

ManS503-H4 井集输工程
环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2025年4月

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²。据国土资源部 2013 年动态评价结果，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。

按照塔里木油田总体部署，油气开发期间将着力于库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，扎实有序推进生产经营各项工作，实现 4000 万 t 油气当量的发展目标。

富满油田是塔里木油田近年来石油勘探的重大发现，是原油上产增储的主力区块。继哈拉哈塘油田高效开发后，跃满、哈得、富源、跃满西、玉科等区块的开发效果也好于预期，富源 II、满深区块也获得高产油流，展示了碳酸盐岩油藏勘探开发的良好前景，因此，后续的开发及配套地面建设十分必要。

富满油田满深 503H 井区行政上属于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，构造位于塔里木盆地塔北隆起和中央隆起之间，阿瓦提凹陷、满加尔凹陷之间的北部坳陷阿满过渡带中部。满深 503H 井区产能的开发是对富满油田上产、塔里木油田建设和发展的有力支撑。此外，富满油田 II 区满深、果勒西、果勒东 I 等区块开发初期均先开展了先期试采，完成了地面骨架工程建设，取得了积极效果，并为区块的正式开发提供了切实可靠的依据。结合已建试采工程的先期经验，为满足满深 503H 井区产能开发需要，亟需开展满深 503H 井区的地面工程建设。

本次开发区位于满深 503H 井区，塔克拉玛干沙漠北部，行政隶属于阿克苏地区沙雅县。本工程主要建设内容为：①新建采油井场 1 座（ManS503-H4 井）；②在满深 2 号接转站内扩建简易收球装置 1 座、4 井式集油配水阀组橇 1 座；③新建采油管道 2.33km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

本工程建设性质为改扩建，属于老区块开发。工程建设对于满足油田开发需要、保障油田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价过程

本工程属于油气开采项目，位于阿克苏地区沙雅县，所有工程均呈点线状分布在已开发油田范围内，为老区块改扩建项目。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》、新水水保〔2019〕4号和《新疆维吾尔自治区2020年水土流失动态监测数据》，项目所在区域属于塔里木河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部部令第16号），本工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业07陆地石油开采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《关于印发〈新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023年本）〉的通知》（新环环评发〔2023〕91号），将涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区两类环境敏感区的（含内部集输管线建设）的老区块陆地石油天然气建设项目下放至地（州、市）生态环境主管部门。根据现场调查及相关资料，本工程涉及塔里木流域水土流失重点治理区，属于下放审批的范畴，所以本工程审批权限在阿克苏地区生态环境局。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2025年3月10日，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”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。2025年3月委托新疆广宇众联环境监测有限公司对本工程区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程

分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。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，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程建设期、运营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，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

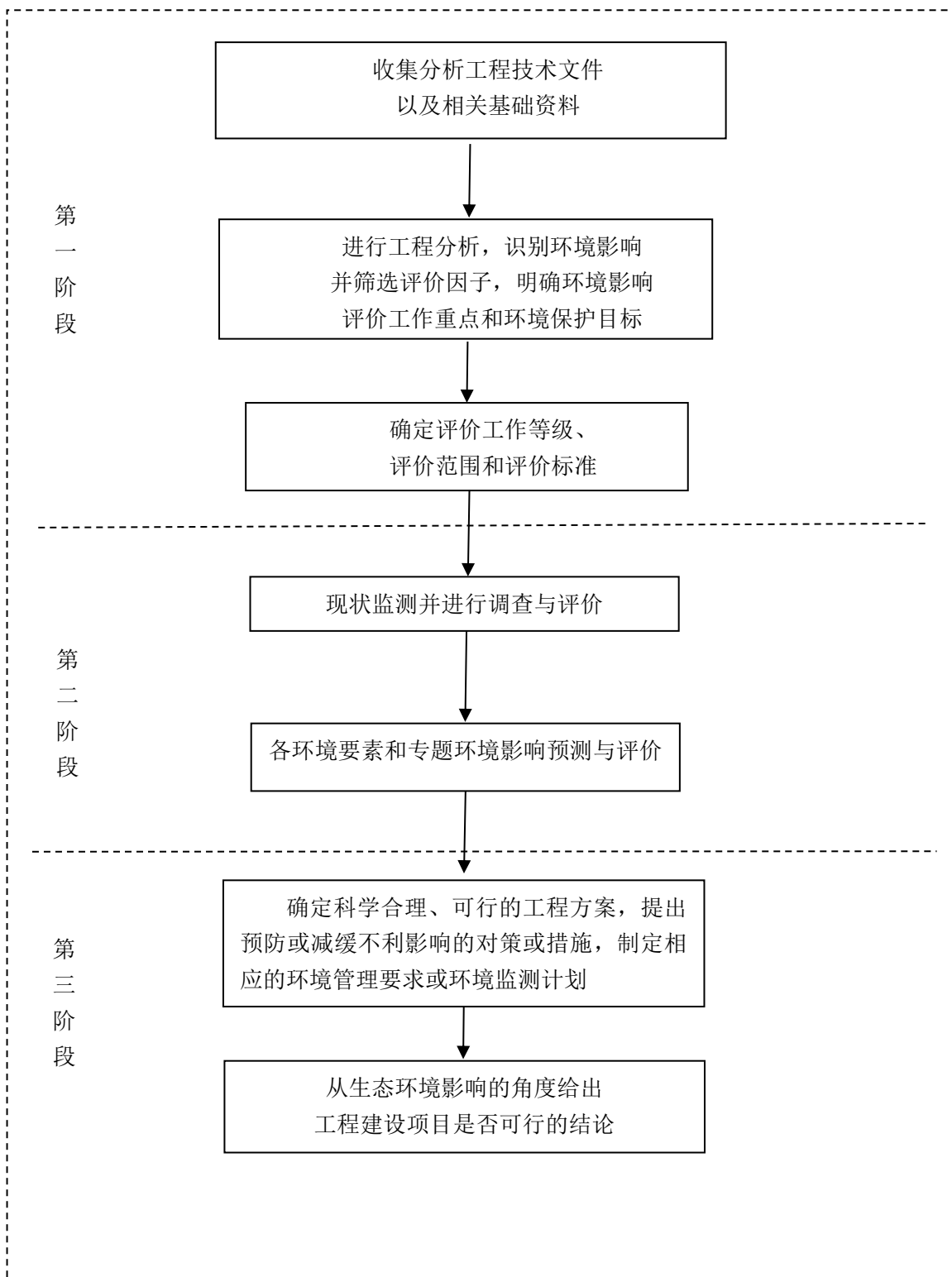


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，有助于推进富满油田满深区块的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。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》《阿克苏地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》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《相关要求》。

本工程位于塔里木油田矿权范围内，对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV₃），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。本工程占地较小，

对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为富满油田满深区块滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内；评价区域内的塔里木河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为沙地。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在管线选线、井场占地过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发的烃类、硫化氢，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 生态环境分区管控符合性判定结论

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号）及《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》，本工程位于沙雅县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65292430001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区地下水、土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约

束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场和站场建设、集输管线，以及运营期的采油、井下作业、油气集输等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域重点治理区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、试压废水、生活污水、施工废料、生活垃圾等；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢、井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗膜、废压裂液、废酸化液、废洗井液等对环境产生的影响。

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响；运营期对空气环境的影响主要为油井采油过程中产生的无组织挥发烃类、硫化氢等气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

(2) 水环境

本工程评价区内无地表水体。施工期试压废水用作场地降尘用水；本工程施工人员在哈得作业区有住宿地，施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生，不会对水环境产生影响。

本工程运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至哈四联合站处理，不外排；油水分离产生的含油污水依托富源联合站处理达标后回注，不外排，不会对环境产生影响。可能对地下水可能产生的影响主要为井漏、管线泄漏等事故状况下，含油污水渗漏到含水层，对地下水产生污染影响。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场、站场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

(4) 土壤环境

施工期地面工程以及管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目建设期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

(5) 生态环境

本工程井场、站场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（弃土、施工废料、生活垃圾）及运营期产生的固体废弃物（落地油、含油污泥、清管废渣、废润滑油、废防渗膜、废压裂液、废酸化液、废洗井液）对环境的影响。

(7) 环境风险

本工程的主要环境风险是天然气、原油、硫化氢泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；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“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，不涉及生态保护红线，项目符合“三线一单”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反对项目建设的反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合新疆及阿克苏地区“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、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，其生态破坏可降至最低，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，了解项目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，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

(5) 分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

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，优化本工程建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
8	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	12 届人大第 25 次会议	2012-07-01
9	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
10	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
11	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
12	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大 10 次会议	2024-11-01
13	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
14	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
15	中华人民共和国矿产资源法（2024 修正）	14 届人大第 12 次会议	2024-11-08
16	中华人民共和国能源法	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	生态保护补偿条例	国务院令第 779 号	2024-04-11
7	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
8	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
9	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令第 120 号	2011-01-08
10	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	新华社北京 11 月 7 日电	2021-11-07
11	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
12	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31

13	中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	新华社北京 3 月 17 日电	2024-03-17
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会部令第 36 号	2025-1-1
4	危险废物排除管理清单（2021 年版）	公告 2021 年 第 66 号	2021-12-02
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
7	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
8	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发（2015）4 号	2015-01-08
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发（2012）77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发（2012）98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发（2013）16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评（2018）11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤（2019）25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函（2019）910 号	2019-12-13
15	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评（2017）84 号	2017-11-14
16	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发（2015）163 号	2015-12-10
17	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
18	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 1 号	2020-01-04
19	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
20	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
21	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告（2016）7 号	2016-01-26
22	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
23	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
24	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2 号	2021-11-04
25	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
26	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气（2021）65 号	2021-08-04
27	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
28	关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告	生态环境部公告 2024 年第 4 号	2024-01-22

四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	关于印发《新疆国家重点保护野生植物名录》的通知	新林护字（2022）8号	2022-03-08
4	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发（2023）63号	2023-12-29
5	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函（2002）194号	2002-11-16
7	新疆生态功能区划	新政函（2005）96号	2005-07-14
8	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发（2011）389号	2011-07-29
9	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环环评发（2024）93号	2024-06-09
10	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
11	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	12届人大第29次会议	2017-05-27
12	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发（2018）80号	2018-03-27
13	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发（2018）133号	2018-09-06
14	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发（2018）20号	2018-12-20
15	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发（2018）23号	2018-09-04
16	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发（2020）162号	2020-09-11
17	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发（2021）162号	2021-07-26
18	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发（2024）157号	2024-11-15
19	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知	/	2024-10-28
20	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知新环环评发（2020）142号	新环环评发（2020）142号	2020-07-30
21	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
22	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	新党发（2018）23号	2018-09-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
24	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26
25	《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》	新环环评发（2020）138号	2020-09-04
26	《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》	新水水保（2019）4号	2019-01-21
27	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发（2023）63号	2023-12-29
28	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	14届人大第16次会议	2025-1-1

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01

20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
22	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651-2013	2013-07-23
23	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
24	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函（2020）72 号	2020-02-20
25	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
26	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01
27	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
28	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
29	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01

2.2.3 其他

- (1) 委托书，塔里木油田分公司油气工程研究院，2025.3；
- (2) 《ManS503-H4 井集输工程》，中石化江汉石油工程设计有限公司，2025.2；
- (3) 《塔里木油田“十四五”发展规划》；
- (4) 工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、油气开采集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场建设、管线敷设及道路建设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

(1) 施工期

施工期建设工程包括井场、站场、管线建设，环境影响以生态影响为主。

①井场、站场建设

新建标准化采油井场 1 座，扩建满深 2 号接转站，构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

②管线建设

本工程新建集输管线 2.33km。管线建设将破坏管道沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘对大气环境的影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物、硫化氢，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为油泥(砂)、清管废渣、落地油。

(3) 退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境因素	地面工程造成的地表土壤和植被的破坏等。	施工机械和车辆废气、施工扬尘等废气。	试压废水、生活污水等。	生活垃圾、建筑垃圾、弃土弃方。	施工机械、运输车辆噪声。	无组织挥发烃类、硫化氢、温室气体排放。	采出水、井下作业废液等。	油泥、落地油、废防渗膜、清管废渣、废润滑油、废压裂液、废酸化液、废洗井液	设备噪声	石油、天然气、硫化氢等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等。	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子	
生态环境	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为等； 生境：生境面积、质量、连通性； 生物群落：物种组成、群落结构； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性、完整性	施工期	地表扰动面积及类型、物种多样性
		运营期	生态系统完整性等
土壤环境	占地范围内外基本因子：《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃，pH、土壤盐分含量。	施工期	pH、石油烃、土壤盐分含量等
		运营期	石油烃、盐分含量
地下水环境	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、氯化物（Cl ⁻ ）、硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）、色度、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	施工期	耗氧量、氨氮、pH 值等
		运营期	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	施工期	SO ₂ 、NO _x 、TSP
		运营期	非甲烷总烃、硫化氢 温室气体：二氧化碳、甲烷
噪声	Leq（dB（A））	施工期	Leq（dB（A））
		运营期	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
固体废弃物	-	施工期	施工废料、生活垃圾、施工土方
		运营期	落地油、油泥（砂）、废防渗材料、清管废渣、废压裂液、废酸化液、废洗井液

		退役期	废弃设备、废弃管线、建筑垃圾
环境 风险	-	风险物质：石油、天然气、硫化氢等； 风险类型：火灾、爆炸等安全生产风险事故 引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响 (CO、CO ₂)。结合当地的气象条件，对项目 井场、集输管道可能发生的凝析油泄漏事故 进行预测分析。	

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距沙雅县城东南约 107km，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

本工程北距塔里木河 49km，评价范围内无地表水体分布，故不对区域内地表水进行现状调查。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.3 声环境

项目区目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）7.2 中 b“村庄原则上执行 1 类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行 2 类声环境功能区要求”。本工程所在地井场及站场工业生产设施区域工业活动较多，因此划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV₃），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。

本工程位于阿克苏地区沙雅县富满油田满深区块内，根据现场调查和资料搜集，工程不涉及自然保护区和饮用水水源保护区等敏感区。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》、新水水保（2019）4号和《新疆维吾尔自治区2020年水土流失动态监测数据》，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.5 土壤环境

根据项目所在区域环境特征，评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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》2000 μg/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10 μg/m³。指标标准取值见表2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO ₂ ）	50	80	200	
3	细颗粒物（粒径小于等于2.5微米，	35	75	/	

	PM _{2.5})				
4	可吸入颗粒物 (粒径小于等于 10 微米, PM ₁₀)	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)	/	160	200	
7	氮氧化物 (NO _x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢 (H ₂ S)	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

备注: O₃日最大 8 小时平均值为 160 μg/m³

(2) 水环境

本工程周边 5km 范围内无地表水体。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的 III 类标准, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准值。地下水水质评价标准值, 见表 2.4-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值单位: mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	色度	≤15	20	总大肠菌群	≤3
2	嗅和味	--	21	菌落总数	≤100
3	肉眼可见物	--	22	亚硝酸盐氮	≤1.0
4	pH 值	6.5~8.5	23	硝酸盐氮	≤20.0
5	总硬度	≤450	24	氟化物	≤1.0
6	溶解性总固体	≤1000	25	碘化物	≤0.08
7	硫酸盐	≤250	26	氰化物	≤0.05
8	氯化物	≤250	27	汞	≤0.001
9	铁	≤0.3	28	砷	≤0.01
10	锰	≤0.1	29	镉	≤0.005
11	铜	≤1.0	30	硒	≤0.01
12	锌	≤1.0	31	六价铬	≤0.05
13	铝	≤0.2	32	铅	≤0.01
14	挥发性酚类	≤0.002	33	三氯甲烷	≤0.06
15	阴离子表面活性剂	≤0.3	34	四氯化碳	≤0.002
16	耗氧量	≤3.0	35	苯	≤0.01
17	氨氮	≤0.5	36	甲苯	≤0.7
18	硫化物	≤0.02	37	石油类	≤0.05
19	钠	≤200			

(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

根据工程所在区域环境特征,工程占地范围内外均执行《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1第二类用地筛选值,见表2.4-3。

表 2.5-3 建设用土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬(六价)	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并(a)蒽	mg/kg	15
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	蒽	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期及运营期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《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。具体标准限值要求见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

时段	污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源	
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	(GB16297-1996)	
运营期	无组织	NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
		H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

(2) 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)规定:在相关行业污染物标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准要求回注,同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水依托富源联合站采出水处理系统处理达标后回注油层;井下作业废水集中收集进入哈四联合站处理,不向外环境排放,回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)储层空气渗透率 $\geq 2.0 \mu\text{m}^2$ 的标准,标准值见表 2.5-6。工作人员由油田内部调剂,不新增生活污水。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

储层空气渗透率 (μm^2)	<0.01	(0.01, 0.05)	(0.05, 0.5)	(0.5, 2.0)	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值 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）中 2 类标准，噪声限值见表 2.5-7。

表 2.5-7 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

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物的贮存执行《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）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为井场无组织排放非甲烷总烃、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）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095-2012 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 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

环境要素	项 目	评价因子	
		城市/农村	农村
1	城市/农村选项	人口数（城市选项时）	/
2		最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	40.7
3		最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$	-24.2
4		测风高度/m	10
5		允许使用的最小风速（m/s）	0.5
6		土地利用类型	沙漠
7		区域湿度条件	干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线 熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/ $^{\circ}$	—

污染物排放参数见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /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 (°)									
采油井场无组织废气			958	40	50	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.014
										硫化氢	0.0001
满深 2 号接转站无组织废气			954	120	90	35	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.025
										硫化氢	0.0002

计算结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	采油井场无组织废气	非甲烷总烃	15.2124	0.76	1.44	69	-
		硫化氢	0.1087	1.09			
2	满深 2 号接转站无组织废气	非甲烷总烃	22.1290	1.11		140	-
		硫化氢	0.1437	1.44			

表 2.6-4 的计算结果表明，本工程最大占标率 1.44%（满深 2 号接转站无组织排放的硫化氢），其最远距离 $D_{10\%}=0\text{m}$ ，最大占标率 $1\% \leq P_{\text{max}} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，并结合本工程特点，最终确定将各井场、站场的边界外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围，具体见图 2.5-1 评价范围图。

2.6.2 地下水

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采项目，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，本工程井场、站场建设属于 I 类项目，集输管线建设属于 II 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

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（表 2.6-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目

区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级表

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

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

(3) 工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）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）要求，本工程项目涉及不同场地，应分别判定评价等级。拟建工程井场、站场地下水环境影响评价 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；集输管线按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。地下水评价工作等级划分依据见表 2.6-6 和表 2.6-7。

表 2.6-6 新建井场、站场评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

表 2.6-7 新建集输管线评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“8.2.2 调查评价范围确定”章节的相关要求，本次评价以查表法确定地下水评价范围，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“表3 地下水环境现状调查评价范围参照表”规定二级评价调查面积为 $6\sim 20\text{km}^2$ ，结合项目实际建设内容，本次地下水评价范围为以地下水流向为长轴，为新建混输站中心四周边界上游1km、下游2km，水流垂直方向分别外扩1km，集输管线边界两侧外延200m。评价范围见图2.6-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。水污染影响型建设项目评价等级判定见表2.6-7。

表 2.6-7 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ；水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
一级	直接排放	$Q\geq 20000$ 或 $W\geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级B。
注2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级B评价。

本工程距离塔里木河约49km，运营期产生的油藏采出水经富源联合站采出水处理系统处理达标后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈四联合站处理达标后回注，不外排。本工程与地表水无水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.6.4 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表2.6-8。

表 2.6-8 建设项目环境风险潜势划分

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。				

本工程运营期涉及的主要危险物质为原油、伴生气、硫化氢，涉及的风险为运行过程中采油管线破损造成的原油、伴生气、硫化氢的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本工程风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV、IV⁺级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6-9 确定环境风险潜势。

表 2.6-9 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境轻度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险

（2）P 的分级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.6-10。

表 2.6-10 本工程重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	/	2500
2	石油气（伴生气）	68476-85-7	10
3	硫化氢	7783-06-4	2.5

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量, t;

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

本工程不涉及危险物质的存储。本工程新建采油管线总长度为 2.33km (DN80)。本工程原油密度取 0.7907g/cm^3 , 伴生气平均相对密度 0.7473kg/m^3 , 伴生气中硫化氢含量 1328mg/m^3 。

根据克拉伯龙方程, 计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

式中:

p : 气体压强, 标况压强 0.101325Mpa , 管道最大压力 5.5Mpa ;

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。

本工程辨识结果详见表 2.6-11。

表 2.6-11 辨识结果表

风险源	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
集油管线	原油	/	9.26	2500	0.004
	伴生气	68476-85-7	0.172	10	0.017
	H_2S	7783-06-4	0.003	2.5	0.001
合计					0.022

注: 硫化氢的存在量特别小, Q 值可以忽略不计。

根据上表计算结果, 本工程 $Q=0.022$, $Q < 1$, 判断项目风险潜势为 I, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 相关要求, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.6.5 生态

(1) 评价等级

根据新水水保(2019)4号, 本工程位于阿克苏地区沙雅县境内, 属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线，评价区域内的塔里木河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 0.2hm²，临时占地面积 1.864hm²，总占地面积为 2.064hm²，占地面积<20km²。

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 2.6-10。根据判定可知，本项目属于除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.6-12 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	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；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积为 0.02km ² <20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
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	/	三级

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场、站场边界向外扩展 50m 范围，管线两侧各 300m 带状区域的范围，评价范围面积为 1.57km²。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.6 声环境

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场、站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

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

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为井场、站场边界、管线两侧向外扩200m作为评价范围。评价范围见图2.6-1。

2.6.7 土壤环境

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）土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。根据“4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定”和“4.6.2.3 土壤盐化判定”章节，项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目部署新建1座采油井场，扩建满深2号接转站，以及新建集输管线2.33km，区域整体以采油为主，土壤项目类别按照采油进行考虑。

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），本工程井场、站场建设属于I类项目，集输管线建设属于II类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程永久占地面积约 0.2hm^2 ，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程占地类型为沙地，占地范围内及周边土壤均为风沙土，故土壤敏感程度为不敏感。

②生态影响型

表 2.6-13 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

根据本次土壤监测数据，本工程项目区土壤 pH 值为 $8.07 \sim 8.45$ ，土壤盐分含量为 $1.3\text{g/kg} \sim 2.9\text{g/kg}$ ，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.6-13 和表 2.3-14。

表 2.6.13 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	I 类项目 (井场、站场)	II 类项目 (集输管线)	III 类项目
敏感	一	二	三
较敏感	二	三	三
不敏感	二	三	/

表 2.6-14 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 (井场、站场)			II 类 (集输管线)			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	-	-

本工程土壤项目类别为 I 类（井场、站场）、II 类（集输管线），生态影响型环境敏感程度为较敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，本工程井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，集输管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；本工程井场、站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，集输管线污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

(5) 评价范围

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾油气集输管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。评价范围见图 2.6-1。

表 2.6-15 本项目土壤评价等级及范围

序号	建设内容	生态影响型		污染影响型	
		评价等级	调查评价范围	评价等级	调查评价范围
1	井场、站场	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km
2	管线	二级	油气集输管线两侧向外延伸 0.2km	三级	油气集输管线两侧向外延伸 0.2km

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 本工程位于阿克苏地区沙雅县，属于塔里木河流域水土流失重点治理区。因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，西北距沙雅县城107km，地处塔克拉玛干沙漠北部，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，北西距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约53km；北距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区约16.7km；距沙雅塔里木河胡杨林自然保护区约16km。项目区属于塔里木河流域重点治理区。根据资料收集和现场调查，评价范围内无国家公园、自然保护区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等，项目远离人群居住区。

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表2.7-1。

表2.7-1 环境保护目标

环境要素		环境保护目标名称	与本工程位置关系	保护要求
生态环境		塔里木河流域重点治理区	项目区及周边	保护项目区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；使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏
		动物和植物		
空气		/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
地下水环境		评价范围内的潜水含水层	项目区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
声		/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区域标准，不因本工程建设降低区域声环境质量
土壤	生态影响型	评价范围内土壤	井场周边1km	确保工程占地范围内外均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值。
	污染影响型	评价范围内土壤	井场周边200m	确保工程占地范围内外均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值。
环境风险		项目区大气、地下水、土壤	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对大气、地下水等环境的影响程度可控

2.8 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价及水土保持；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 固体废物影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证；

2.9 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
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、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、预测模式

3. 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

富满油田分为富满油田 I 区和富满油田 II 区，其中富满油田 I 区包括跃满、富源、富源 II、哈得、玉科等区块，富满油田 II 区包括果勒西、果勒、果勒东 I、满深、富源 III、富源 IV 等区块。本工程所在的满深 503 井区位于富满油田东南部的满深区块，属于富满油田 II 区。工程区与满深区块位置关系见图 3.1-1。

图 3.1-1 工程区与满深区块位置关系图

为满足富满油田产能开发的需要，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司计划在阿克苏地区沙雅县境内实施“ManS503-H4 井集输工程”，主要建设内容包括：①新建采油井场 1 座（ManS503-H4 井）；②在满深 2 号接转站内扩建简易收球装置 1 座、4 井式集油配水阀组橇 1 座；③新建采油管道 2.33km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

本项目 ManS503-H4（勘探井）钻井工程已取得环评批复（阿地环审（2024）611 号）。目前，ManS503-H4 井（勘探井）正在钻井，发现油气资源，塔里木油田分公司即决定将 ManS503-H4 井进行开发，本项目仅涉及井场设备安装和配套集输管线建设，均为地面工程，不涉及钻井工程。

3.1.1.1 富满油田开发现状

富满油田整体处于北部拗陷地构造斜坡位置，位于阿瓦提拗陷和满加尔拗陷之间。矿权面积 $1.6 \times 10^4 \text{km}^2$ ，有利区面积 $1.1 \times 10^4 \text{km}^2$ ，平面上分为 3 个区：富

满油田 I 区：包含哈得、跃满、富源、富源 II、玉科等已开发区块，目前已形成 $160 \times 10^4 \text{t}$ 产能规模；富满油田 II 区含果勒、果勒西、满深、果勒东 I、富源 III、富源 IV 等区块，果勒 301H、果勒 302H、满深 1 和满深 3 等井已获得高产；III 区：正探索，已部署阿满 3 井。生产运行管理由塔里木油田分公司哈得采油气管理区负责。

富满油田采用“衰竭式开发+注水开发”的开采方式。目前，富满油田北区各区块共有生产井 171 口，累计产气 $155 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、产油 4935t/d；富满油田南区各区块共有生产井 53 口，累计产气 $140.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、产油 2946t/d。富满油田已建转油站 1 座（跃满转油站），已建成联合站 3 座（哈一联、哈四联、富源联），已建接转站 13 座（富源 1 号接转站、富源 2 号接转站、富源 3 号接转站、哈得 1 号接转站、哈得 2 号接转站、跃满西 1 号接转站、满深 1 号接转站、满深 2 号接转站、满深 3 号接转站、满深 4 号接转站、满深 5 号接转站、富源东 2 号接转站、满深 8 号接转站），区域内油气通过计转站油气分离油气增压后经油气分输管道输至哈一联进行油气处理及外输，油气外输管道搭接至已建塔轮线。

富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”总体布局，油气处理外输以哈一联为中心，油气集输以转油站、接转站和集输干线为支撑，辐射周边单井。

一横：跃满西—跃满—哈一联集输干线（已建北线）。

二纵：满深 1 号接转站—富源 3—哈一联集输干线（满哈一线），满深 3 号接转站—满深 5 号接转站—哈一联集输干线（满哈二线）。

一中心：哈一联碳酸盐岩油气处理、外输系统。

富满油田周边现状见图 3.1-1。

图 3.1-1 富满油田开发现状示意图

3.1.1.2 满深区块开发现状

(1) 油气开发现状

截至目前，满深区块完井 104 口（探井 8 口、评价井 27 口、开发井 68 口），待钻井 18 口，其中工业油流井 85 口，投产 78 口井。满深区块已建有计转站 6 座（满深 1 号接转站、满深 2 号接转站、满深 3 号接转站、满深 4 号接转站、满深 5 号接转站、满深 8 号接转站），已建集输干线 242km（满深 1 号接转站至满深联输油管线、满深联至满深 2 号输油管线、满深 4 号接转站至满深 2 号输油管线等）。满深区块有完善的油气集输管网系统，布站采用“单井—接转站—联合站”的二级布站方式。

(2) 道路交通现状

满深 503 井区所处富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”布局，该区域主干道路总体满足该布局，重要控制点以已建计转站及拟建计转站进行布设。目前道路已基本形成路网。该区块主干道路路网有：

该区块已建成（正在施工）沥青道路：富源联-富源 3 号计转站主干道路（正在施工），富源 3 号计转站-哈一联主干道路（已建成），哈四联-满深 3 号计转站主干道路（已建成）。

正在开展沥青道路：满深 3 号计转站主干道路，满深 1 号计转站主干道路，满深 3 号计转站-满深 3 井区主干道路，满深 1 井-满深 4 井主干道路，满深 6 计转站主干道路，满深 7 计转站主干道路。

已建成砂石道路：富源联-满深 2 号计转站-满深 4 计转站主干道路，满深 3 号计转站-满深 8 计转站主干道路。

正在开展砂砾道路：满深 6 号计转站至满深 7 号计转站连接道路。

其余计转站之间连接道路、各井场道路均为砂石路面，路面修建均符合油田内部建设标准。

3.1.2 现有工程环境影响回顾评价

3.1.2.1 现有工程“三同时”执行情况

富满油田满深区块大部分工程正在建设过程中，目前区域内已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况见表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 开发现状环评及验收情况一览表

建设项目名称	建设内容	环评手续			验收手续			备注
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间	
富满油田果勒东 I 区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案	工程方案共部署 8 口油井；新建 2 座站场；满深清管站扩建收球筒 2 座，新建各类集输管线 110.5km，新建道路 38.5km 及配套设施。	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函(2021)197 号	2021.12.8	正在建设中			满深 2 计转站（原果勒东 I 2 号计转站）
ManS503-H4 井钻井工程（勘探井）	建设 ManS503-H4 井 1 口，完钻后进行油气测试，获取有关技术参数	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2024)611 号	2024.12.3	正在钻井			ManS503-H4 井
富满油田满深 505 井区次级断裂开发先导试验方案	部署新钻井 3 口；新建采油井场 3 座，满深 2 号计转站、满深 5-1 号计量配水站各扩座 4 井式集油配水阀组机；新建单井集输管线 18km，采用地理式敷设方式；仪表、电气、通信、防腐、建筑、结构及给排水等辅助工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2024)225 号	2024.3.29	正在建设中			满深 2 计转站
塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程	在塔中区块内共部署采油井场 9 座；新建满深 3-1 号阀组站、满深 5-1 号阀组站和满深 4-1 号阀组站；新建集输管线 88.79583km，燃料气管线 4.91km；配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施；在距离 ZG102-6X 井 325m 处，设置阀井 1 座。	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2022)194 号	2022.9.26	正在建设中			满深区块
富满油田 9 口井产能建设项目	①新建 9 口井地面工程，包括井场、试采点建设；②新建集输管线共计 9.1km；③配套建设电力、自控、通信、土建、防腐等工程。	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2022)362 号	2022.7.7	正在建设中			满深区块
满深区块 11 口井地面工程	新建 11 座单井井场，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，新建单井集输管线 37.4 千米及配套设施。	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2022)595 号	2022.12.14	正在建设中			满深区块

富满油田 F119 断裂带满深 71 井区试采地面工程	部署 5 口试采井，；新建井场 3 座，改造井场 1 座，在建井场 1 座；新建计量阀组站 1 座；扩建满深 4 号计转站 1 座；在满深 2 号计转站扩建 1 座收球装置；新建各类集输管线 54.3km 及配套设施。	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2023)20 号	2023 年 1 月 6 日	正在建设中	满深区块
富满油田 F ₁ 19 断裂带满深 7-满深 705 井区试采地面工程	新建采油井场 3 座；新建座接转站（满深 6 号接转站、满深 7 号接转站）；扩建满深 5 接转站，站内新增收球筒 1 座；清管站天然气调配改造；新建单井集输管道 14.0km；新建油气分输管线各 14.2km；新建输水干线 0.6km；新建天然气外输管线 23km 及配套设施。	阿克苏地区生态环境局	阿地环审(2023)525 号	2023.8.16	正在建设中	满深区块
富满油田奥陶系碳酸盐油藏开发地面骨架工程	新建 1 座富源联合站、一座 100 人倒班公寓、集输管线等配套工程。	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2022)71 号	2022 年 4 月 24 日	正组织验收中	依托工程富源联合站
环境风险应急预案	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案	2025 年 2 月对《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652924-2025-004-L				
排污许可执行情况	哈得采油气管理区	沙雅县生态环境分局于 2022 年 10 月 31 日颁发哈得采油气管理区污染源排污许可证（证书编号：9165280071554911XG025Q，有效期限：2022 年 10 月 31 日至 2025 年 10 月 30 日）。				
环境影响后评价开展情况	哈得油气开发部哈得油气田环境影响后评价	编制完成《哈得油气开发部哈得油气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 3 月 15 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作（新环环评函（2021）220 号）				

3.1.2.2 环境影响回顾评价

根据《富满油田果勒东 I 区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案》、《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程》、《富满油田 9 口井产能建设项目》、《满深区块 11 口井地面工程》及区内已有单井钻井竣工环保验收调查报告中评价结论，结合环评组现场调查情况，本次分环境要素对富源区块现有工程进行回顾性分析评价。

(1) 生态环境影响回顾评价

建设单位根据《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施土地管理办法》及相关法律法规，结合占地情况，向当地自然资源局办理了征占地

手续。钻井工程结束后，井场内钻井设施及生活区进行拆除清理，并进行平整恢复，目前逐步自然恢复。

各井位于沙漠腹地，井场及周边区域植被稀疏，施工时施工单位在占地范围内施工，减少对地表植被的破坏，井场、站场周围和管线及道路两侧采用草方格防沙，施工结束后，及时对现场回填平整，清除残留的废弃物。

（2）水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，富满油田各区块已有钻井工程废水包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，钻井废水未使用完拉运至区块内下一口单井使用，不外排；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至哈四联合站处理；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至当地污水处理厂处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，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，故在正常生产情况下，试油、洗井、采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

（3）大气环境影响回顾评价

钻井期间的废气主要来源于汽车尾气、测试放喷废气及事故放喷气，汽车使用的是合格油品，放喷池选址均位于距离井口 100m 外，放喷池周围无居民区等敏感区。该井在钻井过程中，未发生井喷，不产生事故放喷气。根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告，施工期制定各项环保制度，合理规划工程占地，并采取洒水降尘等措施，防治扬尘污染。

运营期间，满深 7 区块没有设置井场燃气加热炉，主要废气污染源为场站无组织挥发性烃类排放。根据区域环境空气质量报告，各项污染物的监测值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级浓度限值。

通过对井区内已建井、站场的监测数据分析，厂界无组织非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；H₂S 无组织排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。

区域在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期为暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运营期为持续的长期影响，但各项废气污染物均可以得到较好扩散，对大气中污染物浓度贡献值较小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，且油田区地域空旷，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（4）声环境影响回顾评价

开发期噪声污染源主要是钻井用钻机、泥浆泵噪声以及机动车辆噪声等。根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告，钻井期间，对高噪音设备设置了隔声垫和消声器，有效的降低了噪声对环境的影响，井场周围 200m 范围内无声环境敏感点。因此开发期声环境影响保护措施有效。

项目运营期噪声污染源主要包括：井口、站场各类机泵等。项目运营期间选用低噪声设备，并对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据已有的验收监测数据可知，井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

（5）固体废物环境影响回顾评价

项目开发期产生的固体废物为钻井过程中产生的钻井岩屑、钻井废弃泥浆以及施工人员生活垃圾；运营期产生的固体废物为油泥（砂）和生活垃圾。

根据钻井工程环境监理工作总结报告和验收调查报告，钻井期间使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛、除砂器、除泥器、离心分离”处理后，进入泥浆罐循环使用，不产生废泥浆；钻井岩屑经随钻不落地收集系统收集后，由库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）或者巴州山水源工程技术有限公司处置。钻井期间产生的废油、废机油采用钢制铁桶收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。根据本次现场踏勘及资料收集，5 口生产井磺化泥浆废弃物已按要求清理干净，井场平整，没有生活垃圾留存。

运营期产生的固体废物为油泥（砂）和生活垃圾。油泥（砂）运至塔里木油田绿色环保站或周边有资质的处理单位（库车畅源公司）进行处理。其中绿色环保站年处理含油污泥 40500m³，其他区块建设有含油污泥暂存池，罐车定期拉运至绿色环保站进行处理。库车畅源公司在区域周边建有多处撬装化处理站，亦可接受本工程产生的油泥（砂）。

（6）土壤环境影响回顾评价

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

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在土层表面 40cm 以内，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业和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，哈得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

各井站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，在正常生产情况下减少无组织废气逸散排放。

2) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在联合站处理后，直接回注单井或者经污水外输泵外输至富源联合站合站。

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

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③区块产生的油泥（砂）、清管废渣等危险废物均第一时间转运至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。通过采取上述措施，大大降低了危险废物暂存对土壤的污染风险。

根据区块历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因区块的开发建设而明显增加。

3.1.2.3 现有工程三废排放情况

已建工程污染物排放情况汇总见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有工程污染物排放情况一览表单位：t/a

影响类别	污染物	排放量 (t/a)
废气	非甲烷总烃	4.662
	H ₂ S	0.044
	废水	0
	固体废物	0

3.1.2.4 环境管理回顾评价

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了富满油田 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）排污许可手续

富源区块属于哈得采油气管理区管理。哈得采油气管理区位于阿克苏地区沙雅县境内，沙雅县生态环境分局于 2022 年 10 月 31 日颁发哈得采油气管理区污染源排污许可证（证书编号：9165280071554911XG025Q）

（3）排污口规范化管理

管理区按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件对区内的排污口进行了规范化设置。

（4）自行监测

哈得采油气管理区制定了自行监测方案，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

哈得采油气管理区固定源废气监测针对联合站和计转站的燃气加热炉和导热油炉。无组织排放监测包括联合站和计转站厂界非甲烷烃无组织排放。废水针对联合站采出水和生活污水排放口进行监测。噪声对联合站和计转站厂界厂界进行监测。其他周边环境质量监测针对生活污水处理装置和固废填埋场环境空气、地下水和土壤进行监测。

（5）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，哈得采油气管理区围绕 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》，哈得采油气管理区建立并完善了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。

3.1.2.5 环境风险回顾评价

富满油田满深区块隶属于塔里木油田分公司哈得采油气管理区管理，哈得采油气管理区于 2025 年 2 月完成了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得沙雅县环境保护局备案（备案编号：652924-2025-004-L），备案文件见附件。富满油田满深区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，截至目前，本工程所在区块暂未发生井喷、管线断裂等大型的突发环境风险事故，仅发生过管线的跑冒滴漏这类小型突发环境风险事故，通过定期巡检管线，及时发现，将造成污染的土壤及时收集后送有资质单位接收处置。

3.1.2.6 钻井工程回顾

ManS503-H4 井钻井工程已单独编制环评报告表，批复文号为阿地环审（2024）611 号，详见附件。ManS503-H4 井目前正在钻井，基本数据详见表 3.1-8。

表 3.1-8 钻井基本数据

井号	ManS503-H4 井
地理位置	阿克苏地区沙雅县境内
井口坐标	
井深	8620m
井型	水平井
完钻层位	奥陶系

根据查阅资料及施工监理报告等，井场内钻井过程设置了泥浆、岩屑储罐、放喷池、应急池等环保工程，一开采用非磺化水基钻井液，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相进专用储罐，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；二开至四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河油田绿色环保站处置。

现场调查期间，基本落实了钻井工程环评及批复中提出环保措施。

3.1.3 现有工程的环境问题及“以新带老”整改措施

根据环评组现场调查情况，结合区块环境影响报告中评价结论，油田目前存在以下环境问题：

(1) 环境问题

①油区部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况很差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。

②满深区块部分单井、站场、管线和道路临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差；防沙治沙、水土保持措施存在破损现象。

③部分工程未完成三同时环境管理工作。

(2) “以新带老”措施

针对以上问题，已纳入塔里木油田分公司制定了整改计划，对油田目前存在的问题加以有效解决，且落实到具体的责任部门，在后续滚动开发建设过程中将采取必要的措施进行整改，整改要求如下：

①施工过程中对探临道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

②进一步加强满深区块生态恢复工作。督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。及时落实各项目环评、批复提出的生态环境保护措施。减少对区域环境的影响。

③加强满深区块三同时环境管理工作。建议对区块环境影响评价分期、分批开展竣工环境保护验收工作。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：ManS503-H4 井集输工程

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距沙雅县城东南约107km，距塔里木乡东南约69km处。满深区块距离城乡公路及富满油田公路较近，交通运输条件较便利，公共移动通讯已基本覆盖。生产运行管理由塔里木油田分公司哈得采油气管理区负责。本工程地理位置中心坐标为 E, N。

3.2.1.3 建设内容及规模

本工程主要建设内容为：①新建采油井场1座（ManS503-H4井）；②在满深2号接转站内扩建简易收球装置1座、4井式集油配水阀组橇1座；③新建采油管道2.33km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。工程建成后，预计ManS503-H4井产油量在35~45t/d，产气量在 $2.14 \sim 2.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油、伴生气、采出水处理均依托富源联合站。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括地面工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐等工程。项目工程组成见表3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	工程名称	工程内容及规模	
	产能	部署采油井1口，ManS503-H4井产油量在35~45t/d，产气量在 $2.14 \sim 2.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	
主体工程	集输工程	本工程部署的1口采油井（ManS503-H4井），采用密闭集输工艺。	
	地面工程	井场	建设1座标准化采油井场。
		站场	在满深2号接转站内扩建简易收球装置1座、4井式集油配水阀组橇1座。
		管线	新建采油管线2.33km（玻璃钢管，DN80 PN5.5MPa）。
公辅工程	道路工程	不新建道路，利用现有已建道路。	
	供电工程	ManS503-H4采油井场新建落地变压器1台，为井场内各用电设备提供电源，新建10kV架空线路754m，电源引自井场外杆架式变电站。	
	供水工程	施工过程用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。	
	通信工程	ManS503-H4井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像机，不设人/机界面设备。各井场采用光纤以太网传输井场的仪控数据和视频信息至哈得作业区调控中心监控系统，实现各井场RTU数据的远程集中监控。	
	消防工程	本次方案新建井场配置相应干粉灭火器等设施。	

	仪表自动化	项目采油井场均为无人值守，在各井场分别设置一套RTU控制系统，将生产数据传输至所在井场RTU控制系统进行监控，RTU控制系统生产数据经光纤通信网络上传至接转站DCS系统，并最终上传至哈得作业区油气物联网系统进行集中监控。
环保工程	废气	施工期： 废气包括施工扬尘、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、使用国家合格燃料等措施。 运营期： 本工程采用密闭集输工艺，伴生气通过管道混输至富源联合站进行处理。
	废水	施工期： 施工期废水包括管线试压废水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘。 运营期： 运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托富源联合站采出水处理系统处理。井下作业废水集中收集进入哈四联合站处理。
	固废	施工期： 施工期固废主要包括施工土方、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塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。 运营期： 运营期产生的固体废物主要为油泥砂、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、废压裂液、废酸化液、废洗井液和落地油。油泥砂、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、落地油委托库车畅源环保科技有限公司进行处置；落地原油由作业单位100%回收；废压裂液、废酸化液、废洗井液采用专用罐回收，集中收集进入哈四联合站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。
	噪声	施工期： 选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期： 选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。
	生态保护	施工期： 严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，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；井场周边以及管线和道路两侧设置草方格防风固沙，草方格设置原则为：井场四周宽度为20m，集输管线上风向一侧7m、下风向一侧5m。 运营期： 管线上设置标志，定时巡查井场、管线。 退役期： 地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、站场、管线进行巡视。 运营期管线上设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。
	防渗	井场进行分区防渗。
	依托工程	富源联合站
哈四联合站		本工程井下作业废水、废压裂液、废酸化液、废洗井液均依托哈四联合站处理。哈四联位于哈得油田中部，是哈得油田第1座联合站，哈四联已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水，供热的大型联合站，

	原油处理能力 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理能力 $9100 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水能力 $7000 \text{m}^3/\text{d}$ 。
塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	本工程施工废料依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站，环保手续齐全，已于 2018 年底投产。建有 2 座 10000m^3 生活垃圾填埋池、 20000m^3 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、 1500m^3 隔油池、注水系统等；2 座 10000m^3 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、 15000m^3 聚磺泥浆暂存池。
库车畅源环保科技有限公司	本工程油泥（砂）、清管废渣委托至库车畅源环保科技有限公司进行处理。库车畅源环保科技有限公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资为 470.78 万元，其中环保投资 56 万元，占总投资 15.8%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程地面施工人数为 25 人，施工周期 100 天。

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有哈得采油气管理区工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气水物性

(1) 原油性质

满深 503H 油藏为轻质、低粘度、低含硫的挥发油藏。

挥发油藏原油性质为轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、含蜡-高含蜡的原油，原油密度分布范围 $0.7819 \text{g/cm}^3 \sim 0.7995 \text{g/cm}^3$ （ 20°C ），平均 0.7907g/cm^3 ，为轻质原油；动力粘度分布范围 $1.042 \text{mPa}\cdot\text{s} \sim 1.475 \text{mPa}\cdot\text{s}$ （ 50°C ），平均 $1.2585 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，为低粘原油；原油凝固点分布范围 $-22^\circ\text{C} \sim 6^\circ\text{C}$ ，平均 -8°C ，凝固点较低；原油含硫量分布范围 $0.113\% \sim 0.163\%$ ，平均 0.138% ，属于低含硫原油；原油含蜡量分布范围 $8.1\% \sim 11.2\%$ ，平均 9.65% ，属于含蜡-高含蜡原油；胶质含量分布范围 $0.05\% \sim 0.41\%$ ，平均 0.23% ；沥青含量分布范围 $0.02\% \sim 0.23\%$ ，平均 0.125% 。原油物性见表 3.2-2。

表 3.2-2 原油物性表

取值		原油密度 (20℃)	粘度 (50℃)	凝固点	含蜡量	含硫量	含胶质量	含沥青量
系	层位(组)	(g/cm ³)	(mPa·s)	(℃)	(%)	(%)	(%)	(%)
奥陶系	一间房组 -鹰山组	0.7819~0.799 5	1.042~1.47 5	<-22~-6	8.1~11.2	0.113~0.16 3	0.05~0.4 1	0.02~0.2 3

(2) 天然气物性

满深 503H 井区挥发油藏中的天然气性质是重烃组分较高的原油溶解气，取样分析结果表明，单井天然气相对密度分布范围 0.6703~0.8795，平均 0.7473；甲烷含量分布范围 63.08%~83.45%，平均 75.37%；乙烷以上含量分布范围 12.668%~27.421%，平均 18.911%；氮气含量分布范围 0.630%~10.000%，平均 4.000%；二氧化碳含量分布范围 0.790%~3.340%，平均 1.204%；硫化氢含量分布范围 0.000%~0.258%，平均 0.032%（1328mg/m³）；整体表现为重烃组分较高的原油溶解气特征。天然气组分分析具体详见表 3.2-3。

表 3.2-3 天然气组分分析表

取值	相对密度	甲烷 (%)	乙烷+ (%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)	H ₂ S (%)
范围	0.6703~0.8795	63.08~83.4 5	12.668~27.42 1	0.790~3.340	0.630~10.0 00	0~0.258
平均	0.7473	75.37	18.911	1.204	4.000	0.032

(3) 地层水性质

满深 503H 井区地层水密度 1.098~1.117g/cm³，总矿化度 146200~179700mg/L，平均 163000mg/L；Cl⁻含量 88100~107000mg/L，平均含量为 97600mg/L，水型为 CaCl₂型。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

本工程计划部署井场 1 座（ManS503-H4 钻井环评批复为阿地环审（2024）611 号，目前正在钻井）；在满深 2 号接转站内扩建简易收球装置 1 座、4 井式集油配水阀组橇 1 座；新建采油管道 2.33km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。建成后，ManS503-H4 井产油量在 35~45t/d，产气量在 2.14~2.75×10⁴m³/d，预计年产气 0.091×10⁸m³，年产油 1.49×10⁴t。

本工程单井采用密闭常温集输工艺。单井气液通过新建集输管线混输至接转站，再经集输干线输至富源联合站进行处理。本工程布站方式选采用单井→接转站→富源联合站的布站工艺。本工程进站情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 本工程进站一览表

站号	剩余空 头数 (个)	本次新建空 头数 (个)	接入井数 (个)	已接入井号	接入新井号	备注
满深 2 号 接转站		4	1		ManS503-H4	扩建 4 井式集油 配水阀组 1 座

3.2.3.2 开发指标预测

本工程部署的 ManS503-H4 井产油量在 35~45t/d，产气量在 $2.14 \sim 2.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

3.2.4 主体工程

主体工程包括地面工程、采油工程和油气集输等，其中地面工程包括井场、站场和管线。

3.2.4.1 采油工程

初期自喷开采，开发方式采用先衰竭后注水开发（注水替油），停喷或需要提液时优选气举、有杆泵举升工艺作为生产后期备选工艺。

3.2.4.2 集输工程

本工程单井采用密闭常温集输工艺。单井气液通过新建集输管线混输至接转站，再经集输干线输至富源联合站进行处理。本工程布站方式选采用单井→接转站→富源联合站的布站工艺。

3.2.4.3 地面工程

(1) 采油井场

本工程共新建标准化采油井场 1 座，每座井场采油树上均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(该

阀由采油树自带)。井场设置有 RTU 控制器, 井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至联合站集中监控。各井场装置均无人职守, 定期巡检。

(2) 满深 2 号接转站

①基本情况

满深 2 号接转站位于本工程新建 1 口井 (ManS503-H4) 附近。接转站内已建有 8 井式计量配水阀组橇 1 座, 6 井式计量配水阀组橇 1 座, 计量分离器橇 1 座, 生产分离器 3 座, 加药橇 1 座, 50m³ 原油储罐 10 座, 放散管 1 座, 火炬 1 座, 变压器 1 座, 外输油泵 2 台, 零位罐 1 座, 污油泵 1 台, 装车模块 2 座, 油缓蚀剂加药橇 1 座, 气缓蚀剂加药橇 1 座, 甲醇加药橇 1 座, 发球筒 1 座等设备。满深 2 号接转站环评包含在《富满油田果勒东 I 区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案环境影响报告书》中。

①扩建内容

本工程在满深 2 号接转站扩建预留用地上进行建设, 扩建扩建简易收球装置 1 座、4 井式集油配水阀组橇 1 座。接转站平面布置占地总计 10387.94m², 在布置时已在站区内部预留有扩建空间。满深 2 号接转站平面布置图见附图 3.2-4。

图 3.2-4 满深 2 号接转站平面布置图

②工艺流程

井口来气液经加药后首先进入接转站集油配水阀组, 需要计量单井选井进入计量分离器橇完成分离和计量, 分离后油气汇合与未计量单井来气液混合进生产分离器实现气液分离。

生产分离器分出的伴生气经注入甲醇和缓蚀剂,通过压缩机增压后通过输气干线输送至富源联合站处理。生产分离器分出的采出液经外输泵增压,通过集输干线输送至富源联合站处理。

(3) 管道

本工程部署采油井 1 口,新建采油管道 2.33km。本工程管线走向分布见图 3.2-3。

本工程管线工程主要设备设施一览表见 3.2-10。

表 3.2-10 管线工程工作量一览表

工程内容	起点	终点	进站情况	规格	单位	数量	管道材质
采油管道	ManS503-H4	满深 2 号接转站	富源联合站	DN80、PN5.5MPa	km	2.33	玻璃钢管

3.2.5 辅助工程

辅助工程包括给排水、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.5.1 给排水工程

(1) 给排水

①施工期

本工程施工期用水主要为施工人员生活用水、管道试压用水。本工程施工人员在哈得作业区有住宿地,施工区不设置施工营地,施工现场无生活污水产生;管道试压废水,用于下一段管道循环使用,试压结束后用于作业带泼洒抑尘。

②运营期

本工程运营期不涉及新水使用,不新增值班人员;运营期油井的采出水经集输管线输送至富源联合站处理;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈四联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

3.2.5.2 供配电工程

供配电工程主要为井场的用电设备供配电。井场新建变压器 1 台(50kVA),10kV 架空线路 754m(JL/G1A-70/10),为用电设备供电,并配套建设电力电缆

和静电接地设施。ManS503-H4 井附近有已建 10kV 电力线路，10kV 电力线路满油甲线一支线 282#杆电力线 T 接。

3.2.5.3 自控

采油井场均无人值守，在各井场分别设置一套 RTU 控制系统，将生产数据传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至联合站 DCS 系统，并最终上传至哈得作业区油气物联网系统进行集中监控。

3.2.5.4 通信工程

井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像机，不设人/机界面设备。各井场采用光纤以太网传输井场的仪控数据和视频信息至哈得作业区调控中心监控系统，实现各井场 RTU 数据的远程集中监控。

3.2.5.5 道路工程

随着富满油田满深区块的不断开发，油田内道路不断增多，并与油田周围乡村路形成更紧密的路网，内部道路配套完善，主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面，故本工程依托满深区块现有道理可行，不新增道路。

3.2.5.6 防腐工程

本工程油区选用非金属管材，接头为钢质接头。非金属管道具有良好的耐蚀性，无需采用涂层等防腐措施，仅做保温，保温层外防护层采用弹性聚氨酯和玻璃布；钢管及钢接头做外壁防腐保温防护。

3.2.6 依托工程

本工程单井气液混输至富源联合站进行处理。运营期产生的井下作业废水依托哈四联合站处理；油泥砂、清管废渣等危险废物依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。

3.2.6.1 富源联合站

(1) 基本情况

富源联合站是富满油田南部新区新建的 1 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠北缘富满油田内，距富源联合站西南 4.2km，占地面积

17. $47 \times 10^4 \text{m}^2$ ，设计原油处理规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ 。富源联合包含在富满油田奥陶系碳酸盐油藏开发地面骨架工程中，新疆维吾尔自治区生态环境厅 2022 年 4 月 24 日以（新环审〔2022〕71 号）予以批复，目前已建成正在调试运行。沙雅县生态环境分局于 2023 年 11 月 13 日颁发哈得采油气管区（富源联合站）排污许可证（证书编号：9165280071554911XG115Q）。

（2）工艺流程

①原油处理流程

富源联原油处理工艺包括气提脱硫、热化学沉降脱水和负压闪蒸稳定三个部分，各单井及混输管道汇集的采出液进站进行气液分离，分离出的液相与富满油田计转站来液混合后计量，进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换，经过换热后的原油在气提塔内净化脱硫，自气提塔底部的脱硫原油通过提升泵进入热化学脱水球罐中进行脱水，分离后的油相从球罐中部出来后进入原油稳定塔中，利用压缩机抽气，将原稳定塔压力控制在负压，将原油中的轻组分抽出，降低饱和蒸气压，达到原油稳定的目的，稳定后的原油通过稳定原油提升泵增压后进入外输系统输送至哈一联。

②天然气处理流程

富源联合站天然气处理系统来气包括低压进站气和中压进站气，其中低压进站气包括气提气、原稳气和原油分离伴生气，中压进站气来自果勒、果勒东 I、满深、富源 II 转油站。低压气进站进行气液分离，分离处的气相与中压气混合，再次气液分离，分离出的液相返回原油处理系统，分离出的气相增压后进入过滤分离器过滤，随后进入 MDEA 吸收塔脱硫净化，净化后的湿天然气通过一级烃气换热器与二级烃气换热器过来的低温混烃热交换后，进入三相分离器进行气、水分离，分离出的气相进入二级烃气换热器与低温分离器过来的低温混烃进行热交换后进入预冷分离器，分离出的气相经丙烷制冷撬降温后进入低温分离器，分离出的低温干气经过气气换热器换热后复热进入外输系统输送至哈一联。

③采出水处理流程

原油系统来水根据水质情况向管道中注入絮凝剂或破乳剂，然后进入压力缓冲除油装置中进行水量、水质调节，经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮物。压力缓冲除油装置出水经污水提升泵提升至压力式聚结除油装置，装置内装有粗粒化提料，使细微油珠聚结成大颗粒。压力缓冲除油装置和压力式聚结除油装置顶部收集的浮油经管道自流至原油系统零位罐。处理达标后的水进入净化水缓冲罐，出水口设置杀菌剂加药点，对外输水进行杀菌处理，最终净化水经外输调水泵输送至调水管道最终回注地层。

(3) 依托可行性

①原油依托可行性分析

本工程部署 1 口井（ManS503-H4）的原油处理依托富源联合站原油处理系统处理，设计处理规模为 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程新建 1 口井新建产能 $1.49 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。

②采出水依托可行性分析

本工程部署 1 口井（ManS503-H4）的采出水依托富源联合站采出水处理系统处理，设计处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。本工程采出水量最大的约 19.7t/d （ $0.65 \times 10^4 \text{t/a}$ ），依托可行。

③天然气依托可行性分析

本工程部署 1 口井（ManS503-H4）的天然气依托富源联合站天然气处理系统处理，设计处理规模 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本工程部署 1 口井最高日产气 $2.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。

表 3.2-12 本工程原油、采出水处理、天然气依托富源联合站可行性分析

产能	设计规模	实际建设规模	本工程新增处理量	可行性
原油	$200 \times 10^4 \text{t/a}$	$200 \times 10^4 \text{t/a}$	$1.49 \times 10^4 \text{t/a}$	依托可行
采出水	$1500 \text{m}^3/\text{d}$	$1500 \text{m}^3/\text{d}$	19.7t/d	依托可行
天然气	$240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$2.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	依托可行

由上表可知，富源联合站处理能力可满足本工程生产需求。

3.2.6.2 哈四联合站

(1) 工程规模及处理规模

哈四联位于哈得油田中部，是哈得油田第 1 座联合站，于 2000 年 7 月 28 日投产，经过 2000 年、2002 年、2005 年前后三次产能建设以及 2007 年伴生气回收处理系统的建设，哈四联已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水，供热的大型联合站。原油处理能力 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理能力 $9100 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水能力 $7000 \text{m}^3/\text{d}$ 。哈四联合站平面布局见图 3.2-8。

图 3.2-8 哈四联合站平面布置图

(2) 工艺流程

污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入 2500m^3 来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入 1000m^3 净化水罐或 2000m^3 污水注水罐。

(3) 依托可行性

本工程运营期产生的井下作业废水均依托哈四联合站处理。

哈四联合站污水处理能力 $9100 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $6900 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $2200 \text{m}^3/\text{d}$ ，本工程产生的井下作业废水量较小 38t/a ，废压裂液 $119.94 \text{m}^3/\text{次}$ ，废酸化液产生量为 $26.56 \text{m}^3/\text{次}$ ，废洗井液产生量为 $25.29 \text{t}/\text{次}$ ，依托可行。

3.2.6.3 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

(1) 基本情况

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，设施的中心坐标为北纬 $40^{\circ} 49' 29.39''$ ，东经 $83^{\circ} 4' 57.32''$ 。站址西部由北向南依次为 2 座 10000m^3 生活垃圾填埋池、 20000m^3 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、 1500m^3 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 10000m^3 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、 15000m^3 聚磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 $150\text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站纳入塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程，《塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块)环境影响报告书》于 2016 年 11 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环函〔2016〕1626 号)，塔里木油田分公司以油质安〔2019〕6 号通过自主验收(见附件)。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图 3.2-9。

图 3.2-10 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图

(2) 依托可行性

目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站一般工业固废填埋池设计容量 20000m³，本工程产生的施工废料约 0.466t，依托可行。

3.2.6.4 库车畅源生态环保科技有限责任公司

(1) 基本情况

本工程施工期产生的废油、含油废弃物及运营期产生的油泥砂、清管废渣废防渗膜、废润滑油、落地油等，属于危险废物（HW08），依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置，该厂址位于沙雅县经济技术开发区内（简称开发区），中心坐标为北纬 41° 42′ 41.50″，东经 83° 06′ 27.44″。经营许可证号：6529230024。经营代码：071-001-08、071-002-08、072-001-08、071-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-218-08、900-221-08、900-249-08（限于其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油）。

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。《库车畅源生态环保科技有限责任公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函〔2019〕26 号）（见附件 13），2019 年 12 月取得了排污许可证（91652923556459466U001V），2021 年 4 月 23 日危险废物经营许可证（6529230024）见附件 15，2021 年 10 月 22 日完成企业自主验收（附件 14）。哈得采油气管理区与库车畅源生态环保科技有限责任公司协议见附件 16。

HW08 类危险废弃物处理工艺采用化学水洗工艺、回转窑焚烧工艺处理固态含油污泥，采用低温热解析工艺处理水洗工艺装置回收的燃料油。整体工艺流程为 HW08 类危险废弃物的接收、暂存，而后根据含油污泥的含油率不同确定采取不同的处理措施：

①含油率大于 5%的含油污泥进化学水洗工艺装置处理；水洗工艺装置回收含水率大于 5%的污油进低温热解析工艺装置处理。

②含油率小于 5%含油污泥、化学水洗工艺装置处理后污泥和磺化体系废弃物进回转窑焚烧工艺装置处理；

工程总体工艺流程见图 3.2-13。

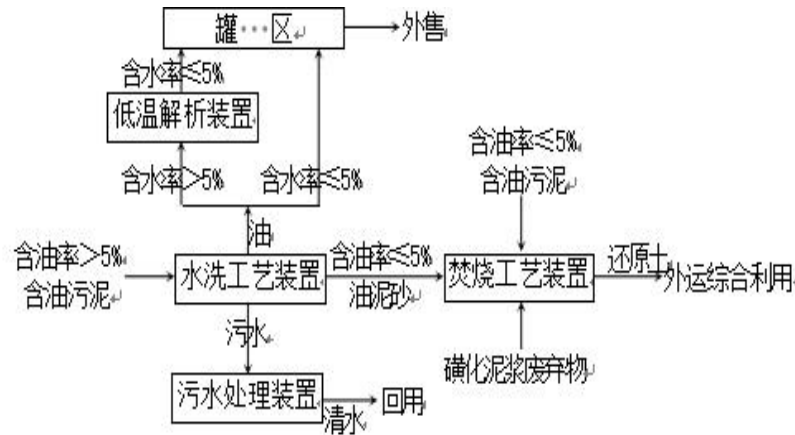


图 3.2-13 固废处理工艺流程图

(2) 依托可行性

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）目前 HW08 类危险废弃物目前设计处理规模为 46 万 t/a，实际处理量为 35 万 t/a，富余处理量为 11 万 t/a；本工程运营期产生含油污泥约为 135.2t/a，清管废渣约为 0.0013t/a，废防渗膜约为 0.25t/a，废润滑油 0.05t/次、落地油 0.1t/a，依托可行。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和油气处理等。本工程 ManS503-H4 井钻井工程已单独编制环评报告表（批复文号：阿地环审〔2024〕611 号），因此本次环评评价内容不包括钻井工程，主要包括井下作业、采油、油气集输和油气处理等。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期

(1) 井场建设

新建井场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过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及设备废弃包装等，施工废料收集后统一送至哈四联合站进行处置；生活垃圾沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。

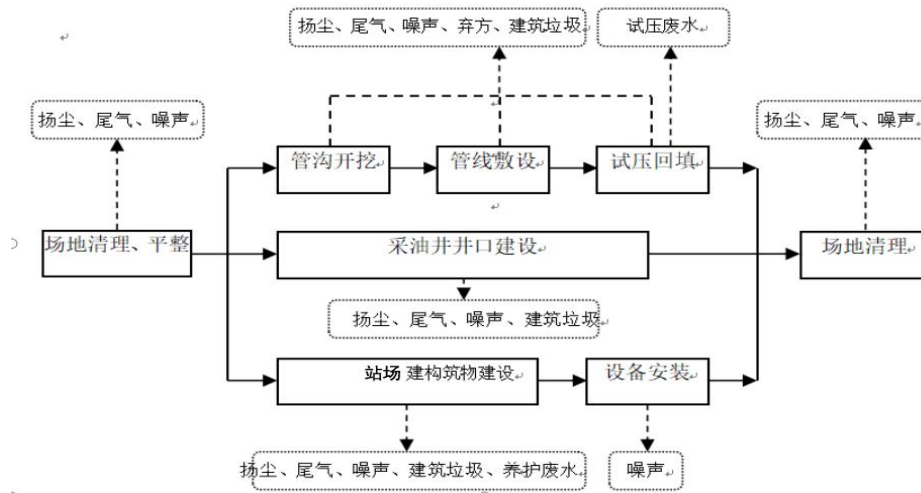


图 3.3-3 井场和站场建设流程及产污环节示意图

(2) 管线敷设

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-4。

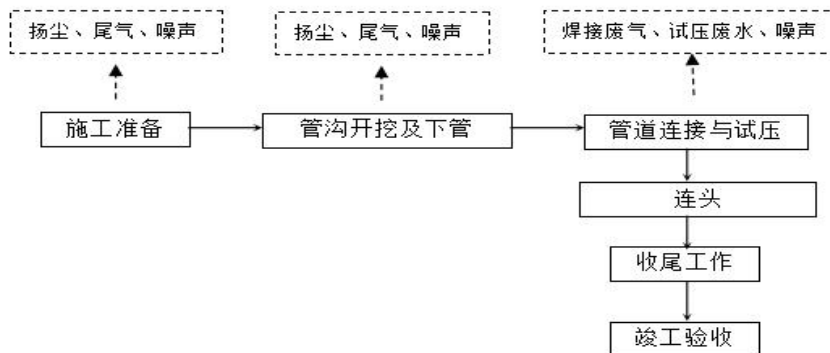


图 3.3-4 管道工程施工阶段工艺流程图

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。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

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

③管道连接与试压

管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应，钢管焊接必须按规定进行坡口加工。管道在组焊或者连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘 100mm 范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。焊接施工时，应根据连接件的材质，先进行试焊选择适当的焊条。

连接完成后的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。除输气管线强度试验及严密性试验使用空气为试验介质；其他集输管线强度试验及严密性试验均以中性洁净水为试验介质。

④井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过单井集输管线输送至各对应接转站，然后再通过新建和已建集输管线输送至联合站处理。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验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，然后采用原土进行回填，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，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，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、里程碑、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.3.1.2 运营期

(1) 采油工程

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使油气从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠气藏自身压力进行采油的方法称为自喷开采法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械开采法。本工程新建采油井前期为自喷生产，后期采用抽油泵生产。井场工艺流程见图 3.3-5。

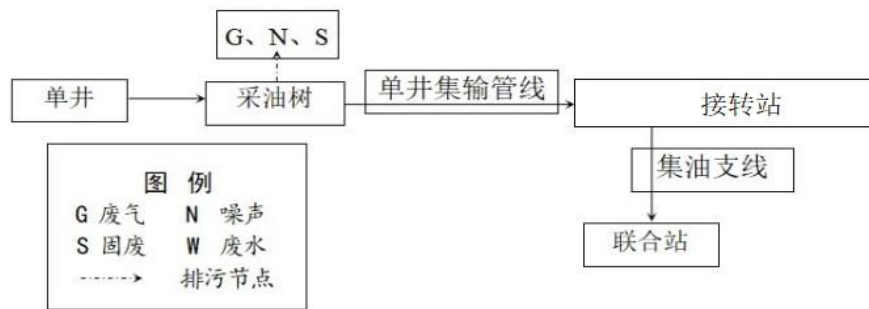


图 3.3-5 井场工艺流程图

(2) 油气集输

本工程部署采油井 1 口（ManS503-H4 井），采用密闭常温集输工艺。单井气液通过新建集输管线混输至接转站，再经集输干线输至富源联合站进行处理。本工程布站方式选采用单井→接转站→富源联合站的布站工艺。本工程布站工艺流程图见图 3.3-6。

图 3.3-6 本工程布站工艺流程

(3) 井下作业

井下作业是进行油气生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.3 退役期

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

3.3.2 影响因素及污染源构成

本工程油田建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

施工建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井

和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

环境影响因素主要来源于井场建设、管线敷设、采油、井下作业、油气储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。项目建设污染源构成见表 3.3-1 和图 3.3-7。

表 3.3-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
地面工程(井场建设、管道敷设)	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	施工废料	临时性污染源，作业结束后不再产生，妥善处理
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液、酸化液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	采出水	持续性影响环境的污染源
	烃类气体、H ₂ S	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

图 3.3-7 开发过程污染物排放流程示意图

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自井场、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，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.3.3.1 施工期生态影响因素

生态影响主要体现在井场、站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、站场建设、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场占地，临时占地主要为管线和道路占地。根据估算，本工程总占地面积为 2.064hm²，其中永久性占地面积为 0.2hm²，临时占地面积 1.864hm²，工程占地类型主要为沙地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明	占地类型
		永久	临时	总占地		
1	井场	0.2	0	0.2	部署井场 1 座，单座井场永久占地 40m×50m。	沙地
2	管线	0	1.864	1.864	单井集输管线长 2.33km，作业带宽度 8.0m。	沙地
3	接转站	0	0	0	位于现有接转站占地内，不新增占地。	/
合计		0.2	1.864	2.064	/	

3.3.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本工程施工期废气主要包括井场、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。

1) 扬尘

① 车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

车速 \ P	P					
	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

② 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

2) 施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机

械)和运输车辆的燃油废气,所排放的污染物主要有CO、NO₂、THC,为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械,单车排放系数较大,但施工机械数量少且较分散,主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响,排放量不大,其污染程度也相对较轻,且随着施工活动结束而消失。

(2) 废水

本工程施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

①管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水,管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行,试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后,产生的试压废水按照每千米2.5m³计算,本工程管线总长度为2.33km,试压废水为5.83m³,主要污染物为SS。试压废水可用作场地降尘用水。

②生活污水

根据调查,本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地,本工程施工区不设置施工营地,施工现场无生活污水产生。

(3) 固体废物

本工程施工期固体废物主要是施工废料、土石方和生活垃圾等。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查,施工废料的产生量约为0.2t/km,本工程新建管线2.33km,本工程施工废料产生量约为0.466t。施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站固废填埋场处置。

②生活垃圾

本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地,施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物,生活垃圾随车带走,现场不遗留。

③土石方

本工程新建井场 1 座，新建管线 2.33km；扩建满深 2 号接转站，位于站场内预留占地，不新增占地面积。项目区井场永久占地为 0.2hm²，场平高度约为 1m，开挖量为 0.2 万 m³，全部用于回填，场地平整。

新建集输管线 2.33km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.2m，挖方量 0.56 万 m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本工程挖方量约为 0.76 万 m³（井场、管线挖方总量），填方总量为 0.76 万 m³，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程中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。本工程土石方平衡表见下表 3.3-7。

表 3.3-7 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		借方		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	0.2	0	0	/	0.2	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	0.2	0.2	①	0	/	0	/	0	/
③	管线	0.56	0.56	0	/	0	/	0	/	0	/
合计		0.76	0.76	0.2	/	0.2	/	0	/	0	/

(4) 噪声

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-8。

表 3.3-8 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强 (dBA)	噪声源名称	源强 (dBA)
推土机	88	吊装机	85
挖掘机	90	运输车辆	90
电焊机	85	切割机	93

(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-9。

表 3.3-9 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期废气	施工扬尘	少量	少量	环境空气
		车辆尾气	少量	少量	
废水	管道试压水	SS	5.83m ³	0	试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘。
	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	/	/	本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生
固体废物	施工废料	施工废料	0.466t	0	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。
	生活垃圾	/	/	/	本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，本工程施工区不设置施工营地。施工现场生活垃圾随车带走，现场不遗留。
噪声	施工机械	/	85~93dB(A)		声环境

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废水污染源

本工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

根据开发方案，本工程前期采出水量较小，根据方案预测中本工程最大采出水量核算为 19.7t/d (0.65×10⁴t/a)，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，70mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本工程 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.29t、29.3t、0.46t、0.001t。

本工程采出水依托富源联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层，不外排。

(2) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-10），计算井下作业废水的产生量。

表. 3.3-10 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

本工程部署 1 口采油井，满深 503H 井区为非低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.0t、化学需氧量 52262.5g、石油类 8822.5g，则本工程井下作业工程产生的井下作业废水量为 38t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为 0.05t/a、0.009t/a。井下作业时带专用回收罐回收作业废水，拉运至哈四联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。

3.3.4.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类硫化氢挥发。

(1) 无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，采用密闭集输工艺，本工程对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在井口、站场、管线设备接口、阀门处。

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

本工程部署 1 口采油井采用密闭集输工艺，运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃、硫化氢，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算，单座井场的源强核算过程如下：

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

表 3.3-11 设备与管线组件 eTOC, i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	阀门	0.064
	泵	0.074
	法兰	0.085
	压缩机、搅拌器、液压设备	0.073
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，井场、站场涉及的阀门、法兰数量如表 3.3-12 所示。

无组织废气源强一览表见表 3.3-12。

表 3.3-12 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 e_{TOC} (kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	单座采 油井场	阀	20	0.064	8760	0.004	0.035
2		法兰	40	0.085	8760	0.010	0.088
合计				0.149	-	0.014	0.123
序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 e_{TOC} (kg/h)	年运行时间 (h)	排放量	
						kg/h	t/a
1	满深 2 接 转站	阀	35	0.064	8760	0.007	0.061
2		法兰	70	0.085	8760	0.018	0.158
合计				0.149	-	0.025	0.219
总计				-	-	-	0.342

经过核算，单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.014kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，本工程部署 1 口采油井非甲烷总烃年排放量为 0.123t/a；满深 2 接转站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.025kg/h，非甲烷总烃年排放量为 0.219t/a，因此本工程密封点无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为 0.342t/a。

(2) 无组织排放 H_2S

无组织排放 H_2S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析结果计算可知，天然气中 H_2S 平均含量为 $1328\text{mg}/\text{m}^3$ ，需要计算井场和站场无组织排放的天然气体积；

根据区块天然气样分析可知甲烷含量为 77.15%，故非甲烷总烃在天然气中的比例为 22.85%，由上文计算可知非甲烷总烃总排放量为 0.342t/a，那么无组

织的天然气排放量为 $0.342 \div 22.85\% = 1.50$ (t/a)。

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气密度为 0.7574kg/m^3 ，故无组织排放的天然气体积为 $1.50 \times 1000 \div 0.7574 = 1974.05$ (m^3)。

本区块油藏天然气中 H_2S 平均含量为 1328mg/m^3 ，计算可得本工程无组织硫化氢的排放量为： $1974.05 \times 1328 \div 10^9 = 0.0026$ (t/a)，其中井场 H_2S 排放量 0.0010t/a ，满深 2 接转站 H_2S 排放量 0.0016t/a 。

本工程运营期采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

3.3.4.3 固体废物污染源

(1) 油泥（砂）

油泥砂主要为处理厂的采出水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本工程运营期原油、采出水依托富源联合站进行处理，故富源联合站油气处理及采出水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。

油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35）中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-13。

表 3.3-13 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据本工程开发指标预测，本工程投产后新建产能为 $1.49 \times 10^4\text{t/a}$ ，计算含油污泥最大产生量为 135.2t/a 。本工程产生的油泥（砂）委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

(2) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km ，本工程新建管线总长为 2.33km ，每次废渣产生量约 2.7kg (0.0013t/a)。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），严格按危险废物相关

技术要求和管理规定进行收集与贮存,委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

(3) 井下作业废液

井下作业废液的产生是临时性的,主要通过酸化、压裂、洗井等工序,产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数(见表 3.2-14),计算井下作业废液的产生量。

表 3.2-14 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排放量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液(压裂返排液)	立方米/井	119.94	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液(酸化返排液)	立方米/井	26.56	无害化处理/处置/利用	0
	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	0

根据表 3.2-14 计算,本工程部署 1 口油井,因此井下作业过程废压裂液产生量为 119.94m³/次,废酸化液产生量为 26.56m³/次,废洗井液产生量为 25.29t/次,井下作业废液采用专用回收罐进行回收,拉运至哈四联合站进行处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。

(4) 落地原油

落地原油主要产生于采油树的阀门、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。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算,本工程运行后落地油总产生量约 0.1t/a,属于危险废物 HW08(废物代码:071-001-08)。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定,不允许产生落地油。因此,本工程井下作业时带罐作业,落地油 100%回收,回收后的落地原油委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

(5) 废防渗膜

项目运营期井下作业时，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 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 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，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，拉运过程处置单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（6）废润滑油

本工程废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本工程共部署 1 口井，每次产生废润滑油约 0.05t，其危险废物类别为 HW08 类危险废物（废物代码 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油），委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

（7）生活垃圾

运营期工作人员由哈得采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.3-15。

表 3.3-15 运营期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥（砂）	HW08	071-001-08	135.2t/a	处理站储罐底泥	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装收集后，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.0013t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	
3	废防渗膜	HW08	900-249-08	0.25t/a	井下作业及设备维修	固态	油类物质	石油类	间歇	T, I	
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.05t	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
5	落地原油	HW08	071-001-08	0.1t/a	油气开采和集输产生的油泥和油脚	固体、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	
6	废压裂液	/	/	119.94m ³ /次	压裂工艺	固体	/	/	/	/	井下作业废液采用专用回收罐进行回收, 拉运至哈四联合站进行处理, 达标后回注油层。
7	废酸化液	/	/	26.56m ³ /次	酸化工艺	固体	/	/	/	/	
8	废洗井液	/	/	25.29t/次	修井	固体	/	/	/	/	

3.3.4.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、拉油罐车和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 60~120dB(A)，见表 3.3-16。

表 3.3-16 噪声源设备

噪声源名称			声功率级 (dB(A))	噪声特性	排放规律	备注	运行时段	声源控制措施
正常工况	单井井场	机泵	75~80	机械	连续	单台噪声	昼间至夜间	选用低噪设备
	计转站	外输泵	80~90	机械	连续	单台噪声	昼间至夜间	选用低噪设备
	交通噪声	罐车、巡检车辆	60~90	机械	间歇	/	昼间	/
非正常工况	单井井场	井下作业(压裂、修井等)	80~120	机械	间歇	单台声源	昼间至夜间	/

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-17。

表 3.3-17 运营期污染物排放表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	油气集输	无组织排放	NMHC	0.338t/a	0.338t/a	大气
			硫化氢	0.0026t/a	0.0026t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	0.65×10 ⁴ t/a	0	采出水进入富源联合站的采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。
	井下作业废水	井下作业废水		38t/a	0	采用专用罐回收作业废水, 拉运至哈四联合站处理。
		COD		0.05t/a	0	
		石油类		0.009t/a	0	
固体	井场	油泥	石油类	135.2t/a	0	委托库车畅源生态环保科技有

废物	管线	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.0013t/a	0	限责任公司进行处置。
	井下作业	废防渗膜	石油类	0.25t/a	0	
		废润滑油	石油类	0.05t/次	0	
		废压裂液	pH	119.94m ³ /次	0	采用带罐作业，集中收集进入哈四联合站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。
		废酸化液	盐类	26.56m ³ /次	0	
		废洗井液	-	25.29t/次	0	
井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	0.1t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

3.3.5 退役期环境影响因素

退役期，对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生，噪声主要源自井场设备拆卸等。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使退役期环境影响降到最低。

3.3.6 污染物排放“三本帐”

本项目位于富满油田满深 7 区块，引用满深 7 区块现有工程的污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本帐”核算。本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 运营期污染物排放“三本帐”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量 (t/a)	本工程排放量 (t/a)	总体工程		
					排放量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	排放增减量
		非甲烷总烃	4.662	1.248	5.91		+1.248
		H ₂ S	0.044	0.0093	0.0533		+0.0093
2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	-	0
		清管废渣	0	0	0	-	0

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用

效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油田开发建设项目，生产过程主要包括采油、油气集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（3）权重分值

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

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

钻井、井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-1~3.4-3。

（5）评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

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

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.4-4。

表 3.4-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1~3.4-2 计算可得：

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了施工废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

表 3.4-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.4-2 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	<160	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采油	采油过程醇回收设施		10	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防治落地原油产生措施	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： NO_x 、VOCs。

废水污染物：COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

（1）废气污染物

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，主要废气污染物为集输过程中无组织烃类气体的挥发。

（2）废水污染物：

正常运营期间，采出水经集输管线输送至富源联合站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈四联合站处理，达标后回注，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉的通知（财税〔2015〕71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（以非甲烷总烃计）的总量考核指标0.309t/a，均为无组织挥发。

油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《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4.0mg/m³。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析详见表3.6-1。

表3.6-1 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合

应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
对伴生有二氧化碳气体的油气藏，二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发。	本工程伴生气中二氧化碳体积比为1.895。根据环评单位核实，在石油天然气开发的标准中没有二氧化碳工业综合利用的标准限值，无法达到工业综合利用要求的二氧化碳需要进行处理，本工程伴生气中二氧化碳满足《天然气》GB 17820-2018中的一类和二类气的外售标准（分别是3摩尔分数%、4摩尔分数%）。	符合

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
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%。	采用清洁生产工艺及技术。本工程采出水由富源联合站采出水处理系统处理达标后回注，不外排；含油污泥等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处置。	符合
2	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业时带罐作业，落地原油回收率应达到100%。	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业，酸化压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至哈四联合站进行处理。	符合

4	在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水经富源联合站处理满足标准后回注。	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程。本工程建设内容不涉及 3000m ³ 及以上储罐建设。	符合
6	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。	伴生气由富源联合站天然气处理系统处理后外输。	符合
7	（一）油田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油油井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油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。	项目投产后，由哈得采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

由表 3.6-2 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站进行处置。

项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.5 与《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）符合性分析

本工程与《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）符合性分析见表 3.6-3

表 3.6-3 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

序号	(2019) 910 号要求	项目情况	符合性
1	<p>油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。</p> <p>确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。</p> <p>2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。</p>	<p>生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。本项目由塔里木油田分公司结合富满油田满深 503 井区的建井能力、产能状况等情况进行了单独立项，单独编制了设计方案，确定了 ManS503-H4 井探转采的开发范围和建设内容。根据油田公司反馈，近期暂无富满油田满深 503 井区的其他开发计划，为尽快支撑满深 503 井区上产，建设单位委托天合公司开展本次环评。在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。</p>	符合

2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本工程周边 5km 范围内无地表水；废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。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。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本工程废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，回注到油层，不外排。回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。本次评价包含了钻井液体系相关信息。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	本工程产生的含油污泥等危险废物均依托库车畅源生态环保科技有限责任公司，全部回收无害化处置，无外排。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	根据本区块天然气物性可知，不属于高含硫油气藏。本工程天然气依托富源联合站进行处理，原油依托富源联合站进行处理；单井集输采用密闭集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合

8	涉及自然保护地和生态保护红线的,应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响,接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开油气开采项目环境信息,保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体,按照《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日)等相关规定,开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作,公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.6.6 与《转发〈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〉》(新环环评发〔2020〕142号)符合性分析

本工程与《转发〈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〉》(新环环评发〔2020〕142号)符合性分析见表3.6-4。

表3.6-4 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划,塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术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)。	符合
2	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。 2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	本工程以富满油田满深503井区为单位开展环评,在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.7 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》(2011年3月)符合性分析见下表3.6-5。

表3.6-5 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性分析
第二十四条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），本工程位于沙雅县属于II ₃ 塔里木河流域重点治理区；本工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对井场、管线均采取防沙治沙措施。	符合
第三十九条：国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对井场、管线均采取防沙治沙措施。	符合

3.6.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析见表 3.6-6。

表 3.6-6 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程属于油气开采项目，集输环节均为密闭流程，可有效减少 VOCs 排放。	符合
2	重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二	本工程属于油气开采项目，集输环节均为密闭流程，可有效减少 VOCs	符合

	甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	排放；本工程选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场治理设施建设情况、工艺类型和运行情况的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测。本次评价提出切实可行的废气污染防治措施。	
3	企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常排放情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	本工程新部署采油井运行后采用密闭集输工艺，不涉及储罐等。	符合

3.6.9 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》 （新环固体函〔2022〕675号）符合性分析

本工程与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）符合性分析见表3.6-7。

表3.6-7 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施，或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置；历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的，需开展危险废物鉴别，根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2019）或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求开展填埋处置；综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的，应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）等相关要求。	本工程不涉及历史遗留废弃磺化泥浆。	符合

2	历史遗留废弃磺化泥浆经鉴别属于危险废物的，应严格按照危险废物全过程管理。新产生的废弃磺化泥浆按照项目现有环评文件和批复要求进行管理，无相关要求的参照第一条执行。国家有新规定新要求时按照新规定新要求执行。	本工程不涉及历史遗留废弃磺化泥浆；ManS503-H4井钻井过程中产生泥浆为非磺化水基泥浆。	符合
---	---	--	----

3.6.10 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析见表 3.6-8。

表 3.6-8 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》 (自然资规〔2021〕2号)相关要求		本工程情况	符合性
临时用地	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程占地类型为沙地。工程施工前应办理征地手续，根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
临时用地选址要求和期限	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为沙地，不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据塔里木油田分公司之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	塔里木油田分公司不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减	本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	

	少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		
--	---	--	--

3.6.11 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本工程与《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》符合性分析见表 3.6-9。

表 3.6-9 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本工程位于塔里木盆地北部，本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

3.6.12 与《关于加强生态红线管理的通知(试行)》(自然资发〔2022〕142号)符合性分析

本工程与《关于加强生态红线管理的通知(试行)》(自然资发〔2022〕142号)符合性分析见表 3.6-10。

表 3.6-10 项目与生态保护红线护的相关要求符合性分析

文件	生态保护红线相关要求	符合性分析
《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发〔2022〕142号)	(一)规范管控 对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。 7.地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；	本工程为石油开采项目，位于富满油田满深区块内，在塔里木油田矿权范围内；本工程不涉及生态保护红线区，符合相关要求。

	已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、钨、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。	
	<p>办理要求</p> <p>上述项目（不含新增填海造地和新增用岛）按规定由自然资源部进行用地用海预审后，报国务院批准。占用生态保护红线的国家重大项目，应严格落实生态环境分区管控要求，依法开展环境影响评价。生态保护红线内允许有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，按照自然资源部关于规范临时用地管理的有关要求，参照临时占用永久基本农田规定办理，严格落实恢复责任。</p>	本工程不涉及生态保护红线区，符合相关要求。

3.6.13 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

本工程与《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）符合性分析见表 3.6-11。

表 3.6-11 与《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）符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。	塔里木油田分公司哈得采油气管理区已落实污染环境防治责任制度，已建立健全工业危险废物全过程的污染环境防治责任制度。	符合
2	落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。	塔里木油田分公司哈得采油气管理区已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。	符合
3	产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。	哈得采油气管理区于 2022 年 10 月 31 日取得排污许可证（证书编号：9165280071554911XG025Q）	符合
4	落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案	哈得采油气管理区于 2025 年 2 月完成了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得沙雅县环境保护局备案（备案编号：652924-2025-004-L），	符合

	备案文件见附件	
--	---------	--

3.6.14 与《油气回收处理设施技术标准》（GB/T50759-2022）符合性分析

本工程与《油气回收处理设施技术标准》（GB/T50759-2022）符合性分析见表 3.6-14。

表 3.6-14 与《油气回收处理设施技术标准》（GB/T50759-2022）符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气回收处理设施的规模应根据所回收处理的油气性质、油气浓度、操作条件和排气量等综合确定。	本项目的油气回收处理设施根据满深 503 区块油气性质、油气浓度、操作条件和排气量等综合确定的。	符合
2	油气管道的设计压力不应低于 1.0MPa，真空管道的设计压力应为 0.1MPa。油气管道和真空管道系统的公称压力不应低于 1.6MPa。	本工程油气管道设计压力为 5.5MPa。	符合
3	油气回收装置和油气处理装置区域应设置可燃或有毒气体检测器，可燃或有毒气体检测应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493）的相关规定。	本工程在井场、站场及在可能产生易燃易爆介质及有毒气体泄漏的地方设置可燃气体或有毒气体检测报警器。	符合
4	油气回收装置和油气处理装置入口管道上应设置流量、温度、压力检测仪表；油气处理装置还应在油气收集总管或装置入口管道上设置在线油气浓度检测及其高高浓度联锁保护措施。	本工程在新建单井井场设置油压、套压、回压、油温、回温、套温，硫化氢气体检测、可燃气体检测，井口设置 RTU，油井套压、油井回压、出油温度等均上传哈得作业区调控中心监控系统。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田

持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本工程属于塔里木盆地的天然气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 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，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程位于塔里木盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.3 与《阿克苏地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

表 3.7-1 与《阿克苏地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

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
阿克苏地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	石油天然气化工产业。深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等油田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	本工程位于塔里木盆地油气基地富满油田满深区块，属于两大油田公司中的塔里木油田开发项目。	符合

3.7.4 与《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》符合性分析

表 3.7-2 与《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》符合性分析

通知名称	通知要求	本工程情况	符合性
关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知	严禁违规占用耕地从事非农建设。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	本工程占地类型为沙地，项目建设不涉及耕地。	符合

3.7.5 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本工程属于油气开采项目，位于塔里木油田矿权范围内，行政区隶属阿克苏地区沙雅县管辖，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域（重点生态功能区）。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域（重点生态功能区）规划目标：“针

对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发区迹地的生态修复”。本工程主要建设 1 口采油井、扩建满深 2 接转站及配套集输管线，主要目的是维持富满油田满深区块现有产能，开发强度不会超过区域规划目标。且项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.6 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.7-3。

表 3.7-3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本工程	符合性
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程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
2	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	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；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合

3	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单,全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况,报备管理计划,做好信息公开工作,规范运行危险废物转移电子联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)中相关管理要求。	符合
4	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展,严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度,落实“三线一单”生态环境分区管控要求,守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线,实施生态环境准入清单管控。	本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县,为油气开发项目,不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目,符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

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

3.7.7.1 水土保持分区

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

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区(新甘蒙高原盆地区)一级分区,包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区,准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

沙雅县属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

3.7.7.2 水土流失治理分区

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

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

根据新水〔2019〕4号，项目所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。

表 3.7-4 新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II 重点治理区		
II ₃ 塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、沙雅县、沙雅县、库车县

3.7.7.3 本工程与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》的可行性分析

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

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

3.7.8 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

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）。

本项目属于规划中富满油田开发内容，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。本工程与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析详见表3.7-5。

表 3.7-5 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评、审查意见符合性分析

文件名称	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，实施老油田综合治理、新油田效益建产和油田精益生产，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 万吨油当量油田。	本工程属于规划中富满油田满深区块，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。	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》（新环审〔2022〕214 号）	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。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区；符合“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。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
	（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。	本工程不涉及环境敏感区，远离居民，且本工程已优化开发布局（施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面），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	本工程的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。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；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。项目运营期原油和采出水处理依托富源联合站处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求	符合

	<p>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）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。</p>	<p>及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层，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。</p>	
	<p>（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。</p>	<p>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。</p>	符合
	<p>（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。</p>	<p>哈得采油气管理区后续按照规划相关要求，加快关停井场生态恢复，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区相关要求，进一步减少燃气加热炉的使用等，推动区域生态环境健康发展。</p>	符合
	<p>（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 and 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。</p>	<p>哈得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。</p>	符合
	<p>（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。</p>	<p>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。</p>	符合
	<p>（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。</p>	<p>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。</p>	符合

3.7.9 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，距离生态保护红线较远。本工程符合国土空间规划的油田开发建设工程；开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；油气集输常温，不消耗燃料，不消耗燃料。本工程占地类型为沙地，土地资源消耗符合要求。因此，本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.7.10 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划指出：“加快清洁能源替代利用。加大电力、天然气等清洁能源供应，按照“宜电则电、宜气则气”的原则，积极推进清洁能源使用，“煤改气”要坚持“以气定改”。”“加强油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”。

本工程主要以石油开采为主，项目建成后新增产能 $1.49 \times 10^4 \text{t/a}$ ，工程建设对于油气的供应具有十分重要的意义。

本工程施工期弃土弃渣全部利用；废油、含油废弃物委托库车畅源环保科技有限公司接收处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内一般工业固废填埋池进行处置。运营期产生的油泥（砂）、落地油、清管废渣和废防渗材料均委托库车畅源环保科技有限公司妥善处理。

3.8 选址、选线合理性分析

工程井场、站场、管道和道路沿线内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

(1) 本工程位于富满油田满深区块内，部署采油井 1 口；新建采油井场 1 座；在满深 2 号接转站内扩建简易收球装置 1 座、4 井式集油配水阀组橇 1 座；新建单井集输管线 2.33km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、

防腐等辅助设施。本工程占地为沙地。工程区主要为荒漠带，绝大部分地段基本无植物生长，为裸地，局部零星分布有多枝桧柳灌丛，植被盖度约小于 5%。

(2) 本工程地势平坦，钻前工程的场地平整对工程区土壤扰动较少。本工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、固定集中人群等敏感区，不涉及拟划定的生态保护红线。

(3) 本工程选址选线符合《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》等相关要求。

(4) 本工程井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SYT5466-2013)，满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

(5) 本工程的各类集输管道设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)《油气输送管道跨越工程设计规范》(GB50459-2009)；线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场的位置作相应调整；井场靠近和利用现有油田公路，方便施工及运行管理；线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁；线路尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠，从工艺、运行管理、征地分析，本工程集输管道选线合理。

(6) 本工程区占地均在规划的油田内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施和防沙治沙措施，根据工程水土流失影响预测分析和土地沙化趋势分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内，各类集输管道选线合理。

(7) 本工程实施过程中，废水、固废均可得到适当处置，不会对外环境造成不利影响。

根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本工程在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案。同时在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对沙地的占用。管线尽量同沟敷设，且尽量沿道路敷设，总体布局合理。对临时占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小

综上所述，本项目所有占地均不涉及生态敏感区，井场、管线及道路选址均远离生态保护红线，占地类型主要为沙地，也不占用林地、耕地，无环境限制因素，选址选线基本是合理的。

3.9 生态环境分区管控符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(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、海岸生态稳定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。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号）及《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》，本工程位于沙雅县一般管控单元01（环境管控单元编码：ZH65292430001），距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为25.1km，位置关系见图3.9-1。

(2) 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为PM10，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠均有不同程度超标，其余监测点各监测因子均能够满足《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）III类标准；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监

测结果可知，项目区占地范围内外土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本工程的建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为沙地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本）（2021 年修改），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的相关政策。

综上所述，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

本工程与生态保护红线位置关系见图 3.9-1，环境管控单元图见图 3.9-2。

具体管控要求符合性能分析，见表 3.9-1 至 3.9-4。

表 3.8-1 拟建工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》及《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1 空间布局约束	(A1.1-1) 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022 年版)》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目;不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目;不属于“三高”项目	符合
	(A1.1-2) 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程为石油天然气开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目	符合
	(A1.1-3) 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设	符合
	(A1.1-4) 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设	符合
	(A1.1-5) 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为: (一)开(围)垦、排干自然湿地,永久性截断自然湿地水源; (二)擅自填埋自然湿地,擅自采砂、采矿、取土; (三)排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水,倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物; (四)过度放牧或者滥采野生植物,过度捕捞或者灭绝式捕捞,过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为; (五)其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不在湿地内建设	符合
	(A1.1-6) 禁止在自治区行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于“三高”项目	符合
	(A1.1-7) ①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口,严格落实污染物排放区域削减要求,对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级,制定“一厂一策”应急减排清单,实现应纳尽纳;引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划,减少冬季和采暖	拟建工程不涉及	-

期排放。推进重点行业深度治理，实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。		
(A1.1-8) 严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区(与其他行业生产装置配套建设的项目除外)，引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于化工项目	符合
(A1.1-9) 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区(含化工集中区)。	拟建工程不涉及生态保护红线和永久基本农田	符合
(A1.1-10) 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法(聚)氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不属于重金属产业	符合
(A1.1-11) 国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川、小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护，采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。	拟建工程不涉及雪山冰川冻土	符合
(A1.2-1) 严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	拟建工程不涉及	-
(A1.2-2) 建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本工程占地类型为沙地。按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	符合
(A1.2-3) 以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及	-
(A1.2-4) 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不占用湿地	符合

	(A1.2-5) 严格管控自然保护地范围内非生态活动, 稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出, 矿权依法依规退出。	拟建工程不属于自然保护地范围	符合
	(A1.3-1) 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目; 对已建成的工业污染项目, 当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设	符合
	(A1.3-2) 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程为石油天然气开采项目, 属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目, 属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类项目	符合
	(A1.3-3) 根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求, 配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准, 推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程为改扩建项目, 现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的淘汰类项目	符合
	(A1.3-4) 城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园, 搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不属于化工企业和危险化学品生产企业	符合
	【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目; 对已建成的工业污染项目, 当地人民政府应当组织限期搬迁	拟建工程不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设	符合
	(A1.4-1) 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求, 符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求	符合
	(A1.4-2) 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建工程不涉及产业园区	符合
	(A1.4-3) 危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立, 规划环评通过审查, 规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区, 并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	拟建工程不涉及工业园区	符合
A2 污染物排放管控	(A2.1-1) 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程不属于重金属污染物	符合
	(A2.1-2) 以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点, 安全高效推进挥发性有机物综合治理, 实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
	(A2.1-3) 促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制, 实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研	拟建工程不属于高耗能、高排放项目	符合

究,减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接,促进大气污染防治协同增效。		
(A2.1-4)严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放,推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物(VOCs)防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目,统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等,实现VOCs集中高效处理。	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
(A2.2-1)推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级,控制工业过程温室气体排放,推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制,实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接,促进大气污染防治协同增效。	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
A2.2-2)实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控,确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业,严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路,因安全生产无法取消的,安装在线监控系统。	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
(A2.2-3)强化重点区域大气污染联防联控,合理确定产业布局,推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产,推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输(大宗货物“公转铁”)、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工,持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及	-
(A2.2-4)强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量(水量)确定工作,强化生态用水保障。	拟建工程不涉及地下水开采	符合
(A2.2-5)持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理,加强生态修复。推动重点行业、重点企业绿色发展,严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域,建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	符合

	<p>(A2.2-6) 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点, 防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展, 严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造, 加强工业园区污水集中处理设施运行管理, 加快再生水回用设施建设, 提升园区水资源循环利用水平。</p>	<p>拟建工程采出水输送至哈四联处理达标后回注地层, 生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理, 无废水排入地表水体</p>	符合
	<p>(A2.2-7) 强化重点区域地下水环境风险管控, 对化学品生产企业工业聚集区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域, 逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。</p>	<p>拟建工程不涉及选矿回收及综合利用</p>	符合
	<p>(A2.2-8) 严控土壤重金属污染, 加强油(气)田开发土壤污染防治, 以历史遗留工业企业污染场地为重点, 开展土壤污染风险管控与修复工程</p>	<p>拟建项目不涉及土壤重金属污染</p>	符合
	<p>(A2.2-9) 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效, 全面推广测土配方施肥, 引导推动有机肥、绿肥替代化肥, 集成推广化肥减量增效技术模式, 加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动, 健全农田废旧地膜回收利用体系, 提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用, 不断完善秸秆收储运用体系, 形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。</p>	<p>拟建工程不涉及农业生产</p>	符合
A3 环境风险管控	<p>[A3.1-1] 建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目, 兵地间、城市间必须相互征求意见。</p>	<p>拟建工程不涉及兵团</p>	符合
	<p>(A3.1-2) 对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流, 建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制, 建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制, 绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制, 强化流域上下游、兵地各部门协调, 实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享, 形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制, 持续开展应急综合演练, 实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设, 提升应急响应水平, 加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作, 防范重大生态环境风险, 坚决守住生态环境安全底线</p>	<p>拟建工程采出水输送至哈四联处理达标后回注地层, 生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理, 无废水排入地表水体</p>	符合
	<p>(A3.1-3) 强化重污染天气监测预报预警能力, 建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制, 加强轻、中度污染天气管控</p>	<p>拟建工程严格执行《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”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区</p>	符合

		的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	
(A3.2-1) 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。		拟建工程采出水输送至哈四联处理达标后回注地层，生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理，无废水排入地表水体	符合
(A3.2-2) 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用		拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块。	符合
(A3.2-3) 加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放(污)口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。		哈得采油气管理区于 2022 年 10 月 31 日取得了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG025Q)	符合
(A3.2-4) 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。		拟建工程不涉及危险废物企业、重金属企业。	符合
(A3.2-5) 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。		富源区块隶属于塔哈得采油气管理区管理，《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》于 2025 年 2 月修编完成应急预案并取得备案证，备案编号为 652924-2025-004-L。	符合

	(A3.2-6) 强化兵地联防联控联治, 落实兵地统一规划、统一政策、统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施, 完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及兵团	符合
A4 资源利用要求	(A4.1-1) 自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	拟建工程开发过程中采取节水措施, 节约了水资源。	符合
	(A4.1-2) 加大城镇污水再生利用工程建设力度, 推进区域再生水循环利用, 到 2025 年, 城市生活污水再生利用率力争达到 60%。	拟建工程开发过程中采取节水措施, 节约了水资源。	符合
	(A4.1-3) 加强农村水利基础设施建设, 推进农村供水保障工程农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	拟建工程开发过程中采取节水措施, 生产废水及生活污水进行综合利用, 节约了水资源。	符合
	(A4.1-4) 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源, 应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主	拟建工程不涉及地下水的开采。	符合
	(A4.2-1) 土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内	拟建工程严格控制占地范围。	符合
	(A4.3-1) 单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 (A4.3-2) 到 2025 年, 自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 (A4.3-3) 到 2025 年, 非化石能源占一次消费能源比重达 18%以上。	拟建工程二氧化碳排放量低。	符合
	(A4.3-4) 鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等代替锅炉窑燃烧用煤。	拟建工程不涉及煤炭的消耗。	符合
	(A4.3-5) 以碳达峰碳中和工作为引领, 着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造, 钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	拟建工程已实施清洁生产。	符合
	(A4.3-6) 深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型加强能耗“双控”管理, 优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程开发过程中采取节水措施, 节约了水资源。	符合
	(A4.4-1) 在禁燃区内, 禁止销售、燃用高污染燃料; 禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的, 应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及高污染燃料。	符合
(A4.5-1) 加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置, 最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理, 促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系, 健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系, 推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点, 持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类,	拟建工程不涉及大宗固体废物。	符合	

加快建设县(市)生活垃圾处理设施,到2025年,全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。		
(A4.5-2) 推动工业固废按元素价值综合开发利用,加快推进尾矿(共伴生矿)、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建工程属于石油天然气开采项目,符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求;拟建工程不涉及选矿回收及综合利用。	符合
(A4.5-3) 结合工业领域减污降碳要求,加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径,全面推行清洁生产。全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设,推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填,减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程属于石油天然气开采项目,符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求;拟建工程不涉及选矿回收及综合利用。	符合
(A4.5-4) 发展生态种植、生态养殖,建立农业循环经济发展模式,促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术,持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广,推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及农业生产。	符合

表 3.9-2 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

序号	管控要求	符合性分析
1	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原,合理利用天然草地,稳步推进草原减牧,加强保护区管理,维护自然景观和生物多样性。	项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内,项目建设符合本管控要求。
2	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护,规范油气勘探开发作业,建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系,逐步形成生态屏障。	项目施工及运营期维护依托现有公路,项目建成后将实施草方格防沙固沙措施,工程建设符合本管控要求。
3	推进塔里木河流域用水结构调整,维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	项目不涉及新增取水用水,项目建设符合本管控要求。
4	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度,实施博斯腾湖综合治理。	项目距离塔里木河 28km,项目建设符合本管控要求。

5	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	项目运营固废均能得到妥善处置, 正常运营不会污染周围土壤, 项目建设符合本管控要求。
---	--	--

表 3.9-3 拟建工程与阿克苏地区生态环境准入清单(2023年)阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目, 属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目, 属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类项目; 不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目。	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程可实现达标排放, 满足国家和自治区环境保护相关标准要求。	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目, 不涉及列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	符合
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目选址不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内。	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目固废均得到妥善处置。	符合
		1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	项目固废均得到妥善处置, 不涉及利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	符合
		1.9 禁止在地区范围内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于石油天然气开采项目, 不属于不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口, 严格落实污染物排放区域削减要求, 对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	项目不属于高耗能高排放项目, 不属于落后产能和过剩产能项目。	符合

	1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	拟建工程不属于危险化学品化工项目，不属于两高项目，项目不占用基本农田。	符合
	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不占用基本农田，项目采取有效的土壤污染防治措施。	符合
	1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中的鼓励类项目；不属于国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	符合
	1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程未占用湿地。	符合
	1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	拟建工程不在河湖管理范围内。	符合
	1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	拟建工程未处于河湖管理范围内。	符合
污染物排放管控	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。	符合
	2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	不涉及使用燃煤供热。	符合

	<p>2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。</p>	<p>项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。项目废水、固废均得到妥善处置，本项目采出油气采用密闭集输措施，通过加强设备维护等措施减少 VOCS 排放对大气环境的影响。</p>	符合
	<p>2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。</p>	<p>工程禁止使用国三及以下排放标准机动车，使用车辆燃用合格燃料，符合相关要求。</p>	符合
	<p>2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。</p>	<p>拟建工程用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。</p>	符合
	<p>2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。</p>	<p>哈得采油气管理区对历史遗留废弃物进行治理。拟建工程不涉及重金属行业污染防控与工业废物处理处置。</p>	符合

环境 风险 防控	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容应纳入现有突发环境事件应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	符合
资源 利用 要求	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	拟建工运营期不新增用水。	符合
	4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	项目不涉及燃用高污染燃料。	符合

表 3.9-4 拟建工程与阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）沙雅县一般管控单元管控要求符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特点	符合性
ZH65292 430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元	一般管控单元	
控维度	管控要求		本项目	
空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。 6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。		本工程占地类型主要为沙地，不涉及基本农田，符合沙雅县一般管控单元中空间布局约束的要求。	符合
污染物排放管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测		本工程为石油天然气开采项目，不涉及重金属物质，符合沙雅县一般管控	符合

	<p>土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。</p> <p>4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。</p> <p>5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。</p> <p>6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。</p>	单元中污染物排放管控的要求。	
环境风险防控	<p>1、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。</p> <p>2、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。</p> <p>3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。</p>	本工程为石油天然气开采项目，建设单位定期开展土壤跟踪监测，符合沙雅县一般管控单元中环境风险防控的要求。	符合
资源利用效率	<p>1、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。</p> <p>2、减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。</p> <p>3、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水量计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。</p>	本工程为石油天然气开采项目，不涉及农业，符合沙雅县一般管控单元中资源利用效率的要求	符合

综上所述，拟建工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）以及《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号）及《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》所在沙雅县一般管控单元要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ} 45' \sim 84^{\circ} 47'$ ，北纬 $39^{\circ} 31' \sim 41^{\circ} 25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km^2 。北接天山南缘的沙雅县、新和县，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。我国最长的内陆河—塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943m~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。

本工程位于富满油田满深区块，行政隶属于阿克苏地区沙雅县。本工程西南距沙雅县城 107km，本工程地理位置中心坐标为 E,N。本工程地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 940~1050m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积扇平原：位于县域北部，村落及田园分部于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积 880km^2 ，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3%~4%、东西 2%。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷平原：主要分部在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20-60km，宽窄不等，

呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20%~25%。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠：位于县域南部和东部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km²，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10~50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断变化和移动。该区无有人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、柽柳及面积不等的麻黄、沙棘、假木贼、骆驼刺等。

本工程所在区域位于沙雅县东南部的沙漠区，地处塔克拉玛干沙漠腹地，评价区为风积沙漠地貌类型，地势南高北低，地形起伏不大。

4.1.3 区域地质条件

4.1.3.1 地质构造

根据《新疆维吾尔自治区区域地质志》对构造单元的划分，调查区内大地构造分区属于塔里木地台一个一级构造单元，塔里木台坳一个二级构造单元，塔东坳陷一个三级构造单元，跃进一号长垣和满加尔凹陷两个四级构造单元。

跃进一号长垣（IX5²⁻³）跃进一号长垣西临顺托果勒凹陷，东靠满加尔凹陷，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。跃进一号长垣为一近南北向长条状构造。在震旦-奥陶纪属于库满坳陷拉槽的西部延生部分，志留纪后由于南北二隆起的继承性活动，该地区显示坳陷性质，但自老而新其坳陷特征逐渐变弱。

满加尔凹陷（IX5²⁻⁴）满加尔凹陷位于塔里木盆地北部坳陷的中东部，西与跃进一号长垣相连，东临英吉苏坳陷和孔雀河斜坡，南北分别为塔中隆起和塔北

隆起。该坳陷基底为前震旦系结晶变质岩系，盖层由震旦系至第四系组成，层序齐全，厚度达万米。

4.1.3.2 地层特征

富满油田满深区块位于继承性坳陷区，地层发育齐全，自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、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、志留系和奥陶系，奥陶系地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中-下统一间房组及鹰山组，主力产层为奥陶系一间房组-鹰山组。

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km²，其中阿拉尔至英巴扎为上游段，河长 495km；英巴扎至卡拉为中游段，河长 398km，卡拉至台特玛湖为下游段，河长 428km。根据塔里木河流域管理局提供的资料，近期塔里木河干流平均水资源量为 $45.11 \times 10^8 \text{m}^3$ 。塔里木河干流枯水期为 3-6 月，丰水期为 7-9 月，平水期为 10 月至次年 2 月。

塔里木河是我国最长的内陆河，从 1976 年起孔雀河通过泵站从博斯腾湖扬水经库塔干渠向塔里木河下游灌区输水，形成现在塔里木河流域“四源一干”的格局。由于人类活动和气候变化原因，加之水资源的无效开发和低效利用，自上世纪 50 年代以来，源流向干流输送的水量逐年减少，致使塔河下游近 400 公里河道断流，地下水位下降，地下水矿化度持续上升，尾间台特玛湖干涸，大片胡杨林死亡，218 国道多处路段经常被流沙掩埋，“绿色走廊”岌岌可危，极度恶化的生态环境成为制约流域经济社会发展的主要因素。从 2000 年起，经过塔里木河向下游 20 次生态输水，累计输送生态水量 81.6k 万 km³，结束了塔里木河干流下游河道连续断流 30 年的历史，让尾间台特玛湖形成了 500 余 km³ 的湖面和滨湖湿地，下游植被恢复和改善面积达 2285km³。

本项目与塔里木河的最近距离 49km。

4.1.4.2 水文地质

项目区地下水主要受塔里木河水渗透及洪水泛滥补给为主，洪水及枯水季节对地下水影响较大。地下水排泄主要以蒸发和植物蒸腾方式排泄。区内地下水埋藏相对较深，埋深为小于 10m，属潜水类型，该区地下水矿化度较高，对普通混凝土及金属有较强的腐蚀性。

4.1.5 气候、气象

项目所在地地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。

工程所在地具体气象要素见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	7	年最大冻土深度	0.77m
2	年极端最高气温	41.2℃	8	年平均相对湿度	49%
3	年极端最低气温	-24.2℃	9	年平均大气压	956.5hPa
4	年主导风向	NE	10	多年平均风速	1.37m/s
5	年平均降水量	47.3mm	11	最大风速极限	28.0m/s
6	年平均蒸发量	2044.6mm			

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)及《建筑抗震设计规范(2016年版)》(GB 50011-2010)中规定，本工程所在地区抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第三组。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距沙雅县城东南约 107km，距塔里木乡东南约 69km 处。主要建设内容为：①新建采油井场 1 座（ManS503-H4 井）；②在满深 2 号接转站内扩建简易收球装置 1 座、4 井式集油配水阀组橇 1 座；③新建采油管道 2.33km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。根据工程分析，本工程总占地面积为 2.064hm²，其中永久性占地面积为 0.2hm²，临时占地面积 1.864hm²。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。

（2）调查内容

A. 调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B. 调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C. 调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

本评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A. 基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B. 现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则,在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时,突出重点区域和关键时段的调查,并通过对影响区域的实际踏勘,核实收集资料及遥感解译的准确性,以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型,典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查,明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

1) 调查点位选取及植被调查现场校译

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下,利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料,粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况,从中找出分辨困难的点位;对现场以点带面进行现场考察,进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状,从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图,现场核实判读的正误率,适当做出点位调整,并对每个取样点做详细记录。

2) 陆生植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范—草地生态系统野外观测(HJ1168-2021)》的要求,在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上,根据调查方案确定路线走向及考察时间,进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法,确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料,在综合分析现有资料的基础上,生物量和生物多样性调查依据已有资料推断,采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

3) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物(HJ 710.3-2014)》《生物多样性观测技术导则 鸟类(HJ 710.4-2014)》《生物多样性观测技术导则 爬行动物(HJ 710.5-2014)》《生物多样性观测技术导则 两栖动物(HJ 710.6-2014)》等确定的技术方法,本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法,结合访问调查及现场调查确定种类及数

量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在动植物生境较好的区域进行重点调查。

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

C. 生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像。

从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型以及耕地、水域及水利设施用地等地面类型。此外，植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D. 生物量的测定与估算

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

4.2.2 区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005版），本工程所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生亚区（IV₃），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。塔克拉玛干沙漠是中国最大的流动沙漠，同时塔克拉玛干沙漠腹地有着丰富的石油天然气资源，工程所在区域油田勘探开发工作已开展多年工程区生态功能区的主要生

态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。本工程与新疆生态功能区划位置关系见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区 (IV)
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区 (IV3)
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区 (71)
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发。
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染。
生态敏感因子敏感程度		土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹。
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林。
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游。

由表可知，本项目井场和集输管线所在区域属于“塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区；塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要生态服务功能分别为“沙漠景观、风沙源地、油气资源开发”。本工程新建井场占地面积（2.064hm²），管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点。项目周围无水源补给区，通过采取严格控制占地范围，做好施工期生态保护和环境管理工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对临时占地进行恢复等措施，本项目的建设不会对项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合区域生态服务功能定位。

4.2.3 生态系统结构和特征

工程所在区域位于塔克拉玛干沙漠北缘，塔里木河南岸。工程评价范围生态系统为沙漠生态系统，土地利用类型以沙地为主，地表植被稀疏，生态系统结构简单。

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱的沙生植物才得以生存，由此形成沙漠生态景观。工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单

一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

4.2.2 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。评价范围土地利用类型见表 4.2-2，根据调查，评价区及占地范围内土地利用现状类型均为沙地。

表 4.2-2 评级范围土地利用现状统计表

土地类型	评价区		项目占地	
	面积 (km ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
沙地	1.57	100	2.064	100
合计	1.57	100	2.064	100

4.2.3 植被环境现状调查及评价

(1) 区域自然植被区系类型

评价区域在植被区划中属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏-库尔勒州。

根据调查，工程所在区域高等植被有 9 科、31 种。根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区无国家及自治区保护植物分布。（详见表 4.2-2）。

表 4.2-2 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>

蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata</i>
旋花科 <i>Cohvolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

(2) 评价区植被类型

植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、怪柳等植物群落。但项目评价范围主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观。评价区自然植被主要有 2 种植被类型，即荒漠草地和灌丛植被；2 个群系，即多枝怪柳群系、盐节木群系。以上植被群系分布在项目评价范围的局部地段，评价范围内绝大部分地段基本无植物生长，为裸地。具体分布见图 4.2-2。各群系主要的群落特征如下：

①多枝怪柳群系

该群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，盖度 30%-50%，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴 (*Karelinia caspica*)、疏叶骆驼刺 (*Alhagi sparsifolia*)、盐爪爪 (*Kalidium foliatum*)、碱蓬 (*Suaeda glauca* (Bunge) Bunge) 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，盖度 10%左右。

②盐节木群系

盐节木为适中温盐生多汁小半灌木，是多汁盐柴类半灌木、小半灌木荒漠的重要组成植物，生于海拔 540-1700m 的洪积扇扇缘低地、冲积平原、盐湖边等地的低洼潮湿盐土、强盐渍化结壳盐土及沙质盐土、盐沼地等，形成盐土荒漠及盐生草丛，尤其是在天山南麓的冲积扇下部这一带广大平原上有大面积分布，往往以盐节木为单优种，也与矮芦苇、柺柳、盐爪爪、盐穗木等共生，形成盐生荒漠。

4.2.4 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建项目开发所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

(2) 野生动物栖息生境类型

评价区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对评价区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

(3) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查及区域相关野生动物资料分析，工程区域以荒漠动物为主。工程所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-11。

表 4.2-11 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
哺乳类				
15	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
16	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±
17	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟；W—冬候鸟；S—夏候鸟；（2）±：偶见种；+：常见种；++：多见种；（3）I 胡杨林区；II 柽柳灌丛区；III 半灌木荒漠区；IV 塔里木河水域区；

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021年07月28日发布）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》新政发〔2022〕75号（2022年09月08日发布），经过咨询当地林草部门以及生态环境部门等单位，工程区保护动物主要为塔里木兔，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长35~43cm，尾长5~10cm，体重不到2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于5月和8月份繁殖两次，每窝产仔2~5只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。

本工程位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物。

4.2.5 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和新水水保〔2019〕4号文件，工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。

(2) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)，工程所在区域位于“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 $2500\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

(3) 水土保持基础功能类型

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

(4) 水土流失预防范围

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，渭干河等主要河流天然河谷林草区，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

(5) 水土流失预防对象

水土流失预防对象为：a. 天然林草、植被覆盖率较高的草地等；b. 植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c. 水土流失严重、生态脆弱的区域可

能造成水土流失的生产建设活动；d. 重要的水土流失综合防治成果；e. 重要野生植物资源生境。

（6）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区北部加强对荒漠林的保护，对评价区东、西部退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

（7）水土流失治理范围与对象

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

（8）水土流失治理措施

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

4.2.6 土地沙化现状

本项目位于阿克苏地区沙雅县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，沙雅县属于阿克苏地区中沙化土地面积较大的县市，沙雅县沙化土地面积为 271.31 万公顷，占全地区沙化土地面积的 44.07%。

本项目所在地沙化土地类型属于流动沙地，生态评价范围内沙化土地程度属于中度，沙化土地面积为 1.57km²，占评价面积的 100%。根据现场调查结果，工程所在沙地地表覆盖植被主要为怪柳和盐节木等，植被覆盖度约 5%~10%。地表结皮类型主要为风蚀残余结皮，这些结皮对防风固沙有重要作用，但也十分脆弱，需合理保护以维持沙漠边缘的生态稳定性。

本项目沙化土地现状类型图见图 4.2-6。

4.2.7 区域生态环境问题及趋势变化情况

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

评价区域沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“盐化沙漠广布，壤土隘狭，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的灾害性影响。

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态问题评估》(HJ1174-2021)导则，生态问题评估内容包括：水土流失、土地沙化、石漠化、森林退化、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和土地沙化两个方面。

根据生态功能区划，项目所在区域属于塔里木河流域防风固沙功能区，沙漠化敏感性和盐渍化敏感性极高，防风固沙功能极为重要。主要生态问题是由于水、土和生物资源的不合理开发利用带来生态系统功能的严重退化，表现为退化草地面积大、沙漠化加快。

根据《阿克苏地区十三五环境质量报告书》，阿克苏地区荒漠化土地面积为7790000公顷，占地区面积的59.3%。其中风蚀荒漠化面积占荒漠化土地面积的80.80%，水蚀荒漠化面积占4.95%，盐渍化荒漠化面积占9.57%，冻融荒漠化面积占4.68%；按荒漠化程度，轻度荒漠化土地面积占11.30%，中度荒漠化土地面

积占 31.68%，重度荒漠化土地面积占 24.06%，极重度荒漠化土地面积占 32.96%。

针对整个区域生态系统功能退化的现状，《阿克苏地区十四五生态环境保护规划》提出的生态保护主要措施有：加强流域综合规划，合理调配水资源；控制人工绿洲规模，恢复和扩大沙漠—绿洲过渡带；保障必要生态用水，保护和恢复自然生态系统；发展清洁能源，减少乔灌木的樵采；改善灌溉基础设施，发展节水农业，控制种植高耗水作物，提高水资源利用效益；加强油、气资源开发利用管理，实现油、气开发与荒漠生态保护的双赢。

4.2.11 小结

本工程位于塔克拉玛干沙漠北部，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，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。评价区域内以自然状态为主，呈典型的沙漠景观格局，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。评价区域地表主要以流动沙丘为主，项目区为裸地，基本无植被，零星分布柽柳灌丛和盐节木；土壤为风沙土，土地利用类型为沙地。生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低。

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

本工程地处阿克苏地区沙雅县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定的数据，作为基本污染物环境空气质量现状数据。阿克苏地区 2023 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $6 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $24 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $94 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $41 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ； CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $2\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为

133 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，其中超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 。现状评价结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$		
SO_2	年平均	7	60	12	达标
NO_2	年平均	32	40	80	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2200	4000	55	达标
O_3	第 90 百分位数日平均	130	160	81	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均	37	35	106	超标
PM_{10}	年平均	95	70	136	超标

注：监测数值中 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数， O_3 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值， O_3 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2023 年项目所在地阿克苏地区 SO_2 、 NO_2 年平均浓度及 CO、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

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

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆广宇众联环境监测有限公司对本工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，本次在 ManS503-H4 井下风向 500m 处布设 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息一览表

位置	监测因子	监测频次
ManS503-H4井下 风向500m	非甲烷总 烃、H ₂ S	硫化氢连续监测 7 天、每天采样 4 次；非甲烷总烃每天采样 4 个小时，每小时 4 次，取小时平均值，连续监测 7 天。

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2025 年 3 月 26 日-2025 年 4 月 1 日。其中，硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。非甲烷总烃为每天采样 4 次，每次取 1 小时等时间间隔 4 个样品的平均值。

(3) 监测及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限 (mg/m ³)
1	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法	GB/T11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2000 μg/m³，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 (10 μg/m³) 的浓度限值要求。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i—采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m³；

C_{0i}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点	污染物	非甲烷总烃	硫化氢
ManS503-H4 井下 风向 500m	浓度范围 (mg/m ³)	0.23~0.27	0.005L
	评价标准 (mg/m ³)	2.0	0.01
	最大超标率 (%)	13.5	/
	超标率 (%)	0	0
	达标情况	达标	达标

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 0.23~0.27mg/m³ 之间，最大超标率为 13.5%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2.0mg/m³ 要求；H₂S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

4.4 声环境现状

4.4.1 监测点布设

本次布设 2 个噪声监测点位，ManS503-H4 井井场外设置 1 个监测点位。监测工作由新疆广宇众联环境监测有限公司完成。监测点位基本信息见表 4.4-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.4-1 监测点位基本信息

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
ManS503-H4 井场外		Leq (dB(A))	监测 2 天，每 天昼夜各 1 次

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2025 年 3 月 29 日-2025 年 3 月 30 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

本次噪声测量按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

4.4.5 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。

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称	监测时间	测量结果 (dB(A))				评价结果
		昼间		夜间		
		实测值	标准值	实测值	标准值	
ManS503-H4 井场外	2025 年 3 月 29 日	38	60	39	50	达标
	2025 年 3 月 30 日	38		38		达标

4.4.7 评价结果

从表 4.4-2 可以看出，昼间噪声值在 38dB(A)之间，夜间噪声值在 38~39dB(A) 之间，声环境现状满足《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

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，且本工程周边 5km 范围内无天然地表水体，且距离塔里木河最近距离约 49km。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

4.5.2 地下水环境现状调查

本项目所在区域地下水类型为孔隙水，地下水资源小于 10 万 m³/km²年，属于地下水资源贫乏地区。

评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。评价区地下水的径流方向是从西南向东北。

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境现状调查采用引用数据方式进行。

4.5.2.2 监测点位布设

本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。根据区域水文地质等资料判定该区域无承压水，故不再设置承压水监测点。区域地下水流向为西南向东北方向，本次评价引用《满深区块 ManS2-H4 等 8 口井地面工程环境影响报告书》中的 2 个潜水水质监测点，取样时间：2022 年 6 月；引用《富满油田 F₁12 断裂带初步开发方案环境影响报告书》中的 2 个潜水水质监测点，取样时间：2023 年 8 月；引用《满深 302H 井集输工程环境影响报告书》中的 1 个潜水水质监测点，取样时间：2023 年 6 月。以上引用点位均与本项目位于同一水文地质单元，且引用时间满足三年有效期要求，能够反映本区地下水水质现状，综上所述，引用数据满足地下水导则要求。监测点位信息详见表 4.5-1。

表 4.5-1 地下水环境监测点位信息

编号	位置	高斯坐标		与本项目相对位置	井深 (m)	监测层位
		经度	纬度			
1#	FY219-H1 井南侧 2.5km			上游 10.5km	20	潜水含水层
2#	FY212H 计量阀组站东北 4.3km			下游 20.7km	30	
3#	ManS502-H4 井场			项目区 3.2km	15	
4#	ManS504-H2 井场附近			下游 25.5km	40	
5#	满深 302H 井			下游 14.5km	25	

4.5.2.3 监测时间及频率

监测时间为 2022 年 6 月、2023 年 6 月、2023 年 8 月，均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.5.2.4 监测因子

基本水质因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、

铝、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯。

特征因子：挥发性酚类、石油类。

4.5.2.5 评价标准

石油类参照《地表水质量标准》（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。

4.5.2.6 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

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为：

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

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

4.5.2.7 监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.5-3。

由表 4.5-3 分析可知，由上表可知，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，其余监测因子除溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准类标准。超标与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性。通过对八大离子（ Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 K^+ 、 Na^+ ）进行检测分析可知，采用舒卡列夫分类法，评价区内地下水主要化学类型均为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}$ 型水等。

表 4.5-4 地下水水质监测及评价结果

监测项目	标准值	单位	1#		2#		3#	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
色度	≤15	度	未检出	/	10	0.667	/	/
嗅和味	--	无	无	/	无	/	/	/
肉眼可见物	--	无	无	/	无	/	/	/
pH 值	6.5~8.5	无量纲	7.4	0.267	7.5	0.333	7.6	0.40
总硬度	≤450	mg/L	4400	9.778	6230	13.844	3400	7.556
溶解性总固体	≤1000	mg/L	19800	19.80	24800	24.80	24700	24.70
硫酸盐	≤250	mg/L	4630	18.52	5500	22	5450	21.80
氯化物	≤250	mg/L	8330	33.32	10000	40	10200	40.80
铁	≤0.3	mg/L	0.17	0.567	0.18	0.60	未检出	/
锰	≤0.1	mg/L	0.05	0.50	0.05	0.50	未检出	/
铜	≤1.0	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
锌	≤1.0	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
铝	≤0.2	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
挥发性酚类	≤0.002	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
阴离子表面活性剂	≤0.3	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
耗氧量	≤3.0	mg/L	0.87	0.29	1.53	0.51	1.57	0.523
氨氮	≤0.5	mg/L	未检出	/	未检出	/	0.279	0.558

硫化物	≤0.02	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
钠	≤200	mg/L	5610	28.05	7410	37.05	7500	37.50
总大肠菌群	≤3	MPN/100mL	0	0	0	0	未检出	/
菌落总数	≤100	CFU/mL	42	0.42	47	0.47	44	0.44
亚硝酸盐氮	≤1.0	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
硝酸盐氮	≤20.0	mg/L	3.41	0.171	未检出	/	1.63	0.082
氟化物	≤1.0	mg/L	1.32	1.32	1.26	1.26	1.38	1.38
碘化物	≤0.08	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
氰化物	≤0.05	mg/L	/	/	/	/	未检出	/
汞	≤0.001	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
砷	≤0.01	mg/L	0.0008	0.08	0.0025	0.25	0.0004	0.04
镉	≤0.005	mg/L	0.0011	0.22	0.0011	0.22	未检出	/
硒	≤0.01	mg/L	0.0031	0.31	未检出	/	/	/
六价铬	≤0.05	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
铅	≤0.01	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
三氯甲烷	≤0.06	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
四氯化碳	≤0.002	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
苯	≤0.01	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
甲苯	≤0.7	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
石油类	≤0.05	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/

续表 4.3-6 地下水质量现状监测及评价结果一览表

监测项目	标准值	单位	4#		5#	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数
色度	≤15	度	/	/	/	/
嗅和味	--	无	/	/	/	/
肉眼可见物	--	无	/	/	/	/
pH 值	6.5~8.5	无量纲	7.6	0.40	8.1	0.67
总硬度	≤450	mg/L	5310	11.80	4.71×10³	10.5
溶解性总固体	≤1000	mg/L	25900	25.90	2.41×10⁴	24.1
硫酸盐	≤250	mg/L	4240	16.96	5.68×10³	22.72
氯化物	≤250	mg/L	11900	47.60	9.93×10³	39.72
铁	≤0.3	mg/L	未检出	/	0.06	0.2
锰	≤0.1	mg/L	未检出	/	0.01L	0.1
铜	≤1.0	mg/L	/	/	/	/
锌	≤1.0	mg/L	/	/	/	/
铝	≤0.2	mg/L	/	/	/	/
挥发性酚类	≤0.002	mg/L	0.0009	0.45	0.0003L	0.15L
阴离子表面活性剂	≤0.3	mg/L	/	/	/	/
耗氧量	≤3.0	mg/L	0.68	0.227	2.8	0.93
氨氮	≤0.5	mg/L	0.26	0.52	0.385	0.77
硫化物	≤0.02	mg/L	0.013	0.65	0.01L	0.05L
钠	≤200	mg/L	6960	34.80	/	/

总大肠菌群	≤3	MPN/100mL	2	0.667	0	0
菌落总数	≤100	CFU/mL	72	0.72	49	0.49
亚硝酸盐氮	≤1.0	mg/L	未检出	/	0.003L	0.003L
硝酸盐氮	≤20.0	mg/L	0.1	0.005	0.58	0.029
氟化物	≤1.0	mg/L	0.79	0.79	0.87	0.87
碘化物	≤0.08	mg/L	/	/	/	/
氰化物	≤0.05	mg/L	未检出	/	0.002L	0.04L
汞	≤0.001	mg/L	0.00005	0.05	4×10^{-5} L	0.04L
砷	≤0.01	mg/L	0.0006	0.06	4×10^{-4}	0.04
镉	≤0.005	mg/L	0.00334	0.668	5×10^{-4} L	0.1L
硒	≤0.01	mg/L	/	/	/	/
六价铬	≤0.05	mg/L	0.005	0.10	0.004L	0.08L
铅	≤0.01	mg/L	0.0023	0.23	2.5×10^{-3} L	0.25L
三氯甲烷	≤0.06	mg/L	/	/	/	/
四氯化碳	≤0.002	mg/L	/	/	/	/
苯	≤0.01	mg/L	/	/	/	/
甲苯	≤0.7	mg/L	/	/	/	/
石油类	≤0.05	mg/L	0.02	0.40	0.01L	0.2L

表 4.3-8 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		1#			2#			3#		
		ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %
阳 离 子	K ⁺	70.4	1.81	0.5%	109	2.79	0.6%	99.6	2.55	0.64
	Na ⁺	5610	243.91	72.3%	7410	322.17	70.9%	7500	326.09	82.10
	Ca ²⁺	567	28.35	8.4%	508	25.40	5.6%	764	38.20	9.62
	Mg ²⁺	772	63.28	18.8%	1270	104.10	22.9%	364	30.33	7.64
	合计	7019.4	337.35	100.0%	9297	454.47	100.0%	8727.60	397.17	100.00
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	1.63	0.05	0.01
	HCO ₃ ⁻	239	3.92	1.2%	256	4.20	1.0%	600	9.84	2.39
	SO ₄ ²⁻	4630	96.46	28.8%	5510	114.79	28.6%	5450	113.54	27.64
	Cl ⁻	8330	234.65	70.0%	10000	281.69	70.3%	10200	287.32	69.95
	合计	13199	335.02	100.0%	15766	400.68	100.0%	16251.63	410.76	100.00
地下水化学类型		Cl • SO ₄ -Na			Cl • SO ₄ -Na			Cl • SO ₄ -Na		

续表 4.3-8 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		4#			5#		
		ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %
阳 离 子	K ⁺	101	2.59	0.64	46.3	1.187	0.341
	Na ⁺	6960	302.61	74.32	5880	255.652	73.439
	Ca ²⁺	503	25.15	6.18	652	32.535	9.346
	Mg ²⁺	922	76.83	18.87	714	58.741	16.874
	合计	8486.00	407.18	100.00	7292.3	348.12	100.00
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00
	HCO ₃ ⁻	156	2.56	0.60	146	2.39	0.60
	SO ₄ ²⁻	4240	88.33	20.73	5680	118.26	29.51
	Cl ⁻	11900	335.21	78.67	9930	280.11	69.89
	合计	16296.00	426.10	100.00	15756.00	400.76	100.00
地下水化学类型		Cl-Na			SO ₄ •Cl-Na 型		

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

本工程所在区域土壤类型主要以风沙土为主。本工程土壤类型见图 4.6-1。

本工程部分位于沙漠北部，区域气候极端干旱，植被稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。

4.6.2 土壤理化特性调查

4.6.2.1 土壤理化特性

工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、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 ManS503-H4 井表层样（0.0-0.2m）。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		ManS503-H4 井
采样深度/层次		(0-20cm)
现场记录	颜色	黄色
	土壤结构	疏粒状
	土壤质地	砂土
	砂砾含量%	8
	其他异物	无
实验室测定	pH 值（无量纲）	8.12
	阳离子交换量 cmol+/kg	0.8L
	氧化还原电位（MV）	396
	饱和导水率 cm/s	1.84
	土壤容重 g/cm ³	1.1
	孔隙度%	58
	含水率%	0.3

4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D2 判定工程建设地土壤酸化、碱化强度。土壤酸化、碱化分级标准见表 4.6-2。

表 4.6-2 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的 pH 值，可根据区域自然背景状况适度调整

本工程区土壤 pH 值为 8.07~8.45，根据表 4.6-2，本工程占地范围内土壤属于无酸化或碱化。

4.6.2.3 土壤盐化判定

(1) 土壤盐化分级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中表 D1 判定工程建设地土壤盐化强度。土壤盐化分级标准见表 4.6-3。

表 4.6-3 土壤盐化分级标准

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

注：根据区域自然背景状况适当调整

本工程建设地属于荒漠地区，占地范围内土壤中含盐量为 1.3g/kg~2.9g/kg，初步判定本工程所在地土壤属于轻度盐化。

(2) 土壤盐化综合判定

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 F “土壤盐化综合评分预测方法”进一步判定工程所在地土壤盐化强度。

土壤盐化综合评分法：根据“土壤盐化影响因素赋值表”选取各项影响因素的分值与权重，采用公示计算土壤盐化综合评分值（Sa），对照“土壤盐化预测表”得出土壤盐化综合评分预测结果。

①公式

$$Sa = \sum_{i=1}^n Wx_i \times Ix_i$$

式中：n——影响因素指标数目；

Ix_i ——影响因素 i 指标评分；

Wx_i ——影响因素 i 指标权重。

②土壤盐化影响因素赋值表

土壤盐化影响因素及分级标准见表 4.6-4。

表 4.6-4 土壤盐化分级标准

影响因素	分值				权重
	0分	2分	4分	6分	
地下水位埋深（GWD）/m	GWD≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	EPR<1.2	1.2≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25
土壤本底含盐量（SSC）/ （g/kg）	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总（TDS）/（g/L）	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	壤土、粉土、 砂粉土	0.10

③土壤盐渍化预测表

土壤盐化预测表见表 4.6-5。

表 4.6-5 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分值（Sa）	Sa<1	1≤Sa<2	2≤Sa<3	3≤Sa<4.5	Sa≥4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

④预测结果

表 4.6-6 预测结果一览表

影响因素	本工程	分值	权重
地下水位埋深（GWD）/m	8.64	0分	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	43.2	6分	0.25
土壤本底含盐量（SSC）/（g/kg）	2.9	4分	0.15
地下水溶解性总（TDS）/（g/L）	21	6分	0.15
土壤质地	砂土	2分	0.10

将各影响因素分值和权重代入公式计算，可得 $S_a=3.2$ ，对照表 4.3-4，可知本工程所在地土壤盐化程度为重度盐化，与地形、气候、地质条件、水动力与水文地质条件等特殊的自然因素有关。

4.6.3 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的油气开采活动，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）规定，为 I 类建设项目。据前文“2.6.7 土壤环境”等级判定结果：本工程生态影响型评价等级评价工作等级划分为二级；污染影响型评价工作等级划分为二级。

4.6.3.1 监测点位

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），工程所在区域属于中度盐化土壤，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点（6#、7#、8#点），5 个表层样点（1#、2#、3#、4#、5#点），在占地范围外，评价范围内布设 6 个表层样点（9#、10#、11#、12#、13#、14#点），本次监测采用实测和引用数据相结合的方式，采用均布性与代表性相结合的原则，土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。本工程引用 1 个占地范围外、评价范围内监测点（14#点），监测点位均在满深 503 井区，14#（满深 2 计转站东北 100m 处）距离本工程项目区 100m，监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。本次监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。土壤环境监测点位布设情况见表 4.6-7。

表 4.6-7 土壤环境监测点位情况

监测项目	监测点位		监测频率	监测要求	监测因子
土壤	占地范围内	1#ManS503-H4 井 (E83° 27' 33.240", N40° 23' 28.990")	1 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样 ①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子； ②特征因子：石油烃 pH 值和

					土壤盐分含量
	2#ManS503-H4 井 (E83° 27' 33.240", N40° 23' 28.990")	4 个监测点	表层样 0-0.2m 取样	pH+土壤盐分含量+特征因子 石油烃	
	3#ManS503-H4 井 (E83° 27' 33.240", N40° 23' 28.990")				
	4#满深 2 号接转站 (E83° 26' 30.094", N40° 23' 12.699")				
	5#满深 2 号接转站 (E83° 26' 30.094", N40° 23' 12.699")				
	6#ManS503-H4 井 (E83° 27' 33.240", N40° 23' 28.990")	3 个监测点	柱状样: 0-0.5m、 0.5-1.5 m、 1.5-3m 分别取 样	征因子石油烃	
	7#ManS503-H4 井 (E83° 27' 33.240", N40° 23' 28.990")				
	8#满深 2 号接转站 (E83° 26' 30.094", N40° 23' 12.699")				
占地范围外	9#ManS503-H4 井井场 200m 外 (E83° 27' 49.757", N40° 23' 36.644")	6 个监测点	表层样 0-0.2m 取样	pH+土壤盐分含量+特征因子 石油烃	
	10#ManS503-H4 井井场 200m 外 (E83° 27' 40.332", N40° 23' 25.877")				
	11#ManS503-H4 井井场 200m 外 (E83° 27' 37.552", N40° 23' 34.408")				
	12#ManS503-H4 井井场 200m 外 (E83° 27' 53.542", N40° 23' 28.054")				
	13#满深 2 号接转站站场 200m 外 (E83° 26' 40.002", N40° 23' 06.990")				
	14#满深 2 计转站东北 100m 处				

4.6.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2025 年 3 月 29 日和 2023 年 11 月 7 日,本次土壤监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

4.6.3.3 监测因子

土壤监测因子如下：

(1) 基本因子：《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：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，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘。

(2) 特征因子：石油烃。

4.6.3.4 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ25.1-2019）、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中有关要求。

检测分析及检出限见表 4.6-8。

表 4.6-8 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	土壤	pH 值	《土壤 pH 值的测定电位法》（HJ962-2018）	——
2		砷	《土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法》（HJ680-2013）	0.01mg/kg
3		镉	《土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T17141-1997）	0.01mg/kg
4		铬（六价）	《土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ1082-2019）	0.5mg/kg
5		铜	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》（HJ491-2019）	1mg/kg
6		铅	《土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T17141-1997）	0.1mg/kg
7		汞	《土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法》（HJ680-2013）	0.002mg/kg

序号	类别	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
8		镍	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》(HJ491-2019)	3mg/kg
9	挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	1.3×10^{-3} mg/kg
10		氯仿		1.1×10^{-3} mg/kg
11		氯甲烷		1.0×10^{-3} mg/kg
12		1,1-二氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
13		1,2-二氯乙烷		1.3×10^{-3} mg/kg
14		1,1-二氯乙烯		1.0×10^{-3} mg/kg
15		顺-1,2-二氯乙烯		1.3×10^{-3} mg/kg
16		反-1,2-二氯乙烯		1.4×10^{-3} mg/kg
17		二氯甲烷		1.5×10^{-3} mg/kg
18		1,2-二氯丙烷		1.1×10^{-3} mg/kg
19	土壤 挥发性有机物	1,1,1,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	1.2×10^{-3} mg/kg
20		1,1,2,2-四氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
21		四氯乙烯		1.4×10^{-3} mg/kg
22		1,1,1-三氯乙烷		1.3×10^{-3} mg/kg
23		1,1,2-三氯乙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
24		三氯乙烯		1.2×10^{-3} mg/kg
25		1,2,3-三氯丙烷		1.2×10^{-3} mg/kg
26		氯乙烯		1.0×10^{-3} mg/kg
27		苯		1.9×10^{-3} mg/kg
28		氯苯		1.2×10^{-3} mg/kg
29		1,2-二氯苯		1.5×10^{-3} mg/kg
30		1,4-二氯苯		1.5×10^{-3} mg/kg
31		乙苯		1.2×10^{-3} mg/kg
32		苯乙烯		1.1×10^{-3} mg/kg
33		甲苯		1.3×10^{-3} mg/kg
34		间-二甲苯+对-二甲苯		1.2×10^{-3} mg/kg

序号	类别	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
35		邻-二甲苯		$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
36	半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》 (HJ834-2017)	0.09mg/kg
37		苯胺		0.09mg/kg
38		2-氯酚		0.06mg/kg
39		苯并[a]蒽		0.1mg/kg
40		苯并[a]芘		0.1mg/kg
41		苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg
42		苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg
43		蒽		0.1mg/kg
44		二苯并[a,h]蒽		0.1mg/kg
45		茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg
46		萘		0.09mg/kg
47		全盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》 (LY/T1251-1999) 3.1 质量法	0.1g/kg
48		石油烃 (C10-C40)	《土壤和沉积物石油烃 (C10-C40) 的测定气相色谱法》 (HJ1021-2019)	6mg/kg

4.6.3.5 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

4.6.3.6 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中： C_i —— i 污染物的监测值；

S_i —— i 污染物的评价标准值；

P_i —— i 污染物的污染指数

4.6.3.7 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-9~4.6-10。

表 4.6-9 ManS503-H4 井表层样监测结果统计表（建设用地土壤）

序号	污染物项目	监测结果			标准限值 (mg/kg)	是否 达标
		单位	ManS503-H4 井内 (0~20cm)	P_i		

1	砷	mg/kg	5.10	0.085	60	达标
2	镉	mg/kg	0.13	0.002	65	达标
3	六价铬	mg/kg	0.5L	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	17	0.001	18000	达标
5	铅	mg/kg	12.6	0.016	800	达标
6	汞	mg/kg	0.089	0.002	38	达标
7	镍	mg/kg	40	0.044	900	达标
8	硝基苯	mg/kg	0.09L	/	76	达标
9	苯胺	mg/kg	0.09L	/	260	达标
10	2-氯酚	mg/kg	0.06L	/	2256	达标
11	苯并(a)蒽	mg/kg	0.1L	/	15	达标
12	苯并(a)芘	mg/kg	0.1L	/	1.5	达标
13	苯并(b)荧蒽	mg/kg	0.2L	/	15	达标
14	苯并(k)荧蒽	mg/kg	0.1L	/	151	达标
15	蒽	mg/kg	0.1L	/	1293	达标
16	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	0.1L	/	1.5	达标
17	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	0.1L	/	15	达标
18	萘	mg/kg	0.09L	/	70	达标
19	四氯化碳	μg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	2.8	达标
20	氯仿	μg/kg	$1.1 \times 10^{-3}L$	/	0.9	达标
21	氯甲烷	μg/kg	$1.0 \times 10^{-3}L$	/	37	达标
22	1,1-二氯乙烷	μg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	9	达标
23	1,2-二氯乙烷	μg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	5	达标
24	1,1-二氯乙烯	μg/kg	$1.0 \times 10^{-3}L$	/	66	达标
25	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	596	达标
26	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	$1.4 \times 10^{-3}L$	/	54	达标
27	二氯甲烷	μg/kg	$1.5 \times 10^{-3}L$	/	616	达标
28	1,2-二氯丙烷	μg/kg	$1.1 \times 10^{-3}L$	/	5	达标
29	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	10	达标
30	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	6.8	达标
31	四氯乙烯	μg/kg	$1.4 \times 10^{-3}L$	/	53	达标
32	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	840	达标
33	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	2.8	达标
34	三氯乙烯	μg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	2.8	达标
35	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	0.5	达标
36	氯乙烯	μg/kg	$1.0 \times 10^{-3}L$	/	0.43	达标
37	苯	μg/kg	$1.9 \times 10^{-3}L$	/	4	达标
38	氯苯	μg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	270	达标
39	1,2-二氯苯	μg/kg	$1.5 \times 10^{-3}L$	/	560	达标

40	1,4-二氯苯	μg/kg	1.5×10 ⁻³ L	/	20	达标
41	乙苯	μg/kg	1.2×10 ⁻³ L	/	28	达标
42	苯乙烯	μg/kg	1.1×10 ⁻³ L	/	1290	达标
43	甲苯 (μg/kg	1.3×10 ⁻³ L	/	1200	达标
44	间-二甲苯+对-二甲苯	μg/kg	1.2×10 ⁻³ L	/	570	达标
45	邻二甲苯	μg/kg	1.2×10 ⁻³ L	/	640	达标
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6L	/	4500	达标
47	全盐量	g/kg	1.8	/	/	达标
48	pH 值	无量纲	8.12	/	/	达标

表 4.6-10 土壤监测及评价结果 (石油烃) 单位: mg/kg

占地范围内		pH 值	全盐量 (mg/kg)	监测层位	石油烃标准限值	石油烃监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
柱状样监测点位								
6#ManS503-H4 井	T1-1-1	/	/	0~0.5m	4500	6L	/	达标
	T2-1-1	/	/	0.5~1.5m		6L	/	达标
	T3-1-1	/	/	1.5~3.0m		6L	/	达标
7#ManS503-H4 井	T4-1-1	/	/	0~0.5m		6L	/	达标
	T5-1-1	/	/	0.5~1.5m		6L	/	达标
	T6-1-1	/	/	1.5~3.0m		6L	/	达标
8#满深 2 号接转站	T7-1-1	/	/	0~0.5m		6L	/	达标
	T8-1-1	/	/	0.5~1.5m		6L	/	达标
	T9-1-1	/	/	1.5~3.0m		6L	/	达标
占地范围内		pH 值	全盐量 (mg/kg)	监测层位	石油烃标准限值	监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
表层样监测点位								
2#ManS503-H4 井		8.34	1.4	0~20cm	4500	6L	/	达标
3#ManS503-H4 井		8.41	2.1	0~20cm		6L	/	达标
4#ManS503-H4 井		8.25	1.6	0~20cm		6L	/	达标
5#满深 2 号接转站		8.07	1.3	0~20cm		6L	/	达标
占地范围外		pH 值	全盐量 (mg/kg)	监测层位	石油烃标准限值	监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
表层样监测点位								
9#ManS503-H4 井井场 200m 外		8.09	2.7	0~20cm	4500	6L	/	达标
10#ManS503-H4 井井场 200m 外		8.17	2.9	0~20cm		6L	/	达标
11#ManS503-H4 井井场 200m 外		8.21	2.2	0~20cm		6L	/	达标

12#ManS503-H4 井井场 200m 外	8.37	1.8	0~20cm		6L	/	达标
13#满深 2 号接转站站场 200m 外	8.45	1.4	0~20cm		6L	/	达标
14#满深 2 计转站东北 100m 处	/	1.7	0~20cm		未检出	/	达标

由监测结果可知：本工程项目区土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《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。

5 环境影响分析

5.1 生态环境影响分析

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项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地面积为 2.064hm²，其中永久性占地面积为 0.2hm²，临时占地面积 1.864hm²。占地类型为沙地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，

这部分占地的土地利用类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当工程转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程井场建设的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要包括场站工程、管道工程和道路工程，工程建设过程中包括场地平整、管沟开挖等。在场站场地平整、道路及管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。道路及管沟开挖导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

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

5.1.2.3 对植被的影响分析

本工程施工期建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其

稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本工程占地面积为 68.43hm²，在油田开发初期植被破坏后不易恢复。本工程占地现状为沙地，所在区域地表植被稀疏，偶有多枝桧柳分布，占地区域基本无植被。

(1) 扬尘对植被的影响

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

结合工程区域具体情况分析：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。

(2) 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，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，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小程度甚至没有。

(3) 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草本植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围(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型，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。

(4) 生物量损失

本工程总占地面积 2.064hm²，其中永久占地 0.2hm²，临时占地 1.864hm²，占地类型主要为沙地，生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \times W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；

S_i ——占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

生物量损失见表 5.1-1。

表 5.1-1 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积 (hm ²)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
沙地	0.2	0.2	1.864	0.04	0.373
合计		0.2	1.864	0.04	0.373

拟建工程的实施，将造成 0.04t 永久植被损失和 0.373t 临时植被损失。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴、鼠类和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

项目各工程呈点块状（如井场等）和线状（如管线、输变电路等）分布在评价区范围内，施工可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工

结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.5 井场建设对生态环境的影响

本工程新部署 1 口采油井，通过邻近区域已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；20cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 20cm 深度处。

5.1.2.6 管线建设对生态环境的影响

工程新建采油管道 2.33km，从管线途经区域两侧各 300m 评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为裸地，沿线土壤侵蚀极为敏感。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

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

5.1.3 水土流失的影响分析

根据新水水保〔2019〕4 号，工程所在区域属于塔里木流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下几个方面。

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，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。

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.1.4 土地沙化影响分析

5.1.4.1 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程地面工程的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场建设、管线敷设工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，加重土地沙漠化。

5.1.4.2 防沙治沙方案

（1）防沙治沙依据及原则

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日）、《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）、《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）、《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）等法规要求，建设单位应按照以下原则做好沙漠化防治工作：

①必须坚持维护荒漠生态平衡与提高经济效益相结合的治水、治碱（盐碱）、治沙相结合的原则；

②在现有的经济、技术条件下，要以预防为主，以保护、恢复和扩大林草植被、沙生植被为中心，建立防、治、用相结合的治沙系统工程，防止因沙丘活化、就地起沙而引起的流沙发展。

③有计划地恢复绿洲外围与沙漠地区的荒漠植被，重点治理已遭沙丘入侵、风沙危害严重的地段，按照全面规划与因害设防、生物治沙与工程治沙、封沙固沙与输导沙相结合的原则，进行全面规划，因地制宜综合整治，充分、合理、有效的利用、保护沙漠化危害严重的耕地和基本农田，实现经济效益、社会效益与环境效益的协调统一。

④建设单位应切实做好防沙治沙工作，落实环评中提出的防沙治沙措施，并按照规定开展建设项目环境影响后评价工作。

（2）防沙治沙工作方案及预期目标

①预期目标

通过实施防沙治沙工作方案，保证在工程建设后，能够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。

②防沙治沙措施

1) 管线敷设过程

a. 施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；

b. 管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘；

c. 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。

d. 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

2) 施工机械及运输车辆

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。

(3) 实施计划和完成期限

工程措施、植被措施及其他措施，要求在项目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。

(4) 方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙措施落实方为施工队，属于主要责任人，应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

1) 邀请相关部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

2) 项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水尽可能综合利用。

③生态、经济效益预测

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，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

5.1.7 运营期生态环境影响分析

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

(1) 对土地利用的影响

对于永久占地，由于改变了原有土地和利用性质，沙地等区域被构筑物代替。地面基础设施建设完成后，井场、站场及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响。

对野生动物的影响分析

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

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

(3) 植被影响分析

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

5.1.8 退役期生态环境影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.9 小结

本工程所在区域的野生动物种类少，工程位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。工程所在区域不涉及天然林，占地区域基本无植被，施工结束后，对井场、站场、管线、道路周边实行草方格进行防风固沙，工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，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。工程区属于塔里木河中上游水土流失重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区，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。

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-3。

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 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> （主要保护对象、生态功能等）

		自然景观 <input type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （遗迹多样性、完整性等） 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（1.57）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>

注：“”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

开发期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目建设前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

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

5.2.1.2 施工机械和运输车辆废气

在油气田钻井工程和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、NO_X、CmHn等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

(1) 常规气象资料分析

库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北

温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。多年平均风速为 1.37m/s，最大风速为 1.74m/s，全年盛行北风。年平均气温为 11.1℃，夏季最高气温 24.9℃，冬季最低气温-7.7℃。

(2) 风向、风速

①全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。本次环评采用沙雅县气象站的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，沙雅县全年及四季的风向玫瑰图见图 5.2-1。

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 5.2-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.2-1。

②月平均温度及风速

I 月平均温度统计

月平均温度统计见表 5.2-1 及图 5.2-1。

表 5.2-1 平均温度月变化统计表

单位：℃

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
温度	-7.7	-0.9	7.7	15.4	19.9	23.4	24.9	23.7	18.8	10.9	2.7	-5.5

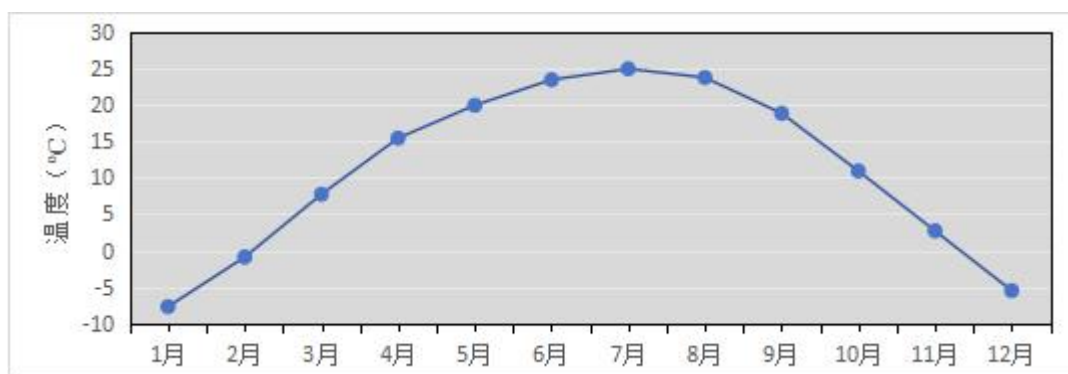


图 5.2-1 平均温度月变化统计图

由表 5.2-1 和图 5.2-2 可见，沙雅气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月、2 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为-7.7℃；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.9℃。

II 月平均风速统计

月平均风速统计见表 5.2-2 及图 5.2-2。

表 5.2-2 平均风速的月变化统计表 单位: m/s

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风速	0.92	1.56	1.56	1.52	1.63	1.73	1.74	1.50	1.47	0.93	0.88	1.08



图 5.2-2 平均风速的月变化统计图

由表 5.2-2 及图 5.2-2 可见, 沙雅县月平均风速变化不大, 在 0.88~1.74m/s 之间, 5~7 月风速较大, 均大于年平均风速 1.38m/s, 有利于大气污染物扩散, 也同时容易引起风沙。10 月到次年 1 月份风速均低于年平均风速 1.38m/s, 不利于大气污染物的扩散。

III 风频、风向

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-3, 近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	4.3	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6

月																		
11月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7	
12月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7	
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1	
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5	
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9	
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5	
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0	

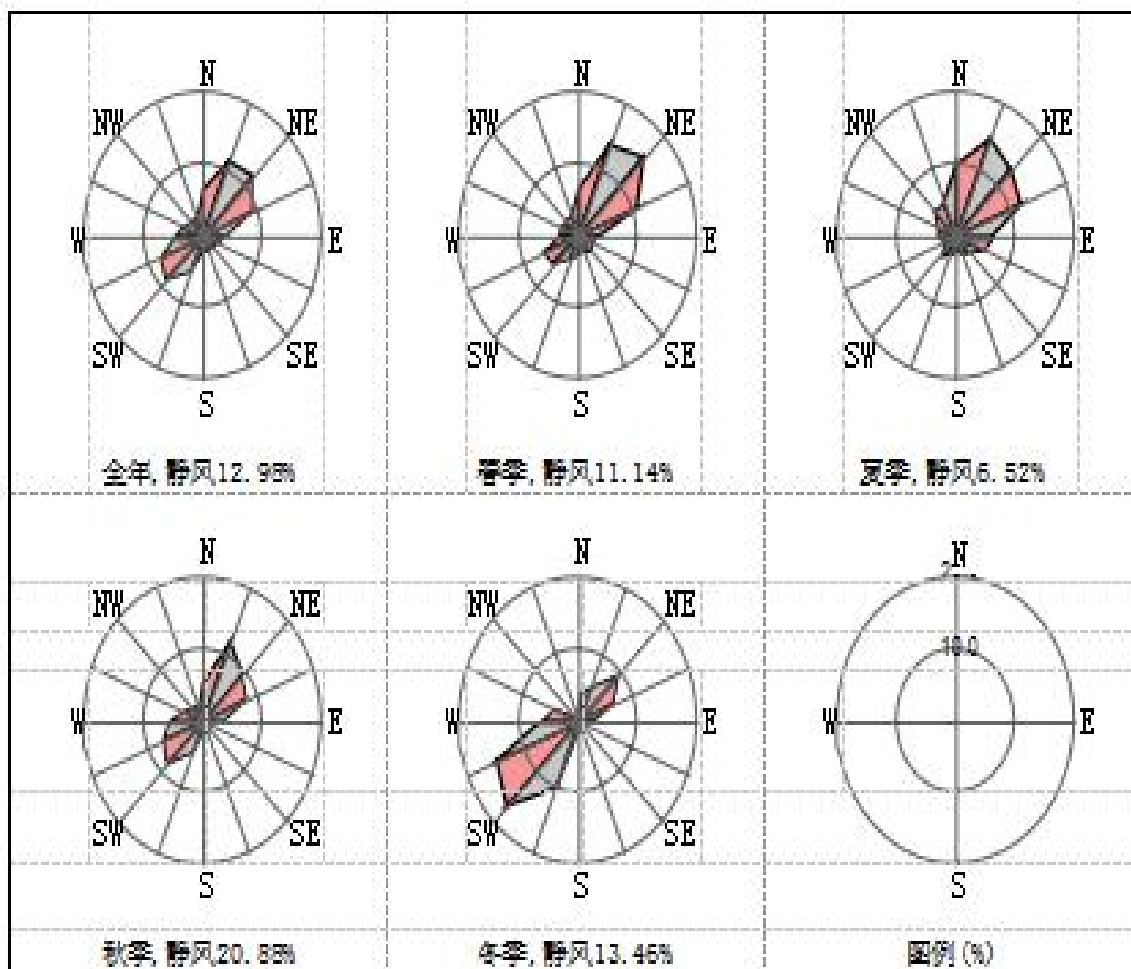


图 5.2-3 沙雅县全年及各季度风向玫瑰图

由表 5.2-3 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 SW 风向。

5.2.3.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子及标准

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油气集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值。

(3) 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。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

运营期本工程产生的无组织大气污染物主要为油气集输过程中的烃类和硫化氢无组织排放，采取密闭集输的方案，对大气环境的影响较小。根据工程分析，运营期本工程井场和接转站产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 主要无组织废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/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(°)									
1	采油井场无组织废气			958	40	50	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.014
											硫化氢	0.0001
2	满深 2 号接转站无组织废气			954	120	90	35	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.025
											硫化氢	0.0002

表 5.2-5 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	40.7
	最低环境温度/°C	-24.2
	土地利用类型	沙漠化荒地
	区域湿度条件	干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	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	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测结果

本工程计转站和阀组产生的无组织废气预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 (无组织)

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	采油井场无组织废气	非甲烷总烃	15.2124	0.76	1.44	69	-
		硫化氢	0.1087	1.09			
2	满深 2 号接转站无组织废气	非甲烷总烃	22.1290	1.11		140	-
		硫化氢	0.1437	1.44			

根据由表 5.2-6 预测结果可知：

①新建单井井场以及满深 2 号接转站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 10%，最大落地浓度满深 2 号接转站无组织排放的硫化氢，最大落地浓度 $0.1437 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 1.44%。

②预测结果表明，本工程正常工况下排放的 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

③无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风 140m 范围内，无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.2.3.3 非正常排放影响分析

(1) 非正常废气源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本工程油气开采过程中设置了放空系统，当单井来液压力过高时，单井来液可通过多功能集油器进行气液分离，分离出的气相通过放空管由放空火炬向外排放。非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-7。

表 5.2-7 非正常工况下污染物排放一览表

名称	排气筒底部中心坐标		底部海拔高度 (m)	火炬等效高度 (m)	等效出口内径 (m)	烟气温度 (°C)	等效烟气流速 (m/s)	年排放小时数 (h)	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率 (kg/h)		
	经度 (°)	纬度 (°)								燃烧物质	燃烧速率 (kg/h)	总热释放速率 (cal/s)	非甲烷总烃	NO _x	SO ₂
火炬			953	19.9	0.98	1000	20	48	正常	天然气	990	2194296.5	1.98	53.46	36.63

(2) 非正常工况影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 单位: μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	Ci (μg/m ³)	Pi (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)
1	放空火炬	非甲烷总烃	4.47	0.22	60.43	279
		SO ₂	82.80	16.56		
		NO ₂	120.85	60.43		

由表 5.2-11 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 4.47μg/m³，占标率为 0.22%；SO₂ 最大落地浓度为 82.80μg/m³，占标率为 16.56%；NO₂ 最大落地浓度为 120.85μg/m³，占标率为 60.43%。

由以上分析可知，本工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保站场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.3.4 大气污染物核算

本工程运行期大气污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-9 本工程大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
无组织排放						
2	站场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	厂界外	0.338
3		H ₂ S			《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 新建项目二级标准	

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>	
		一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2025) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		本工程非正常排放源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	
		现有污染源 <input type="checkbox"/>						区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>		CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子 (SO ₂ 、NO ₂)					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本工程最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>							C 本工程最大占标率>100% <input type="checkbox"/>
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本工程最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>					C 本工程最大占标率>10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C 本工程最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>					C 本工程最大占标率>30% <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>			c 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>					C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>					k>-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC、H ₂ S)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a		NO _x : (0) t/a		颗粒物: (0) t/a		有组织 VOCs: () t/a 无组织 VOCs: (0.338) t/a	

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2，并类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

机械名称	离施工点不同距离的噪声值（dB(A)）				
	10m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	58	54	52
推土机	80	66	60	56	54
电焊机	67	53	47	43	41
轮式装载机	85	70	64	60	58
吊管机	75	61	55	51	49

通过类比分析可知，本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 2km 内无居民，本工程施工噪声不影响当地居民正常生活，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。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本工程新建井场规格及产噪设备一致，本次选取井场进行预测，预测分析井场噪声源对场界的声级贡献值，分析说明井场产噪设备对场界四周声环境的影响。

本工程运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；产噪设备主要包括井场采油树、泵类等设备。

(一) 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级（从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带），预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下列式计算：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2) 计算总声压级

① 计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

② 预测点的噪声预测值

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

式中： L_{eqg} — 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} — 预测点的背景值，dB(A)。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

(二) 噪声源参数的确定

本工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，ManS7-H15 井场和满深 7 接转站噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表

声源名称		数量 (台/套)	中心坐标	最大噪声 源强 (dB(A))	降噪措施	降噪效果 (dB(A))	预测噪声 源强 (dB(A))
ManS503-H4 井场	机泵	1	(20, 15, 1)	85	基础减振	10	75

(三) 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区排放限值 (昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A))。

(三) 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3 井场噪声预测结果一览表单位：dB(A)

评价点	昼间 (dB (A))			夜间 (dB (A))			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
ManS503-H4 井场	38	48	48.41	39	48	48.51	达标
	38	48	48.41	38	48	48.41	达标

根据预测结果可知，拟建 ManS503-H4 井场的昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油田内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要为井场、站场装置等设备产生的噪声。井场、站场设备噪声源强较低，影响范围有限，根据预测结果可知，正常生产时单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现

象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.3.5 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	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 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>	手动监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)			监测点位数 (/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>		不可行 <input type="checkbox"/>			

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.4 地表水环境影响分析与评价

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

5.4.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

5.4.1.1 施工期废水

（1）施工人员生活污水

本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

（2）管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS。管线试压废水为 5.83m^3 ，主要污染物为SS。试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。

5.4.2.1 运营期废水

本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

①采出水

油藏采出废水进入富源联合站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排。

②井下作业废水

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至哈四联合站进行处理达标回注。

③集输管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

综上，正常情况下，本工程采出水经处理达标后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好

的情况下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，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.4.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水

项目建成投运后，单井气液混输至富源联合站进行处理。

本工程部署 1 口井（ManS503-H4）的采出水依托富源联合站含油采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层，不外排。富源联合站采出水处理系统设计处理规模 1500m³/d，可满足本工程处理需求。污水处理工艺采用“沉降-除油-过滤”工艺，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）规定的回注标准后回注，不外排。

(2) 井下作业废水

本工程井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送哈四联合站处理。处理站污水处理工艺采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺，污水处理能力 9100m³/d，现状处理量为 6900m³/d，富余处理能力 2200m³/d，本工程产生的井下作业废水量较小 38t/a，废压裂液 119.94m³/次，废酸化液产生量为 26.56m³/次，废洗井液产生量为 25.29t/次，依托可行。

5.5 地下水环境影响分析与评价

5.5.1 水文地质条件

5.5.1.1 地质条件

(1) 地层

工程区域地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，岩性单一，为灰黄色、黄色的粉砂和粉土，结构松散。通过钻孔揭露，地层岩性有细砂、泥

质粉砂和粉土。细砂呈灰褐色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在1~30m，最大厚度为38.8m；泥质粉砂呈深灰色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在2.5~4.5m，平均厚度3m；粉土呈土黄色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在1~3m，最大厚度为5.18m。

(2) 地质构造

工程区内大地构造分区属于塔里木地台一个一级构造单元，塔里木台坳一个二级构造单元，塔东坳陷两个三级构造单元，跃进一号长垣和满加尔凹陷属两个四级构造单元。

5.5.1.2 含水层的空间分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。本工程位于塔里木河以南，塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水含水层为主的沙漠平原区。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》(新疆地质工程勘察院)，在60m钻探深度内，在南北方向上，主要分布有一层单一结构的潜水含水层，含水层厚度小于50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

5.5.1.3 区域含水层富水性特征

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》(新疆地质工程勘察院)，区内富水性可划分为两个级别：潜水水量中等(换算成8英寸口径、降深5m时的单井涌水量为100~1000m³/d)和潜水水量贫乏(换算成8英寸口径、降深5m时的单井涌水量为100~1000m³/d)。

根据搜集到的区内已有钻孔资料(具体见表5.4-1)，本工程所在区域潜水位埋深约1.43~8.64m不等，钻孔揭露的含水层厚度约30~38m，含水层岩性为第四系细砂、粉细砂、粉砂；换算涌水量为14.58~313.25m³/d，水量中等~贫乏；渗透系数0.14~2.88m/d。评价区水文地质图图5.4-1。

表 5.5-1 评价区潜水含水层水文地质特征一览表

钻孔编号	含水层类型	孔深(m)	静水位埋深(m)	含水层岩性	揭露含水层厚度 M(m)	平均渗透系数 K(m/d)	换算涌水量(降深 5m、井径 8 吋)(m ³ /d)	富水性分区
GL8	潜水	40	6.57	粉细砂	30.08	2.44	268.78	水量中等
GL9	潜水	40	6.74	细砂	33.26	2.88	272.82	水量中等
GL10	潜水	40	2	细砂	38	0.14	14.58	水量贫乏
GL11	潜水	40	8.64	粉细砂	31.36	2.65	313.25	水量中等
GL12	潜水	40	5.13	细砂	34.87	1.49	149.3	水量中等
MS1	潜水	40	1.43	细砂	38.54	0.94	95.95	水量贫乏
MS2	潜水	40	1.8	细砂	38.57	1.93	152.83	水量中等
MS3	潜水	40	1.46	细砂	38.2	1.1	100.82	水量中等

5.5.1.4 地下水的补给、径流、排泄

(1) 补给

工程位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区。工程区域地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给和侧向径流补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。工程区域内也仅仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

(2) 径流

工程区域内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。

根据新疆地质工程勘察院进行的哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目的勘察成果中潜水等水位线图，评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。评价区地下水的水力坡度约 0.4‰。

(3) 排泄

区内地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点一台特玛湖。

①地下水的侧向流出排泄

评价区内地下水以向东方向的侧向径流排泄为主。

②蒸发蒸腾排泄

评价区地处塔克拉玛干沙漠北缘，气候异常干燥，蒸发强烈。区内沙丘遍布，垄间洼地分布面积较多，垄间洼地内地下水位埋藏深度较浅，一般在 5m 左右，因此，垄间洼地内潜水会通过蒸发产生排泄。区内生长有红柳等植物，植被会通过蒸腾作用产生排泄。

5.5.1.5 地下水动态特征

利用收集到评价区内钻孔（ZC1-5）动态资料进行类比，区内地下水动态类型主要为水文型。ZC1-5 孔地下水动态年内变化过程为：河漫滩从 9 月下旬开始退水，地下水位的上升趋势延续到 11 月中旬，之后转为缓慢下降。在此期间，塔河水位也同时大幅度下降，随着冬季的结束及地面解冻，从 2 月底开始地下水位出现小幅回升，从 4 月中开始地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底，8 月初到 9 月底水位呈缓慢上升。地下水的高水位期出现在 10 月底，低水位期在 6 月底。区内地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少，次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈；地下水位上升的直接原因也是塔河干流径流量增加、河水位较大幅度的上涨，次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与塔河水位的升降有滞后现象，一般是地下水位滞后塔河水位 15—30 天。



图 5.5-3 区内典型水文地质钻孔地下水动态曲线图 (ZC2-5)

5.5.1.6 地下水水化学特征

富满油田位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度 60m 内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。由前述可知，仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给、径流条件较好；而向南远离塔河的地段，潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于 10m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件，决定了工程区域潜水的水化学作用，在沿塔河南岸地段，以离子交替吸附作用为主；而向南远离塔河的地段，则以蒸发浓缩作用为主。本工程所在区域离塔河南岸较远，潜水缺乏补给来源，径流滞缓，水化学作用以蒸发浓缩作用为主，评价区潜水的水化学类型有 $\text{Cl-Na}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na}$ 型。矿化度为 $0.5\sim 40\text{g/L}$ 不等，水质均较差，为半咸水~咸水。

5.5.1.7 评价区地下水开发利用现状与规划

根据《塔里木河水资源合理开发利用及环境地质问题研究》中提到塔里木河冲积平原可供开采利用的地下水资源有限，不宜大量开采，只能在灌区或牧区为解决人畜饮用少量开采。为维护生态环境应把地下水资源视为保护对象。评价区内地下水水质较差。咸水作为区内地下水资源的背景资源，有资源丰富、开发成本低的特点。微咸水作为咸水的淡化水，其分布特征与区内故河道的规模、展布方向密切相关，一般呈条带状，具有埋藏浅、分布厚度小、分布不稳定、易变、易受外界影响的特点，其开采开发不易形成规模，有布井距离大、成井深度小、维护困难等特点。根据调查，本工程区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，评价区内地下水主要用于油田生产，区内地下水没有开采利用及规划。

5.5.1.8 区域地下水污染源调查

评价区各监测点中各监测因子除总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐、锰、钠超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求。超标与区域水文地质条件有关。特征因子石油类满足《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2022) 表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

5.5.1.9 包气带特征

本项目在油田区域内进行扩建。根据区内勘察资料《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》（新疆地质工程勘察院）的钻孔成果，区内包气带的岩性为细砂、粉砂，粉土等，其结构总体来说比较松散，为了基本查明区域内包气带的防污性能，共完成了 40 处渗水试验，其中 SS014 和 SS015 位于评价区内，垂向渗透系数分别为 0.00025cm/s 和 0.00016667cm/s，均大于 10^{-4} cm/s，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据 4.6 节中包气带土壤环境质量调查结果，包气带土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤环境质量可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，石油烃（C10~C40）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，且占地范围和占地范围外的检测数值相差较小，包气带未受石油类污染。

5.5.2. 地下水环境影响分析

5.5.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）废水对地下水影响分析

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

运营期废水污染源主要为采出水、井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文 5.4.2.1 节，本工程运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）落地油对地下水影响分析

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产

生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管道对地下水影响分析

本工程集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

5.5.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、集输管线的采出液和井下作业废水的泄露，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，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；油水窜层、井喷、集输管道采出液的泄露等。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。

油田开发对地下水污染的途径主要分两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井场及管线内废水跑、冒、滴、漏的落地油等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

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。采油过程中一但出现套外返水事故，废水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

因为地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性的特点，因此要遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

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、弥散作用是污染物运移的主要因素。

(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，精确的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。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

根据项目特点，本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析，含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件；将水文地质条件概化为：含水层之间无水力联系，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

具体见下文：

(5) 油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对废弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区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

当采油引起地层压力变化导致窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，项目区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。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露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对项目区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取特征因子石油类进行预测。

④预测模型

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

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的水文地质勘察资料、导则及预测指南中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-2。

表 5.4-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.003m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据新疆地质工程勘察院对项目所在区域地下水环境调查服务项目的勘察成果，评价区内渗透系数 0.14m/d~2.88m/d，考虑最不利情况，本次预测取最大值 2.88m/d，地下水水力坡度 0.4%。
2	D_L	纵向弥散系数	0.03m ² /d	$D_L = \alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合工程区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	根据工程分析，石油类污染物浓度 12.93mg/L。	

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，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-3、表 5.4-4，图 5.4-4。

表 5.4-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	12.900	0	12.900	0	12.900
2	5.900	5	8.360	10	9.550
4	1.610	10	4.010	20	5.240
7.5	0.041	15	1.370	30	2.010
8.5	0.010	20	0.325	40	0.524
10	0.001	25	0.053	53	0.049
12	0.000	29	0.009	60	0.010
14	0.000	35	0.000	70	0.001

16	0.000	40	0.000	80	0.000
18	0.000	45	0.000	90	0.000
20	0.000	50	0.000	100	0.000
0	12.900	0	12.900	0	12.900

表 5.4-4

预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	7.5	8.5	无
	1000d	25	29	无
	3650d	53	60	无

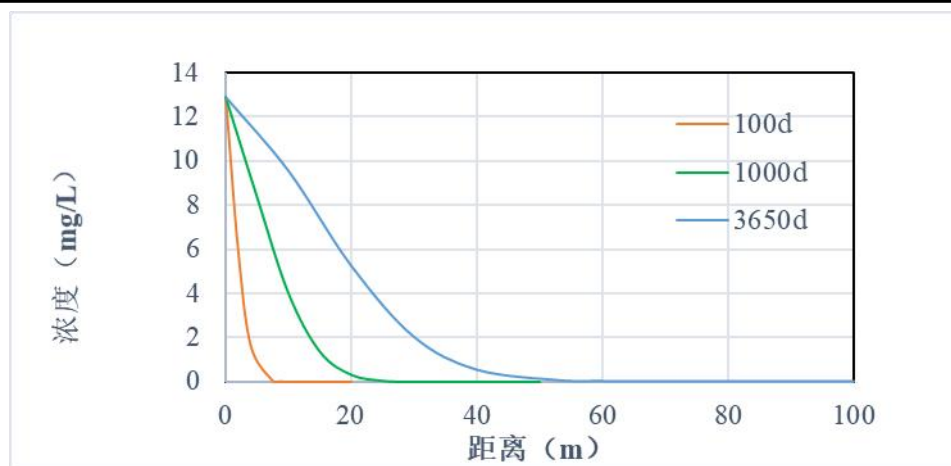


图 5.4-4 发生长期泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 7.5m、25m、53m，影响距离分别为 8.5m、29m、60m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

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：废弃油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，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。

(6) 泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线和注水管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生, 泄漏的含油废水下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种: 误操作、机械故障、外力作用和腐蚀, 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。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。

考虑最不利情况, 地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下, 污染物入渗对评价区内地下水水质的影响, 针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

泄露的污染物进入地下后, 污染物向地下水系统的迁移途径为:

入渗污染物→包气带→含水层→迁移

非正常状况下, 地表或管线泄露的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。泄漏量很大时, 污染物可能通过包气带进入到潜水中, 影响潜水水质。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 E 及实际操作经验, 设定拟建项目集输管线破裂后, 污染物泄漏为非连续排放, 泄漏后一般可及时发现泄漏状况, 排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏, 泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况, 按渗漏的污染物以点源的形式穿透包气带土壤层进入到地下水含水层, 不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移, 可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题 (《多孔介质污染物迁移动力学》, 王洪涛, 2008 年 3 月)。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

$C(x, t)$ —t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

erfc()—余误差函数。

④预测参数

本次评价水文地质参数具体见前文表 5.4-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100天、1000天、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-5，图 5.4-5。

表 5.4-5 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)
石 油 类	0	0.003	0	0.001	0	0.000
	2	0.019	5	0.003	10	0.001
	4	0.015	10	0.003	20	0.001
	6	0.004	15	0.002	30	0.001
	8	0.001	20	0.001	40	0.000
	10	0.000	25	0.000	50	0.000
	12	0.000	30	0.000	60	0.000
	14	0.000	35	0.000	70	0.000
	16	0.000	40	0.000	80	0.000
	18	0.000	45	0.000	90	0.000
	20	0.000	50	0.000	100	0.000

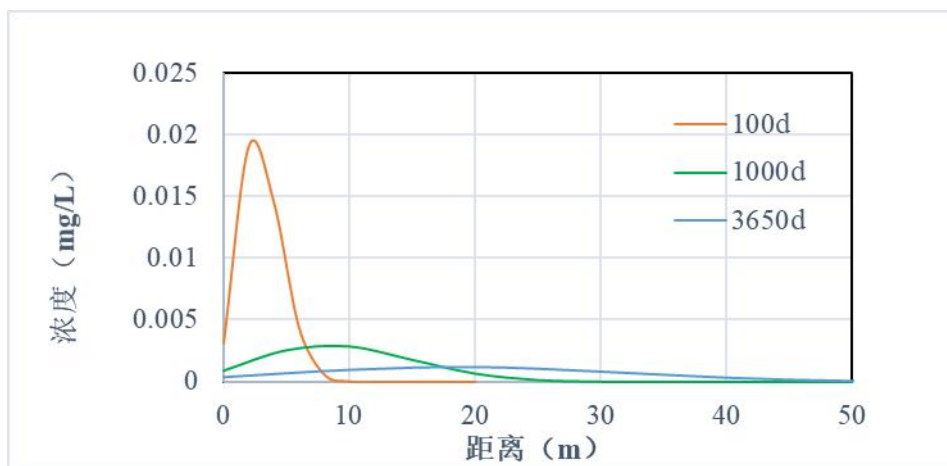


图 5.4-5 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。泄露后的石油类在地下水中运移 100d、1000d、3650d 后，浓度均未超标，但泄露事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。集输管道等必须采取必要的措施，加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的土壤、地下水。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄露对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，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。

5.5.3 退役期水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

在按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.5.4 地下水环境评价结论

施工期产生的废水主要是生活污水及管线试压废水。生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理；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，不会对当地水环境产生大的不利影响。

运营期的采出水依托富源联合站处理，井下作业废水依托哈四联合站处理，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）相关指标后，回注油层。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。

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

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 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、站场扩建、管道敷设建设过程中，车辆行驶、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。本工程评价区域内土壤类型主要是风沙土，植被覆盖度较低，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场和管道的施工场地、临时施工营地等产生的这种影响非常轻微。

（2）站场、井场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（3）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（4）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

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，从而造成水土流失，严重时会导致

致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括井场、站场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，本工程为石油开采项目，本工程井场、站场建设属于 I 类项目，集输管线建设属于 II 类项目。

本项目土壤项目类别为 I 类、II 类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

5.6.2.2 土壤污染途径

本工程为油气开采项目，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。运营期本工程采用密闭集输系统进行油气集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理

化性质的影响和累积影响。

油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.3 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本工程采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.6.2.4 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

拟建工程所处区域土壤属于无酸化或碱化，属于重度盐化的区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

5.6.2.4.1 生态影响

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，采出液或回注水进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输干线中泄漏的采出水量为 3.5m^3 。采出水中矿化度为 162950mg/L （平均），则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.5 \times 162950 = 570325\text{g}$ 。

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

1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份，a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.1 \times 10^3 \text{kg}/\text{m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 $1.3\text{g}/\text{kg} \sim 2.9\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.017\text{g}/\text{kg}$ ，叠加现状值后的预测值为 $1.317 \sim 2.917\text{g}/\text{kg}$ 。

从预测结果可知，发生泄漏后，泄漏点周边区域土壤中盐分含量变化很小。土壤盐化程度不变。在发生泄漏后，新疆油田公司应按要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，将泄漏事故对土壤环境的影响减至最低

5.6.2.4.2 污染影响

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，集输管道的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区用地性质为盐碱地和沙地，土壤类型为盐土、灰漠土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
退役期后	--	--	--	--	--	--	--	--

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
管线	/	垂直入渗	石油类	事故工况

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型和生态影响型，主要影响方式为垂直下渗。

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

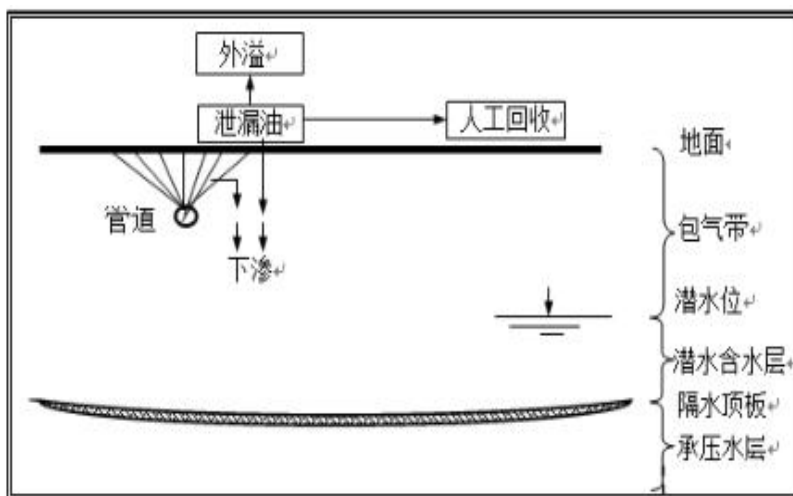


图 5.6-1 溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而去除。

——溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

（2）垂直入渗途径

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本工程正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

①预测方法

采用类比分析法进行预测。

②预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

③污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类。

④预测结果

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度 (m)	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在地表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

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。

5.6.2.5 小结

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质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，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		ManS503-H4 井集输工程环境影响报告书			备注	
影响识别	影响类型	污染影响 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(2.064) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（生态影响） <input checked="" type="checkbox"/>				
	全部污染物	盐分、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	盐分、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；			井场、站场	
		I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；			集输管线	
敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；			污染影响型		
	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/> ；			生态影响型		
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			污染影响型		
	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			生态影响型		
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/> ；				
	理化特性	/			同附录 C	
	现状监测点位	层位	井场		深度	点位布置图
			占地范围内	占地范围外		
		表层样点数	5	6	0-0.2m	
	柱状样点数	3	-	0-3m		
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)第二类用地的 45 项基本因子、pH、石油烃+土壤盐分含量					
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618 <input type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	现状评价结论	项目区各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。				
影响	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量				
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他（类比）				

预测	预测分析内容	影响范围（事故状态下，井场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）					污染影响型	
		影响范围（集输管线泄漏点）影响程度（较小）					生态影响型	
	预测结论	达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>						
治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）						
	跟踪监测	层位	井场占地范围内	占地范围外	深度	监测指标	监测频次	
		生态影响	表层	1	1	0-0.2m	pH、含盐量	每3年1次
		污染影响	表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每5年1次
柱状	1		-	0-3m				
	信息公开指标	-						
	评价结论	在工程做好分区防渗、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						
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等级工作的，分别填写自查表。								

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本工程在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾、施工废弃土石方。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为 0.466t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站填埋处置。

本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.7.2 运营期固体废物影响

本工程运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、废压裂液、废酸化液、废洗井液。根据《国家危险废物名

录（2021年版）》（部令第15号）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），油泥（砂）和清管废渣、废防渗膜、废润滑油、落地油均属于危险废物。

5.7.2.1 油泥（砂）

根据产排污系数计算，本工程油泥（砂）最大产生量为135.2t/a。委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

对照《国家危险废物名录（2021年版）》，油泥（砂）危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物中071-001-08石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号），实施危险废物转移管理制度。本工程产生的油泥（砂）桶装收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.7.2.2 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每2年清管1次。根据类别调查，本工程清管废渣产生量最为0.0013t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS和氧化铁等，属于危险废物HW08（071-001-08）。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.7.2.3 井下作业废液

井下作业废液的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。本工程井下作业过程中产生的废压裂液为119.94m³/次，废酸化液产生量为26.56m³/次，废洗井液产生量为25.29t/次，井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至哈四联合站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。

5.7.2.4 废防渗膜

本工程井下作业完成后，进行场地清理时产生的废弃防渗材料最大量约0.25t/a，为HW08类危险废物（废物代码900-249-08）。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，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

5.7.2.5 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、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。根据工程分析，本工程运行后落地油总产生量约 0.1t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

5.7.2.6 废润滑油

运营期废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的。经类比估算设备维修每次产生废润滑油约 0.05t，其危险废物类别为 HW08 中 900-214-08 车辆、轮船及其他机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

5.7.2.7 生活垃圾

运营期工作人员由哈得采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.2.8 危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

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

②危废运输过程影响分析

本工程运营期产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

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

5.7.3 退役期固体废物影响分析

固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

5.7.4 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、弃土及施工人员产生的生活垃圾。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站填埋处置；本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留；本工程井场、站场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，管沟开挖产生土方主要回填管沟，可以做到“取弃平衡”。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废防渗膜、废润滑油。落地油、油泥（砂）、清管废渣、废润滑油和废防渗膜均委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置；落地油 100%回收；井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至哈四联合站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准中指标后回注油层。

本工程对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场、站场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

(1) 井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015)、《建筑设计防火规范》(2018版)GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》(GB 50350-2015)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)。

(2) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(3) 井场、站场在无人区穿越，不涉及拆迁。

(4) 井场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道跨越工程设计标准》(GB/T50459-2017)。

(2) 线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置作相应调整。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.1.3 道路路线选择

路线穿越塔克拉玛干沙漠风积沙地带，一般路基设计最大限度地降低路堤高度，以减少对沿线生态的影响，保护环境，使公路融入自然，路基填高设计顺地形地势控制。沿线地层土质为风积相成因的粉细砂，松散的风积沙表层土不宜直接作为路基基底土，为了消除积沙土对路面结构的不良影响，沙基采用聚丙烯编织布加固技术，以减少砂砾土用量和厚度，降低工程造价。

类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的设计期保护措施是可行的。

6.2 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自井场、站场施工和管线敷设、道路建设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。

6.2.2 生态保护措施

6.2.2.1 井场工程生态环境保护措施

(1) 对井场永久性占地（井场）和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，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，见图 6.1-1。

——井场永久性占地 40m×50m；

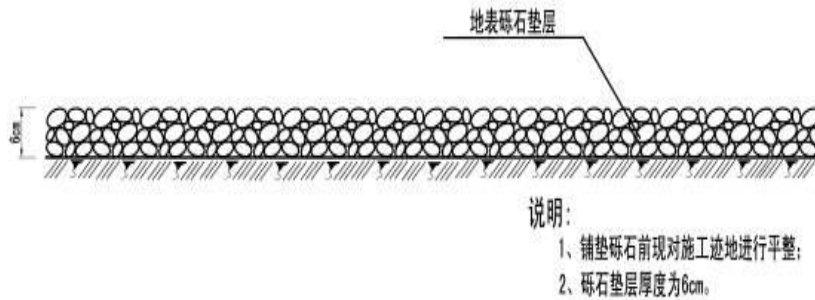


图 6.2-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.2-2。

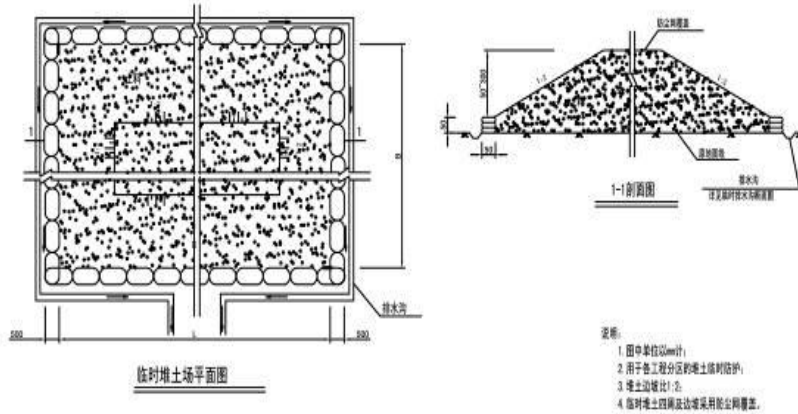


图 6.2-2 临时堆土场防护工程平面布置图

(3) 加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(5) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。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、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.2.2 管线工程、道路生态保护措施

(1) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

(2) 合理调整管线及道路走向，管线施工作业宽度应控制在 8m 以内，道路施工作业宽度应控制在 4.5m 以内，注意避让地表植被。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

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

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在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。

(8) 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。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 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、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(12) 在沙地区域，管线及道路施工结束后，在施工扰动区域采取草方格进行防沙治沙。

6.2.2.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

①合理选择管线走向，应避开植被覆盖的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

②井场建设选址尽量少占植被覆盖的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(2) 生态防护

①管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

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

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

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

⑤施工中应严格按照环境管理要求，井场建设、池体开挖等土方作业应避开大风天气；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

⑥尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

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

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

④项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本工程占用沙地，占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.2.2.4 对野生动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 评价区域分布的重点保护动物塔里木兔以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。工程建设区域如发现塔里木兔等重点保护野生动物的，须及时保护其生境不被破坏，并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 评价区域分布的重点保护动物塔里木兔栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身，工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.2.2.5 自然景观保护措施

本工程位于油田开发区，以荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、油田道路、采油树、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目的建设过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

(4) 油田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

6.2.2.6 防沙治沙措施

由于本工程位于沙漠内，根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修正本）和《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）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

(1) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道

路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

(2) 本工程总占地面积为 2.064hm^2 ，其中永久占地 0.2hm^2 、临时占地 1.864hm^2 。项目井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

(3) 优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

(6) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

(7) 本工程针对位于沙漠中的部分工程，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，单井集输管线上风向一侧 7m、下风向一侧 5m。

施工部署如下：

1) 技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准、且对施工人员进行交底。

2) 施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 $1\text{m}\times 1\text{m}$ 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度(或 135 度)的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40-50cm 长的段，整齐堆放。

铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

③植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

3) 施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m，同时在管道主风向上方 $\geq 10\text{m}$ 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。如下图 6.2-3 草方格通用设置图和 6.2-4 移动沙丘固沙平面示意图。

②草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

草方格通用设置图见图 6.2-1，移动沙丘固沙平面示意图见图 6.2-2。

本工程防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式，该方法具有普遍性、通用性、高效性，是比较有效的防沙治沙措施。

6.2.2.7 水土流失防治措施

本工程位于阿克苏地区沙雅县,属于自治区级水土流失重点治理区塔里木河流域水土流失重点治理区,气候干燥,风力强大,地表土质疏松干燥,区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖,项目区为裸地,属于典型沙质荒漠生态系统。由于满深区块干旱少雨,水资源极度匮乏,植被生长主要靠地下水维持,根据现场调查,在植被遭到破坏的区域,在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制,在顺北地区进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现,因此,本次水土流失防治主要以工程措施为主。

根据水土保持防治分区,在现场调查基础上,针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度,采取有效的防治措施,合理安排施工进度,按照与主体工程相衔接的原则,对不同区域新增水土流失部位进行对位治理,通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等,优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施,形成一个综合防治措施体系。详见图 6.1-3。



图 6.1-3 本工程的水土保持措施图

(1) 工程防治措施

①井场工程区

井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

②管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

(2) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，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”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

③施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

④严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑥加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑦对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.2.2.8 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：施工过程中表土分层堆放，施工结束后的草方格布置情况，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.2.2.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地为沙地，征用的土地需按照沙雅自然资源部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油田的永久性占地（井场等）合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，包括井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，油田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——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，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。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，项目的生态保护措施是可行的。

6.2.3 大气污染防治措施

施工期主要废气污染为施工扬尘、焊接废气以及施工机械及运输车辆排放的废气。

(1) 施工扬尘防治措施

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

③开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘。

④加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

⑤单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

⑥施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘。

⑦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。

⑧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。

⑨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。

⑩加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

(2) 焊接废气防治措施

①在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

②施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

(3) 施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和保养，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.2.4 噪声防治措施

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) 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) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.2.5 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要为管道试压废水和施工人员生活污水。

(1) 本工程管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，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，对项目区周边水环境没有不良影响；

(2) 施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

(3) 施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

(4) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）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。

6.2.6 土壤污染防治措施

(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。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 项目区处于风蚀区，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采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.7 固体废物污染防治措施

本次油田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站固废填埋场进行填埋处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

综上，本工程施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.3 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

6.3.1 生态环境保护措施

(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、及时的解决，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) 运营期生态恢复措施

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加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置标志，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。

⑤加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

⑥定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

⑦及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

⑧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。

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

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为集输过程中无组织废气排放和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

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

(2) 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，并尽快内完成修复；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(3) 井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(4) 定期对设备、阀门、管线等进行巡检，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。

(5) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。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）企业边界污染物控制要求，《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限制；硫化氢无组织排放可以满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。

(6) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限制和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。

(7) 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，加强油气技术管道密闭性能；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。

6.3.3 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。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.4 废水污染防治措施

6.3.4.1 采出水、井下作业废水

本工程井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理，故运营期不新增生活污水。本工程运营期的主要废水是采出水、井下作业废水。

本工程采出水经富源联合站采出水处理系统处理，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）中有关标准后回注油层，不外排。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至哈四联合站处理，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，不外排。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.3.4.2 井场、站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本工程拟对井场、站场进行分区地下水污染防治，分为一般防渗区和简单防渗区。将井口装置区划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

6.3.4.3 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）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。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

综上，本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.3.5 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪

监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.5.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区，是否有采出液泄露的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，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，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.3.5.2 过程控制措施

根据本工程特点，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保护土壤环境。

6.3.5.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井场可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设置 1 个表层样和 1 个柱状样，占地范围外设置 1 个表层样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3.6 固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、落地原油、废防渗膜、废压裂液、废酸化液、废洗井液。

6.3.6.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

（1）运营期产生的含油污泥、清管废渣、废润滑油、废防渗膜等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

（2）井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

（3）废压裂液、废酸化液、废洗井液采用专用罐拉运至哈四联合站处理。

（4）加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(5) 哈得采油气管理区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

(6) 及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

(7) 加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

(8) 加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(9) 事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.3.6.2 危废废物具体管理要求

危险废物贮存场所及容器标注危险废物贮存分区标志、危险废物贮存设施标志、危险废物警示标识和环境保护识别标志，相应标志应符合《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）中相应要求。建设单位制定危险废物管理计划，并定期上报。建设单位制定危险废物管理台账，参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.4 详细记录危险废物贮存情况。

本工程危险废物的收集责任主体是塔里木油田分公司，危废运输和处置的责任主体是有资质的运输单位和处置单位，本工程委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行危废的运输和处置。

(1) 危险废物暂存环境管理要求

①危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

②应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

③作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

④贮存设施运营期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

⑤哈得采油气管理区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

⑥哈得采油气管理区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

⑦哈得采油气管理区应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(2) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

①危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。哈得采油气管理区应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

②哈得采油气管理区应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案，定期开展必要的培训和环境应急演练，并做好培训、演练记录。根据调查哈得采油气管理区已编制有《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2025-004-L），建议哈得采油气管理区及时对应急预案进行更新修订。

③哈得采油气管理区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资，并应设置应急照明系统。

(3) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废

物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

(4) 运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求，危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(5) 利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应

当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述，本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.3.7.1 源头控制措施

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

(1) 施工期

本工程施工期管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水；不设置生活营地，生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理。

保证项目产生的污染物均得到妥善处置，施工结束后，对施工场地进行清理，禁止遗弃废弃物。

(2) 运营期

①采出水依托富源联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

（3）封井期

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，对废弃井应封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.7.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

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。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq M_b < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

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”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及COD等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；综合以上，根据工程布局及污染物特征，本工程将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.3-4 项目污染防渗区划分

区域	项目	防渗要求

井场、站场	一般防渗区	井场永久占地、站场设施永久占地	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB 16889-2024 执行
集输管线	一般防渗区	集输管线	采用玻璃钢管或柔性复合管, 埋地保温非金属钢管接头外壁防腐: 弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆, 防腐层干膜厚度 $\geq 0.30m$, 管道的连接方式应采用焊接。施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像。
其他区域	简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

6.3.7.3 管道刺漏防范措施

(1) 新建井场设置现场检测仪表, 并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制, 并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信, 上传井、站场的重要生产运行数据, 接收上位系统的控制指令, 设置现场监控系统, 随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志, 以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀, 定期检测管道的内外腐蚀情况, 并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 利用管道的压力、流量监控系统, 发现异常立即排查, 若是出现问题, 立即派人现场核查, 如有突发事情启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故, 井场及试采点内设置有流量控制仪及压力变送器, 当检测到压力降速率超过 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时, 由 SCADA 系统发出指令, 远程自动关闭阀门。

6.3.7.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系, 制定完善的监测计划, 环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020) 的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则, 本工程地下水监测计划见表 6.2-2。

表 6.2-2 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
ManS502-H4	项目区周边	孔隙潜水 /单管单 层	地下水 环境影 响跟踪 监测井	每半年采 样1次。发 生事故时 加大取样 频率。	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石 油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六 价铬等,其余监测项目可结 合富满油田满深区块例行 监测计划增加。
FY219-H1井南 侧2.5km	地下水上游				
满深302H	地下水下游				

注: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。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向哈得采油气管理区安全环保部门汇报,对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故,加密监测频次,改为每周监测一次,并分析污染原因,确定泄漏污染源,及时采取应急措施。

另外,井场设置现场检测仪表,并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制,上传井场的重要生产运行数据,接收上位系统的控制指令,设置现场监控系统,随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一,油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作;

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作,并按要求分析整理原始资料、编写监测报告;

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统;

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

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年两次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.3.7.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到油气开发部应急预案中。

地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ③查明并切断污染源。
- ④探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- ⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.4 退役期环境保护措施

服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

6.4.1 退役期生态环境保护措施

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，站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。

6.4.2 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

① 管线生态恢复治理范围

新建采油管线 2.33km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

② 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，项目区植被生境较优的区域可进行人工播撒草籽方式等措施进行辅助植被恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行场地植被恢复；风沙土分布区等植被生境较差的区域，采取草方格等措施进行辅助植被恢复。

6.4.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.4.4 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.5 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

（1）矿井环境风险等级评估

矿井作为潜在污染源和污染通道，可参考下表 6.4-1 开展环境风险等级评估。

表 6.4-1 废弃矿井环境风险等级评估

井筒状况 环境状况	井筒无明显破损	井筒破损
未污染，距离敏感受体大于地下水 1000 天流程或 1km	无风险	中风险
未污染，距离敏感受体小于等于地下水 1000 天流程或 1km	低风险	高风险
矿井造成地下水污染	-	高风险

项目区 1km 范围内无密集人群、水源井，属于无敏感受体，如井筒无明显破损，环境风险等级为“无风险”；如井筒发生破损，环境风险等级为“中风险”。

（2）废弃矿井分级处理要求

①低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充

井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2 m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1 m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气孔高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

②中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。

分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

6.4.6 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.5.1 环保投资估算

工程占地主要是由站场、井场、集输管网等地面工程构成，占地类型为沙地等，项目区占地覆盖度较低。在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，防沙治沙和水土保持措施纳入水土保持方案投资中。经估算本工程环保投资 56 万元，占总投资的 15.8%。估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 主要环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
生态恢复		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度	施工结束后场地平整	1
		草方格防护	井场四周及管线两侧 铺设草方格	2

		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	
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	1	
	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³ ；硫化氢 ≤0.06mg/m ³	2	
噪声	设备噪声	井场、站场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振。	场界： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	1
固体废物	施工废料	废弃施工材料清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站。	妥善处理	1	
	含油废物	井场作业落地油回收，含油危废委托库车畅源环保科技有限公司转运处置。	妥善处理	3	
	清管废渣	桶装收集后库车畅源环保科技有限公司转运处置。	妥善处理	1	
	废压裂液、废酸化液、废洗井液	采用专用回收罐进行回收，拉运至哈四联合站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	1	
环境风险管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	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	10	
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	施工废水循环利用	1	
	采出水	依托富源联合站的采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	2	
	井下作业废水	井下作业废水采用专用罐拉运至哈四联合站处理。	废水不外排	1	
地下水、土壤	一般防渗区	井场、站场设施永久占地	实施地面硬化	地面硬化	2
	管道防腐	本工程油区选用非金属管材具有良好的耐蚀性，无需采用涂层等防腐措施，仅做保温，保温层外防护层采用弹性聚氨酯和玻璃布；钢管及钢接头做外壁防	防腐性能良好	纳入工程投资	

	腐保温防护。	
环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测	20
	环保培训，演练	5
环保投资合计		56

6.5.2 环境效益

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

6.5.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程井口密封，采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体和硫化氢的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本工程产生的废水包括管道试压废水、生活污水、采出水和井下作业废水，管道试压废水用于洒水抑尘；生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理；采出废水进入富源联合站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，拉运至哈四联合站进行处理。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜、落地油等危废，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技

术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

6.5.2.2 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.5.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

6.5.3 社会效益分析

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰

富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.5.4 经济效益

工程总投资 353.80 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.5.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于钻井、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 56 万元，环境保护投资占总投资的 15.8%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

7 环境风险评价

7.1 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 7.1-1 确定评价工作等级。风险潜势为 IV 及以上，进行一级评价；风险潜势为 III，进行二级评价；风险潜势为 II，进行三级评价；风险潜势为 I，可开展简单分析。

表 7.1-1 建设项目环境风险潜势划分

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。				

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本工程风险潜势为 I，建设项目可开展简单评价，不定评价等级。

7.2 风险调查

(1) 建设项目风险源调查

本工程施工期和运营期涉及的主要危险物质为原油、伴生气、H₂S，涉及的风险为运营期采油过程中采油管线破损造成的原油、伴生气、H₂S 的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油、伴生气、H₂S，存在于密闭采油管线内。本工程原油密度取 0.7907g/cm³，伴生气平均相对密度 0.7473kg/m³，伴生气中硫化氢含量 1328mg/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：

$$pV=nRT$$

式中：

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 5.5Mpa；

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。

计算得：本工程运营期管道带压运行状态下危险物质分布情况见表 7.2-1。

表 7.2-1 本工程危险物质分布情况一览表

储存装置	危险物质	储存装置参数	密度	压力	最大存在量 (t)
运营期 (采油管线)	原油	单井采油管线 2.33km, DN80, 5.5Mpa, 玻璃钢管	0.7907g/cm ³	5.5MPa	9.26
	伴生气		0.7473kg/m ³	5.5MPa	0.172
	H ₂ S		1328mg/m ³	5.5MPa	0.003

(2) 环境敏感目标调查

本工程环境风险评价等级为简单分析，不再设置环境风险保护目标。

7.3 环境风险潜势初判

(1) 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV、IV⁺级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 7.3-1 确定环境风险潜势。

表 7.3-1 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境轻度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险。

(2) P 的分级确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，定量分析危险物质数量与临界量的比值 (Q)，见表 7.3-2。

表 7.3-2 本工程重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	油类物质 (矿物油类, 如石油、汽油、柴油等; 生物柴油等)	/	2500
2	石油气 (伴生气)	68476-85-7	10
3	硫化氢	7783-06-4	2.5

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中的判定方法, 当存在多种危险物质时, 按照下式计算物质总量与其临界量比值 (Q):

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

式中:

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量, t;

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I; 当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。本工程危险物质辨识结果详见表 7.3-3。

表 7.3-3 本工程风险单元 Q 值一览表

井号	风险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
ManS503-H4 井	集油管线	原油	/	9.26	2500	0.004
		伴生气	68476-85-7	0.172	10	0.017
		H ₂ S	7783-06-4	0.003	2.5	0.001
合计						0.022

根据上表计算结果, 本工程 $Q=0.022$, $Q < 1$, 判断项目风险潜势为 I, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 相关要求, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

7.4 风险识别

7.4.1 物质危险性识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、伴生气、H₂S, 存在于采油管线内。风险物质危险特性见表 7.4-1

表 7.4-1 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	原油	可燃液体	采油管线
2	伴生气 (甲烷)	易燃气体	采油管线
3	硫化氢	有毒气体, 易燃气体	采油管线

①原油

满深 503H 油藏为轻质、低粘度、低含硫的挥发油藏。挥发油藏原油性质为轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、含蜡-高含蜡的原油。原油密度平均 $0.7907g/cm^3$, 为轻质原油; 动力粘度平均 $1.2585mPa \cdot s$, 为低粘原油; 原油凝固点平均 $-8^\circ C$, 凝固点较低; 原油含硫量平均 0.138%, 属于低含硫原油; 原油含蜡量平均 9.65%, 属于含蜡-高含蜡原油; 胶质含量平均 0.23%; 沥青含量平均 0.125%。原油理化性质及危险危害特性详见表 7.4-2。

表 7.4-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Crude oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</p>	
消防措施	<p>危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>	
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆</p>	

	泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处 置与储 存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控 制/个体 防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特 性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃ 以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性 和反应 活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学 资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD50：>4300mg/kg（大鼠经口）</p> <p>LC50：无资料</p>			
生态学 资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/。</p> <p>其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			
废弃	废弃物性质：危险废物。			

处置	废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②伴生气

满深 503H 井区挥发油藏中的天然气性质是重烃组分较高的原油溶解气，取样分析结果表明，单井天然气相对密度分布范围 0.6703~0.8795，平均 0.7473；甲烷含量分布范围 63.08%~83.45%，平均 75.37%；乙烷以上含量分布范围 12.668%~27.421%，平均 18.911%；氮气含量分布范围 0.630%~10.000%，平均 4.000%；二氧化碳含量分布范围 0.790%~3.340%，平均 1.204%；硫化氢含量分布范围 0.000%~0.258%，平均 0.032%（1328mg/m³）；整体表现为重烃组分较高的原油溶解气特征。伴生气理化性质及危险危害特性详见表 7.4-3。

表 7.4-3 伴生气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	伴生气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危			

措施	<p>险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度(水=1):0.42(-164℃); 相对蒸汽密度(空气=1):0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%(V%)	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			

毒理学资料	LD50: LC ₅₀ : 50% (小鼠吸入, 2h)。 LC50: 无资料。
生态学资料	其它有害作用: 温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质: 危险废物。 废弃处置方法: 建议用焚烧法处置。 废弃注意事项: 处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项: 采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放, 并将瓶口朝同一方向, 不可交叉; 高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输, 防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶, 勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

③硫化氢

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, 经人体粘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 7.4-4。

表 7.4-4 硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名称: 硫化氢		英文名称: Hydrogensulfide	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化特性	沸点 (°C)	-61.8	比重(水=1)	无资料
	饱和蒸气压 (kPa)	4053 (16.8°C)	熔点 (°C)	-82.9
	蒸气密度(空气=1)	1.189	溶解性	易溶于水, 亦溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味		
火灾爆炸危险数据	闪点 (°C)	-60	爆炸极限	爆炸上限% (V/V): 46.0 爆炸下限% (V/V): 4.0
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水		
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却, 直至灭火结束。		
	危险特性	易燃, 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物, 遇明火、高热或与氧化剂接触, 有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应, 易爆炸。其蒸气比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇火源会着火回燃。		
反应	稳定性	不稳定	避免条件	

活性数据		稳定	√					
	聚合危险性	可能存在		避免条件				
		不存在	√					
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物	无资料				
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√	
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m ³ , 4 小时		
急救措施	<p>吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，即时就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p>							
急性中毒	<p>职业接触</p> <p>由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经粘膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。</p> <p>中毒后的临床表现</p> <p>硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。</p> <p>硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入 70~150mg/m³/1~2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2~5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m³/1 小时，6~8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m³/15~60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m³数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。</p> <p>急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</p>							
泄漏紧急处理	<p>撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。</p> <p>禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。</p> <p>防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。</p> <p>小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。</p> <p>大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>							
接触	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。						

控制/ 个体 防护	呼吸系统防护	空气中浓度超标时, 佩戴过滤式防毒面具(半面罩)	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕, 淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

7.4.2 生产系统危险性识别

根据本工程工艺流程及平面布置功能分区, 并结合物质危险性识别, 确定生产系统危险性识别结果见表 7.4-5~6。

(1) 施工期危险因素识别

施工期危险因素及可能产生的事故见表 7.4-5。

表 7.4-5 施工期主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效
2	防喷器件、管线有刺漏, 压力等级不符合要求; 非金属材料不符合要求, 密封失效	管线、设备失效
3	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致伴生气溢出, 发生伴生气燃烧爆炸

(2) 运营期危险因素识别

根据工程分析, 本工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质, 而且生产工艺条件较苛刻, 多为高压操作, 因此事故风险较大, 可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等, 具体危害和环境影响可见表 7.4-6。

表 7.4-6 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

危险单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采油管线	采油管线泄漏	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, 导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及伴生气泄漏后, 遇火源会发生火灾、爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件, 采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件, 油类物质渗流至地下水; 伴生气泄漏后, 进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

7.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

(1) 管道危险性识别

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原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

(2) 站场危险性识别

计转站运行过程中环节均涉及具有易燃、易爆等危险特性的物质，由于站内工艺管线及设备均带压运行，因此存在一定的事故风险，可能造成环境危害的风险事故主要包括原油、伴生气、硫化氢泄漏以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物排放等。站场危险性识别见表 7.4-6。

表 7.4-6 站场事故风险类型、原因及后果

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
工艺设备、管线	设备及工艺管线泄漏	管道腐蚀、施工或操作不当等外力作用导致管线破裂、设备泄漏	伴生气（含 H ₂ S）和挥发的非甲烷总烃进入大气环境，引发周围人员中毒事件，还会导致大气中非甲烷总烃浓度升高；油类物质泄漏渗流至土壤、地下水，从而产生影响。	大气、土壤、地下水
	火灾、爆炸	原油挥发出的非甲烷总烃、伴生气能与空气形成爆炸性混合物，若遇明火、高热有燃烧爆炸危险，原油、伴生气不完全燃烧会产生 CO 等污染物	发生火灾爆炸事故后，产生的 CO 使得空气中 CO 浓度升高，引发周围人员中毒事件	大气

7.4.4 风险识别结果

根据本工程所涉及的危险物质及生产系统危险性识别结果，本工程可能发生的环境风险主要包括井漏、油气泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油及伴生气泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.5 风险事故情形分析

7.5.1 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，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。

7.5.2 采油管线破裂事故影响分析

(1) 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，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。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本工程油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，哈得采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，伴生气中 H_2S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

(2) 对地下水的环境影响分析

本工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小。本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

(3) 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造

成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送至富源联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由持有危险废物经营许可证的单位清运处置。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

(4) 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。本工程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。

7.6 环境风险管理措施与对策建议

7.6.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 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。

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.6.2 采油管线破裂事故风险预防措施

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(5) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(6) 采油管线敷设前，应加强对管材和接头质量的检查，严禁使用不合格产品。按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

7.6.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

① 硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）要求进行。

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

③ 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

④ 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

⑤ 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑥ 当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （或 100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

①在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受硫化氢危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

②当人员在达到硫化氢危险临界浓度 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm) 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

③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。

④应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，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。

7.6.4 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运。

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时,发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害,及时通报给附近的单位和居民,并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告,接受调查处理。

7.6.5 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,使制度落实到实处,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。

7.6.6 环境风险应急预案

哈得采油气管理区编制有《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号:652924-2025-004-L),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。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得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。

7.6.7 环境风险应急处置措施

7.6.8.1 泄漏的应急措施

(1) 井场泄漏处置

A. 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。

③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。

B. 引发火灾、爆炸时：

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火。
- ②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 站场泄漏处置

A. 站场设备泄漏：

- ①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置。
- 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到安全处，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致应急池或应急罐。

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，采取用沙石填埋、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。

B. 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监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③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。

C. 引发火灾、爆炸时：

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火。
- ②确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 管道泄漏处置

A. 输油管道破裂泄漏时：

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。

B. 输气管道破裂泄漏时：

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出伴生气泄漏报警。

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员。

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众。

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

⑤放空的伴生气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

C. 油气管道泄漏引发火灾、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监测。

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。

7.6.7.2 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。

7.6.7.3 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为油泥砂、清管废渣等，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司清运处置，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

①消除火源。

②根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。

③应急处理人员戴好防护口罩。

④作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。

7.7 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、伴生气、 H_2S ，分布于密闭集输单元内，可能发生的风险事故包括井漏、采油管线泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

井漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；采油管线泄漏对土壤造成影响。本工程在井下作业时应落实

各项井场制度，降低井漏发生概率，本工程所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，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。哈得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措施。

本工程环境风险简单分析内容表见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	ManS503-H4 井集输工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、伴生气、H ₂ S，分布于密闭集输单元内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井漏、采油管线泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。采油管线泄漏对土壤造成影响。			
风险防范措施要求	①设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。 ②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。 ③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测。 制定环境风险应急预案，定期演练。			
<p>结论：本工程所涉及的危险物质包括原油、伴生气、H₂S，分布于密闭集输单元内，可能发生的风险事故包括井漏、采油管线泄漏。井漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；采油管线泄漏对土壤造成影响。本工程在井下作业时落实各项井场制度，降低井漏发生概率，本工程所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，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。哈得采油气管理区已制定了环境风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。</p>				

7.8 风险自查表

本工程风险自查表见表 7.8-1。

表 7.8-1 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况								
风险调查	危险物质	名称	原油	伴生气	H ₂ S					
		存在总量/t	9.26	0.172	0.003					
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 人				5km 范围内人口数 人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)					人		
		地表水	地表水功能敏感性		F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input type="checkbox"/>		F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级		S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input type="checkbox"/>	
	地下水	地下水功能敏感性		G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 <input type="checkbox"/>		
		包气带防污性能		D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>		D3 <input type="checkbox"/>		
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>		1≤Q<10 <input type="checkbox"/>		10≤Q<100 <input type="checkbox"/>		Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>		M3 <input type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>	
P 值		P1 <input type="checkbox"/>		P2 <input type="checkbox"/>		P3 <input type="checkbox"/>		P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>				
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>				
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>				
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>		IV <input type="checkbox"/>		III <input type="checkbox"/>		II <input type="checkbox"/>		I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>				二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>				易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>				
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>					
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>			地表水 <input type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>			
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>			经验估算法 <input type="checkbox"/>		其他估算法 <input type="checkbox"/>			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>		AFTOX <input type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>			
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围				m			
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围				m					
	地表水	最近环境敏感目标				, 到达时间		h		
	地下水	下游厂区边界到达时间						d		
最近环境敏感目标				, 到达时间		d				

重点风险防范措施	<p>①生产中采取有效预防措施，严格遵守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制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。③定期对管线及站场进行巡视，定期进行管道、设备壁厚和防腐情况检测。④井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生。按消防规定配备消防器材。⑤本工程环境风险应急预案依托塔里木油田分公司哈得采油气管理区编制的《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2025-004-L），定期演练。</p>
评价结论与建议	<p>本工程所涉及的危险物质包括原油、伴生气和 H₂S，主要危险单元为密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井喷、井漏，采油管线泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。</p> <p>伴生气泄漏导致 H₂S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO、SO₂ 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；采油管线泄漏可能会对植被、土壤环境产生一定的影响。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。做好事故风险防范措施，可使风险发生概率降低，使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。</p>
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。	

8. 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目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。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

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

本项目新建井场以及站场的采用常温集输工艺，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放，无需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数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。

本工程部署井场不设置火炬，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（3）工艺放空排放

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

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、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。

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

(5) CH_4 回收利用量

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

本项目未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

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

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

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

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	ManS503-H4 井集输工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) CH ₄ 逃逸排放 (2) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及 CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期 CH₄ 逃逸排放主要来自原油开采过程中井口装置和计量站、混输站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

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

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

j——不同的设施类型；

Num_{oil,j}——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；井场为 1 个，站场为 1 个；

$EF_{oil, j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；井口装置为 0.23，接转站为 0.18；

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

$EF_{gas, j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；井口装置为 2.5。

本项目新建 1 口采油井，扩建接转站 1 座。

开采逃逸的 CH_4 为：

$$ECH_4\text{-开采逃逸}=1 \times 0.23tCH_4+1 \times 0.18tCH_4=0.41tCH_4$$

$GWPC_{H_4-CH_4}$ 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 $GWPC_{H_4}$ 等于 21。根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH_4 为 0.41t，折算成 CO_2 排放量为 8.61t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{热力}}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为47MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 31.4t。

(4) 碳排放核算结果汇总

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

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG工艺}} + E_{\text{GHG逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

式中：

E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

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

E_{GHG-火炬}-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂当量；

E_{GHG-工艺}-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂当量；

E_{GHG-逃逸}-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄回收}-企业的 CH₄回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂回收}-企业的 CO₂回收利用量，单位为吨 CO₂。

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

E_{CO₂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，则本项目实施后 CO₂ 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
本项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0
	火炬燃烧排放	0	0
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	8.61	21.52
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	31.4	78.48
	合计	40.01	100

由上表 8.1-5 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 40.01t。

8.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、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。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目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、站场进行巡检，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。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，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) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，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。

8.2.3 减污降碳管理措施

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

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 40.01t。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，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9 环境管理、监测与 HSE 管理体系

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本工程的 QHSE 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 QHSE 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质量安全环保部，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，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司质量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 QHSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 QHSE 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;安全环保项目由质量安全环保部审查后,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,由哈得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,由公司质量安全环保部负责组织环境保护验收。

验收合格后,由哈得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(含油污泥、废弃泥浆)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。

各管理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哈得采油气管理区负责生产运行管理。

9.1.3 监督机构

阿克苏地区生态环境局,负责检查该项目环境影响评价的执行情况,审批该项目的环评执行标准,审查该项目的环评报告书,指导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,监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 开发期环境管理及监测

9.2.1 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 9.2-1。

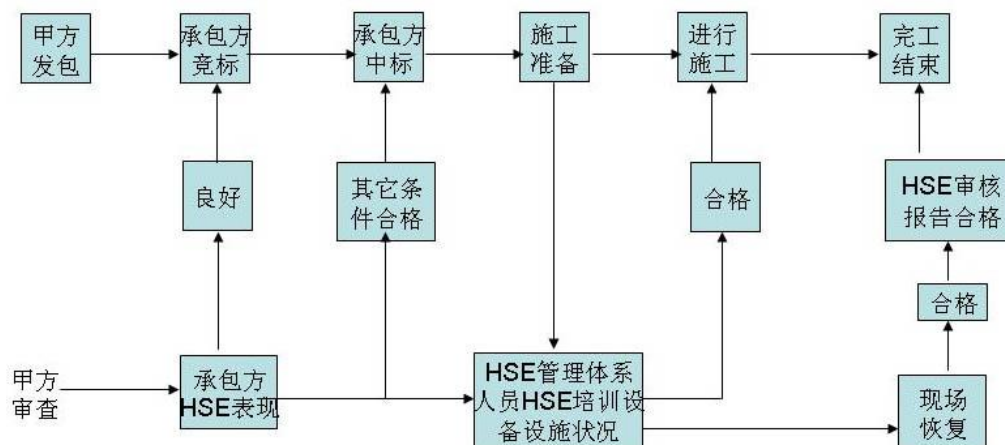


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

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

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、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，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

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

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

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

9.2.2 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、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域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。

9.2.3 施工期环境监理

拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

(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:单井管线作业带宽度 8m。

②井场、站场

井场、站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试运营期环境监理主要内容

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

环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场、站场	①井位、站场布设是否满足环评要求； ②井场、站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	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施工完成后是否进行了清理。	
3	其它	①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； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 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	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	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组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局

(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，采出水进入联合站采出水处理系统，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，达到污染物排放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。

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，在管理上要强制制度的落实，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（非甲烷总烃）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。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合富满油田满深区块群整体方案，在项目区上游地区处设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井，项目区下游布设 1 眼地下水污染监控井，监测点充分依托富满油田满深区块已有监测井。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的规定。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。环境监测计划见表 9.3-2。检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

表 9.3-2 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	在项目区上游地区处设 1 眼地下水背景(或对照)监控井,重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井,区块下游布设 1 眼地下水污染监控井。	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬	每半年采样 1 次。
2	噪声	井场厂界	厂界噪声监测	每年一次
3	土壤	ManS503-H4 井场内设 1 个表层样	石油类、石油烃、砷、六价铬等	每年 1 次
4	生态	生物多样性	井场占地外延 300m 范围内	3-5 年一次
		沙化土地的动态变化信息		

9.3.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-3。

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84号)要求,在发生实际排污行为之前,按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证,不得无证排污或不按证排污。

表 9.3-3 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求	
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m ³)				
废气	采油井场、站场	无组织废气	管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	7920	/	0.309	非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	
				—	硫化氢	7920	/	0.51	硫化氢≤0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	
		温室气体	降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能, 开发清洁能源替代现有能源等, 从而减少温室气体排放。	—	甲烷	7920	/	40.01	/	/	
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求	
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水随采出液输送至富源联合站处理; 井下作业废水采用专用罐回收, 拉运至哈四联合站处理。			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	
类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求			
噪声	井下作业 (修井、洗井等)		L _{eq}	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、消声等降噪措施	厂界达标	厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准			
	井口装置、站场设备		L _{eq}								
序号	污染源名称		固废类别	处理措施							
固废	油泥 (砂)、清管废渣、废防渗膜、废润滑油		HW08	收集后委托库车畅源环保科技有限公司进行处置。							
	落地油		/	井下作业时带罐作业, 落地油 100%回收。							
	废压裂液、废酸化液、废洗井液		/	采用带罐作业, 集中收集进入哈四联合站进行处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准中指标后回注油层。							
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行								

9.3.4 “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，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-4。

表 9.3-4 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--
	2	施工机械和运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--
	2	生活污水	生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理	--	不外排	--
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	--	--	--
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处置。	--	--	--
	3	生活垃圾	本工程施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。	--	--	--
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
废气	1	井场、站场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	《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；《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)改扩建项目厂界二级标准
废水	1	运营期采出水	采出水进入富源联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层，不外排。	—	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

	2	营运期井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至哈四联合站处理。	—	不外排	—
噪声	1	井场、站场	基础减震	—	场界达标： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类区排放限值
固废	1	油泥(砂)、清管废渣、废防渗膜、废润滑油、落地油	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。	—	—	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)
	2	废压裂液、废酸化液、废洗井液	井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至哈四联合站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注油层。	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
防渗	1	一般防渗区 井场、站场永久占地	实施地面硬化	—	地面硬化	—
	2	管道防腐	本工程油区选用非金属管材具有良好的耐蚀性，无需采用涂层等防腐措施，仅做保温，保温层外防护层采用弹性聚氨酯和玻璃布；钢管及钢接头做外壁防腐保温防护。	—	防腐性能良好	—
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	—	—	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	—	—	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	—	—	保证实施
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	—	—	—
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站。	—	妥善处置不外排	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢	—	恢复原貌	《废弃井封井回填技术

态		复原有自然状况。			指南（试行）》
---	--	----------	--	--	---------

9.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强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）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入富满油田满深区块开发区块整体开展环境影响后评价工作。

10. 结论与建议

10.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距沙雅县城东南约 107km，距塔里木乡东南约 69km 处。满深区块距离城乡公路及富满油田公路较近，交通运输条件较便利，公共移动通讯已基本覆盖。生产运行管理由塔里木油田分公司哈得采油气管理区负责。本工程地理位置中心坐标为 E，N。

本工程主要建设内容为：①新建采油井场 1 座（ManS503-H4 井）；②在满深 2 号接转站内扩建简易收球装置 1 座、4 井式集油配水阀组橇 1 座；③新建采油管道 2.33km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。工程建成后，预计 ManS503-H4 井产油量在 35~45t/d，产气量在 2.14~2.75 ×10⁴m³/d。

本工程总投资为 353.80 万元，其中环保投资 56 万元，占总投资 15.8%。

9.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于油气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。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

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，有助于推进富满油田满深区块的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。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》《阿克苏地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》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》相关要求。

（4）生态环境分区管控符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区沙雅县富满油田满深区块内，不在拟定的生态红线范围内；项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知（新环环评发〔2024〕157 号）、《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81 号）及《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》，本工程位于沙雅县一般管控单元 01（环境管控单元编码为 ZH65292430001），不在划定的生态保护红线内。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足阿克苏地区生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

富满油田满深区块地处塔里木盆地北部，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生亚区（IV3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，土壤类型为风沙土；植被为典型的荒漠植被，项目评价区域内除局部零星分布有多枝怪柳灌丛，绝大部分地段基本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

（2）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2023 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、

CO、O₃监测结果：2024年项目所在地阿克苏地区SO₂、NO₂年平均浓度及CO、O₃日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5}年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中参考限值，H₂S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（3）水环境质量现状

本工程周边5km范围内无天然地表水体。项目区地下水环境质量现状监测结果表明：区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；潜水监测点中除溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，评价区范围内土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《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。

9.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表9.1-1。

表 9.1-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
----	----	-----	-------	-----	-----	------

废气	油气集输	无组织排放	NMHC	0.309t/a	0.309t/a	大气
			硫化氢	0.51t/a	0.51t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类等	0.65×10^4 t/a	0	采出水进入富源联合站的采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。
	井下作业废水		井下作业废水	38t/a	0	采用专用罐回收作业废水，拉运至哈四联合站处理。
			COD	0.05t/a	0	
			石油类	0.009t/a	0	
固体废物	井场	油泥	石油类	135.2t/a	0	委托库车畅源环保科技有限公司进行处置。
	管线	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.0013t/a	0	
			废防渗膜	石油类	0.25t/a	
	井下作业		废润滑油	石油类	0.05t/次	
			废压裂液	pH	119.94m ³ /次	0
			废酸化液	盐类	26.56m ³ /次	0
			废洗井液	-	25.29t/次	0
	井场、管线及井下作业	落地原油	石油类	0.1t/a	0	落地油 100%回收，回收后的落地原油委托库车畅源环保科技有限公司进行处置。
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	60~120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

10.5 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目位于沙雅县境内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失和防沙治沙防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久性占地面积为 0.2hm²，临时占地面积 1.864hm²，总占地面积为 2.064hm²，占地类型为沙地，地表为裸地，项目地表植被为本区域广布的荒漠植被，由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，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

本工程临近塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，井场、集输管线选址选线均考虑了避让生态保护红线，没有穿越和占用红线，项

项目的建设不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括井场、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。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

生产运营期的大气污染源主要是生产过程中油气集输、处理过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类和硫化氢气体。本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少无组织废气的排放量。根据预测结果，根据预测结果可知，无组织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。

综上所述，项目在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，施工期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。

生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

(4) 水环境影响分析

本工程施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员生活污水。试压废水用作场地降尘用水；施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，本工程施工区不设置施工营地，施工现场无生活污水产生。

运营期的采出水依托富源联合站采出水处理系统处理，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，不外排。井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至哈四联合站处理达标后回注油层。

运营期正常状况下，各井场设备和集输管线等装置完好无损且井场严格按照相关要求采取了防渗措施，可避免污染物泄漏而对地下水产生污染影响。在非正常状况下，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，但仍存在一定影响，故井场、集输管道等必须采取必要的防渗措施，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的污染物，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。

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

(5) 固体废物影响分析

本工程在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾、施工废弃土石方。

本工程施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站固废填埋场处置；施工人员在哈得采油气管理区有住宿地，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留；本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

运营期产生的含油污泥、清管废渣、废防渗膜、落地油等危废桶装收集

后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至哈四联合站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准中指标后回注油层。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，则本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

本工程占地范围内的土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表。因此，拟建工程在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油和天然气、硫化氢，可能发生的风险事故包括井场、站场、管线泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，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。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制 在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设

单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

(1) 生态保护措施：优化站场布设，管道和道路选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，集输管线施工临时占地作业带宽度不得超过 8m，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油田道路，降低对地表和植被的破坏，施工机械在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。场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。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。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。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。在井场、站场、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

(2) 大气污染防治措施：本工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场和站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。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。

(3) 噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

(4) 废水防治措施：井下作业废水带罐作业，运至哈四联合站处理；采出水依托富源联合站采出水处理系统处理达标后，回注油层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

(5) 固体废物防治措施：本工程运营期产生的油泥（砂）、废防渗膜、废润滑油和清管废渣桶装收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。

(6) 土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施：本工程集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、原油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

10.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位塔里木油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址为 <http://www.xjhbcy.cn/articles/show/15063>）公开，时间为 2025 年 3 月 11 日。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、站场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 56 万元，环境保护投资占总投资的 15.8%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“七、石油天然气”“1. 石油天然气开采”项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采也污染防治技术政策》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》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；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。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，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，建设是可行的。