序号 | 环境敏感区名称 | 环境敏感特征 | 水质目标 | 包气带防污性能 | 与管道中心线距离/m |
| 1 | 调查评价范围内潜水含水层 | G3 | Ⅲ类 | D1 | - |

## 2.7评价方法

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2.7-1。

表2.7-1 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 |

## 2.8评价工作内容

本评价的主要工作内容：工程分析、环境质量现状调查与评价、环境影响分析与评价、环境风险评价、环境保护措施及技术经济论证、清洁生产、总量控制，在综合项目环境特征及工程排污影响结论的基础上，本环评将对其选址、工艺路线进行评价，提出完善的污染防治措施。

评价在分析工程方案设计资料的基础上，通过试验数据、工艺流程和排污流程分析、物料平衡分析、类比分析等手段，对新建项目的污染物排放、治理措施进行分析。

针对建设项目的特点，通过对建设项目所在地的自然环境和环境质量现状的调查及现状监测，确定环境评价的主要保护目标和评价重点，对当地的环境质量水平给出明确的结论。

在工程分析及环境质量现状评价的基础上，预测项目投产后对环境产生的影响程度和范围，同时论证环保措施的可行性，特别是拟建项目固体废物处理的可行性，对可研中提出的环境保护措施、污染治理措施进行分析和评价，提出有针对性、可操作性强的补充措施。

按风险评价导则要求进行风险识别、源项分析和后果计算，并提出风险防范措施和应急预案。

根据清洁生产原则寻求节能、降耗及减污措施，从规划和环境保护角度对项目的选址合理性、对工程建设环保可行性做出明确结论，从环保角度对工程建设提出要求和建议，为管理部门决策、建设单位环境管理提供科学依据。

# 建设项目工程概况

## 3.1油田开发历程、现状及环境影响回顾

**3.1.1油田勘探开发历程**

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。

1. 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。

1. 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。

**3.1.2区块开发现状**

（1）哈拉哈塘油田主体工程建设情况

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库车市和沙雅县，由塔里木油田分公司东河采油气管理区管辖。根据油田公司提供资料，目前该油田主要开采范围为东西约42km、南北约118km，面积约4956km2，该油田东侧为中石化塔河油田艾丁——托普台区块，南侧隔塔里木河与中石化塔河油田跃进区块、中石油塔里木油田分公司哈得采油气管理区的跃满、富源区块隔河相邻，西侧至沙雅县城以东，北侧为东河采油气管理区东河塘油田区块，区块具体位置见油田“一张图”3.1-1。

哈拉哈塘油田目前主要建设有哈六联合站1座，哈601转油站、哈15转油站、热普转油站、新垦转油站共4座转油站，1号、2号共2座清管站；油田现共有363口井及井场，其中运行井254口、待利用井10口、报废井35口、待报废井64口。油田内部建设有较完善的集输管网和油田道路等。

（2）公用工程建设情况

①给排水

哈拉哈塘油田区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。

哈6联合站设置有哈6联公寓，生活污水排入公寓生活污水处理装置处理，公寓生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出液通过采出水外输管线输送至哈六联处理，回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废水送至哈六联合站或哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

②供热

哈拉哈塘油田内井场根据生产需要设置必要的真空加热炉、电磁加热撬，各集中办公生活区均设有燃气采暖锅炉，燃料为自产天然气。

③供电

哈拉哈塘油田所有单井供电全部取自哈六联变电站的架空出线10kV油井甲乙线和一条35kV线路。

（3）辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前哈拉哈塘油田分布有哈6联合站、哈601转油站、哈15转油站、热普转油站和新垦转油站，周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前哈拉哈塘油田周边紧邻库东公路，油田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

（4）环保工程建设情况

哈拉哈塘油田配套环保设施有哈六联合站采出水处理装置1套，哈拉哈塘固废填埋场、新垦固废填埋场共2座填埋场，3处生活污水处理设施、危废暂存设施2座。

**3.1.3哈拉哈塘油田“三同时”执行情况**

随着勘探开发的进程，塔里木油田分公司在哈拉哈塘油田实施了几次区块开发及地面工程建设项目，本工程位于哈拉哈塘油田热普片区，相关环保手续履行情况见表3.1-1。

### 3.1.4油田现有工程回顾性评价

根据哈拉哈塘油田历史调查资料、油田例行监测报告及本次评价现场踏勘情况及调查结果，对哈拉哈塘油田现有工程分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险、环境管理等进行回顾性评价。

3.1.4.1生态环境影响回顾

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

(1)植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。哈拉哈塘油田经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田内，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，哈拉哈塘油田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场(转油站等)有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为盐穗木、骆驼刺及棉花等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。哈拉哈塘油田位于迪那河和塔里木水系补给区之间的空白地带，极端的干旱和强烈蒸发，项目区柽柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。油田生产期间，未对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，植被自然恢复过程中。

b.道路和管线

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

③公益林影响回顾

根据调查，区内涉及占用公益林的项目，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用公益林地已按《国家级公益林管理办法》等有关规定实行占用林地补偿制度，缴纳林地补偿费和管理费等。油田公司在施工过程中开展环境监理，采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。

④耕地影响回顾

占用耕地按照《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》等相关规定实行占用耕地补偿制度，按照规定程序办理了征地手续，并缴纳了基本农田开发补偿费。以上所交纳费用，专门用于耕地开发和农田建设。土地管理部门将以后的土地利用规划中对基本农田的分布进行相应的调整，以确保基本农田数量不减少。

(2)野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，油田内现有工程对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

1. 对生态系统的影响

根据调查，油田开发使人类活动加剧，评价区内耕地和工矿用地面积增加，项目区的模地由荒漠景观演变为农业景观，草地景观面积减少，降低了局部自然生物的生存空间。但区域的生物量没有降低，区域的自然系统生物恢复能力较强。

总体来说，生态功能没有降低，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域连通度增加，破碎度加大，生态环境并未向衰退方向发展。

（4）生态保护措施有效性回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被；管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主；哈拉哈塘油田井区开发年限较长，现场调查结果表明，由于哈拉哈塘油田处在洪积扇缘地带，地下水埋深较浅，临时占用的荒漠林灌草地的恢复相对容易，钻后4～5年的油井周围临时性占地范围内地表均已恢复原貌，长势较好，地表砾幕保护层完好，可以起到保护作用。而近两年开发的油井，其临时占地地表虽然平整，但临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复，地表细土及砂土还未完全被风吹蚀，土壤表层还没有形成致密的保护层结构，土壤环境还处于不稳定状态。其原因主要为在施工过程中地表碾压严重，土壤紧实度增加，不利于持水及植物生长。

执行完报废程序的退役井已按照油田公司有关封井要求进行退役，并采取如下保护措施：①封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。②对圆井或方井坑进行回填，与地面平齐。③实施单井地面工程的拆除，将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。

目前采取的退役井封场措施基本是可行、有效的。

总体来说，哈拉哈塘油田现有工程对生态动物的负面影响不大，环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实，对生态环境的影响较小。

3.1.4.2土壤环境影响回顾

根据哈拉哈塘油田建设的特点分析，哈拉哈塘油田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如联合站、转油站、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。

根据现场调查及收集相关资料，东河采油气管理区主要采取了以下措施防治土壤污染：

(1)“大气沉降”途径阻断措施

各井场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

(2)“地面漫流”途径阻断措施

①钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配制泥浆，在井场内循环使用，钻井结束后，废弃泥浆和岩屑在防渗泥浆池中进行无害化处理。井下作业过程中，在井场地表铺设防渗布及时回收落地油，产生的废水等全部进罐存放，运往哈六联合站处理后回注。

②采出水在哈六联处理达标后，直接回注单井或者通过增压站回注到地层，不外排；公寓生活污水全部收集经生活污水处理设施处理达标后用于站场绿化及洒水降尘，不外排。

③重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

(3)“垂直入渗”途径阻断措施

①井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥；含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质的单位进行处置，暂时无法接收时，送危废暂存点暂存；生活区内设生活垃圾收集装置，生活垃圾统一收集后运送至哈拉哈塘固废填埋场处置。

②站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

③对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

④哈拉哈塘油田产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔里木油田绿色环保站或库车畅源生态环保科技有限责任公司接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

⑤现有站场采取分区防渗措施；现有危废暂存点均按照《危险废物贮存污染控制标准》相关要求建设并采取防渗措施。

哈拉哈塘油田主要土壤类型为盐土、潮土及草甸土等。以哈拉哈塘油田历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，哈拉哈塘油田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

3.1.4.3水环境影响回顾

1. 废水处置措施回顾及影响分析

哈拉哈塘油田运营期产生的废水主要包括井下作业废水、油藏采出水和生活污水。

根据调查，采出水管输至哈六联合站污水处理系统处理，满足油田注水水质标准后回注地层，生活污水进入哈六联公寓生活污水处理设施，井下作业废水目前拉运至哈六联合站处理达标后回注，各类废水均不外排，对水环境的影响很小。

1. 地下水影响回顾

结合前文，油田的各类废水和固废妥善处置，正常情况下不会对地下水产生污染影响。油气田开发过程中可能造成地下水污染的途径一般有两种，一种是直接污染，另一种是间接污染。

油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

根据调查，在评价时段内，哈拉哈塘油田采出水全部回注油层所在地层用于驱油，无外排，符合环评中的要求。注水深度为5730~5840m，回注层上覆地层为白垩系，在平面上呈席状展布，岩性以棕红色砂岩夹泥岩和块状砂砾岩为主，可作为回注层直接封盖层，确保了回注的有效性；下伏地层为泥盆系，岩性以棕红、紫红色泥岩、浅灰色粉砂岩互层为主，全区稳定分布，可对回注水实现有效封堵。回注层远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中要求的“回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。”根据调查，哈拉哈塘油田内部有注水泵维护、操作规程、污水提升泵操作规程等多个操作规程，在回注时按照各项操作规程操作，确保注水正常进行。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

另外，油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，哈拉哈塘油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，结合区域地下水环境质量监测结果，未出现特征污染物石油类超标的现象，说明采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效，油田开发未对当地地下水环境产生明显不良影响。

3.1.4.4大气环境影响回顾

现有工程排放的废气主要为联合站、转油站、井场和生活公寓的加热炉燃烧废气和区内储罐、管路设备接口等无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢，以及非正常工况放空废气。

根据现场调查，哈拉哈塘油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃、硫化氢等逸散排放。运营期站场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)限值要求，典型加热炉例行监测数据见表3.1-3。区域现有地面设施布置着零星井场和站场，各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散。本次评价收集了近年来的例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准，哈六联站内二氧化硫、氮氧化物满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准及其修改单要求，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（具体见表3.1-5），区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。

3.1.4.5固体废物影响回顾

油气开采对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

油气开采不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前哈拉哈塘油田钻井均未涉及油基泥浆，以水基和磺化泥浆为主。各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后循环使用，钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相应指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至轮南油田、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相应指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。

同时，塔里木油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存于区内已建危废暂存设施，定期钻井公司委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关管理要求，落实了危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第23号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置。

3.1.4.6声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。运营期的声环境影响主要来自站场、油井各类机泵等设备运行时产生的机械噪声。哈拉哈塘油田根据设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段，采用减振、消音、隔声等降噪措施，例如注水泵采用减震和设置隔声罩等措施。根据搜集资料及本次监测结果，哈拉哈塘油田内典型站场、代表性井场厂界噪声监测值均未超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008标准限值，区块开发对声环境的影响较小。油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，区块开发对周围环境的影响较小，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.4.7环境风险回顾

哈拉哈塘油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气、硫化氢等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏(包括井喷)；油气集输和储运过程中的原油、采出水的泄漏，重点关注联合站、油气集输单元以及单井井场等生产单元，针对哈拉哈塘油田日常运营过程中的主要危险因素和危险源、环境风险防范措施和风险事故应急预案响应等几方面进行回顾。

根据调查，哈拉哈塘油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生的刺露事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响，采取的环境风险防范措施基本有效。

近年来，东河采油气管理区结合管理区实际情况，对可能存在的环境风险源及可能发生的环境风险进行了详尽分析，并针对可能突发的环境事件制定并定期更新应急处理预案。为管理区制定了较完善的应急组织机构，明确了组织机构构成及其职责。近年来，作业区严格执行应急预案相关要求，定期组织应急演练，制定了并实施了油田应急预案演练计划。

油田环境风险防范措施，具体如下：

(1)钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

(2)油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

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

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(3)站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

根据调查，东河采油气管理区有较健全的安全管理组织，制定了各项安全管理制度、安全生产岗位责任制和安全操作规程，执行情况较好；安全管理人员和操作工经培训持证上岗，员工的安全、技术素质能够适应安全生产的要求；油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。采油气管理区制定了《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(沙雅县)》并进行了备案(备案编号652924-2023-003-L)，安全消防设施能够满足生产需要，设有应急抢、维修指挥中心，设有抢/维修队伍和装备，配备了性能优良的抢险车辆等必要的应急设施。并在近期加强了环境风险应急演练的时效性，开展针对性地培训，增加环境应急演练次数。

综合评价认为现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足油田生产和生态环境保护要求。

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

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

2024年1月5日，塔里木油田分公司东河采油气管理区变更了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG029U) ，有效期至2028年4月3日。东河采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

3.1.4.9 环境管理回顾

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，已建立了东河采油气管理区QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

（1）环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

（2）例行监测管理

近几年，由塔里木油田实验检测研究院环境节能监测中心按照各年度塔里木油田环境监测工作计划，对锅炉废气、无组织废气、噪声、生产废水、生活污水、土壤环境、地下水环境等开展了定期环境监测。

（3）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，东河采油气管理区围绕QHSE制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，东河采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4.10 退役设施情况

哈拉哈塘油田部分区块涉及废弃井数量为35口，均为采油井，废弃井已按照塔里木油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

1. 挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；
2. 对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；
3. 实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。
4. 清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；
5. 临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。



**图3.1-4 哈拉哈塘油田区域长停井封井效果**

### 3.1.5 现有区块污染物排放量

哈拉哈塘油田现有污染物年排放情况见表3.1-6。

表3.1-6 哈拉哈塘油田污染物排放情况一览表 单位：t/a

| 序号 | 影响类别 | 污染物 | 排放量(t/a) | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 废气 | NOX | 225.9 | - |
| SO2 | 26.6 | - |
| 颗粒物 | 74.3 | - |
| 非甲烷总烃 | 157.4 | - |
| 硫化氢 | 1.8 | - |
| 2 | 废水 | 生产废水 | 0 | - |
| 生活污水 | 0 | - |
| 3 | 固体  废物 | 含油污泥 | 0 | - |
| 磺化泥浆 | 0 | - |
| 生活垃圾 | 0 | - |

### 3.1.6 区块存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

（1）信息公开不够规范。

（2）站内站外管线，历经多年的生产运行服役，存在环境风险隐患。

整改方案：

1. 健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验收暂行办法〉的公告》（国环规环评〔2017〕4 号）等进行企业相关信息公开。
2. 定期对站内站外管线进行隐患排查，对隐患较大的管线进行整改、更换，消除管线安全环保风险隐患。

## 3.2相关现有工程概况

本工程相关工程主要为RP7-H10、RP6C井。RP7-H10为塔里木油田分公司产能建设事业部已钻评价井，钻井工程正在验收中。RP6C井为已建生产井，已完成竣工环境保护验收。

1. RP7-H10井

根据钻井工程的环境监理报告，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。

根据各钻井环境监理报告及现场调查，并结合本次现状监测数据，本次拟转产能井的各井环境影响回顾情况如下：

①生态环境

占地未超过环评预测占地，按照《国家级公益林管理办法》(林资发〔2017〕34号)、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字〔2015〕497号)等有关规定办理了征地手续，缴纳了补偿费用。钻井工程结束后，井场内钻井设施均进行拆除清理，临时占地进行平整恢复，现自然恢复中。地面工程施工中严格按照有关规定办理建设用地审批手续，严格控制占地面积，减少扰动分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高了施工效率，尽可能缩短了施工工期；充分利用区域现有道路，施工机械和车辆严格按照规定路线行驶，未随意开辟道路；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；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步恢复。

运营期采取的生态保护措施为通过巡查、检修等避免井喷、管线泄漏或火灾的情况发生，减少对周围环境的破坏；加强人员管理，建设单位向职工强调禁止猎杀野生动物；现场的落地油等废弃物及时清理，防止污染土壤。现有工程对环境影响较小。

②废气

施工期制定各项环保制度，合理规划工程占地，采取洒水降尘等措施，防止扬尘污染。测试期间放喷废气通过燃烧后进行排放。对环境影响很小。

③废水

钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同进入泥浆罐交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。钻井工程施工期生活污水排入生活污水收集委托山东澄工石油工程有限公司等单位收集处置。管道分段试压，采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；试油完井返排液经罐车收集后拉运至联合站回收利用。经采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层采油；现有工程对环境影响很小。

④噪声

钻井及试油期间，通过采取基础减振、加装消声器等措施，降低噪声对环境的影响，井场周围200m范围内无声环境保护目标。结合本次现状监测结果，生产期间井场四周厂界噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准限值要求。对环境影响很小。

⑤固体废物

钻井岩屑和钻井泥浆一同采用不落地技术处置，非磺化泥浆用于铺垫油区内的井场、道路；磺化岩屑与磺化泥浆、钻井废水一同进入泥浆罐交由库车畅源生态环保科技有限责任公司等进行无害化处理；生活垃圾委托库车佳源环保有限公司收集处置；完井后，废机油暂存危废间，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有资质的单位处置。运营期间不新增生活垃圾，含油废物、油泥（砂）等均属于危险废物，暂未产生，东河采油气管理区已与库车畅源生态环保科技有限责任公司签订含油污泥无害化处置合同。

⑥环境管理及风险防范措施

区块建立了严格的环境风险管理制度，落实了环评文件提出的各项风险防范措施，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；严格执行塔里木油田分公司已制定的井场应急预案，由项目主要负责人按照应急预案中的要求定期组织职工学习并进行演习。

根据项目环境监理、竣工环境保护验收调查报告和现场调查结果，项目环保手续完备、技术资料齐全，环境风险防范措施完善，落实了环评及批复提出的污染防治及生态保护措施，对环境的影响较小。

根据油田公司计划，RP7-H10井可建设地面工程，转为生产井进行油气资源开发，由塔里木油田分公司东河采油气管理区对本工程进行了立项及方案设计，以支撑油田上产，本次对1口井转为生产井，并考虑未来区块内的原油集输需求，设计1座阀组。

（2）RP6C井

RP6C距离RP7-H10井约7km。目前RP6C井已建井场1座，生产设备包括采油树、配电柜及电控信一体化撬、4井式阀组等设备设施。为满足集输需要，本次在RP6C井现有阀组处扩建1座阀组。本工程井可通过该井已建集输管线进站。

## 3.3工程概况

### 3.3.1基本概况

#### 3.3.1.1项目概况

**工程名称**：哈拉哈塘油田2025年第一期地面工程；

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681.09万元，其中环保投资30万元。

**建设内容及规模**：

主要建设内容如下：

1. 油气集输工程

本工程建设RP7-H10标准化井场1座，在RP7-H10井建设4井式阀组1座，油气计量撬1座，在RC6C井现有阀组处扩建4井式阀组1座，建设内部集输管线共计6.97km。

1. 公辅工程；自控、通信、供热、仪表、供配电、结构、防腐等工程。
2. 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。

表3.3-1 工程组成表

| 工程名称 | | | 工程内容及规模 |
| --- | --- | --- | --- |
| 主体工程 | 油气集输工程 | 井场工程 | 本工程建设RP7-H10标准化井场1座，在RP7-H10井建设4井式阀组1座，油气计量撬1座，在RC6C井现有阀组处扩建4井式阀组1座。 |
| 管道工程 | 建设内部集输管线共计6.97km，线路起点为RP7-H10井，终点为RC6C井阀组，采用DN100玻璃钢保温管道，压力等级5.5MPa，施工作业带宽度8m。 |
| 公辅工程 | 供配电 | | 依托区域现有供电设施，新建 10kV 高压架空线路 ，以满足本工程用电需求。 |
| 供热 | | 采用电磁加热器。 |
| 通信及自控 | | 本工程新建光缆数据传输网络，为井场生产数据、安防数据及电力数据提供数据传输通道。 |
| 道路 | | 依托区块内现有道路 |
| 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。 |
| 防腐与保温 | | 玻璃钢管道保温采用“管中管”工艺在工厂预制夹克管，保温结构由内到外为保温层—防护层，保温层材质为硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度30mm，防护层材质为聚乙烯塑料。 |
| 环保工程 | 废气 | | 施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；  运营期：管线为密闭输送，采用电磁加热器。  退役期：采取洒水抑尘的措施。 |
| 废水 | | 施工期：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；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。  运营期：废水包括采出水和井下作业废水，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；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，运至哈六联合站处理；  退役期：无废水外排。 |
| 噪声 | | 施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；  运营期：选用低噪声设备、基础减振；  退役期：合理安排作业时间； |
| 固废 | | 施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后送哈拉哈塘固废填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置。  运营期：不新增固体废物。  退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；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。 |
| 环境风险 | | 管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪。 |
| 生态保护 | | 施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。  运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线；  退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况，清理污染土壤。 |
| 依托工程 | 哈六联合站 | | 井口采出物进入哈六联合站处理达标后回注地层，剩余处理能力可满足本工程需求。 |
| 热普转油站 | | RP7-H10经热普转油站进入到哈六联合站，剩余转油能力可满足本工程需求。 |
| 哈拉哈塘固废填埋场 | | 哈拉哈塘固废填埋场可以满足本工程产生的一般固废和生活垃圾处理需求。 |
| 库车畅源生态环保科技有限责任公司 | | 库车畅源生态环保科技有限责任公司东河50万吨/年HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目可以处理本工程产生的含油污泥等危险废物。 |

#### 3.3.1.2开发方案和总体布局

2024年6月，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RP7-H10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50t/d，最高日产气1.5×104m³/d。

本工程位于哈拉哈塘油田内，本工程建设标准化井场1座（RP7-H10井）、RC6C井扩建阀组1套，新建从RP7-H10井至RC6C井集输管道6.97km，采出液依托已建站场和管道输至哈六联合站处理。本工程油气水处理均依托哈六联。

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。

本工程平面布局图见图3.3-2。

### 

### 3.3.3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RP7-H10标准化井场1座、RC6C井扩建阀组1套，新建从RP7-H10井至RC6C井集输管道6.97km。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阀组、油气计量橇

本次在RP7-H10井场新建1座4井式阀组和油气计量橇，以便未来区块内其他拟建井的进站及计量；在RP6C井场扩建1座阀组，用于满足本工程进站需要。

③集输管线

新建1口井的集输管线总长为6.97km，采用PN55 DN100玻璃钢保温管道，压力等级5.5MPa。玻璃钢保温管道与钢制管道（无缝钢管）采用转换接头连接。具体见表3.3-4。

**表3.3-4 本工程管线部署一览表**

| 序号 | 起点 | 终点 | 长度(km) | 输送介质 | 管径和材质 | 设计压力(MPa) | 铺设方式 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | RP7-H10井 | RP6C | 6.97 | 采出液 | DN100玻璃钢管道 | 5.5 | 地下敷设 |

主要地面工程内容见表3.3-5，平面布置图见图3.3-3。

**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 |
| RP7-H10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（RTU） | — | 座 | 1 | — |
| 4 | 计量分离器撬 | φ1.2m×6m 6.3Mpa 抗硫油气两相计量分离器橇 | 座 | 1 | 计量功能 |
| 5 | 4井式阀组 | - | 座 | 1 | 新建 |
| RP6C井场 | 1 | 4井式阀组 | - | 座 | 1 | 扩建 |
| 内部集输管线 | 1 | 集油管线 | DN100玻璃钢管 | Km | 6.97 | 输送RP7-H10井场采出液。埋地敷设。 |

### 3.3.4公辅工程

（1）供配电工程

电源依托油田 10kV 供配电系统，本工程为RP7-H10井生产用电新建10kV高压架空线路1108m，采用JKLGYJ-70/10绝缘导线砼电杆架空敷设，变压器容量为50kVA。

（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：无溶剂环氧涂料，普通级，4 道，防腐层干膜厚度≥400μm。

保温：玻璃钢管道保温采用“管中管”工艺在工厂预制夹克管，保温结构由内到外为保温层—防护层，保温层为硬质聚氨酯泡沫塑料，保温层厚度30mm，防护层聚乙烯塑料，厚度≥3.0mm，并在每根管道两端安装防水帽。

1. 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。

1. 供热

采用电磁加热器。

1. 道路

依托区块现有道路，本工程无新增道路。

1. 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。

### 3.3.6工程占地分析

本次新增占地主要为井场、电力线的永久占地和管线工程占地，占地面积6.0732hm2。具体见表3.3-7。

**表3.3-7 拟建工程占用土地情况表**

| 序号 | 工 程 内 容 | 占地面积(m2) | | | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 永久占地 | 临时占地 | 总占地 |
| 1 | 井场工程 | 4900 | 0 | 4900 |  |
| 2 | 管线工程 | 72 | 55760 | 55832 |  |
| 合计 | | 4972 | 55760 | 60732 |  |

## 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

**3.4.1.1.1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。

**3.4.1.1.2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 1.2m，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≥5m，距离管线水平距离≥2m。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。

（3）穿越工程

本工程穿越工程统计表见表3.4-1

表3.4-1 穿越工程统计表

| 序号 | 穿越（交叉）对象 | 穿越长度(m) | 穿越方式 | 状况 | 穿越次数 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 穿越道路 | 20 | 开挖 | 简易道路 | 2 |
| 2 | 交叉电缆、光缆 | / | 开挖 | - | 1 |

①公路穿越

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

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

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

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

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

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

6）管道在公路路基下或路基填压管道时，为减少套管穿越对路基的影响，套管顶距已建、拟建公路路面的埋深≥1.2m（如果公路部门要求，需按照公路部门要求完成），距公路边沟底面不小于1.0m。

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

8）穿越公路设置管道穿越公路标志桩。

②管道与其他建（构）筑物的交叉

本工程沿线光（电）缆以埋地光缆为主，主要为已建管道通信光缆、中国移动、中国联通、中国电信和国防光缆等。

一般情况下，管道与其他埋地建(构)筑物交叉原则上应位于已建管道、电（光）缆的下方。

管道与其他管道交叉时，其垂直净距不应小于0.3m。当小于0.3m 时，两管道应设置坚固的绝缘隔离物；管道在交叉点两侧各延伸10m以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷；同时与已有管道交叉角度不低于30°，施工时在交叉位置放置废旧轮胎等方法将两管道隔离；穿越回填后地面需要设置管道交叉穿越标志桩。

管道与电力、通信光缆交叉时，其垂直净距不应小于0.5m。交叉点两侧各延伸 10m以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷。

（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，集输管线试压水由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1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为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RP7-H10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RP6C井场扩建阀组，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(G1、G2)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水(W1)和井下作业废水(W2)，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(N1)、新建阀组（N2）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(S1)、井下作业产生的废防渗材料(S2)，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。

（1）封井措施

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

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

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

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

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

5）封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

7）建立报废井档案。每年至少巡检1次，并记录巡井资料。

（2）设备拆除

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

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

表3.4-2 退役期主要产污环节一览表

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

**3.4.2施工期主要污染源及防治措施**

（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、NOx、SO2等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

（2）废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、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、NH3-N等，浓度一般为300mg/L、50mg/L。施工人员按20人计，施工期2个月，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57.6m³。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应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6.97km，施工产生的施工废料量约为6.97t。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2个月，产生量按0.5kg/d人计算，则生活垃圾产生为0.6t。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1.20m，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6.97km，按全线均采用开挖方式核算，挖方量约2.68万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。

表3.4-5 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

| 工程 | 项目 | 污染源 | 主要污染物 | 排放方式 | 环境影响减缓措施 | 排放去向 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 站场及管线工程 | 废气 | 设备运输和装卸扬尘、施工扬尘、车辆行驶扬尘、土方开挖和倾斜扬尘、施工扬尘 | 颗粒物 | 间断 | 车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘 | 环境  空气 |
| 焊接烟尘 | 颗粒物 | 间断 | 无组织排放 |
| 施工机械及运输车辆尾气 | 颗粒物、SO2、NOx | 间断 | 机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行 |
| 废水 | 生活污水 | COD、BOD、NH3-N、SS | 间断 | 生活污水依托哈拉哈塘公寓污水处理系统 | 不外排 |
| 管道试压废水 | COD、SS | 间断 | 试压结束后用于场地洒水抑尘 | 不外排 |
| 固体废物 | 管线、阀组建设 | 剩余土方 | 间断 | 开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运 | 妥善  处置 |
| 施工废料 | 间断 | 首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置。 | 妥善  处置 |
| 生活垃圾 | 间断 | 收集后定期送当地生活垃圾填埋场填埋处理 | 妥善  处置 |
| 噪声 | 施工机械、运输车辆噪声 | 噪声 | 间断 | 优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施 | 声环境 |
| 生态 | 占用土地 | 植被、动物、防沙治沙、水土流失 | 临时 | 见“6.1.1施工期生态环境保护措施”章节 | 生态影响最小化 |

**3.4.3运营期工程污染源源强核算**

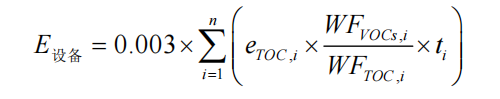
#### 3.4.3.1废气

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。



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；

ti——核算时段内密封点i的运行时间，h；

eTOC,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；

*WFVOCs*,*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，%；

*WFTOC*,*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**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 设备类型 | 排放系数（kg/h/排放源） |
| 1 | 气体阀门 | 0.024 |
| 2 | 开口阀或开口管线 | 0.03 |
| 3 | 有机液体阀门 | 0.036 |
| 4 | 法兰或连接件 | 0.044 |
| 5 | 泵、压缩机、搅拌器、泄压设备 | 0.14 |
| 6 | 其他 | 0.073 |

参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》，若未提供TOC中 VOCs的质量分数，则保守取1进行核算，则本工程采出液中WFVOCs，i和WFTOC，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) |
| RP7-H10 | 阀 | 0.036 | 33 | 0.0036 | 8760 | 0.031 |
| 法兰或连接件 | 0.044 | 136 | 0.0180 | 8760 | 0.157 |
| 小计 | | | | | 0.188 |
| RP6C | 阀 | 0.036 | 12 | 0.0013 | 8760 | 0.011 |
| 法兰或连接件 | 0.044 | 56 | 0.0074 | 8760 | 0.065 |
| 小计 | | | | | 0.076 |
| 合计 | | | | | | 0.264 |

经过核算，本工程RP7-H10井场（含采油装置、阀组、油气计量撬）无组织排放废气中非甲烷总烃年排放量为0.188t/a，RP6C阀组无组织排放废气中非甲烷总烃年排放量为0.076t/a，本工程运营期无组织排放废气中非甲烷总烃年排放量合计0.264t/a。

(2)硫化氢

根据区块天然气性质统计表，非甲烷总烃类的组分含量按最小值9.57%计算，则RP7-H10井、RP6C阀组泄漏气体量分别为1.969t/a、0.795t/a，硫化氢含量最大为0.003％，则RP7-H10井、RP6C阀组硫化氢排放量分别为0.00006t/a、0.00002t/a。本工程2座井场新增硫化氢排放量为0.00008t/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16425m³/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。

1. 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。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0.1t/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0.5t/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 | 污染物防治措施 |
| 1 | 落地油 | HW08废矿物油与含矿物油废物 | 071-001-08 | 0.1t/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 | 0.5t/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 |

#### 3.4.3.5三本账计算

拟建工程实施后哈拉哈塘油田“三本账”的情况见表3.4-11。

**表3.4-11 拟建工程实施后哈拉哈塘油田“三本账”的情况一览表 单位：t/a**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 影响类别 | 污染物 | 现有工程排放量 | 拟建工程排放量 | 以新带老削减量 | 拟建工程实施后哈拉哈塘油田排放量 | 拟建工程实施后增减量 |
| 1 | 废气 | NOX | 225.9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SO2 | 26.6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 颗粒物 | 74.3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 非甲烷总烃 | 157.4 | 0.264 | 0 | 157.664 | +0.264 |
| 硫化氢 | 1.8 | 0.00008 | 0 | 1.80008 | +0.00008 |
| 2 | 废水 | 生产废水 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 生活污水 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 固体  废物 | 含油污泥 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 磺化泥浆 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 生活垃圾 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

**3.4.3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。

**3.4.4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3.4-12。

**表3.4-12 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清洁生产水平分析**

本工程隶属东河采油气管理区管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向。

（1）清洁生产技术和措施

①本工程所在区块具备完善的油气集输管网，本工程集输全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。

（2）节能及其他清洁生产措施

①管线均进行保温，减少热量损失；

②集输采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

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

本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②在集输过程中加强管理，对集输管线定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本工程注重源头控制污染物的产生量，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

**3.5.2 清洁生产建议**

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

（2）做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

（4）对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此东河采油气管理区在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到东河采油气管理区的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立HSE管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

## 3.6污染物排放总量控制分析

### 3.6.1总量控制原则

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

### 3.6.2总量控制因子

本工程无总量控制指标。

## 3.7相关法规、政策符合性分析

### 3.7.1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。

### 3.7.2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3.7-1。

表3.7-1 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。

## 3.8相关规划符合性分析

### 3.8.1与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出要加快建设国家“三基地一通道”，建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度**。本工程属于塔里木油田项目，项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》的要求。

### 3.8.2与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》相符性分析详见表 3.8-1。

### 3.8.3与《塔里木油田分公司“十四五”规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司开展塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作，并于2022年10月17日取得审查意见（新环审〔2022〕214号）。本工程与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.8-2。

**表3.8-1 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析**

| 文件名称 | 规划要求 | 本工程 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 《阿克苏地区生态环境保护“十四五”  规划》 | 以石化、化工等行业为重点，加快实施VOCs治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和VOCs在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOCs治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOCs治理，加快更换装载方式。 | 拟建工程装置等无组织废气排放涉及VOCS排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。 | 符合 |
| 加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。 | 塔里木油田对油田内土壤环境定期监测，危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位处置；生活垃圾、一般工业固废运至油田垃圾填埋场填埋处理。 | 符合 |
| 持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。 | 拟建工程废水经联合站污水处理站回注地层，生活污水排入已建生活污水处理站，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610–2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障土壤、地下水生态环境安全。 | 符合 |

**表3.8-****2 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析**

| 文件名称 | 规划要求 | 本工程 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 《塔里木油田“十四五”发展规划》 | “十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到2025年实现年产3750万吨油当量油气田。 | 本工程位于规划中的塔北-塔中原油根据地，拟建项目的建设符合《塔里木油田分公司“十四五”规划》的油气开发的目标。 | 符合 |
| 《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕214号） | 严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。 | 本工程不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。 | 符合 |
| 《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕214号） | ( 二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。 | 本工程优先避让环境敏感区，减缓了对生态环境的影响。 | 符合 |
| (三)严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 | 本工程建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；输送采用密闭集输，可减少废气污染物的排放，实现污染物达标排放；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期废水处理后回用，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。 | 符合 |
| 《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕214号） | (四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。 | 本工程严格控制占地面积，项目建设过程中开展防沙治沙工作，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化。 | 符合 |
| (五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求，加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家．自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代，加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。 | 后续按照规划相关要求，对含油污泥等固废进行妥善处置，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区绿色发展等相关要求，推动区域生态环境健康发展。 | 符合 |
| (六)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。 | 东河采油气管理区定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。 | 符合 |
| (七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。 | 企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。 | 符合 |
| （八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。 | 本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。 | 符合 |

## 

## 3.9生态环境分区管控符合性分析

拟建项目与生态环境分区管控方案相符性分析见下表3.9-1~3.9-3。

根据分析结果，本工程不涉及生态保护红线，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。

表3.9-3 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **单元编码** | **单元名称** | **单元属性** | **单元特征** | **环境要素属性** |
| ZH65292410003 | 沙雅县一般生态空间 | 优先保护单元 | 生态空间内 | 一般生态空间 |
| **维度** | **管控要求** | | **本工程** | **符合性** |
| 空间布局约束 | 1、在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。  2、在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。禁止在沙化土地封禁保护区范围内安置移民。对沙化土地封禁保护区范围内的农牧民，县级以上地方人民政府应当有计划地组织迁出，并妥善安置。沙化土地封禁保护区范围内尚未迁出的农牧民的生产生活，由沙化土地封禁保护区主管部门妥善安排。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。  3、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。保护沙区湿地，新建水利工程要充分论证、审慎决策，禁止发展高耗水工业。对主要沙尘源区、沙尘暴频发区，要实行封禁管理。  4、合理利用地表水和地下水，调整农牧业结构，加强药材开发管理，禁止开垦草原，恢复天然植被，防止沙化面积扩大。  5、保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护农田土壤环境质量。 | | 1、本项目位于非沙化区，本次报告对项目实施对周边沙化土地的影响和防沙治沙措施进行了分析。  2、本工程不涉及沙化土地封禁保护区。  3、本工程不涉及水利、畜牧。  4、本工程不涉及地表和地下水的利用，药材开发等。  5、本工程施工期严格控制施工范围，严禁采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，项目落实防风固沙措施，控制施工扰动范围，施工结束后及时对临时占地进行清理平整，做到“工完、料尽、场地清”。工程占地不涉及农田，运营期采取土壤保护措施，防止对评价范围内农田土壤环境质量产生影响。 | 符合 |

## 3.10选址、选线合理性分析

本工程组成包括集输管线、计量分离器撬、阀组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。

### 3.10.1项目总体布局合理性分析

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，除涉及水土流失重点预防区以及天然林外，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为沙地、灌木林地，评价范围内植被覆盖度较低，管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。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、永久基本农田等环境敏感点，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。

### 3.10.2井场选址符合性分析

本工程涉及RP7-H10井、RC6C井均为已钻井，选址具有唯一性。建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。占用公益林应征得林草主管部门同意，按国家和相关要求对占用林地进行生态恢复和补偿，施工过程中尽量避开植物茂密区域；周围无地表水系，无不良地质现象。

本工程在井场布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用。井场占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。选址符合相关要求，选址合理。项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，井场选址可行。

### 3.10.3管线合理性分析

1. 本工程管线不涉及城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位、集中居民区等环境敏感区。
2. 同时管线敷设区域避开地质灾害(滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段)易发区和潜发区，施工结束后，对临时占地及时恢复植被或复耕，减少占地影响。

（3）油田开发区域的集输管线满足生产要求的前提下，考虑地形、地质因素以及风险事故因素，避开可能塌方和被洪水冲侵的地段，选择土质沙地；集输管线沿路不穿过村庄、水源地等环境敏感目标。管线选址靠近现有道路，方便运输、施工和生产维护管理。工程所在地环境质量现状良好，项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，项目管线选址可行。

（4）项目所在区域属于“塔里木河中上游重点预防区”。无法避让水土流失重点预防区，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。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

（5）管线沿线主要为荒漠林地，分布有胡杨林，线路选择以不砍伐胡杨为原则。

综上所述，拟建工程合理优化管线选线方案，管道两侧1km范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，项目选址符合生态环境分区管控要求，不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。本工程施工期前需要办理征地手续，严格控制占地范围，加强施工管理，尽量减少对植被的破坏，施工结束后及时进行生态恢复，可以确保区域生态环境功能不降低。从环境保护角度看，选线可行。

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，西距萨拉斯提村3.8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。

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 ℃ | 12.0 | 8 | 平均年降水量mm | 60.8 |
| 4 | 年极端最高/最低气温 ℃ | 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**

本工程周边无常年性地表水体分布，南距塔里木河约20km。

**4.1.5.2地下水**

见后文5.3节。

**4.2生态现状调查与评价**

**4.2.1生态系统调查**

**4.2.1.1生态系统类型**

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县，根据《新疆生态功能区划》，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。

表4.2-1 工程区生态功能区划表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 生态功能分区单元 | 生态区 | 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV） |
| 生态亚区 | 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1） |
| 生态功能区 | 渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55） |
| 主要生态服务功能 | | 农产品生产、荒漠化控制、油气资源 |
| 主要生态环境问题 | | 土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染 |
| 生态敏感因子敏感程度 | | 生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感 |
| 主要保护目标 | | 保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害 |
| 主要保护措施 | | 节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水 |
| 适宜发展方向 | | 发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地 |

工程所在区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”。本工程属于陆地石油开采类项目，符合功能区适宜发展方向；管线占地均为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

根据野外调查情况，按照分类方法，对评价区生态系统进行分类。调查显示，评价范围生态系统以森林生态系统及灌丛生态系统为主，其中森林生态系统建群种为胡杨、灌丛生态系统建群种为多枝柽柳。区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。具体见图4.2-2。

**4.2.1.2 生态系统特征**

**（1）森林生态系统**

森林生态系统主要指以乔木为建群种或优势种的生物群落与其所在生态环境相互作用，形成一个相对稳定的生态系统。森林生态系统的分布是森林植物区系对特定地区环境条件的综合反映，也是森林植物对自然环境长期相互适应的结果，其中大气热量与水分状况对森林的地理分布有着较深刻的影响。其次，气候也是影响森林分布的较重要的条件。

**1）森林生态系统特征**

垂直结构显著：从地面到树冠形成多层次的空间结构。

生物种类繁多：包括乔木、灌木、藤蔓、草本植物等。

物种组成复杂：不同物种之间存在复杂的种间关系，如竞争、共生、捕食等。

生产力高：能够高效地利用光能进行光合作用，产生大量的有机物质。

对环境变化敏感：受气候变化、土地利用变化等因素的影响较大。

**2）森林生态系统的功能**

涵养水源：森林能够截留降水，减少地表径流，促进水分渗透到地下。

保持水土：树木的根系可以固定土壤，防止土壤侵蚀。

防风固沙：森林植被能有效阻挡风沙，减少沙漠化扩展的风险。

调节气候：森林可以通过蒸腾作用增加大气湿度，影响局部气候条件。

保护物种多样性：森林为众多生物提供了栖息地，支持着区域大部分的陆生生物多样性。

**（2）灌丛生态系统**

灌丛生态系统是指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。首先，灌丛为众多动物提供了栖息地和食物来源。许多鸟类、哺乳动物和昆虫都依赖于灌丛生态系统中的植物来寻找庇护和食物。灌丛还为许多植物提供了理想的生长环境，使它们能够在干旱的气候条件下存活和繁衍。灌丛生态系统在土壤保持和水资源管理方面起着重要作用。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，提供给其他植物和动物使用。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。

**1）灌丛生态系统特征**

群落高度：一般在2米以下，盖度大于15%至25%。

与森林的区别：灌丛的高度较低，建群种多为簇生的灌木生活型，且灌丛通常具有较为郁闭的植被层。

光照条件：充足的光照能促进植物的光合作用，但过强或过弱的光线都会对灌丛产生负面影响。

水分条件：充足的水分能保证植物正常的生理代谢活动，但过多或过少的水分都会对灌丛的生长产生不利影响。

土壤条件：不同类型的灌丛对土壤的要求不同，工程区域碱性土壤适合柽柳灌丛的生长。

气温条件：不同种类的灌丛对气温的要求也有所不同，常绿灌丛对温暖湿润的气候适应性较强，而落叶灌丛则适应性较强的是寒冷干燥气候

**2）灌丛生态系统的功能**

土壤保护：灌丛根系发达，可以有效地固定土壤，防止水土流失。

环境净化：灌丛还能吸收有害气体和粉尘，净化环境。

生态修复：通过种植灌丛来改善土壤质量和生态环境。‌

**4.2.2土地利用现状调查及评价**

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目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。生态现状调查范围土地利用类型见表4.2-2，生态现状调查范围土地利用现状见图4.2-3。

工程生态评价区域面积约16.55km2，由上表可知，生态现状调查范围内土地利用类型涉及5大类6小类，土地利用现状占比由大到小依次为乔木林地、其他草地、灌木林地、沟渠、沙地、采矿用地等，其中面积占比最大的为乔木林地及其他草地，约占评价区域面积的76.55%、12.27%，乔木林地建群种为胡杨、灌木林地建群种为多枝柽柳，此外区域还分布有才拉木达利亚等干沟为主的沟渠；采矿用地基本为油田现有生产设施用地；沙地均为固定沙地、不涉及流动沙地。项目占地区域土地利用类型主要为乔木林地、灌木林地、其他草地等。

**4.2.3植被类型及分布**

本工程所在区域的植被区划属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候较为干旱，但热量丰富，又受渭-库三角洲绿洲及塔里木河流域的综合影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

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4.2-3，评价区内分布有国家II级重点保护野生植物2种：黑果枸杞*Lycium ruthenicum*和胀果甘草*Glycyrrhiza inflata，*自治区II级重点保护野生植物1种，灰胡杨*Populus pruinosa。*区域植被类型图见图4.2-4。

表4.2-3 区域野生植物情况一览表

| 科 | 种名 | 拉丁名 |
| --- | --- | --- |
| 杨柳科*Salicaceae* | 胡杨 | *Populus euphratica* |
| 灰胡杨 | *Populus pruinosa* |
| 藜科 *Chenopodiaccae* | 圆叶盐爪爪 | *Kalidium schrenkianum* |
| 刺蓬 | *Sallsola pestifer* |
| 短叶假木贼 | *Anabasis brevifolia* |
| 合头草 | *Sympegma regelii Bunge* |
| 茄科 | 黑果枸杞 | *Lycium ruthenicum* |
| 柽柳科 *Tamaricaccae* | 琵琶柴 | *Rcaumuria soongaria* |
| 多枝柽柳 | *Tamarix ramosissima* |
| 豆科 *Leguminosae* | 苦马豆 | *Sphaorophysa salsula* |
| 胀果甘草 | *Glycyrrhiza inflata* |
| 疏叶骆驼刺 | *Althagi sparsifolia* |
| 蒺藜科 *Zyqqphy uaceae* | 骆驼篷 | *Peganum barmlat* |
| 西伯利亚白刺 | *Nitraria sibirica* |
| 菊科 *Compositae* | 花花柴 | *Karelinia caspica* |
| 禾本科 *Gramineae* | 芦苇 | *Phragmites communis* |
| 赖草 | *Aneurolepidium seealinud* |
| 猪毛菜 | *Salsola collina Pall* |
| 蓼科 *Polygonaceae* | 盐穂木 | *Halostachys caspica* |
| 圆叶盐爪爪 | *Kalidium schrenkianum* |
| 盐节木 | *Halocnemum shrobilaceum* |

本工程所在区域内自然植被主要以胡杨、多枝柽柳、花花柴、胀果甘草、疏叶骆驼刺、盐穗木等。工程占地区域地表植被生境较好，植被覆盖度约为30%。胡杨主要分布在渭-库三角洲绿洲下缘的冲洪积地带，呈连片分布；多枝柽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柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度2-3m，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。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木等，植被盖度15%左右。

样方调查概况：

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。

B.样方调查内容

本工程生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地。本评价自然植被实地调查中主要采用样方法。在样方中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。

本次评价范围涉及多枝柽柳-盐穗木群系、胡杨-多枝柽柳-胀果甘草群系等2种植物群系，每种类型设置3个样方，共调查6个样方，布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

C.样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方6个，主要样方情况见表4.2-4~表4.2-5。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

①胡杨-多枝柽柳-胀果甘草群系植被样方调查，调查地点：分别在RP7-H10东部、RP7-H10南部以及管线路由区域布设样方，土壤类型：林灌草甸土、盐土等；地形地貌为平原，郁闭度为20%~30%。

样方大小：10m×10m；统计结果见表4.2-4。

②多枝柽柳-盐穗木群系植被样方调查，调查地点：分别在RP7-H10西部、RP6C周边以及管线路由区域布设样方，土壤类型：林灌草甸土、盐土、龟裂土等；地形地貌为平原，总盖度为15-35%。

样方大小：5m×5m；统计结果见表4.2-5。

**4.2.4 野生动物现状评价**

（1）野生动物区划

评价区按中国动物地理区划划分，属于蒙新区西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中游区。评价区位于塔里木盆地灌丛区，气候较为干旱。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，该地区分布的野生动物详见表4.2-5。

（2）野生动物栖息生境类型

评价区域内的野生动物生存环境可分为以下2种类型。

1）胡杨林区：又称为阔叶林区，主要分布于评价区西部。建群种为胡杨，优势种为胡杨及多枝柽柳，伴生种有胀果甘草、芦苇等，由于乔木林冠的郁闭作用，植被覆盖度相当高，为野生动物提供了良好的栖息场所。

2）灌丛区：在评价区大部分区域分布着以柽柳、盐穗木等为主的灌丛，建群种及优势种均为多枝柽柳、伴生种有盐穗木、疏叶骆驼刺等，在乔木林地外的灌丛为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

（3）样线调查情况

按照技术方法，对项目区各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。由于项目区野生动物生境类型较为简单，有胡杨林区、灌丛区，本次评价在管线沿线每种生境类型各设置3条样线，每条样线500m左右，观测时行进速度1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹。本次调查使用8倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次共设置样线6条，鸟类共观测到麻雀、凤头百灵、灰斑鸠、喜鹊、小嘴乌鸦、沙百灵等6种，两栖动物荒漠麻蜥、南疆沙蜥、子午沙鼠等3种，未见大型野生动物踪迹。

**4.2.5 生态敏感区调查**

**4.2.5.1 生态保护红线**

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

本工程南距生态保护红线区（新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区）约8.5km，不在生态保护红线范围内。

**4.2.5.2 水土流失重点预防区**

（1）水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。项目位于塔里木河中上游重点预防区。

（2）水土流失现状

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

（3）水土保持基础功能类型

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

（4）水土流失预防范围

项目所在区域水土流失预防范围为：评价区域南部及西部的绿洲-荒漠交错带、评价区中部及北部的乔木林地、评价区中部的灌木林地等，以及区域内重要野生植物资源生境等。

（5）水土流失预防对象

水土流失预防对象为：a.天然林、植被覆盖率较高的灌丛等；b.植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c.水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动；d.重要的水土流失综合防治成果；e.重要野生植物资源生境。

（6）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区域加强对乔灌草植被的保护，对评价区内天然林及其生境进行生态修复，合理利用土地资源。

（7）水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区及预防区；b.水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；c.项目运营期油气资源开发建设活动区域；d.其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（8）水土流失治理措施

水土流失治理措施为：加强区域统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行保护，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

**4.2.5.3 天然林**

天然林指天然起源的森林，包括自然形成与人工促进天然更新或者萌生所形成的森林，是自然界中群落最稳定、生态功能最完备、生物多样性最丰富的陆地生态系统，是维护国土安全最重要的生态屏障，按其退化程度可以大致分为原生林、次生林和疏林等。

**4.2.5.4 重点公益林**

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

沙雅县共有林业面积263741.51hm2，其中公益林总面积252699.47hm2，占林地面积的95.81%；重点公益林面积244145.92hm2，占公益林面积的96.62%。

从重点公益林林种结构分析，水源涵养林31526.89hm2，占重点公益林面积的12.91%，防风固沙林212619.03hm2，占重点公益林面积的87.08%。荒漠林生态公益林乔木林总面积105835.99hm2，总蓄积2529093m3，优势树种均为胡杨。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占42.41%，疏林地占10.77%，灌木林地占31.8%，突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是沙雅县防风固沙，免受风沙侵害的天然生态屏障。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

评价区域内重点公益林生态功能为防风固沙林，防风固沙林包括吐加依林及吐加依灌丛，主要植物种类为胡杨、多枝柽柳，植被盖度为15-35%，伴生有花花柴、疏叶骆驼刺、盐穗木、胀果甘草等。本工程具体涉及公益林情况以林可研及林草部门核查为准。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治荒漠化，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，人类扰动强度较低；保护要求主要为办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

**4.2.5.5 基本农田**

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

经初步核查，本工程占地不涉及基本农田，具体以自然资源部门核查为准。具体位置关系见图4.2-7。

**4.2.5.6 土地沙化现状**

新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，根据资料，塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积361154km2，占全疆沙漠的81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积34944602.58hm2，其中：沙质土地面积为34560399.13 hm2。在沙质土地中，流动沙地26341108.65 hm2，半固定沙地5898376.53 hm2，固定沙地2192994.05 hm2，沙化耕地122550.34 hm2，非生物工程治沙地5369.56 hm2。沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm2，占沙雅县国土总面积的84.34%。其中：流动沙地1625570.97hm2，占60.27%；半固定沙地1006795hm2，占37.33%；固定沙地59434.31hm2，占2.20%；戈壁2242.15hm2，占0.08%。本工程位于塔里木盆地北缘，塔河以北，根据调查，工程占地范围内不涉及沙化区，评价范围内分布有0.14km2沙地，占评价区面积的0.84%，主要分布在管线路由区南部，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地。

**4.2.6 主要生态问题调查**

根据导则，生态问题评估内容包括：水土流失、土地沙化、石漠化、草地退化和湿地退化六个方面，本次评价根据现场调查和评估，主要涉及的生态问题为水土流失、土地沙化等方面。

（1）区域荒漠化土地现状

沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm2，占沙雅县国土总面积的84.34%。其中：流动沙地1625570.97hm2，占60.27%；半固定沙地1006795hm2，占37.33%；固定沙地59434.31hm2，占2.20%；戈壁2242.15hm2，占0.08%。

（2）水土流失

根据2023年水土流失动态监测成果，工程所在地阿克苏地区水土流失总面积6.4万平方公里。其中，水力侵蚀面积1.0万平方公里，风力侵蚀面积5.4万平方公里。按侵蚀强度分，轻度、中度、强烈、极强烈、剧烈侵蚀面积分别为3.0万平方公里、3.3万平方公里、0.1万平方公里、0.06万平方公里、0.005万平方公里。与2022年相比，阿克苏地区水土流失面积减少了202.93平方公里，减幅0.32%。

本工程位于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，主要生态环境问题为“土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。

4.2.7小结

本工程位于塔里木盆地北部荒漠绿洲交错带、渭干河三角洲绿洲下缘，工程所在区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域土地利用类型主要有乔木林地、其他草地等6类，自然植被区系类型属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区；动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区；评价范围生态系统以森林生态系统及灌丛生态系统为主，工程区生态系统维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

## 4.3 环境空气质量现状调查与评价

### 4.3.1区域大气环境质量达标判定

本工程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》（H.J2.2-2018）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PM2.5。空气质量达标区判定结果见表4.3-1所示。

表4.3-1 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（μg/m3） | 标准值（μg/m3） | 占标率（%） | 达标情况 |
| SO2 | 年平均质量浓度 | 7 | 60 | 12 | 达标 |
| NO2 | 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 |
| O3 | 日最大8小时滑动平均值的第90百分位数 | 130 | 160 | 81 | 达标 |
| PM10 | 年平均质量浓度 | 95 | 70 | 136 | 超标 |
| PM2.5 | 年平均质量浓度 | 37 | 35 | 106 | 超标 |

由表4.3-1可知，项目所在区域PM2.5、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。

### 4.3.2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、PM2.5、CO和O3的数据来源，详见下表4.3-2。

表4.3-2 近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m3 （标注除外）

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染物 | 年评价指标 | 二级标准(μg/m3) | 现状浓度(μg/m3) | | | | |
| 2019年 | 2020年 | 2021年 | 2022年 | 2023年 |
| PM10 | 年平均质量浓度 | 70 | 176 | 198 | 95 | 94 | 95 |
| PM2.5 | 年平均质量浓度 | 35 | 54 | 60 | 39 | 41 | 37 |
| SO2 | 年平均质量浓度 | 60 | 7 | 7 | 7 | 6 | 7 |
| NO2 | 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 |
| O3 | 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、PM2.5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。

### 4.3.3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，并引用《RP7-H7、RP7-H4井集输工程环境影响报告书》中RP7-H7井下风向方向1km处（即本工程区下风向3.8km处）的监测数据。监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位基本信息见表4.3-3，具体监测点位置见图4.3-2。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表4.3-4。

### 4.3.4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：



式中：Pi——i评价因子最大占标百分比；

Ci——i评价因子最大监测浓度(μg/m3)；

Cio——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4.3-5。

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2.0mg/m3的标准。4.4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

RP6C井、RP7-H10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Leq[dB(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2月。

（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60dB（A）、夜间50dB（A）]。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表4.4-1。

从上表可以看出，昼间噪声值在40-41dB(A)之间，夜间噪声值在38-39dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

## 4.5水环境现状调查与评价

### 4.5.1地表水环境现状调查

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。

### 4.5.2地下水环境现状调查

4.5.2.1调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法+引用数据法。

**4.5.2.3监测频率**

均监测1天，每个点位采样1次。

**4.5.2.4监测项目及分析方法**

（1）监测项目

井深（m）、水位埋深即井内水面至井口距离(m)、井口标高(m)、功能、K+、Na+、Ca2+、Mg2+、CO32-、HCO3-、Cl-、SO42-、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4.5-2。

**4.5.3地下水环境质量现状评价**

**4.5.3.1评价标准与评价方法**

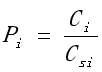
（1）评价标准

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：

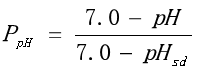


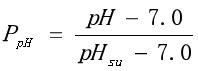
式中：*Pi*——第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

*Ci*——第*i*个水质因子的监测浓度，mg/L；

*Csi*——第*i*个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如*pH*值），其标准指数计算公式：

，pH≤7时；

，pH＞7时；

式中：PpH—pH的标准指数，无量纲；

pH—pH监测值；

pHsd—标准中pH的下限值；

pHsu—标准中pH的上限值。

**4.5.3.2监测及评价结果**

本次环评地下水监测及结果见表4.5-3、4.5-4

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、锰外均满足《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。

**4.6土壤环境现状调查与评价**

**4.6.1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附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表4.6-1所示。土壤剖面调查见表4.6-2所示。

**4.6.2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，管线区域为二级。结合工程所在区域土壤类型（龟裂土、林灌草甸土、盐土）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，TN6为林灌草甸土、TN7为盐土、TW1为龟裂土，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4.6-2。

（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2月。

（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4.6-3~4.6-6。

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）》（GB156 18-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”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。

# 5.环境影响预测与评价

**5.1生态环境影响**

**5.1.1 生态环境影响特征**

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程施工期、运营期、退役期对生态环境影响的特点。工程对生态环境的影响主要在施工期。施工期生态环境影响主要为本工程线路工程等的建设带来的生态环境影响，包括对沿线土地利用的影响、对土壤的影响、对植被环境的影响、对沿线动物的影响、对景观生态环境的影响、生态敏感区影响分析、对生态完整性的影响预测等，同时估算工程所造成的各种生物损失量。

**5.1.2 生态环境影响**

**5.1.2.1占地影响分析**

根据估算，本工程总占地约6.0732hm2，其中永久占地0.4972hm2，临时占地5.5760hm2。占地类型主要为乔木林地、灌木林地、其他草地等。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。

①施工占地、穿跨越工程施工作业占地

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。

**5.1.2.2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柽柳-盐穗木群系、胡杨-多枝柽柳-胀果甘草群系。群落中优势种为多枝柽柳及胡杨，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，扬尘产生的颗粒物质在植物地上器官（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有以下几种途径。

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6.0732hm2，其中永久占地0.4972hm2，临时占地5.5760hm2。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=Si*×*Wi*

式中：*Y*——生物量损失，t；

*Si*——占地面积，hm2；

*Wi*——单位面积生物量，t/hm2。

工程占地主要为乔木林地、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31t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。

**5.1.2.3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。

**5.1.2.4对水土流失的影响分析**

工程井场、管沟及电力线建设实施过程中，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

在土壤沙化、盐渍化过程中，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，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

**5.1.2.5对土地沙化的影响分析**

本工程评价范围内分布有0.14km2沙地，占评价区面积的0.84%，主要分布在管线路由区南部，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地。施工过程中将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会逐步减轻。

工程电力线架设基本不会产生土石方，无弃方产生。工程建设过程中施工临时占地对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程所在区域地势平坦，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，风蚀作用强烈，若工程土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

工程施工期地面设施建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，将降低风沙土分布区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土随风运移，导致区域发生沙化。同时，各种车辆（尤其是重型卡车）在工程区无道路区域行驶将使经过的原始土壤变紧实，重复多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为裸地。

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

**5.1.2.6对生态系统的影响分析**

评价范围生态系统以森林生态系统及灌丛生态系统为主，区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。胡杨林主要分布于项目区的东部，群系类型为胡杨-多枝柽柳-胀果甘草群系，该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是塔河北岸河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。本工程实施对胡杨林的郁闭度、动植物、生境将产生一定的影响，施工期结束后逐步恢复；评价区域内的灌丛主要分布在评价区大部。生态系统内优势种为多枝柽柳，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，主要有盐穗木、疏叶骆驼刺等，项目实施后会对区域植被覆盖度产生一定的影响，施工期结束后可逐步恢复。

**5.1.3对重点公益林的影响分析**

工程所在区域分布的重点公益林林地类型为乔木林地、灌木林地，优势树种为胡杨、多枝柽柳等，植被盖度为15%～35%，主要作用为防风固沙等，涉及国家、地方公益林。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

本工程占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开林木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

评价区域内林地的分布类型为杜加依林及杜加依灌丛，优势种为胡杨、多枝柽柳，分布有多枝柽柳-盐穗木群系、胡杨-多枝柽柳-胀果甘草群系等。本工程开发过程中将占用乔木林地4.6265hm2、灌木0.3450hm2，分别占评价区对应地类面积的0.37%、0.22%。由于项目建设所占用公益林树种组成较为单一，林型、林龄均与周围邻近地段的植被生长状况一致，由项目建设导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时，本工程使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

建设单位需严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字〔2015〕497号）要求，不得占用国家一级公益林；井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，井场及管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的，因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在6m范围内；管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被，将重点公益林的影响降到最低。

**5.1.4对景观生态结构的影响分析**

从景观生态现状调查评价得出，沿线区域杜加依林及杜加依灌丛景观主导性比较明显，管道沿线受到人类活动干扰和控制的程度较小，全线呈现出以自然生态系统为主的生态格局。

项目管线经过的大部分地区，几乎没有人类长期生产活动干扰过的痕迹，对于管线经过的区域而言，在建设期施工带内的地表植被将被破坏殆尽，形成显著的植被破口，由于该区域水土流失较严重将很容易造成荒漠化趋势，同时对管道两侧未受干扰的植被来说也会产生一定的威胁。从景观尺度来看，该区域景观类型数保持不变，但景观内部格局发生了变化，从而影响景观的优势度及均匀度，最终可能影响到原有系统的稳定性。

**5.1.5区域生态系统稳定性及完整性影响分析**

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

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为5个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表5.1-2。

表5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

| 标准 | | 生态系统完整性 | | | | | 工程  区域 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 高 | 好 | 适度 | 差 | 恶化 |
| 指示物种 | 指示种 | 没有或者几乎没有指示植物死亡 | 一些草本植物死亡 | 大量草本和少量灌木死亡 | 大量灌木死亡 | 大量乔木树种开始死亡 | 适度 |
| 物种结构 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 剧烈变化 | 过度变化 | 好 |
| 生物量和密度 |
| 压力 | 气候干旱程度 | 较湿润 | 适中 | 较干旱 | 很干旱 | 干旱加剧 | 差 |
| 地下水位/水质 | 小于1.5m/很好 | 1.5-3m/好 | 3-5m/中 | 5-9m/差 | 9m/很差 | 适度 |
| 土壤盐分 | 较低 | 一般低 | 较高 | 高 | 很高 | 很高 |
| 响应 | 生物个体响应 | 生长很好 | 能正常生长 | 生长缓慢 | 停止生长 | 濒临死亡 | 好 |
| 种群相对多度 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 完全变化 | 完全变化 | 好 |
| 物种多样性 |
| 结构 | 种群结构 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 剧烈变化 | 过度变化 | 好 |
| 土壤状况 |
| 空间异质性/斑块大小/破碎度 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 完全变化 | 完全变化 | 好 |
| 功能 | 种群适应性 | 好 | 好 | 一般 | 较差 | 很差 | 适度 |
| 种群生物量 | 大量增加 | 有所增加 | 不变 | 减少 | 急剧减少 | 差 |
| 群落演替 | 正向演替 | 正向演替 | 演替方向不明显 | 逆向演替 | 被新的群落所取代 | 适度 |
| 对小尺度干扰 | 没有或几乎没有影响 | 轻微影响 | 重大影响 | 剧烈影响 | 过度影响 | 差 |
| 斑块连接性 | 很好 | 较好 | 一般 | 较差 | 很差 | 适度 |
| 营养循环速率 | 很大 | 较大 | 一般 | 较小 | 很小 | 适度 |
| 组成 | 丰度/频度/重要性/生物量/密度 | 没有或几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 剧烈变化 | 过度变化 | 好 |
| 物种多样性 |
| 同一性/分布 |

结果显示，工程区生态完整性受本工程影响较小，工程开发加大了评价区人为干扰的力度，促使局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势，但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统向不稳定的方向发展，异质化程度也随之增高，造成区域各生态系统的稳定性和阻抗稳定性整体有轻微变化。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

**5.1.6小结**

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。

表5.1-3 生态影响评价自查表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 工作内容 | | 自查项目 |
| 生态影响识别 | 生态保护目标 | 重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑ |
| 影响方式 | 工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件☑；其他☑ |
| 评价因子 | 物种☑（分布范围、种群梳理、种群结构、行为等 ）  生境☑（生境面积、质量、连通性 ）  生物群落☑（物种组成、群落结构等 ）  生态系统☑（植被覆盖度、生物量、生态系统功能 ）  生物多样性☑（物种丰富度、优势度等 ）  生态敏感区□（ ）  自然景观☑（景观多样性、完整性 ）  自然遗迹□（ ）  其他☑（水土流失、土壤盐渍化等 ） |
| 评价等级 | | 一级□ 二级☑ 三级□ 生态影响简单分析□ |
| 评价范围 | | 陆域面积：( 16.55 )km2；水域面积：( )km2 |
| 生态现状调查与  评价 | 调查方法 | 资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☑；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑ |
| 调查时间 | 春季☑；夏季□；秋季□；冬季□  丰水期□；枯水期□；平水期□ |
| 所在区域的生态问题 | 水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；重要物种□；生态敏感区□；其他☑ |
| 生态现状调查与评价 | 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区☑；其他☑ |
| 生态影响预测与评价 | 评价方法 | 定性□；定性和定量☑ |
| 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑ |
| 生态保护对策措施 | 对策措施 | 避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑ |
| 生态监测计划 | 全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□ |
| 环境管理 | 环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑ |
| 评价结论 | 生态影响 | 可行☑；不可行□ |
| 注：“□”为勾选项，可√；“( )”为内容填写项。 | | |

## 5.2地表水环境影响分析

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。

### 5.2.1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CODcr、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。

### 5.2.2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。

### 5.2.3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。

**表5.2-1 地表水环境影响评价自查表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 工作内容 | | 自查项目 | |
| 影响识别 | 影响类型 | 水污染影响型☑；水文要素影响型□ | |
| 水环境保护目标 | 饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□  重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□ | |
| 影响途径 | 水污染影响型 | 水文要素影响型 |
| 直接排放□；间接排放☑；其他□ | 水温□；径流□；水域面积□ |
| 影响因子 | 持久性污染物☑；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他□ | 水温□；水位(水深)□；流速□；流量□；其他□ |
| 评价等级 | | 水污染影响型 | 水文要素影响型 |
| 一级□；二级□；三级A□；三级B☑ | 一级□；二级□；三级□ |

## 5.3地下水环境影响预测与评价

### 5.3.1区域水文地质条件

（1）概况

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。

（2）分区地下水赋存条件

本区域含水层岩性为含砾中粗砂、中细砂、粉细砂。本工程位于渭干河冲积平原与塔里木河中游北岸洪泛平原交会区，含水层为多元结构，属地下水的潜水与承压水赋存区， 但承压水顶板在区域上并不连续，潜水与承压水仍存在着一定的水力联系，均为第四系松散岩类孔隙潜水和承压水。地下水赋存条件如下：

①渭干河冲洪积平原

a.水量丰富区

潜水：分布于布依提、包尔海、英买里、海楼、努尔巴格、沙雅镇及新垦农场地区，其中：渭干河河道与沙雅总干渠两侧地带，地下水水量丰富、单井涌水量可达到1000～2025m3/d，是沙雅县地下水富水程度最高的地区。

承压水：分布于布依提至沙雅镇与红旗镇、阿其墩一带，单井涌水量1000～2000 m3/d。其中：第一层承压水顶板埋深<50m：分布于亮格五大队、包尔海、布依提、恰先巴札一带，含水层为含砾粗砂、中细砂、粉细砂，隔水层岩性主要为亚粘土。第二层承压水顶板埋深50～100m：分布于阿合瓦西、英买里、海楼、沙雅镇等地区，含水层为粗、中、细、粉砂，含小砾石，较之上述地区颗粒稍细一些，隔水层亦主要为亚粘土等。

b.水量中等区

潜水：分布于古力巴克、托依堡地区及格寨力地区，其单井涌水量：托依堡地区为400～500 m3/d，两侧为200～400 m3/d，含水层以中细砂为主。

承压水：分布于古力巴克、托依堡地区及格寨力一带，第一层承压水顶板埋深50～100m，单井涌水量200～300 m3/d。

c.地下水水质

古力巴克、托依堡地区及格寨力地区地下水以Cl·SO4(SO4·Cl)—Na·Mg(Ca)型水为主，矿化度多＞2.0g/L、在起曼一带达到7.2g/L、塔拉呼龙东南部为4.4g/L。

②塔里木河冲积平原

a.水量中等区

主要分布在拜买提、兰街、老起曼以南的一、二牧场、托依堡乡南部等地区。

b.潜水：地下水埋深多＜3m，含水层以粉细砂为主、局部有细砂薄层，单井出水量多为500m³/d。一般为高矿化水，但在塔河两岸因其受塔河河水的渗入补给影响，水质有所淡化、形成淡化层，层厚一般为30～50m、最深达60m左右，淡化带宽2～4km、一般为1km，多为Cl.SO4-Na型水，矿化度1～3g/L。淡化层下及远岸地带为Cl-Na型水，矿化度多＞3g/L，可达5g/L乃至10g/L以上。

c.承压水

区内赋存有多层承压水，单井出水量差异较大，为100～1000m³/d，属Cl-Na型水，矿化度＞10g/L。

总而言之，区域地下水的水化学特征具有水平与垂直分布上的双重特性：在平面上，由北向南，地下水矿化度总体由低变高，水化学类型由HCO3·SO4-Mg·Ca型向Cl·SO4-Na型过渡，北部好于南部，中部好于东、西两侧。在垂直方向上，200m勘探深度内，地下水为上咸下淡，深层地下水优于浅层地下水水质。

（3）地下水补径排

倾斜平原南缘地层岩性以粘性土为主，地形十分平缓，地下水径流条件很差，基本上无水平运动，致使倾斜平原与塔里木河冲积平原的地下水联系十分微弱，向塔河冲积平原的侧向补给仅200m³/d·km左右。

倾斜平原区地下水在砾质平原接受地表水的入渗补给后，基本沿地势向南运动，由单一的潜水渐变为上部潜水和下部承压水，承压水在水平径流的过程中不断自下而上顶托补给潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾等隐蔽蒸发的形式排泄，至倾斜平原的前缘，把所获取的地下水蒸发排泄完毕，从而完成了地下水补给、迳流和排泄的全过程，使得该区成为一个完整而独立的水文地质单元―山前洪冲积倾斜平原自流水斜地。

前第三系基岩裂隙水赋存于北部山区古老基岩构造裂隙和风化裂隙中，补给来源主要为大气降水和积雪融水，其次为地表水。构造裂隙为地下水提供了运移通道和储存空间；第三系碎屑岩类孔隙裂隙水赋存于前山过渡带第三系砂砾岩、砂岩、粉砂岩的裂隙孔隙中，补给来源主要是地表水。岩石孔隙、层状构造为地下水提供了运移通道和储存空间；第四系松散岩类孔隙水赋存于平原区第四系松散地层孔隙中，河渠水的渗漏和灌溉水的入渗是其主要补给来源。岩性结构、地表形态、孔隙发育程度及水文网系的分布特征是该型水形成的主要控制因素，巨厚的松散堆积和发育的孔隙为地下水提供了良好的迳流通道和储存空间。

区内地下水的排泄途径主要有：潜水的蒸发蒸腾，地下水的侧向流出，以及排水渠的排泄与开采等。

（4）地下水动态特征

根据搜集调查资料，沙雅县的潜水水位受农业灌溉影响较大，水位高值出现在每年的4～6月份，低值出现在1～2月份，年内变幅为0.68～1.29m，区内潜水水位整体变化趋势是每年3～4月受农田灌溉影响，潜水水位迅速上升，9月停灌，潜水水位持续下降，元月前后地面结冻，蒸发减弱，水位平稳，至3、4月份农灌期水位复又上升。

### 5.3.3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

### 5.3.4运营期地下水环境影响分析

#### 5.3.4.1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，输运的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。按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：“9.4.2已依据GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测。

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的控制，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。

#### 5.3.4.2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。

**（1）情景1：穿透污染（套损产生油水窜层）**

污染物沿着孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油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。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

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

③预测因子

套管发生泄漏，本工程废水中主要污染物为石油类、COD、氨氮、TDS等。根据地下水导则中9.5中关于预测因子的要求，对各项因子在各废水中的最大浓度采用标准指数法进行排序，取标准指数最大的因子作为预测因子。

根据标准指数法计算结果，选取对地下水环境质量影响有代表性且污染负荷较大的污染物石油类作为污染因子进行预测，参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，将石油类＞0.05mg/L的浓度定为超标范围，＞0.01mg/L的浓度定为影响范围。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

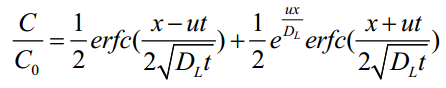
1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物迁移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄漏点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录D中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：



以上式中：*x*—距注入点的距离，m；

*t*—时间，d；

*C（x，t）—t*时刻*x*处的示踪剂浓度，g/l；

*C0—*—注入的示踪剂浓度，g/l；

*u——*水流速度，m/d；

*n——*有效孔隙度，无量纲；

*DL*—纵向弥散系数，m2/d；

*erf*c（ ）—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表5.3-1。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄漏了不同天数（100天、1000天、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表5.3-2、表5.3-3，图5.3-3。

根据以上预测结果，非正常状况下，在本次设定的长期小流量泄漏情景下，石油类浓度在预测100d、1000d、3650d时地下水超标距离分别为19m、69m、157m，影响距离分别为21m、77m、173m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，在预测期间，随着距离的增加，污染物的浓度呈减小的趋势；随着泄漏时间的增加，污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大。

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。

**（2）情景2：渗透污染（管线泄漏事故）**

本工程集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

一般泄漏于土体中的油品可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层0~20cm的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m以下）石油类物质含量的35倍；且石油类多在地表1m以内积聚，1m以下土壤中含油量甚少。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃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，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏，建设单位会立即通过截断阀进行截断，并组织专门力量进行污染物的清除工作，将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。

b.污染物在含水层的迁移

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

1. 预测因子筛选

结合前文分析，选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。

②预测源强

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

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

Vrel=0.1781×Vpipe× frel×fGOR+ Vpre−shut

则非正常状况下，总泄漏量为2.28t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0 ~20cm 表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物10％（0.23t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

③预测模型

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

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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



式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x，y，t)—t时刻点x，y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度；

mM—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m2/d；

DT—横向y方向的弥散系数，m2/d；

π—圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值0.01mg/L的等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线0.05mg/L作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

管道泄漏石油类对地下水影响预测结果见表5.3-5，图5.3-3~图5.3-5。

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏100d、1000d、3650d后污染晕超标范围分别为650.92m2、5072.44m2、11835.7m2，影响范围分别为650.92m2、5072.44m2、15450.25m2，影响范围内无居民饮用水井等地下水环境敏感点。根据预测结果，在处理及时的泄漏预测情境下，污染物不会运移到场界外，对该地区地下水影响较小。故本工程必须采取必要的防腐、防渗措施，并加强巡检、跟踪监测等，防止其泄漏进而污染周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本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护措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

### 5.3.5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。

### 5.3.6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护措施后，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。

**5.4土壤环境影响分析**

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

**5.4.2.3水土流失影响分析**

本工程井场和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**

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。

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

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。

**5.4.5土壤环境影响自查表**

土壤环境影响自查表详见表5.4-2。

**表5.4-2 土壤环境影响自查表**

| 工作内容 | | 哈拉哈塘油田2025年第一期地面工程 | | | | | | 备注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 影响识别 | 影响类型 | 污染影响型□；生态影响型□；两种兼有 ☑ | | | | | |  |
| 土地利用类型 | 建设用地☑；农用地☑；未利用地□ | | | | | | 土地利用  类型图 |
| 占地规模 | （0.4972）hm2 | | | | | | 永久占地 |
| 敏感目标信息 | 敏感目标（耕地）、方位（内）、距离（/） | | | | | |  |
| 影响途径 | 大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗☑；地下水位 □；其他（） | | | | | |  |
| 全部污染物 | 石油类 | | | | | |  |
| 特征因子 | 石油烃 | | | | | |  |
| 所属土壤环境影响评价项目类别 | Ⅰ类☑； Ⅱ类 ☑； Ⅲ类 □； Ⅳ类 □ | | | | | |  |
| 敏感程度 | 敏感☑；较敏感□；不敏感□ | | | | | |  |
|  | 评价工作等级 | 一级☑；二级☑；三级 □ | | | | | |  |
| 现状调查内容 | 资料收集 | a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □ | | | | | |  |
| 理化特性 |  | | | | | | 同附录 C |
| 现状监测点位 |  | 占地范围内 | | 占地范围外 | | 深度 | 点位  布置图 |
| 表层样点数 | 5 | | 6 | | 20cm |
| 柱状样点数 | 5 | | / | | 0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m |
| 现状监测因子 | 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）基本项目45项和pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目8项和pH、石油烃、土壤盐分 | | | | | |  |
| 现状评价 | 评价因子 | 石油烃等 | | | | | |  |
| 评价标准 | GB 15618☑；GB 36600☑；表D.1□；表D.2□；其他 | | | | | |  |
| 现状评价结论 | 土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求 | | | | | |  |
| 影响预测 | 预测因子 | 石油烃、盐分含量 | | | | | |  |
| 预测方法 | 附录 E□；附录 F□；其他（☑） | | | | | |  |
| 预测分析内容 | 影响范围（）影响程度（☑） | | | | | |  |
| 预测结论 | 达标结论： a）□； b） □； c）☑  不达标结论： a） □； b） □ | | | | | |  |
| 防治措施 | 防控措施 | 土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他（） | | | | | |  |
| 跟踪监测 | 监测点数 | | 监测指标 | | 监测频次 | |  |
| 井场 | | 石油烃 | | 1次/3年 | |
| 信息公开指标 | 石油类、砷、六价铬、盐分含量、pH | | | | | |
| 评价结论 | | 项目区占地范围主要土壤类型是林灌草甸土、龟裂土、盐土。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运营期一般影响较小。 | | | | | |  |
| 注 1： “□”为勾选项，可 √； “（） ”为内容填写项； “备注 ”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。 | | | | | | | | |

**5.5固体废物影响分析**

**5.5.1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）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。

（2）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0.6t，集中收集后清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

**5.5.2运营期固体废物影响**

**5.5.2.1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）相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废暂存过程影响分析

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㎡，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㎡，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，并于转移活动完成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5.5-1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5.5-2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生态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，库车畅源生态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，目前库车畅源生态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[(橇)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生态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。

**5.5.2.2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，不会对区内环境产生影响。

**5.5.3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。

## 5.6大气环境影响分析

### 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/Nm³） | 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NOX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

5.6.2.1 区域地面污染气象特征分析

本工程核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县常年的地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

沙雅县气象站的年平均风速为1.37m/s，春夏季风速最大，其中以6月份和7月份风速最大（1.74m/s），以11月份风速最小（1.2m/s），区域各月平均风速统计见表5.6-1。平均风速的全年各月变化曲线见图5.6-1。

（2）风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向和风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

沙雅县各季及全年各风向频率统计情况见表5.6-2，风向频率玫瑰图见图5.6-2。

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

由各季、全年风向玫瑰图可以看出：全年盛行以NNE-NE-NNE方向的风向，其风向角合计频率达32.04%。全年静风频率为12.98%，其中，秋季最高20.88%，其次为冬季13.46%，夏季最少6.52%。

**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RP7-H10井场（含采油装置、阀组、油气计量撬）、RP6C阀组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5.6-5。根据工程分析，无组织废气污染物排放参数见表5.6-6。

**（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。

根据预测结果可知：NMHC最大地面浓度点预测浓度38.848μg/m3，最大占标率1.94%，出现在井场下风向10m处；H2S最大落地浓度为0.0125μg/m³、占标率为0.12%，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、阀组 | 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 | 0.264 |
| 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 | 0.00008 |

建设项目大气环境影响评价自查表见表5.6-9。

表5.6-9 大气环境影响评价自查表

| 工作内容 | | 自查项目 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 评价等级与范围 | 评价等级 | 一级□ | | | | | | | | 二级☑ | | | | | | | | | | | | | 三级□ | | | |
| 评价范围 | 边长=50km□ | | | | | | | | 边长5~50km□ | | | | | | | | | | | | | 边长=5km□ | | | |
| 评价因子 | SO2 +NO*x*排放量 | ≥2000t/a□ | | | | | | 500~2000t/a□ | | | | | | | | | | | | | | | ＜500t/a□ | | | |
| 评价因子 | 基本污染物（PM2.5、PM10、SO2、NO2、CO、O3）  其他污染物（NMHC） | | | | | | | | | | | | | | | | | 包括二次PM2.5□  不包括二次PM2.5 ☑ | | | | | | | |
| 评价标准 | 评价标准 | 国家标准☑ | | | | | 地方标准□ | | | | | | | | | | | | 附录D ☑ | | | | 其他标准□ | | | |
| 现状评价 | 环境  功能区 | 一类区□ | | | | | | | 二类区☑ | | | | | | | | | | | | 一类区和二类区□ | | | | | |
| 评价  基准年 | （2023）年 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 环境空气质量现状调查数据来源 | 长期例行监测数据□ | | | | | | | 主管部门发布的数据☑ | | | | | | | | | | | | | 现状补充监测☑ | | | | |
| 现状评价 | 达标区□ | | | | | | | | | | | | | | | 不达标区☑ | | | | | | | | | |
| 污染源调查 | 调查内容 | 本工程正常排放源☑  本工程非正常排放源□  现有污染源□ | | | | | | | | | 拟替代的污染源□ | | | | | | 其他在建、拟建项目污染源□ | | | | | | | | 区域污染源□ | |
| 大气环境影响预测与评价 | 预测模型 | AERMOD  □ | ADMS  □ | | | AUSTAL2000  □ | | | | | | EDMS/AEDT□ | | | | | | CALPUFF□ | | | | | | 网格模型□ | | 其他  ☑ |
| 预测范围 | 边长≥50km□ | | | | 边长5~50km□ | | | | | | | | | | | | | | | | | | 边长=5km □ | | |
| 预测因子 | 预测因子（NMHC ） | | | | | | | | | | | | | | 包括二次PM2.5□  不包括二次PM2.5 ☑ | | | | | | | | | | |
| 正常排放短期浓度贡献值 | wpsF800最大占标率≤100% ☑ | | | | | | | | | | | | | | wpsF800最大占标率＞100%□ | | | | | | | | | | |
| 正常排放年均浓度贡献值 | 一类区 | wpsF7FD最大占标率≤10%□ | | | | | | | | | | | | | wpsF800最大占标率＞10%□ | | | | | | | | | | |
| 二类区 | wpsF800最大占标率≤30%□ | | | | | | | | | | | | | wpsF800最大占标率＞30%□ | | | | | | | | | | |
| 非正常排放1h浓度贡献值 | 非正常持续时长（ ）h | | wpsF811占标率≤100%□ | | | | | | | | | | | | | | | | wpsF812占标率＞100%□ | | | | | | |
| 保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值 | wpsF814达标□ | | | | | | | | | | | | wpsF814不达标□ | | | | | | | | | | | | |
| 区域环境质量的整体变化情况 | *k*≤-20%□ | | | | | | | | | | | | *k*＞-20%□ | | | | | | | | | | | | |
| 环境监测计划 | 污染源  监测 | 监测因子：（NMHC、硫化氢） | | | | | | | | | | | 有组织废气监测□  无组织废气监测☑ | | | | | | | | | | | | 无监测□ | |
| 环境质量监测 | 监测因子：（ ） | | | | | | | | | | | 监测点位数（ ） | | | | | | | | | | | | 无监测☑ | |
| 评价结论 | 环境影响 | 可以接受☑ 不可以接受□ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 大气环境防护距离 | 距（井场）厂界最远（ ）m | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 污染源年排放量 | SO2：（0）t/a | | | NOX：（0）t/a | | | | | | | | | | H2S：（0.00008）t/a | | | | | | | | VOCs：（0.264）t/a | | | |
| 注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）” 为内容填写项 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

### 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。

**5.7声环境影响分析与评价**

**5.7.1施工期声环境影响评价**

（1）施工噪声贡献值

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

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

式中：LP(r)——预测点处声压级，dB(A)；

LP(r0)——参考位置ro处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

ro——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表5.7-1。

表5.7-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

| 序号 | 机 械 | 不同距离处的噪声贡献值[dB(A)] | | | | | | | | | | 施工  阶段 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 40m | 60m | 100m | 200m | 300m | 400m | 500m | 700m | 900m | 1200m |
| 1 | 挖掘机 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | — | — | — | 土石方、  管线施工 |
| 2 | 装载机 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | — | — | — |
| 3 | 推土机 | 70.0 | 66.4 | 62.0 | 56.0 | 52.5 | 50.0 | 48.0 | — | — | — |
| 4 | 运输车辆 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | — | — | — | 物料运输 |
| 5 | 吊装机 | 66.0 | 62.4 | 58.0 | 52.0 | 48.5 | 46.0 | 44.0 | — | — | — | 设备安装 |

（2）影响分析

根据表5.7-1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、管线施工和物料运输期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工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。

**5.7.2运营期声环境影响评价**

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RP7-H10井进行噪声预测。

**5.7.2.1 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：

LA（r）=LA（r0）-20lg（r/r0）

式中：LA（r）—距声源r处的A声级；

LA（r0）—参考位置r0处的A声级；

r—预测点距声源距离，m；

r0—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*LAin,i*，在T时间内该声源工作时间为*tin,i*；第j个等效室外声源在预测点产生的A声级为*LAout,j*，在T时间内该声源工作时间为*tout,j*，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：



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。

**5.7.2.2 噪声源参数的确定**

RP7-H10井噪声源参数见表5.7-2。

**表5.7-2 RP7-H10 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 | -- | 393 | 375 | 1.5 | 85 | 基础减振 | 昼夜 |

**5.7.2.3 环境数据**

噪声传播的环境参数见表5.7-3。

**表5.7-3 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% |

**5.7.2.4 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，RP7-H10井噪声贡献值见表5.7-4。

**表5.7-4 RP7-H10井场场界噪声预测结果一览表 单位：dB(A)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 场地 | 场界 | 贡献值 | 标准值 | | 结论 |
| RP7-H10井场界噪声 | 东场界 | 37.1 | 昼间 | 60 | 达标 |
| 夜间 | 50 | 达标 |
| 南场界 | 36.3 | 昼间 | 60 | 达标 |
| 夜间 | 50 | 达标 |
| 西场界 | 38.4 | 昼间 | 60 | 达标 |
| 夜间 | 50 | 达标 |
| 北场界 | 47.4 | 昼间 | 60 | 达标 |
| 夜间 | 50 | 达标 |

由表5.7-4可知，RP7-H10井噪声源对场界的噪声贡献值为36.3～47.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

**5.3.2.5 声环境影响评价自查表**

拟建项目声环境影响评价自查表见表5.7-5。

**表5.7-5 声环境影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 | | | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 评价等级与范围 | 评价等级 | 一级□ 二级☑ 三级□ | | | | | | | | | | |
| 评价范围 | 200m☑ 大于200m□ 小于200m□ | | | | | | | | | | |
| 评价因子 | 评价因子 | 等效连续A声级☑ 最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□ | | | | | | | | | | |
| 评价标准 | 评价标准 | 国家标准☑ 地方标准□ 国外标准□ | | | | | | | | | | |
| 现状评价 | 环境功能区 | 0类区□ | 1类区□ | | | 2类区☑ | 3类区□ | | 4a类区□ | | 4b类区□ | |
| 评价年度 | 初期□ | | 近期☑ | | | 中期□ | | | 远期□ | | |
| 现状调查方法 | 现场实测法☑ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□ | | | | | | | | | | |
| 现状评价 | 达标百分比 | | | 100 | | | | | | | |
| 噪声源调查 | | 噪声源调查方法 | 现场实测□ 已有资料☑ 研究成果□ | | | | | | | | | | |
| 声环境影响预测与评价 | | 预测模型 | 导则推荐模型☑ 其他□ | | | | | | | | | | |
| 预测范围 | 200m☑ 大于200m□ 小于200m□ | | | | | | | | | | |
| 预测因子 | 等效连续A声级☑ 最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□ | | | | | | | | | | |
| 厂界噪声贡献值 | 达标☑ 不达标□ | | | | | | | | | | |
| 声环境保护目标处噪声值 | 达标□ 不达标□ | | | | | | | | | | |
| 环境监测计划 | | 排放监测 | 厂界监测□ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测☑ | | | | | | | | | | |
| 声环境保护目标处噪声监测 | 监测因子：() | | | | | | 监测点位数() | | | | 无监测☑ |
| 评价结论 | | 环境影响 | 可行☑ 不可行□ | | | | | | | | | | |
| 注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。 | | | | | | | | | | | | | |

**5.7.3退役期声环境影响分析**

本工程退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

**5.7.4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，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。

## 5.8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、H2S，主要存在于新建的集油管线内。本次新建管线主要为单井之间的集油管线，集油管线两端均有控制（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0.808g/cm3，天然气相对密度取0.868kg/m3，硫化氢取41.82mg/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。

本工程危险物质分布情况见表5.8-1。

表5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 风险单元 | 危险物质类型 | 存储装置参数 | 最大存在量（t） |
| 集油管线 | 原油 | 6.97km，DN100，5.5Mpa | 44.21 |
| 天然气（甲烷） | 0.366 |
| H2S | 0.00002 |

（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*）：



式中：*q1，q2，...，qn*——每种危险物质的最大存在总量，t；

*Q1，Q2，...，Qn*——每种危险物质的临界量，t。

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

表5.8-2 本工程风险单元Q值一览表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 危险单元 | 危险物质名称 | CAS号 | 最大存在总量qn/t | 临界量  Qn/t | q/Q  值 | Q值  划分 |
| 1 | 集油管线 | 原油 | -- | 44.21 | 2500 | 0.0177 | Q＜1 |
| 甲烷 | 74-82-8 | 0.37 | 10 | 0.0366 |
| 硫化氢 | 7783-06-4 | 0.00002 | 2.5 | 0.000008 |
| Q值Σ | | | | 0.054308 |

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）、H2S，存在于集油管线内。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 | 集油管线 |
| 2 | 硫化氢 | 有毒气体，易燃气体 |
| 3 | 原油 | 可燃液体 |

①原油

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲B类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5%～15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表5.8-6。

B.H2S

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表5.8-7。

根据区域油气资源概况，本工程所在区域油气中硫化氢浓度较低，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，但要注意防漏、防喷工作。

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）集油管线

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、集油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、集油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。

表5.8-8 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 功能  单元 | 事故类型 | 事故原因 | 事故后果 | 环境影响途径 |
| 采油过程 | 井喷 | 油气开采过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。 | 油气中的天然气和硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件 | 大气、土壤、地下水 |
| 井漏 | 长期开采，产层能量未及时补充，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 | 地下水 |
| 管线 | 集油管线泄漏 | 管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故 | 油气中的天然气和硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件 | 大气、土壤、地下水 |

### 5.8.4环境风险分析

5.8.4.1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，本工程井周边存在天然林，本工程涉及国家二级公益林及地方公益林，植被以灌木为主，大量原油泄漏可能会对井场周边天然林产生影响。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，减少对林地生态系统的影响。

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以及含硫化氢的天然气，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0.15MPa/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，则会产生一定量的一氧化碳，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。

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

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

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

综上所述，本工程运营期发生事故后，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

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体上阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

### 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）、H2S，主要存在于密闭集油管线内。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.环境保护措施及可行性

**6.1生态保护措施可行性论证**

**6.1.1施工期生态环境保护措施**

建设单位负责监督施工单位在工程建设过程中落实相关环境保护措施和环境保护管理要求,对建设项目环境保护管理执行情况进行监督检查，确保施工单位严格落实相关环境保护措施和环境保护管理要求。

**6.1.1.1地表扰动生态环境保护措施**

（1）井场生态保护恢复措施

①本项目扩建阀组等会对现有井场产生扰动。施工过程中控制井场施工占地范围，地面工程设施建设应尽量减少临时占地。

②施工结束后，井场应及时拆除临时设施、建筑，平整地面、保持整洁，井场内无污染物和废弃物；临时占地要及时将土方回填，平整地面。

③严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最低程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。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。

（2）管线生态保护和恢复措施

①本项目不砍伐胡杨，管线施工过程中应严格控制管线施工作业带宽度，对于天然林/公益林地段采用非机械化施工，可根据地形、地貌条件酌情适当减少作业宽度至6m，管沟开挖时也应避开胡杨树根系部位。

②充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

③管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，全线避让重点保护野生植物（灰胡杨、胀果甘草、黑果枸杞等），避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

⑤工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复。

类比油田现有井场、管线等采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

**6.1.1.2动植物保护措施**

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

③严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

④强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

⑤加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被——胀果甘草、黑果枸杞、灰胡杨；加强野生动物保护，对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

类比区域现有管线采取的生物多样性保护措施，本工程采取的生态环境保护措施可行。

**6.1.1.3 水土流失保护措施**

（1）工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（2）场地平整

工程区场地平整：施工场地施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（3）限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，本工程采取的水土流失减缓措施可行。

**6.1.1.4 防沙治沙措施**

根据调查，本工程评价范围内分布有0.14km2沙地，占评价区面积的0.84%，主要分布在工程区南部，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地。防沙治沙措施如下：

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播本土植被草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

①施工土方全部用于管沟回填平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

本工程需严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

本工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在工程建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，本工程采取的防沙治沙措施可行。

**6.1.1.5重点公益林生态保护措施**

①《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为；国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐；在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济”。占用公益林前应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

②项目选线时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，在植被茂密地带，尽量采用人工挖方，缩小作业带宽度，将植被破坏减少到最低程度，管道施工过程中严禁砍伐胡杨树，管沟开挖时也应避开胡杨树根系部位。

③采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。根据管径大小及占地类型，本工程在公益林分布区内管线施工作业带宽度建议控制在6m内，以减少对公益林的扰动和林地植被的破坏。

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

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

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

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

综上，本工程施工期对重点公益林的生态保护措施可行。

**6.1.2 运营期生态恢复措施**

（1）监督和管理措施

①针对本工程的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

（2）运营期生态保护措施

工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

①在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

②定时巡查井场及管线等，及时清理含油污泥。

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

④井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

⑤管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

通过采取以上措施，本工程永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复，措施可行。

**6.1.3 退役期生态恢复措施**

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

（2）对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下1m内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

（3）保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

（4）井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（5）通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（6）加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

## 6.2废水环境保护措施

### 6.2.1施工期废水防治措施

（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。

### 6.2.2运营期废水防治措施

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。

### 6.2.3退役期水环境保护措施

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

## 6.3地下水污染防控措施

### 6.3.1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。

### 6.3.2运营期地下水污染防治措施

#### 6.3.2.1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、可靠的工艺技术工艺，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，对管线的运行情况的实时监控；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。

1. 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。

#### 6.3.2.2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6.3-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表6.3-2）、地下水污染防渗分区参照表（表6.3-3），提出防渗技术要求。

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重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区。

**重点防渗区**：主要是位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，重点防渗区防渗层的防渗性能不应低于6m厚渗透系数为1.0×10-7cm/s的黏土层的防渗性能。

**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1.0×10-7cm/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6.3-1和图6.3-1。

#### 6.3.2.3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。

1. 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项目区现有监测井。监测计划详见表6.3-2。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。

#### 6.3.2.4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。

### 6.3.3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。

## 6.4土壤环境保护措施及可行性分析

### 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固体废物污染防治措施

**6.5.1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的施工废料和施工人员生活垃圾等。

施工废料为焊渣、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。生活垃圾集中收集后清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

本工程施工期固废污染防治措施可行。

**6.5.2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。

拟建项目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的危废暂存设施，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。拟建项目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6.5-1。

**6.5.3退役期固废污染防治措施**

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。

类比哈拉哈塘油田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建项目退役期采取的固体废物处置措施可行。

**6.6大气环境保护措施**

**6.6.1施工期废气污染防治措施**

（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。

**6.6.2运营期废气污染防治措施**

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，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（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和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

**6.6.3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。

**6.7噪声污染防治措施**

**6.7.1施工期噪声污染防治措施**

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

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设立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。

**6.7.2运营期噪声污染防治措施**

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

（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。

**6.7.3 退役期噪声污染防治措施**

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强运输车辆管理，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。

## 6.8环境风险防控措施

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

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

### 6.8.1井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

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

（4）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

### 6.8.2井漏事故风险防范措施

（1）采用双层套管，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双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田区域各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

### 6.8.3井场风险防范措施

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

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

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

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

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

### 6.8.4管线事故风险预防措施

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

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

### 6.8.5硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

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

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪第1级预警阈值应设置为15mg/m3（或10ppm），第2级报警阈值应设置为30mg/m³（或20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到15mg/m³（或10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到30mg/m³（或20ppm）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³（或100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H2S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

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

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

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

### 6.8.6植被保护措施

（1）强化责任，实行森林防火领导负责制。制定防火操作规程，奖罚分明，增强工作人员森林防火责任意识。

（2）大力开展宣传教育。开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

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

### 6.8.7重视和加强管理

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

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

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

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

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

### 6.8.8现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

截至目前，本工程钻井期间未发生环境风险事故。

根据哈拉哈塘油田风险事故统计资料，哈拉哈塘至今未发生过井场、站场事故及井喷事故等重大环境事故，采取的环境风险防范措施基本有效。

近年来，东河采油气管理区结合管理区实际情况，对可能存在的环境风险源及可能发生的环境风险进行了详尽分析，并针对可能突发的环境事件制定并定期更新应急处理预案（备案编号652924-2023-003-L）。应急预案为管理区制定了较完善的应急组织机构，明确了组织机构构成及其职责。近年来，作业区严格执行应急预案相关要求，定期组织应急演练，制定了并实施了油田应急预案演练计划。具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

本评价建议将本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

### 6.8.9环境风险应急处置措施

6.8.9.1井喷失控事故应急措施

（1）伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

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

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

6.8.9.2泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

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

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

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

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

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

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

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

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1）管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

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

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

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2）管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

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

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

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

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

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

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

6.8.9.3火灾应急处置措施

（1）立即阻断火源，并组织灭火；

（2）确定警戒范围，撤离无关人员。

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

（4）灭火完毕后，立即清理火灾现场。

### 6.8.10风险应急预案

中国石油天然气股份有限公司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，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建工程事故应急预案的主要内容见表6.8-1。

## 6.9环境保护措施的投资估算

拟建项目总投资为681.09万元，环保投资共30万元，约占总投资的4.4％，投资情况见表6.9-1。

表6.9-1 环保投资估算

| **类别** | **污染源** | **环保措施** | **治理效果** | **投资**  **(万元)** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 废气 | 施工扬尘 | 洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖 | / | 1 |
| 无组织  排放 | 密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。 | 厂界达标排放 | 1 |
| 固体废物 | 地面工程施工 | 生活垃圾、废弃施工材料清运 | 妥善处理 | 1 |
| 生态 | 占地 | 施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；临时占地区域植被恢复。 | 施工结束后场地平整，植被恢复 | 7 |
| 管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。应在项目实施后，在周边区域按照破坏面积种植相应面积的灌木林从而达到占补平衡要求；采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟，缩小作业带面积等一系列手段，考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止公益林区管线风险事故的发生；严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生；施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对林木乱砍滥伐，严禁砍伐森林植被做燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响等 | 尽量减小对天然林的影响 | 4 |
| 水土流失 | 防沙治沙和水土保持措施 | 防止水土流失 | 纳入水土保持方案投资中 |
| 环境风险管理 | 环境风险  防范措施 | 消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体、硫化氢报警仪等防范设施 | 风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置 | 2 |
| 应急预案 | 根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案 | 修改完善，并定期演练 | 2 |
| 废水处理 | 施工废水 | 管道试压采用清洁水，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘。生活污水依托哈拉哈塘油田生活基地污水处理系统处理。 | 施工废水循环利用 | 1 |
| 地下水、土壤 | 分区防渗 | 分区防渗 | 满足防渗要求 | 5 |
| 环境管理 | | 运营期环境监测 | | 5 |
| 环保培训，演练 | | 1 |
| 环保投资合计 | | | | 60 |

## 6.10环境影响经济损益分析

### 6.10.1社会效益

本工程有利于促进地方经济发展，有利于带动下游产业发展，会对地方“稳增长，调结构”发挥重要作用。拟建项目的建设得到了新疆维吾尔自治区和阿克苏地区各级各部门的大力支持，将为促进南疆的经济发展做出重要贡献，是对中央“稳疆兴疆，富国固边”国家发展战略的有益实践。具有良好的社会效益。

项目建设和运行中，在环境影响、污水排放等方面严格按照相关的法律法规和标准规范执行，具有明显环境效益，一定程度上改善东河采油气管理区工作、生活环境；同时随着本次工程带来的就业机会增多，部分当地居民能够获得更多的收入，提高他们的生活质量。拟建项目的建设得到了将为促进南疆的经济发展做出一定贡献，是对中央“稳疆兴疆，富国固边”国家发展战略的有益实践。具有良好的社会效益。

### 6.10.2经济效益

拟建项目总投资为681.09万元，项目经济效益好，资源增值明显，符合集团公司“有质量有效益，可持续发展”的发展方针。

### 6.10.3环境效益

（1）资源能源消耗

本工程的环境损失主要表现为生产过程中将消耗燃料气、水资源和电能。

（2）环境污染负荷

本工程在经济上将带动哈拉哈塘油田及其周边地区工业的发展，与此同时，生产过程中将不可避免产生废水、废气、废渣、噪声等污染，带来一定的环境问题，由于采用的生产工艺充分考虑废气、废水的治理及循环利用，因此产污较小，清洁生产水平较高，环境污染负荷相对较小。

（3）环境损益分析

本工程采用了清洁的生产工艺，加大了污染防治力度，根据预测结果，项目建设的环境影响较小，是可以接受的。本工程充分回收和利用了资源，增加了经济效益，体现了清洁生产的原则和循环经济的理念。

### 6.10.4综合效益

综上，本工程经济效益与社会效益显著，在环保措施上，无论是内部环保投入还是外部环境经济收益都取得良好成果。虽属较轻污染工程，但只要确保必要的生态保护和污染治理投资，就能实现经济与环境的协调发展，具有极高的综合效益。

**7.碳排放影响分析**

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、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碳排放分析**

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧CO2排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH4逃逸排放、CH4回收利用量、CO2回收利用量、净购入电力和热力隐含的CO2排放。

（1）燃料燃烧CO2排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的CO2排放。

拟建工程不涉及燃料燃烧CO2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只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了CO2排放外，还可能产生少量的CH4排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算CO2和CH4排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧装置，不再核算该部分CH4或CO2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到大气中的CH4或CO2气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分CH4或CO2气体排放量。

（4）CH4逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织CH4排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

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

（5）CH4回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的CH4从而免于排放到大气中的那部分CH4。CH4回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO2回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的CO2作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分CO2。CO2回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑CO2地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程未实施CO2回收利用。

（7）净购入电力和热力隐含的CO2排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

**7.1.1碳排放核算边界**

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表7.1-1所示。

**表7.1-1 核算边界及核算内容一览表**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 核算主体/核算边界 | 碳排放核算内容 |
| 1 | 哈拉哈塘油田2025年第一期地面工程 | 包括基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括：  （1）CH4逃逸排放  （2）净购入电力和热力隐含的CO2排放量 |

**7.1.2碳排放源分析**

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》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。

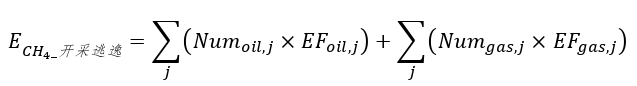
1. **净购入电力和热力隐含的CO2排放**

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141.75万kW·h/a。项目主要用电负荷为井场采油装置。

**7.1.3碳排放量核算**

**（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：



式中：*ECH4\_*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；

*Numoil,j*——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

*EFoil,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）。

*Numgas,j*——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

*EFgas,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：0.23t，折算成CO2排放量为4.83t。

**（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：

*ECO2*一净电=*AD*电力*EF*电力

式中：ECO2-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 | 1417.5 |
| 自发电量 | MWh | 0 |
| 净购入电力 | MWh | 1417.5 |

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

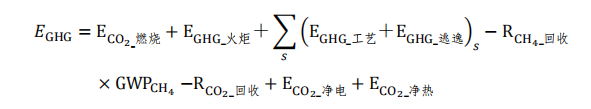
根据净购入的电力和热力消费的CO2排放计算公式，拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的CO2排放量核算结果详见表7.1-3。

**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 | CO2排放量t |
| 本工程 | 净购入电力 | 吨CO2 | 808.4 |

**（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：



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CO2) |
| --- | --- | --- |
| 拟建工程 | 燃料燃烧CO2排放 | 0 |
| 火炬燃烧排放 | 0 |
| 工艺排放 | 0 |
| CH4逃逸排放 | 4.83 |
| CH4回收利用量 | 0 |
| CO2回收利用量 | 0 |
| 净购入电力、热力隐含的CO2排放 | 808.4 |
| 合计 | 813.23 |

由上表7.1-4分析可知，拟建工程CO2总排放量为813.23吨。

**7.2碳减排措施**

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

**7.2.1工艺技术减污降碳措施分析**

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

**7.2.2电气设施减污降碳措施**

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。

**7.2.4碳排放控制管理**

管理区建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

**7.3碳排放评价结论及建议**

**7.3.1碳排放评价结论**

本工程实施后，CO2总排放量为813.23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。

**7.3.2碳排放评价建议**

（1）在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；

（2）再生产过程中积极探讨新工艺、新方法。

# 8.环境管理及监控计划

**8.1环境管理机构**

**8.1.1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。

**8.1.2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。

**8.1.3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。

**8.2施工期环境管理及监测**

**8.2.1承包方的环境管理**

本工程开发在对施工承包方管理上应按照HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图8.2-1。

（1）分承包方的选择

施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的HSE表现，应优先那些HSE管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司HSE体系要求，建立相应的HSE管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的HSE管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行HSE培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行HSE培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

**8.2.2地面工程建设环境管理**

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

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域农业生态系统与荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

**8.2.3施工期环境监理**

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过HSE专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向HSE部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助HSE部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对HSE工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度6-8m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表8.2-1。

表8.2-1 拟建工程环境管理和监督计划

| 阶  段 | 影响因素 | | 防治措施建议 | 实施  机构 | 监督管理机构 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 施工期 | 生态保护 | 土地占用 | ①集输线路是否满足环评要求；  ②施工作业是否超越了作业带宽度；  ③挖土方放置是否符合要求，回填后是否有多余的土方，处置是否合理；  ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业；  ⑤施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； | 施工单位、环境监理单位及建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境  主管部门 |
| 动物 | 加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等 |
| 植被 | 尽量保护植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被 |
| 水土保持 | 主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等。 |
| 防沙治沙 | 主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等 |
| 污染防治 | 施工扬尘 | 避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量 |
| 废水 | 试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员的生活污水，依托哈拉哈塘油田现有公共设施，不外排；施工场地产生的施工废水应通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水。 |
| 固体废物 | 施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；建筑垃圾和生活垃圾拉运至哈拉哈塘固废填埋场处置。 |
| 噪声 | 选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等 |

**8.3运营期环境管理及监测**

**8.3.1运营期环境管理**

建设项目运营环境监督管理计划见表8.3-1。

表8.3-1 项目运营环境监督管理计划

| 序号 | 监督管理项目 | 监督检查具体内容 | 实施单位 | 监督单位 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 环境计划管理 | 确保井场无固体废物、废水等，做好危险废物转移联单、台账管理等。 | 东河采油气管理区 | 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 |
| 2 | 污染源管理 | ①检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放  ②掌握废气排放源的排污动态，防止事故排放；  ③防止废水漫流或超标排放  ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 | 东河采油气管理区 | 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 |
| 3 | 环境监测管理 | ①组织区域地下水环境监测，防止水环境污染。  ②组织代表性井场的土壤环境监测，防止土壤环境污染。  ③组织危险废物处置依法合规性检查 | 东河采油气管理区 | 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 |
| 4 | 生态环境管理 | 定期检查管线沿线生态环境的变化情况 | 东河采油气管理区 | 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 |

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物协同控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本工程运营期的HSE管理体系纳入塔里木油田公司东河采油气管理区HSE系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

**8.3.2运营期环境监测计划**

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8.3-2。

表8.3-2 运营期环境监测计划

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **编号** | **环境要素** | **地点** | **监测项目** | **监测频次** |
| 1 | 地下水 | 项目区上游、下游、周边各1个 | 水位、pH、氨氮、耗氧量、石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、砷、六价铬 | 2次/年 |
| 2 | 土壤 | 项目区占地 | 石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、砷、六价铬 | 1次/3年 |
| 3 | 生态环境 | 项目区及管线周围 | 生态恢复情况(管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、天然林)及水土保持措施落实情况 | 1次/5年 |
| 备注：注：当地下水监测指标出现异常时，可按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C6-C9）和石油烃（C10-C40）两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C6-C9）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃（C6-C9）和石油烃（C10-C40）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（C6-C9）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C6-C9）和石油烃（C10-C40）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。东河采油气管理区可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑地下水监测点位的布设，但须满足本工程监测计划要求。 | | | | |

**8.3.3信息公开**

**8.3.3.1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

**8.3.3.2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。

**8.3.4“三同时”验收**

（1）环境工程设计

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

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号）中的有关规定，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8.3-3。

表8.3-3 三同时验收一览表

| **项目** | **污染源** | **产生位置** | **验收清单** | | **验收标准** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 治理要求 | 数量 |
| 废气 | 非甲烷总烃 | 管线设备接口、阀门等 | 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期地检查、检修，密闭加强管道、阀门的检修和维护。 | | 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³） |
| 硫化氢 | 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值（0.06mg/m3） |
| 废水 | 采出水 | 井场 | 依托哈六联采出水处理系统处理 | | 处理达标后回注油层，不外排 |
| 井下作业废液 | 井场 | 收集后送至哈六联合站处理 | | 处理达标后回注油层，不外排 |
| 噪声 | 井口、井下作业 | 井场 | 基础减振，加强设备维护，基础减振 | | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准 |
| 固废 | 落地油、废防渗材料等危废 | 井场、管线 | 委托有资质的单位无害化处置 | | 妥善处置 |
| 土壤 | 采出水、井下作业废水、油泥沙 | 井场、管线 | 井场、站场内 | | 确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求 |
| 生态  恢复 | 项目占地 | 井场、管线 | 依规办理占用林地征地手续，临时占地平整，植被自然或人工辅助恢复。 | | 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011） |
| 环境  管理 | 纳入东河采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案 | | | | |

**8.4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8.4-1。

表8.4-1 污染源排放清单

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 污染物类型 | 工程组成 | 产污环节 | 污染物类型 | 排放形式 | 拟采取的环境保护措施 | 排放浓度  （mg/m³） | 排放量  （t/a） | 总量指标（t/a） | 排放标准 | | 执行标准 | 环境风险防范措施 |
| 浓度  （mg/ m³） | 速率  （kg/h） |
| 大气污染物 | 生产废气 | 集输无组织废气 | VOCs | 无组织 | 密闭集输 | -- | 0.264 | - | 4.0 | -- | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020） | 设置安全警示标志、安全距离，定期巡检 |
| H2S | 无组织 | 密闭集输 | -- | 0.00008 | - | 0.06 | - | 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值 |
| 水污染物 | 生产废水 | 采出水、井下作业废水 | SS、石油类等 | - | 采出水经处理达标后回注地层，不外排 | 0 | 0 | 0 | -- | -- | 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022） | 做好固井、井控，以防污染地下水 |
| 固体废物 | 生产固废 | | 落地油、沾油废防渗材料等 | HW08类危险废物 | 委托有资质的单位进行处理 | 0 | 0 | 0 | -- | -- | 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023） | 暂存于危废暂存设施，委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理 |

# 9结论建议

## 9.1项目概况

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1座，新建集油管线共计6.97km，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681.09万元，其中环保投资30万元。

拟建项目运营期无需新增定员。

## 9.2产业政策和规划符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，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。

## 9.3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SO2、NO2、CO、O3满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准要求，PM10、PM2.5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2000ug/m³），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10μg/m³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

本次各监测点昼间噪声值在39~42dB(A)之间，夜间噪声值在37-39dB(A)之间，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为主，此外评价区域中部分布有以胡杨林为主的森林生态系统以及耕地为主的农田生态系统，区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。植被除少数人工植被外，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。

## 9.4环境影响预测与分析

**9.5.1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水土流失重点预防区，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。

**9.5.2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含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护措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

**9.5.3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。

**9.5.4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。

**9.5.5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。

**9.5.6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。

**9.5.7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。

9.5主要环境保护措施

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。

## 9.6总量控制

本次评价无总量控制指标。

## 9.7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。

## 9.8环境经济损益分析

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。

## 9.9环境管理与监测计划

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

## 9.10环境影响可行性结论

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。