

1.概述

1.1 建设项目的特点

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

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

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

1.2 环境影响评价过程

本工程位于阿克苏地区沙雅县，地处哈拉哈塘油田已开发区块内，属于石油天然气开采项目。根据新水水保〔2019〕4 号文，本工程所在区域沙雅县属于塔里木河中上游水土流失重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区；同时项目须占用国家二级公益林和地方公益林，起源为天然林。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本工程属于分类管理名录中“五 石油和天然气开采业”077 陆地石油开采 0711 中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2025 年 1 月，中国石油天然气股份有限

公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）编制《哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程环境影响报告书》。

天合公司项目组在认真研究项目可研及相关资料后，于 2025 年 2 月进行了现场踏勘和资料收集。在现场调查的基础上，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）等环评技术导则、规范的要求，委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2025 年 2 月，对本工程区域大气、声、地下水、土壤环境等质量现状进行了监测；根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，重点对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。经过对各环境要素的预测成果进行整理，从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成《哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程环境影响报告书》编制工作。

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

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

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）产业政策符合分析

本工程属于石油、天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”中“石油天然气开采”“油气管网建设”“油气勘探开发技术与应用”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大

气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

项目选址符合生态环境分区管控要求，没有位于法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控要求相符性判定

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

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

1.4 关注的主要环境问题

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

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于井场、集输管线、站场等地面工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的

生态影响。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点预防区和水土流失重点治理区、天然林。

1.5 报告书主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求。项目区需要办理相关用地手续后方可开工建设；危险废物和一般工业固体废物合规妥善处置；发声设备合理布局，采用降噪控制。采用的各项污染防治措施切实可行，污染物能够达标排放。

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影。

(3) 突出重点

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

2.2 评价依据

2.2.1 法律法规与条例

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	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）	14 届人大 12 次会议	2025-07-01
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	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 666 号	2016-0206
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
10	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-10-21
12	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
13	土地复垦条例	国务院令 592 号	2011-03-05
14	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
15	国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知	国发〔2021〕33 号	2021-12-28
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	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令 第 36 号	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024）	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	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2013-11-14
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
16	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
17	《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
19	关于印发《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知	环境保护部办公厅环办〔2015〕104 号	2015 年 11 月 17 日
20	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
21	国家重点保护野生动物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
22	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2022-01-01
23	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告〔2016〕第 7 号	2016-01-26
24	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告（2021）第 66 号	2021-12-03
25	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
26	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
27	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
28	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
29	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令 第 24 号	2022-02-08
30	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
31	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
32	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	2013-09-01
33	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
四	地方法规及通知		
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	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	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
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	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
9	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2011〕330 号	2011-07-01
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
14	《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件》（2024）	新环环评发〔2024〕93 号	2024-06-09
15	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
17	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
18	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
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	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
21	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	2020-09-01
22	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
23	关于印发《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》（2021 年版）的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
24	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	2021-07-10
25	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》	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
26	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
27	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
28	阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	-	-
29	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95 号	2021.10.29
30	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	2022-09-18
31	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	13 届人大第 4 次会议	2021-02-05
32	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	-	2013-07-31
33	关于加强历史遗留废弃矿化泥浆规范化环境管理的通知	新环固体函〔2022〕675 号	2022-09-26
34	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	2019-06-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
35	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
36	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

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	2009 年第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7—2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要	SY/T301-2016	2017-05-01
24	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248—2022	2022-07-01
28	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2023-05-04
29	石油天然气工程设计防火规范	GB50193-2004	2005-03-01
30	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
31	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01

2.2.3 其他相关文件和技术资料

（1）《哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程环评委托书》（塔里木油田分公司东河采油气管理区）。

（2）设计文件等其他资料；

2.3 环境影响要素识别及评价因子筛选

2.3.1 环境影响要素识别

结合项目特征，工程建设对环境的影响可分为施工期、运营期、退役期影响。

(1) 施工期

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

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

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别

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

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

(2) 运行期

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

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别

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

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

(3) 退役期

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

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

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

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

2.3.2 评价因子筛选

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

表 2.3-4 环境影响评价因子一览表

环境要素	评价阶段	评价因子
环境空气	现状调查	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢
	影响预测	运营期：非甲烷总烃、硫化氢
	总量控制	/
地下水	现状调查	水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、钡、碳酸盐、重碳酸盐、石油类等项。
	影响预测	运营期：石油类
地表水	影响分析	施工期和运营期：废水综合利用不外排的可行性和可靠性
固体废物	影响分析	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等
土壤	现状调查	农用地：pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍
		建设用地：石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘；
		其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。
噪声	影响预测	运营期：石油烃、含盐量
	现状调查	等效连续 A 声级
环境风险	影响预测	施工期：等效连续 A 声级；运营期：等效连续 A 声级
	影响分析	风险物质：天然气、原油，火灾、爆炸伴生/次生污染物：CO 风险识别：管线泄漏、火灾、爆炸等。

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

表 2.3-5 施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表

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

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

本工程所在区域的环境功能区划如下。

2.4.1.1 环境空气

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

2.4.1.2 水环境

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

2.4.1.3 声环境

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

2.4.1.4 生态环境

参照《新疆生态功能区划》，拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.4-1。

表 2.4-1 工程区生态功能区划

序号	内容	行政区划	生态功能区
1	本工程	阿克苏地区沙雅县	塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区

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

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、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》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值(μg /m ³)				标准来源
		年平均	24 小时平均	日最大 8 小时平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150		500	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
2	NO ₂	40	80		200	
3	PM _{2.5}	35	75		/	
4	PM ₁₀	70	150		/	
5	CO	/	4000		10000	
6	O ₃	/	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/		2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	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

(2) 水环境

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

表 2.4-2 地下水质量标准值 (单位: 除 pH 值外, mg/L)

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	16	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.0
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	≤450	17	硝酸盐 (以 N 计)	≤20
3	溶解性总固体	≤1000	18	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	19	汞	≤0.001
5	氯化物	≤250	20	砷	≤0.01
6	铁	≤0.3	21	镉	≤0.005
7	锰	≤0.10	22	六价铬	≤0.05
8	挥发酚 (以苯酚计)	≤0.002	23	铅	≤0.01
9	耗氧量 (CODMn 法, 以 O ₂ 计)	≤3.0	24	钾	/
10	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤0.2	26	镁	/

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
12	钠	≤200	27	钡	≤0.7
13	总大肠菌群 (CFU/100mL)	≤3.0	28	碳酸盐	/
14	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	29	重碳酸盐	/
15	氰化物	≤0.05	30	石油类	≤0.05

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

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

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

表 2.4-3 建设用地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	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并(a)蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
	烷						
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)
1	pH 值	无量纲	/
2	镉	mg/kg	0.6
3	汞	mg/kg	3.4
4	砷	mg/kg	25
5	铅	mg/kg	170
6	铬	mg/kg	250
7	铜	mg/kg	100
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

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

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放 浓度（mg/m³）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

(2) 废水

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

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

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

（3）噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）的 2 类标准，噪声限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

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

（4）固体废物

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

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

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

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-2，估算结果见表 2.5-3。

表 2.5-2 估算模型参数表

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

表 2.5-2 无组织废气排放参数一览表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/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(°)									
RP7-H10 井			961	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.022
										硫化氢	0.000007
RP6C 井阀组			959	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.009
										硫化氢	0.000003

表 2.5.3 估算模式计算结果表

名称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
RP7-H10 井	非甲烷总烃	11.063	2000	0.55	1.34	26
	硫化氢	0.0054	10	0.05		26
RP6C 井阀组	非甲烷总烃	26.767	2000	1.34		26
	硫化氢	0.016	10	0.16		26

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

2.5.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围，具体见图 2.6-1 评价范围及环境保护目标分布图。

图2.5-1 评价范围及环境保护目标分布图

2.5.2 水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地表水评价等级和评价范围

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

2.5.2.2 地下水评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.4-2），井场按 I 类，集输管线划分为 II 类项目。评价范围内无地下水环境敏感点，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-4~6），本工程各工程的评价等级及范围见表 2.6-7。

表 2.5-4 地下水环境影响评价行业分类表

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

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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 2.5-7 本工程地下水评价等级及评价范围一览表

建设内容	行政区划	行业分类	敏感程度	评价等级	调查评价范围
井场	沙雅县	I 类	不敏感	二级	以项目区为中心点，以地下水流向为主轴长 5km 的范围，宽 4km，约 20km ² 的范围
集输管线	沙雅县	II 类	不敏感	三级	管道中心线两侧 200m

2.5.3 声环境影响评价等级和评价范围

本工程施工期噪声主要来自施工作业机械；运行期噪声主要来自井场设备。

本工程所在区域为《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区，噪声影响范围内无声环境保护目标，工程建设前后评价范围内噪声增高量较小且受影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价工作等级划分原则，确定本工程的噪声影响评价工作等级为二级。

评价范围确定为各井场边界向外 200m 的范围。

2.5.4 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-8。

表 2.5-8 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	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；	管线穿越公益林	不低于二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积不足 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	/	二级

根据判定结果，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程以永久占地

场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.5 土壤环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

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

（2）影响类型

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

（3）占地规模

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

（4）建设项目敏感程度

①污染影响型

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

②生态影响型

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

（5）评价工作等级判定

本工程土壤评价等级及范围见表 2.5-11，本项目按照最高评价等级一级评价进行综合评价。本项目评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-9 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-10 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

表 2.5-11 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

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

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

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

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

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

式中：

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

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

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

经计算，拟建工程各风险单元的 Q 值均小于 1，环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价工作等级划分要求，确定本工程环境风险评价等级为简单分析。见表 2.5-13。

表 2.5-13 环境风险评价等级划分

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

2.6 生态环境保护目标

根据工程现场踏勘，拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其
他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，
不设置环境空气保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设
置声环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、土壤环境评价范围内土壤
环境作为地下水、土壤保护目标；本工程评价范围内不涉及依法划定各类保护
地，不涉及生态保护红线，将生态影响评价范围内植被、动物、天然林、公益林、

“水土流失重点预防区”和“水土流失重点治理区”作为生态保护目标。本工程不涉及《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HT 2.3-2018)中提到的饮用水水源保护区、饮用水取水口,涉水的自然保护区、风景名胜區,重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道,天然渔场等渔业水体,以及水产种质资源保护区等地表水环境保护目标。

拟建项目主要环境保护目标见表 2.6-1、表 2.6-2、图 2-1 评价范围图。

表 2.6-1 生态环境保护目标分布情况

环境要素	保护目标	相对区块方位	功能要求	备 注
地下水	第四系含水层	评价范围内	GB/T14848-2017 III类	不因项目建设,对评价区域地下水产生污染影响
土壤	土壤环境	井场内土壤环境	GB36600-2018 中第二类用地土壤污染风险筛选值	不对评价区域土壤产生污染影响,不加剧区域盐碱化程度
		井场外评价范围内耕地(基本农田)	GB15618-2018 中其他类别土壤污染风险筛选值	
生态环境	植被和动物、天然林、“水土流失重点预防区”和“水土流失重点治理区”等。	占地范围及管线两侧 1000m 范围内	—	不改变生态功能

表 2.6-2 环境风险评价保护目标一览表

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

2.7 评价方法

拟建项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法,以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

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

3	影响评价	数学模式法、物理模型法
---	------	-------------

2.8 评价工作内容

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

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

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

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

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

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

3. 建设项目工程概况

3.1 油田开发历程、现状及环境影响回顾

3.1.1 油田勘探开发历程

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

(1) 勘探发现

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

(2) 评价上产

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

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

(3) 开发稳产和开发技术突破

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

经过 10 多年的地面建设，该区块油气集输、处理、外输以及供配电等系统较为完善、可依托性好。同时通过技术积累、经验总结、成果固化，已经形成了

集建产模式、工艺定型、标准化、橇装化于一体的地面工程技术系列，可满足不同开发阶段、不同油气物性、不同级别站场的生产需求。

3.1.2 区块开发现状

（1）哈拉哈塘油田主体工程建设情况

哈拉哈塘油田行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和沙雅县，由塔里木油田分公司东河采油气管理区管辖。根据油田公司提供资料，目前该油田主要开采范围为东经 $82^{\circ}50'$ ~ $83^{\circ}20'$ ，北纬 $40^{\circ}54'$ ~ $41^{\circ}26'$ ，东西约 42km、南北约 118km，面积约 4956km^2 ，该油田东侧为中石化塔河油田艾丁——托普台区块，南侧隔塔里木河与中石化塔河油田跃进区块、中石油塔里木油田分公司哈得采油气管理区的跃满、富源区块隔河相邻，西侧至沙雅县城以东，北侧为东河采油气管理区东河塘油田区块，区块具体位置见油田“一张图”3.1-1。

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

（2）公用工程建设情况

①给排水

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

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

②供热

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

③供电

哈拉哈塘油田所有单井供电全部取自哈六联变电站的架空出线 10kV 油井甲

乙线和一条 35kV 线路。

(3) 辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

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

②内部道路建设情况

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

(4) 环保工程建设情况

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

3.1.3 哈拉哈塘油田“三同时”执行情况

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

表 3.1-1 环保手续履行情况表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件			备注
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间	
1	环评及验收情况	哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1094 号	2011 年 11 月 18 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]1548 号	2017 年 10 月 01 日	哈六联合站建设含在此项目中
2						自主验收	--	2020 年 12 月	-
3		哈拉哈塘油田	原新疆维吾尔自治区	新环函[2015]935 号	2015 年 08 月 20 日	自主验收	--	2018 年 06 月 12 日	-

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件			备注
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间	
		二期产能建设地面工程	自治区环境保护厅		日				
4		哈拉哈塘油田开发调整方案环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2022)180号	2022年9月21号	自主验收	--	2024年10月20日	-
5		2024年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2024)104号	2024年5月9号	正在建设			-
6	环境风险应急预案	塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案	《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案(沙雅县)》(备案编号 652924-2023-003-L)						-
			《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案(库车市)》(备案编号 652923-2023-001-L)						-
7	排污许可执行情况	东河采油气管理区	2024年1月5日,塔里木油田分公司东河采油气管理区变更了排污许可证(证书编号: 9165280071554911XG029U),有效期至2028年4月3日。						-
8	环境影响后评价开展情况	东河采油气管理区哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书	编制完成《东河采油气管理区哈拉哈塘油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]221号)						-

3.1.4 油田现有工程回顾性评价

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

3.1.4.1 生态环境影响回顾

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

(1)植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对

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

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

①永久占地植被影响回顾

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

②临时占地植被影响回顾

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

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

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

b.道路和管线

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工地基本恢

复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

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

③公益林影响回顾

根据调查，区内涉及占用公益林的项目，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用公益林地已按《国家级公益林管理办法》(林资发[2017]34 号)、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字[2015]497 号)等有关规定实行占用林地补偿制度，缴纳林地补偿费和管理费等。油田公司在施工过程中开展环境监理，采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。

④耕地影响回顾

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

(2)野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

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

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，

而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

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

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

（3）对生态系统的影响

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

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

（4）生态保护措施有效性回顾

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

执行完报废程序的退役井已按照油田公司有关封井要求进行退役，并采取如下保护措施：①封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。②对圆井或方井坑进行回填，与地面

平齐。③实施单井地面工程的拆除，将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。

目前采取的退役井封场措施基本是可行、有效的。

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

3.1.4.2 土壤环境影响回顾

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

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

(1) “大气沉降”途径阻断措施

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

(2) “地面漫流”途径阻断措施

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

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

③重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

(3) “垂直入渗”途径阻断措施

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

②站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油

气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

③对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

④哈拉哈塘油田产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔里木油田绿色环保站或库车畅源生态环保科技有限责任公司接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

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

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

3.1.4.3 水环境影响回顾

(1) 废水处置措施回顾及影响分析

哈拉哈塘油田运行期产生的废水主要包括井下作业废水、油藏采出水和生活污水。

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

表 3.1-2 哈六联合站污水处理系统出口例行监测水质统计表（2023 年 8 月）

项目	监测结果	标准值	达标情况
储层空气渗透 (μm^2)	/	≥ 2	/
水质标准分级	/	V	/
悬浮固体含量 (mg/L)	8	≤ 35.0	达标
悬浮物颗粒直径中值 (μm)	0.072	≤ 5.5	达标
含油量 (mg/L)	6.21	≤ 100.0	达标
平均腐蚀率 (mm/a)	0.069	≤ 0.076	达标

(2) 地下水影响回顾

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

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

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

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

3.1.4.4 大气环境影响回顾

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

根据现场调查，哈拉哈塘油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃、硫化氢等逸散排放。运营期站场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)限值要求，典型加热炉例行监测数据见表 3.1-3。区域现有地面设施布置着零星井场和站场，各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时已基本完全扩散。本次评价收集了近年的例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准，哈六联站内二氧化硫、氮氧化物满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准及其修改单要求，非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准（具体见表 3.1-5），区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。

表 3.1-3 加热炉废气排放例行监测结果

监测点位	监测时间	二氧化硫 (mg/m ³)	氮氧化物 (mg/m ³)	林格曼黑度 (级)	颗粒物 (mg/m ³)
哈六联1#导热油炉	2024年1月	<3	64	<1	2.1
哈六联2#导热油炉	2024年1月	3	65	<1	1.9
标准限值		100	400	1	30
达标情况		达标	达标	达标	达标
执行标准		《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)			

表 3.1-3 哈拉哈塘油田无组织废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理措施	标准	达标情况
哈六联合站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~0.008	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.09~1.03		《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	
HA601-5C井场	站场无组织	硫化氢	未检出~0.006	日常维护，做好密闭	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准	达标

	废气	非甲烷总烃	0.36~1.89	措施	《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	
HA601-7PT井场	井场无组织废气	硫化氢	未检出~0.006	日常维护,做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准	达标
		非甲烷总烃	0.16~0.53		《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	

表 3.1-4 环境空气质量例行监测结果

监测点位	监测时间	二氧化硫 1小时均值 (mg/m³)	氮氧化物 1小时均值 (mg/m³)	非甲烷总烃 1小时均值 (mg/m³)
哈六联	2024年5月	<0.007	0.034	0.77
热普转油站	2024年5月	<0.007	0.035	0.77
标准限值		0.5	0.2	2
达标情况		达标	达标	达标

3.1.4.5 固体废物影响回顾

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

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

同时，塔里木油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存于区内已建危废暂存设施，定期钻井公司委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相

关管理要求，落实了危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第 23 号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

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

3.1.4.6 声环境影响回顾

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

表 3.1-5 哈拉哈塘油田代表性井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
哈六联合站	昼间	44~53	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	41~49			达标
RP7-H4 井场	昼间	38~39	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	37~38			达标

3.1.4.7 环境风险回顾

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

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

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

油田环境风险防范措施，具体如下：

(1) 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

(2) 油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

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

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(3)站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

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

应急演练次数。

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

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

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

2024 年 1 月 5 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区变更了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG029U)，有效期至 2028 年 4 月 3 日。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，东河采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

3.1.4.9 环境管理回顾

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

(1) 环保设施运行记录

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

(2) 例行监测管理

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

(3) 档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，东河采油气管理区围绕 QHSE 制度

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

3.1.4.10 退役设施情况

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

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

3.1.5 现有区块污染物排放量

哈拉哈塘油田现有污染物年排放情况见表 3.1-6。

表 3.1-6 哈拉哈塘油田污染物排放情况一览表 单位：t/a

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)	备注
1	废气	NO _x	225.9	-
		SO ₂	26.6	
		颗粒物	74.3	-
		非甲烷总烃	157.4	

序号	影响类别	污染物	排放量(t/a)	备注
		硫化氢	1.8	
2	废水	生产废水	0	-
		生活污水	0	-
3	固体废物	含油污泥	0	-
		磺化泥浆	0	-
		生活垃圾	0	-

3.1.6 区块存在环保问题及整改措施

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

- （1）现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。
- （2）信息公开不够规范。
- （3）站内站外管线，历经多年的生产运行服役，存在安全环保风险隐患。

整改方案：

- （1）完善温室气体排放环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中。
- （2）健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令第 24 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》（国环规环评〔2017〕4 号）等进行企业相关信息公开。
- （3）定期对站内站外管线进行隐患排查，对隐患较大的管线进行整改、更换，消除管线安全环保风险隐患。

3.2 相关现有工程概况

本工程相关工程主要为 RP7-H10、RP6C 井，为塔里木油田分公司产能建设事业部已钻评价井。目前 RP7-H10 井钻井工程正在验收中。

（1）RP7-H10 井

根据钻井工程的环境监理报告，钻井工程主要建设内容为包括主体工程(钻前工程、钻井工程、钻后工程、试油工程等)、辅助公用工程(供电、供水工程等)、

环保工程(应急池、放喷池、钻井废弃物不落地处理系统等),办公及生活设施(全部为活动房),以及仓储工程(泥浆储备罐等)等。

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

①生态环境

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

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

②废气

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

③废水

钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑一同进入泥浆罐交由库车畅源环保科技有限公司进行处理。钻井工程施工期生活污水排入生活污水收集委托山东澄工石油工程有限公司、拜城县昆浩泽油田环保工程有限公司等单位收集处置。管道分段试压,采用无腐蚀性的清洁水,试压水由管线排出后,进入下一段管线循环使用,试压结束后就地泼洒抑尘;试油完井返排液经罐车收集后拉运至联合站

回收利用。经采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层采油；现有工程对环境影响很小。

④噪声

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

⑤固体废物

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

⑥环境管理及风险防范措施

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

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

根据油田公司计划，2 口井可建设地面工程，转为生产井进行油气资源开发，由塔里木油田分公司东河采油气管理区对 2 口井的集输工程进行了立项及方案设计，以支撑油田上产，本次对 2 口井转生产井，对其集输、采油工程进行环境影响评价。

（2）RP6C 井

RP7-H10 井距离已建 RP6C 井约 7km。目前 RP6C 井已建井场 1 座，生产设备包括采油树、配电柜及电控信一体化撬、4 井式阀组等设备设施。RP6C 井及其集输工程于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函〔2011〕1094 号)；于 2017 年 10 月 1 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收工作的函(新环函〔2017〕1548 号)。RP6C 井目前已关井，本项目井可通过该井已建集输管线进站。

3.3 工程概况

3.3.1 基本概况

3.3.1.1 项目概况

工程名称：哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：阿克苏地区沙雅县，具体见图 3.3-1 本工程地理位置图。

工程总投资：总投资 681.09 万元，其中环保投资 30 万元。

建设内容及规模：

主要建设内容如下：

(1) 油气集输工程

本工程建设阀组 2 座，建设 RP7-H10 标准化井场 1 座，建设内部集输管线共计 6.97km。

(2) 公辅工程；自控、通信、供热、仪表、供配电、结构、防腐等工程。

(3) 环保工程。

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

本工程建设规模一览表见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成表

工程名称		工程内容及规模
主体工程	油气集输工程	本工程在区块内建设阀组2座，建设RP7-H10标准化井场1座，建设内部集输管线共计6.97km。
公辅	供配电	依托区域现有供电设施，新建 10kV 高压架空线路，以满足本工程

工程		用电需求。
	供热	采用电磁加热器。
	通信及自控	本工程新建光缆数据传输网络，为井场生产数据、安防数据及电力数据提供数据传输通道。
	防腐与保温	玻璃钢管道保温采用“管中管”工艺在工厂预制夹克管，保温结构由内到外为保温层—防护层，保温层材质为硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度30mm，防护层材质为聚乙烯塑料。
环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 运营期：管线为密闭输送，采用电磁加热器。 退役期：采取洒水抑尘的措施。
	废水	施工期：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；施工人员的生活污水，依托东河采油气管理区现有公共设施。 运营期：废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，运至哈六联合站处理； 退役期：无废水外排。
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间；
	固废	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后送哈拉哈塘固废填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置。 运营期：不新增固体废物。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。
	环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪。
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况，清理污染土壤。
主要依托工程	哈六联合站	井口采出物进入哈六联合站处理达标后回注地层，剩余处理能力可满足本项目需求。
	热普转油站	RP7-H10经热普转油站进入到哈六联合站，剩余转油能力可满足本项目需求。
	哈拉哈塘固废填埋场	哈拉哈塘固废填埋场可以满足本工程产生的一般固废和生活垃圾处理需求。
	库车畅源生态环保科技有限责任公司	库车畅源生态环保科技有限责任公司东河 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目可以处理本工程产生的含油污泥等危险废物。
	道路	本工程不新增道路，均依托现有道路。

3.3.1.2 开发方案和总体布局

置了 RP7-H10 井，完钻后对其进行了试油，根据试油结果，可转为开发井，为了尽快形成原油生产能力，满足原油上产的需要，提高该区整体开发效益，根据勘探开发建设安排，由塔里木油田分公司东河采油气管理区开展了本次地面工程设计工作。通过本次地面集输工程，可减少资源浪费，增加油田收益。本工程最高日产油 50t/d，最高日产气 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本工程位于哈拉哈塘油田内，本工程建设标准化井场 1 座（RP7-H10 井）、阀组 2 座、内部集输管线 6.97km。本项目油气水处理均依托哈六联。

工程建成后，由塔里木油田分公司东河采油气管理区负责运行管理。

本工程平面布局图见图 3.3-2。

图 3.3-1 本工程地理位置图

图 3.3-2 本工程平面布置图

3.3.2 油气资源概况

3.2.2.1 地质构造特征

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

3.2.2.2 地层特征

本项目区内各井钻遇地层基本一致，自上而下为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系。奥陶系与上覆志留系不整合接触，缺失奥陶系上统部分地层。奥陶系可细分为上统桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中统一间房组，中-下统鹰山组。上奥陶统桑塔木组、良里塔格组、吐木休克组整体由南向北依次剥蚀尖灭，最北部为志留系柯坪塔格组覆盖于奥陶系一间房组

潜山之上。本项目区域桑塔木组尖灭线以南良里塔格组、吐木休克组、一间房组、鹰山组鹰 1 段地层可对比性强，厚度基本稳定。

3.3.2.3 储层特征

本工程储层为奥陶系储层，主要分布在良里塔格组良三段、一间房组和鹰山组鹰，岩心、薄片观察显示有效储集空间以次生的溶蚀孔洞和裂缝为主，成像测井反映洞穴、孔洞、裂缝十分发育，在钻井过程中多发生放空、漏失等钻井异常，储层类型以洞穴型为主，其次为裂缝孔洞型。

3.3.2.4 油气资源类型

(1) 原油

本工程开采油藏为“轻质、低粘度、低含硫、高含蜡、低胶质+沥青质”的原油，20℃原油密度介于 0.796~0.808g/cm³。原油密度在平面上变化规律比较明显，整体呈现北东高、南西低的分布特征，局部表现出挥发油的特征。

(2) 天然气性质

表 3.3-2 天然气性质统计表

地层		相对密度	组分含量						
			烃类 (%)			非烃类 (%)			
系	组		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈ 及以上	CO	CO ₂	H ₂ S	其他
奥陶系	一间房组	0.663~0.868	70.56~83.39	5.79~9.11	3.78~16.82	/	1.35~1.50	0~0.003	2.79~6.59
备注：数据来源于实验检测系统（RP7-H2、RP7-H3、RP7-H4、RP7-H6）的天然气分析数据。									

本次评价中，伴生气中硫化氢含量按最大 0.003% 计算（即 30ppm），根据理想气体状态方程 $pV=nRT$ ，可计算硫化氢浓度为 $30 \times 34.08/24.45=41.82\text{mg/m}^3$ 。

(3) 地层水

地层水水型为 CaCl₂ 型，地层水密度 1.074~1.0928g/cm³；氯离子 66500~80100mg/L；总矿化度 109800~131800mg/L。

3.3.2.5 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	井场、站场	采油井场	座	1
3			日产原油	t/d	50

序号	项目			单位	数量
4			日产天然气	m ³ /d	15000
5			集输管道	km	6.97
6	综合指标	总投资		万元	681.09
7		环保投资		万元	30
8		永久占地面积		hm ²	0.4972
9		临时占地面积		hm ²	5.5760
10		劳动定员		人	不新增
11		工作制度		h	8760

3.3.3 主体工程

本工程的建设内容不涉及钻前工程、钻井工程，不涉及射孔、酸化、压裂等储层改造工程。主体工程主要为 RP7-H10 标准化井场 1 座、阀组 2 座、油气计量撬 1 座及集输管线建设等工程。主要包括以下内容：

①采油井场

采油井口采用标准化、撬装化设计，即将出油阀、减压阀、加热炉、油井温度检测传感器、回压传感器等均统一安装在一个井口工艺撬座上，为 6.3MPa 常温抗硫采油井场，为无人值守井场。每座井场大小约 65m×70m，根据现场条件适当调整占地规格。

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

②阀组、油气计量撬

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

②集输管线

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

表 3.3-4 本项目管线部署一览表

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

主要地面工程内容见表 3.3-5，平面布置图见图 3.3-3。

表 3.3-5 地面工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
RP7-H10 井场	1	井口撬	—	座	1	
	2	电磁加热器	60kW	座	1	对采出液进行加热
	3	电控信一体化装置(RTU)	—	座	1	—
	4	计量分离器撬	Φ 1.2m×6m 6.3Mpa 抗硫 油气两相计量 分离器撬	座	1	计量功能
	5	4井式阀组	-	座	1	新建
RP6C井场	1	4井式阀组	-	座	1	扩建
内部集输 管线	1	集油管线	DN100玻璃钢 管	Km	6.97	输送RP7-H10井场采出液。埋地敷 设。

图 3.3-3 井场平面布置图（RP7-H10 井为代表）

3.3.4 公辅工程

（1）供配电工程

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

（2）仪表、自控

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

（3）防腐保温

防腐：表面处理：管道内、外壁喷砂除锈 Sa2.5 级。穿路套管内、外壁防腐结构：无溶剂环氧涂料，普通级，4 道，防腐层干膜厚度≥400μm。

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

（4）供热

采用电磁加热器。

（5）道路

本项目施工期，管线施工临时便道在管线临时征地范围内。

运营期道路主要依托区块现有有道路，无新增道路。

3.3.5 依托工程

3.3.5.1 哈六联合站

哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水和油田总控制中心等功能。哈 6 联合站原油经脱水、脱 H_2S 后，管道外输至轮一联。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除 H_2S 、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至克轮复线并最终进入西气东输管道。由于哈 6 区原油、伴生气中的 H_2S 含量高，伴生气考虑就地在哈 6 联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道。哈六联合站于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函〔2011〕1094 号)，并于 2017 年 10 月 01 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环函〔2017〕1548 号)。根据油田例行监测资料，废气污染源均达标排放，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区，联合站含油废水经哈六联污水处理站处理达标后回注油层，不外排，现正常运行中，无环境问题。

（1）原油处理工艺

原油处理系统工艺包括原油脱水脱硫、原油二段脱水，具体工艺流程如下：

①原油脱水脱硫

哈拉哈塘油田各单井汇集的稠油、稀油(20°C , 0.5MPa)，首先通过计量泵向稠油、稀油中加入破乳剂和缓蚀剂，随后分别进入稀油前置换热器及稠油前置换热器(热源为导热油系统)，换热至 30°C 后，分别输至稀油三相分离器、稠

油三相分离器进行油气水分离，三相分离器操作压力 0.5MPa，操作温度 30℃。利用稠油、稀油中油气水密度不同，从三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含水油(含水 10%)一部分为哈 15 转油站提供掺稀油及为北站所辖稠油井进行掺稀，一部分经净化油换热器(低温含水油与高温净化油换热)及导热油换热器(低温含水油与高温导热油换热)换热至 60℃进入热化学脱水器，水相输至去采出水处理单元处理后回注；从稠油三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含水油(含水 10%)经预换热器管程(低温含水油与高温净化油换热)及换热器管程(低温含水油与高温导热油换热)换热至 65℃进入稠油缓冲罐缓冲，水相输至去采出水处理单元处理后回注。

稠油缓冲罐中原油经提升泵增压进原油气提塔脱硫。原油经气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化天然气(50℃)从原油气提塔底部进入，在原油气提塔内，原油与净化后的天然气逆向接触，气提塔操作温度 60℃，操作压力 0.2~0.8MPa，停留时间 10min。在气提塔内，加入净化天然气(H_2S 含量极低)，导致塔内气相空间中 H_2S 分压降低，根据亨利定律(在一定温度，当气液之间达到相平衡时，溶质气体在气相中的分压与该气体在液相中的浓度成正比)， H_2S 在原油中的浓度将降低，加快了 H_2S 从原油中向气相的传质。同时气提气在塔内自下而上运动，对原油中已分离出的 H_2S 组分起到一定程度的冲击携带作用，有利于 H_2S 的分出。气提塔顶部携带 H_2S 的气提气(60℃, 0.25MPa)自压进入天然气处理系统，塔底脱除 H_2S 的原油(60℃, 0.25MPa)进入热化学脱水器。

②原油二段脱水

自气提塔底部的脱硫原油进入热化学脱水器中进行二段脱水。热化学脱水器操作温度 60℃，操作压力 0.2~3MPa，停留时间 1h。热化学脱水器内部设置有脱水填料，同时利用前期加入的破乳剂，能有效加快油水的重力分离。脱水后的高温净化油(含水率不大于 1%)进入净化油换热器与一段脱水后的低温原油换热，降温后的净化油进净化油缓冲罐，经外输泵增压进入外输管道输至轮一联合站，分离的水相从热化学脱水器底部进入采出水处理单元处理后回注。

图 3.3-3 原油处理系统工艺流程图

(2) 天然气处理工程

为满足天然气外输的要求，天然气需要进行脱硫、脱水脱烃处理。

原油二次脱水分离器来含 H₂S 天然气与原油汽提塔来气汇合，经低压气压缩机增压至 0.4MPa 后，与原油一次脱水分离器来气汇合(0.4MPa，37℃)，经原料气压缩机增压至 3.95MPa，经空冷器冷却至 50℃，再与外输气换热冷却至 3.9MPa、40℃，进入 MDEA 吸收塔脱出 H₂S 和 CO₂，MDEA 吸收塔塔顶出来的湿净化气采用低温分离法进行脱水脱烃处理，脱水后的净化干气增压至 6.9MPa，经外输气管道外输至东河天然气站。产生的轻烃经轻烃泵增压至 6.0MPa 打入外输油管道中，酸气进入硫磺回收单元进一步处理。

(3) 采出水处理工艺流程

经天然气处理装置、原油处理装置分离出的采出水首先进入接收水罐沉降，去除采出水中油相、泥沙、SS 等；经沉降后采出水泵送至压力除油器，去除采出水中油相，压力除油器回收油进入原油处理装置进一步处理；经除油后出水直接进入过滤装置，去除水中大颗粒悬浮物等；滤后水进入净化水罐，净化水罐出水悬浮固体含量≤35mg/L、含油量≤100mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤5.5μm、平均腐蚀率≤0.076mm/a，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)中表 1 水质主要控制指标，由回注水泵经现有注水管线输至区域注水井回注油气层。

图 3.3-4 含油污水处理流程图

(4) 依托可行性

本工程井场采出液由新建集输管线最终输至哈六联合站处理。哈六联合站运行负荷见表 3.3-6。

表 3.3-6 哈六联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本工程需处理量	依托可行性
1	原油 10 ⁴ t/a	100	85	85%	15	1.825	可依托
2	天然气 10 ⁴ m ³ /d	70	27	38.6%	43	1.5	可依托
3	采出水 m ³ /d	3000	2500	83.3%	500	5	可依托

由上表可知，哈六联合站处理能力可满足本工程生产需求。

3.3.5.2 热普转油站

热普转油站是哈拉哈塘油田热普、金跃、跃满区块原油及天然气通往哈六联合站的重要枢纽，该站主要有原油预脱水、污水沉降处理、天然气增压、变配电、空氮站、消防、通讯、自控八大系统组成。原油转油预脱水单元设计处理能力 $63 \times 10^4 \text{t/a}$ 、天然气增压单元设计处理能力 $54 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用三相分离器进行油气分离和原油预脱水，含水油增压输至哈六联合站处理，伴生气增压输至哈六联天然气处理站。

热普转油站于 2015 年 8 月 20 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函(2015)935 号)，并于 2018 年 6 月 12 日，塔里木油田分公司以油勘(2018)210 号通过自主验收。现正常运行中，无环境问题。本项目集输可以依托该转油站。

3.3.5.3 哈拉哈塘固废填埋场

本工程一般固废和生活垃圾依托哈拉哈塘固废填埋场。

哈拉哈塘固废填埋场建设地点为：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市哈尼喀塔木乡阿克海协尔村，厂址中点坐标为：北纬 $41^\circ 16' 01''$ ，东经 $83^\circ 05' 02''$ 。《哈拉哈塘固废填埋场扩建工程环境影响报告表》于 2012 年 4 月取得环评批复（阿地环函字〔2012〕154 号）；于 2012 年 12 月取得验收批复（阿地环函字〔2012〕683 号）。

哈拉哈塘固废填埋场固废填埋场工业垃圾池容积 17 万 m^3 ，生活垃圾池容积 5000m^3 。含油污染物填埋场及工业填埋场采用池槽开挖后的原状土压实平整，池壁 1:2 边坡；防渗处理采用自治区环保部门推广使用的环保型防渗材料，二层铺垫，层间设 10cm 的原状土保护；开挖后的土方在池顶形成自然挡坝；护坡采用麻袋装砂土水平顺坡摆放保护，以减免防渗材料日照老化。固废填埋场防渗设计采用 HJHY-3 环保防渗材料，材料接缝宽度大于 20cm，池壁及池顶均用麻袋装沙或沙性土进行防护，每条麻袋容量约为 0.06m^3 ，麻袋填装沙土护坡顺堤水平摆放，池体采用补偿收缩混凝土浇制，抗渗等级 S6，采用水泥为普通硅酸盐水泥。每座垃圾场入口处设垃圾池类型标识牌（生活垃圾、工业垃圾、污油垃圾）1 个。

哈拉哈塘固废填埋场剩余填埋能力可以满足本工程施工废料和生活垃圾的处理要求，依托哈拉哈塘固废填埋场处理可行。

3.3.5.4 库车畅源生态环保科技有限责任公司

本工程含油污泥等危险废物依托库车畅源生态环保科技有限责任公司东河 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目处置。该厂区位于阿克苏地区库车市墩阔坦镇东河塘石油作业区固废场西侧。项目采用高温焚烧工艺处理含油污泥及磺化泥浆废弃物，年处理规模为 50 万吨(含油污泥 40 万吨/年，磺化泥浆 10 万吨/年)。

2020 年 6 月 30 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环函[2020]127 号文对该项目报告书进行了批复。项目于 2022 年 3 月 19 日，取得了危险废物经营许可证[(橧)6529020120]，经营规模 400000t/a。2022 年 4 月 6 日，项目申请并取得了排污许可证(91652923556459466U005V)。项目于 2023 年 1 月 31 日，通过了竣工环境保护验收，现正常运行中，无环境问题，目前尚有较大处理余量，可依托其处理本工程危废。

3.3.5.5 哈六联公寓生活污水处理装置

施工期生活污水依托东河采油气管理区哈六联公寓生活污水处理装置处理。哈六联公寓生活污水处理设施的生活污水经地埋式一体化污水处理装置处理后，废水中各项监测因子浓度满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表 4 的二级排放标准。生活污水处理装置于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函〔2011〕1094 号)，并于 2017 年 10 月 01 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环函〔2017〕1548 号)。哈六联公寓生活污水处理设施现正常运行中，无环境问题。本项目施工期产生的生活污水水量小、水质简单，本项目施工期生活污水可以依托该污水处理装置。

3.3.6 工程占地分析

本次新增占地主要为井场、电力线的永久占地和管线工程占地，占地面积 6.066hm²。具体见表 3.3-7。

表 3.3-7 拟建工程占用土地情况表

序号	工 程 内 容	占地面积(m ²)	备注
----	---------	-----------------------	----

		永久占地	临时占地	总占地	
1	井场工程	4900	0	4900	新增占地 4900 m ² ，占地类型为乔木林地、灌木林地。
2	管线工程	72	55760	55760	集输管线 6.97km，管线段宽度按 8m 计，电力线总体沿集输管线敷设。占地类型为林地、草地。
合计		4972	55760	60660	

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及排污节点分析

3.4.1.1 施工期

3.4.1.1.1井场

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

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

图 3.4-1 井场工程建设过程及产污环节示意图

3.4.1.1.2管线

项目施工过程主要包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

(1) 施工准备

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

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

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

(2) 管沟开挖及下管

一般地段管顶埋深为 1.2m，施工作业带宽度 8m。项目沿管线设计路线进行

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

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。

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

图 3.4-2 施工作业带断面布置图

图 3.4-3 管线与已建管线穿越示意图

(3) 穿越工程

本工程穿越工程统计表见表 3.4-1

表 3.4-1 穿越统计表

序号	穿越（交叉）对象	穿越长度(m)	穿越方式	状况	穿越次数
1	穿越道路	20	开挖	简易道路	2
2	交叉电缆、光缆	/	开挖	-	3

①公路穿越

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

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

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

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

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

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

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

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

8) 穿越公路设置管道穿越公路标志桩。

②管道与其他建(构)筑物的交叉

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

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

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

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

(4) 管道连接及试压

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

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压废水及设备噪声。

(5) 管沟回填

管线连接成功并试压合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土方进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为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、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

(6) 清理现场、恢复地貌

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

图 3.4-4 管线工程施工工艺流程及排污节点图

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

(1) 油气开采

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

(2) 油气集输

运营期 RP7-H10 井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后，经采油管线输送至 RP6C 井场扩建阀组，经现有已建集输系统油气混输至哈六联合站处理。

(3) 井下作业

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

洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场的无组织废气(G_1 、 G_2)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2)，其中采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至哈六联合站处理；噪声污染源主要为采油树(N_1)、新建阀组(N_2)运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油(S_1)、井下作业产生的废防渗材料(S_2)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

图 3.4-5 本项目油气开采及集输工艺流程图

3.4.1.3 退役期

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

(1) 封井措施

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

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

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

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

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

5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

6) 已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊

牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识，并记录存档。

7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

(2) 设备清洗

报废管线清洗后，采用盲板进行封堵，原地弃置，不挖出。为减轻废弃管线处置对周边环境的不利影响，管段均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及管壁清洗，清管废水由密闭罐车拉运至哈六联合站采出水处理系统进行集中处理，清管废渣等危险废物委托有资质的单位无害化运输、处置。

(3) 设备拆除

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

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

图 3.4-6 退役期油工艺流程及产污环节图

表 3.4-2 退役期主要产污环节一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除	机械废气 施工扬尘	清管废水	废弃井口设备、建筑垃圾及废弃清管残渣	设备拆除施工噪声
主要措施	洒水抑尘	妥善处理，依托哈六联合站采出水处理装置处理达标后回注	妥善处理。清管废渣交由有危险废物处置资质的单位处置	合理安排作业时间，控制车辆速度

3.4.2 施工期主要污染源及防治措施

(1) 废气

①施工扬尘

工程施工过程中弃土临时堆存、外运过程中，在一定的风力作用下，将产生一定量的扬尘。另外，在施工车辆来回运输及进出施工工地时，亦将产生一定量

的运输扬尘，影响周围的大气环境。本工程采用将施工工地四周围挡作业，工地内主要道路实施硬化，道路定时洒水，建筑材料遮盖存放等抑尘措施控制施工扬尘对周边环境的不利影响。

②焊接、打磨废气

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

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

③施工机械及运输车辆排放的废气

施工过程中由于施工机械包括汽油发电机等、车辆的使用将不可避免的有机械、车辆尾气产生，尾气中的主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

(2) 废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、试压废水、施工废水。

①生活污水

施工期生活污水中主要污染物为 COD、NH₃-N 等，浓度一般为 300mg/L、50mg/L。施工人员按 20 人计，施工期 2 个月，施工人员耗水量约 60L/人·d，生活污水产生量 80% 计算，每天生活污水量约 0.96m³/d，施工期产生生活污水 57.6m³。施工人员的生活污水，依托东河采油气管理区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。

②试压废水

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

③施工废水

一般施工活动产生的废水，来源于施工拌料、清洗机械和车辆产生的废水主

要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油，因此施工场地产生的施工废水应通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水，沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运。

(3) 噪声

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

(4) 固体废物

施工废料主要为管道焊接后废弃的焊接材料、废弃包装材料，由于管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生。根据类比调查，施工废料的产生量约为 1t/km，管道共计 6.97km，施工产生的施工废料量约为 6.97t。施工废料可进行分类处理，部分废料回收利用，剩余部分依托哈拉哈塘固废填埋场处理。

项目建设施工人员按 20 人计，施工期 2 个月，产生量按 0.5kg/d 人计算，则生活垃圾产生为 0.6t。施工人员产生的生活垃圾统一收集后，依托当地生活垃圾处理系统集中处理。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每米挖方量约 3.84m³，管线长度 6.97km，按全线均采用开挖方式核算，挖方量约 2.68 万 m³，所有挖方后期全部回填，无弃方。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

表 3.4-5 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
站场及管线工程	废气	设备运输和装卸扬尘、施工扬尘、车辆行驶扬尘、土方开挖和倾斜扬尘、施工扬尘	颗粒物	间断	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	
		施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
	废水	生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	间断	生活污水依托哈拉哈塘公寓污水处理系统	不外排
		管道试压废水	COD、SS	间断	试压结束后用于场地洒水抑尘	不外排
	固体废物	管线、阀组建设	剩余土方	间断	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运	妥善处置
			施工废料	间断	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置。	妥善处置
			生活垃圾	间断	收集后定期送当地生活垃圾填埋场填埋处理	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境
	生态	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	见“6.1.1 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.4.3 运营期工程污染源源强核算

3.4.3.1 废气

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

(1) 非甲烷总烃

运营过程中从管线设备接口、阀门处等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

中：E 设备——核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的

量，kg；

t_i ——核算时段内密封点 i 的运行时间，h；

$e_{TOC,i}$ ——密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h，

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，见附录 B 中的表 B.1。

表 3.4-6 设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

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

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

表 3.4-7 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

设备名称		单个设备排放速率(kg/h)	设备数量(个)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
RP7-H10	阀	0.036	33	0.0036	8760	0.031
	法兰或连接件	0.044	136	0.0180	8760	0.157
	小计					0.188
RP6C	阀	0.036	12	0.0013	8760	0.011
	法兰或连接件	0.044	56	0.0074	8760	0.065
	小计					0.076
合计						0.264

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

(2)硫化氢

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

本工程运营期采用密闭集输，并设置检测装置，防止 H₂S 的泄漏。

3.4.3.2 废水

(1)采出水

主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，项目采出水平均约 16425m³/a，主要污染物为悬浮物、石油类、无机盐类等。采出水随油气混合物输送至哈六联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

(2)井下作业废水

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》(生态环境部公告 2021 年第 16 号)中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中

产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

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

表 3.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本工程井下作业废水产生量为 25.29t/井·次，井下作业每 2 年 1 次计算，则单井井下作业废水为 12.645t/a。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈六联合站处理。

3.4.3.3 固体废物

（1）危险废物

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

①落地油

落地原油主要产生于采油树和计量分离器的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 0.2t/井·次，作业频次一般 2 年。落地油回收率为 100%，本工程产生落地油量为 0.2t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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

②废防渗材料

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

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

③清管废渣

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

（2）生活垃圾

本工程运营期无新增定员，无新增生活垃圾。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-9。

表 3.4-9 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.2t/a	油井作业	液态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理
2	含油废弃防渗布		900-249-08	1t/a	油井作业	固态	石油类	间歇	T、I	

3.4.3.4 噪声

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

表 3.4-10 噪声源设备

序号	噪声源名称	声源位置	数量/(台/套)	声功率级(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))	运行时段
1	采油树	采油井场	1	85	低噪声设备、基础减震、距离衰减	15	连续
2	井下作业	作业井场	1	80~105	低噪声设备、基础减震、距	15	间歇

					离衰减		
3	交通噪声	运输、巡检车辆	1	60~90	车辆定期保养，距离衰减	/	间歇

3.4.3.5 三本账计算

拟建工程实施后哈拉哈塘油田“三本账”的情况见表 3.4-11。

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

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	拟建工程实施后哈拉哈塘油田排放量	拟建工程实施后增减量
1	废气	NO _x	225.9	0	0	0	0
		SO ₂	26.6	0	0	0	0
		颗粒物	74.3	0	0	0	0
		非甲烷总烃	157.4	0.264	0	157.664	+0.264
		硫化氢	1.8	0.00008	0	1.80008	+0.00008
2	废水	生产废水	0	0	0	0	0
		生活污水	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	0
		磺化泥浆	0	0	0	0	0
		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.4.3 退役期工程污染源源强核算

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾、清管废渣等，建筑垃圾委托哈拉哈塘固废填埋场等填埋场合规处置，废水主要为清管废水。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.4 非正常排放

本项目建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

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

本项目非正常排放主要包括井下作业时，井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入临时放喷池。拟建工程非正常排放见表 3.4-12。

表 3.4-12 井场非正常排放情况一览表

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

(2) 井漏事故

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

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

3.5 清洁生产水平分析

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

(1) 清洁生产技术和措施

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

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

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

(2) 节能及其他清洁生产措施

- ①管线均进行保温，减少热量损失；
- ②集输采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

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

3.5.2 清洁生产建议

(1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

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

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

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，

是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.6 污染物排放总量控制分析

3.6.1 总量控制原则

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

3.6.2 总量控制因子

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、NH₃-N。

本工程运营期无组织 VOCs 排放量为 0.264t/a，不设置燃气加热炉，不涉及二氧化硫、氮氧化物的排放，不涉及 VOCs 的有组织排放。

运营期不涉及 COD、NH₃-N 的排放。

综上，本工程无总量控制指标。

3.7 相关法规、政策符合性分析

3.7.1 产业政策符合性分析

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

3.7.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

拟建项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表 3.7-1。

表 3.7-1 拟建项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

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

因此，拟建项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.7.3 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。

本工程施工期产生的建筑垃圾由施工队集中收集后及时清运至当地填埋场处置。项目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。

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

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中的相关要求，详见表 3.7-2。

表 3.7-2 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应	项目建设符合《塔里木油田“十四	符合

序号	条件规定		拟采取的相关措施	符合性分析
	与空间布局	符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	五”发展规划》和《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	
2		施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,有效降低生态环境影响。	施工期严格控制施工作业面积,尽量减少施工占地、缩短施工时间,项目区周围无环境敏感区。	符合
3	污染防治与环境影响	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放,油气集输损耗率不得高于 0.5%;工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。	井口采出物通过管线管输至哈六联合站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修;项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉;本工程不属于高含硫天然气开采项目;采取措施后井场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改扩建浓度中的相关要求。	
4		油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	井口采出物通过管线管输至哈六联合站处理。采出物中的伴生气送至东河天然气站处理,伴生气可实现 100%回收。本工程不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。	符合
5		陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、	井下作业废水和采出水均送至哈六联污水处理装置处理;钻井已完成,本工程不涉及钻井液的使用及储层改造工程。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。		
6	涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本工程不涉及废水回注,井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理。	符合
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	危险废物均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理;东河采油气管理区已制定有危险废物管理计划,建立了危险废物管理台账,固体无害化处置率达到 100%。	符合
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	尽量选用低噪声设备,对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理;定期给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养;合理布局使螺杆泵尽可能位于井场中心;采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复	报告对拟退役的废弃井进行封井,拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动;根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南》(试行)的相关要求,提出了生态修复方案。	

3.7.5 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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发〔2020〕142号)转发了(环办环评函〔2019〕910号)的内容。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 3.7-3。

表 3.7-3 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)符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划,应当依法同步编制环境影响篇章或说明;编制油气开发相关专项规划,应当依法同步编制规划环境影响报告书,报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见,应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据,规划环评资料和成果可与项目环评共享,项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》,目前已取得审查意见(具体见附件)。本项目所在区块的开发已纳入塔里木油田“十四五”规划中。	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),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。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,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。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人于2020年1月,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,自行确定开展环评范围和建设内容。本项目由塔里木油田分公司东河采油气管理区结合哈拉哈塘油田的建井能力、产能状况等情况进行了立项及方案设计,本项目建设2座标准化井场及配套的集输管线,以支撑油田上产和集输需求。在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环	符合

序号	文件要求	符合性分析	符合性
		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。	
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对 LDAR 情况进行针对性的修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	拟建项目产生的各项危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由相应资质单位处置。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	拟建项目施工期采取了各项生态环境保护措施，降低生态环境影响	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	塔里木油田东河采油气管理区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局、库车市分区备案(备案编号分别为 652924-2023-003-L、652923-2023-001-L)。	符合

3.7.6 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》《关于加快解决当前挥发性有机物突出治理问题的通知》（环大气[2021]65 号）符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》中提到：“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现

象：油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备。对于含高浓度 VOCs 的废气，宜优先采用冷凝回收、吸附回收技术进行回收利用，并辅助以其他治理技术实现达标排放。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”

《关于加快解决当前挥发性有机物突出治理问题的通知》中提到：中国铁路、中国船舶、中国石油、中国石化、中国海油、国家能源集团、中国中化、中煤集团、国药集团等中央企业要切实发挥模范带头作用，组织专业队伍，对下属企业开展系统排查高标准完成各项治理任务。

本工程阀门、法兰、连接件等设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小，同时采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，根据 GB37822-2019 的要求，建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对 LDAR 情况进行针对性的修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。

因此拟建项目符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》《关于加快解决当前挥发性有机物突出治理问题的通知》相关要求。

3.7.7 与《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发〔2013〕136 号)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件的符合性分析

根据林沙发〔2013〕136 号，沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价。沙区开发建设项目应尽量减少占用沙区植被地。确需占用沙区植被地的建设项目，要严格按程序报批，并做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价报告的编制工作。

根据（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化土地监测报告》，本工程属于非沙化区。考虑到拟建项目新增占地类型为林地和草地，但评价区内分布少量沙地，报告对项目实施对周边沙化土地的影响和防沙治沙措施进行了分析，具体见章节 6.1 节。建设

单位在采取了本次环评提出的各项防沙治沙措施后，拟建项目的建设，符合《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)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号)文件的要求。

3.7.8 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 3.7-4。

表 3.7-4 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
临时用地选址要求和 使用期限	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。	本工程临时占地类型主要为林地和草地。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。 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。	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。本工程施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；并按照相关部门的要求进行恢复等。本工程不占用耕地。	符合

3.7.9 与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修正）符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修正）符合性分析见表

3.7-5。

表 3.7-5 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修正）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者应当依法取得排污许可证。	2024 年 1 月 5 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区变更了了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG029U)	符合
2	矿产资源勘探、开发单位，应当对矿产资源勘探、开发产生的尾矿、煤矸石、粉煤灰、冶炼渣以及脱硫、脱硝、除尘等产生的固体废物的堆存场所进行整治，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施。	拟建项目产生的危险废物在东河采油气管理区已建危废暂存设施暂存后，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由相应资质单位处置。	符合
3	企业事业单位应当依法制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和其他相关部门备案，并定期进行演练。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向所在地县级以上人民政府及其环境保护、安全生产监督等有关部门报告。	东河采油气管理区编制了《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案（沙雅县）》（备案编号 652924-2023-003-L）、《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件专项应急预案（库车市）》（备案编号 652923-2023-001-L）	符合

3.7.10 与《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》《关于印发(阿克苏地区大气污染防治攻坚行动方案(2023-2025 年))的通知》《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》符合性分析

《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》提出：推进原辅材料和产品源头替代工程，实施全过程污染物治理。

《关于印发(阿克苏地区大气污染防治攻坚行动方案(2023-2025 年))的通知》提出：开展 VOCs 无组织排放整治。全面排查含 VOCs 物料储存、转移和输送、设备与管线组件、敞开液面以及工艺过程等环节无组织排放情况，对达不到相关标准要求的开展整治。

根据《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》，提出重点对含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减 VOCs 无组织排放。

本工程采用密闭集输，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，加强装

置系统密封，最大限度减少装置无组织排放，各装置的管路及设备动静密封点泄漏挥发性有机物排放量很小。符合《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》《关于印发(阿克苏地区大气污染防治攻坚行动方案(2023-2025 年))的通知》《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》文件相关要求。

3.7.11 与《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》符合性分析

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

根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》规定，“建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。建设项目需要使用林地的，用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。公路、铁路、输电线路、油气管线和水利水电、航道建设项目临时占用林地的，可以根据施工进度情况，一次或者分批次由具有整体项目审批权限的人民政府林业主管部门审批临时占用林地。”

根据《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》规定，“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续；占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少”。

经调查，本项目不涉及国有一级国家级公益林，所涉及的其他林地建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，符合《国家级公益林管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》中相关要求。

3.7.12 与《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》符合性分析

《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》中实施节能减排重点工程包括挥发性有机物综合整治工程，主要内容是推进原辅材料和产品源头替代工程，实施全过程污染物治理。以工业涂装、包装印刷等行业为重点，推动使用低挥发性有机物含量的涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。深化石化化工等行业挥发性有机物污染治理，全面提升废气收集率、治理设施同步运行率和去除率。对易挥发有机液体储罐实施改造，对浮顶罐推广采用全接液浮盘和高效双重密封技术，对废水系统高浓度废气实施单独收集处理。

本工程采用密闭集输工艺流程工艺，不涉及液体储罐，无组织废气排放量很少，工程运营期对管线、阀组进行巡检，并对各连接件、阀门等进行定期检测、及时修复，防止或减少挥发性有机物的跑、冒、滴、漏现象。符合相关要求。

3.7.13 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 3.7-6。

表 3.7-6 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	文件要求	符合性分析	评价结果
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；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；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；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	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中相关管控要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站	哈拉哈塘油田作业区建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设备，实现全过程自动化管理	符合

序号	文件要求	符合性分析	评价结果
	区监控系统,实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息,录入生产运行中人工化验或记录数据,进行系统化实时监控管理;利用人工智能、网络信息等技术,实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。		
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染,建立动态监测评估、处理及报告机制。	井下作业带罐作业;运营期定期巡检,加强井筒维护、采取分区防渗防措施、并落实跟踪监测、应急响应等措施。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏,防止对矿区生态环境造成污染和破坏;应制定突发环境事件应急预案,配备相应的应急物资。	建成后归属东河采油气管理区管辖,东河采油气管理区具备完善的应急管理体系,应对应急预案进行修编,将本项目实施范围纳入其应急预案	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则,综合开发利用油气藏伴生资源,综合利用固体废物、废水等,发展循环经济;气田伴生资源综合利用:与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%;油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理,并清洁化、无害化处置,处置率应达到100%;油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用;不能循环利用的,应达标排放、回注或采取其他有效利用方式;油气开采过程中产生的落地原油,应及时全部回收。	运营期井口采出物集输进哈六联合站处理;井下作业带罐作业,防止落地油产生,井下作业过程中产生的井下作业废液进联合站采出水处理系统,不外排;事故状态下的含油污泥委托有资质的单位接收、转运和处置。	符合

3.8 相关规划符合性分析

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

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

3.8.2 与新疆维吾尔自治区主体功能区规划符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》,将新疆分为以下主体功能区:按

开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，即限制开发区域，其功能定位是：农产品主产区，即耕地较多、农业发展条件较好，尽管也适宜工业化城镇化开发，但从保障农产品安全以及永续发展的需要出发，必须把增强农业综合生产能力作为发展的首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化与城镇化开发的区域。

本工程属于石油天然气开采行业，属于塔里木油田分公司管辖，项目所在区域不在生态红线内，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，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》对项目区块的开发管制原则，符合自治区对该区域的功能定位要求。本工程在主体功能区划图中的位置详见图 3.8-1。

3.8.3 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区环境保护“十四五”规划》中提到：“落实碳达峰、碳中和的要求，培育绿色新动能，以布局优化、结构调整和效率提升为着力点，加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系，促进经济社会发展全面绿色转型。”坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合，坚持淘汰落后与鼓励先进相结合，支持产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进，坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展，引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变，加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。”

本工程属于石油天然气开采项目，符合环境保护产业发展要求。本工程不属于落后产能，能够满足节能降耗及提质增效等原则，符合新疆环境保护“十四五”规划相应的环保要求。

3.8.4 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

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

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

本工程与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.8-2。

表 3.8-1 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

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

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

文件名称	规划要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五期间”持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到 2025 年实现年产 3750 万吨油当量油气田。	本工程位于规划中的塔北-塔中原油根据地，拟建项目的建设符合《塔里木油田分公司“十四五”规划》的油气开发的目标。	符合
《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》（环审〔2022〕214 号）	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本工程不涉及生态保护红线，符合“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
《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》（环审〔2022〕214 号）	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本工程优先避让环境敏感区，减缓了对生态环境的影响。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。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 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、	本工程建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；输送采用密闭集输，可减少废气污染物的排放，实现污染物达标排放；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期废水处理回用，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。	符合

文件名称	规划要求	本工程	符合性
	落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。		
《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》（环审〔2022〕214号）	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本工程严格控制占地面积，项目建设过程中开展防沙治沙工作，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化。	符合
	（五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求，加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代，加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。	后续按照规划相关要求，对含油污泥等固废进行妥善处置，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区绿色发展等相关要求，推动区域生态环境健康发展。	符合
	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	东河采油气管理区定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。	符合
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环境诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

3.8.6 与《阿克苏地区国土空间规划（2021~2035 年）》符合性分析

本工程位于拜城-库车油气能源资源基地内，符合《阿克苏地区国土空间规划（2021~2035 年）》。具体见表 3.8-3。

表 3.8-3 与《阿克苏地区国土空间规划(2021 年-2035 年)》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	评价结果
1	严守生态保护红线。以资源环境承载力为硬约束结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。	拟建工程距离生态保护红线最近约8.5km，不在生态保护红线范围内	符合
2	将保护国土资源、节约集约利用矿产资源，保障能源安全为目标，加强矿产资源保护与利用落实国家级能源基地、规划矿区，保障战略能源安全。建成3 个油气能源资源基地，拜城-库车油气能源资源基地，塔里木盆地塔河油气资源基地，塔里木盆地塔中油气资源基地。	本工程位于塔里木盆地拜城-库车油气能源资源基地油气资源基地，属于石油开采项目	符合
3	坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。	拟建工程不占用基本农田	符合

3.9 生态环境分区管控符合性分析

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）、《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》、《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》《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)、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》，本工程执行自治区七大片区天山南坡管控要求和阿克苏地区管控单元的管控要求。具体位置关系见图 3.9-1、图 3.9-2。

拟建项目与生态环境分区管控方案相符性分析见下表 3.9-1~3.9-6。

根据分析结果，本工程建设符合自治区及七大片区、阿克苏地区生态环境分区管控相关要求。

图 3.9-1 生态保护红线位置关系图

图 3.9-1 环境管控单元位置关系图

表 3.9-1 拟建项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

“通知”文号	文件要求		项目与三线一单相符性分析	符合性
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	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	拟建项目占地不在农业保护区、自然保护区、风景名胜区、文物（考古）保护区、生活饮用水水源保护区、供水远景规划区、矿产资源储备区、军事要地、国家保密地区和其他需要特别保护的区域内，不在红线范围内，不会影响所在区域内生态服务功能。符合生态保护红线管控要求。	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	拟建工程运营期不新增废水，现有井场的废水进入联合站污水处理系统处理，处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建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。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用	拟建工程开发过程中采取节水措施，生产废水和生活污水进行综合利用，节约了水资源；不消耗天然气，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，项目运营过程中不消耗水资源、能源消耗，不会对区域水资源、能源造成影响。管线敷设充分利用现有道路，新增占地较少。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线。	符合

表 2.9-2 本工程与新疆维吾尔自治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	
一般管控单元							
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【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“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；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	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。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	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。	拟建工程不涉及相关内容	—		
			【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。	拟建工程占地范围内不涉及在水源涵养区、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	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。	拟建工程不涉及自然湿地	—		
			【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	拟建工程不属于高污染(排放)、高能(水)耗、	符合		

		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。	高环境风险的工业项目	
		【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。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
		【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。	拟建工程不属于新建危险化学品生产项目	符合
		【A1.1-9】严禁新建《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)。	拟建工程不属于危险化学品化工项目；拟建工程不占用生态保护红线、永久基本农田；拟建工程所在区域不在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内	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。	拟建工程不属于用汞的电石法(聚)氯乙烯生产工艺，不属于重有色金属冶炼、电镀、制革企业	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。	拟建工程不涉及相关内容	—

			境。		
		A1.2 限制开发建设的活动	【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。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【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《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。	拟建工程未占用永久基本农田、耕地、草地，占用耕地按照国家、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。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【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。	拟建工程不涉及占用湿地	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。	本工程不涉及自然保护地	符合
		A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	【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。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	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。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	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。	拟建工程不涉及涉重金属落后产能和化解过剩产能	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。	拟建工程不涉及相关内容	—
		A1.4 其他布局要求	【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。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	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	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金	符合

A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	属冶炼、平板玻璃项目	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和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	
		【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。	拟建工程属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	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。	拟建工程实施后无废气产生	—
		【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。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【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。	拟建工程实施后无废气产生	—
	A2.2 污染控制措施要求	【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。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	符合
		【A2. 2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。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	拟建工程不涉及相关内容	—

		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。		
		【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。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【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。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	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。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【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。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		【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。	拟建工程营运期间无废水产生，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合

			【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。	东河采油气管理区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作。本工程运营期加强土壤污染风险管控工程。	符合
			【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。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A3 环境 风险防 控	A3.1 人居环 境要求	【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。“鸟一昌一石”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。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.1-2】对跨境河流、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。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【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。	拟建工程不涉及相关内容	—
		A3.2 联防联 控要求	【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，	拟建工程不涉及相关内容	—

		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。		
		【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	—
		【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。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、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，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，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
		【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。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入东河采油气管理区现有应急预案中，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
		【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。	拟建工程不涉及相关内容	—

	A4	A4.1 水资源	【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。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	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%。 【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%。	拟建工程不涉及相关内容。	—
			【A4.1-3】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。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		A4.2 土地资源	【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。	拟建工程充分利用现有道路，新增占地较小，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3 能源利用	【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，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	拟建工程运营期间不涉及排放温室气体	—
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	项目不涉及	—
			【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。	拟建工程运营期间不涉及排放温室气体	—
			【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。	拟建工程运营期间不涉及排放温室气体	—
		A4.4 禁燃区要求	【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。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	—

		A4.5 资源综合利用	【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”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，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。	运营期固体废物送有危废处置资质的单位接收处置	—
			【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。	拟建工程不涉及相关内容。	—
			【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。	拟建工程不涉及相关内容。	—
			【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。	拟建工程不涉及相关内容。	—

表 3.9-3 本工程与“七大片区”总体管控要求符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡 片区总体 管控要求	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	拟建工程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	符合
	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	拟建工程为油气集输过程中的隐患治理工程，管线施工过程中严格控制施工占地，站场、管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	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	拟建工程正常情况下不会对河流水质产生影响	符合
	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	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	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	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 3.9-4 本工程与阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《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）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	本工程在哈拉哈塘油田内建设，不涉及生态红线，本工程符合生态保护红线要求。	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程运营期废水经污水处理装置处理后回用或进入东河污水处理系统处理，处理达标后回用于生产，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域；拟建工程油、气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建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。	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资	拟建工程开发过程中采取节水措施，生产废水和生活污水进行综合利	符合

名称	文件要求		拟建工程	符合性
		源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	用，节约了水资源；油、气集输采用电伴热常温集输，不消耗天然气，用电采用已建电力线及光伏系统，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求。	
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。本工程位于一般管控单元。	项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响	符合

表 3.9-5 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田	/
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求		本工程建设符合阿克苏地区总体管控要求，项目区不涉及基本农田。	符合

	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		
污染物排放 管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药 3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本工程建设符合阿克苏地区总体管控要求，不涉及畜禽养殖、农药使用等。 拟建项目采出水随采出液输送至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后运至哈六联合站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全；施工期生活垃圾拉运至哈拉哈塘固废填埋场集中处置。	符合
环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。	本工程为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污	符合

	2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施 3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。		染，落地油 100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。哈拉哈塘油田已对区域存在的历史遗留泥浆池等场地进行治理。	
资源利用效率	1. 全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 2. 3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。		本工程为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期废水依托联合站处理达标后回注油层。	符合
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292410003	沙雅县一般生态空间	优先保护单元	生态空间内	一般生态空间
维度	管控要求		本工程	符合性
空间布局约束	1、在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。 2、在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。禁止在沙化土地封禁保护区范围内安置移民。对沙化土地封禁保护区范围内的农牧民，县级以上地方人民政府应当有计划地组织迁出，并妥善安置。沙化土地封禁保护区范围内尚未迁出的农牧民的生产生活，由沙化土地封禁保护区主管部门妥善安排。未经		1、报告对项目实施对周边沙化土地的影响和防沙治沙措施进行了分析。 2、本工程不涉及沙化土地封禁保护区。 3、本工程不涉及水利、畜牧。 4、本项目不涉及地表和地下水的利用，药材开发等。 5、本工程施工期严格控制施工范围，严禁采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，项目落实防风固沙措施，控制施工扰动范	符合

	国务院或者国务院指定的部门同意,不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。 3、转变传统畜牧业生产方式,实行禁牧休牧,推行舍饲圈养,以草定畜,严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度,恢复草地植被。保护沙区湿地,新建水利工程要充分论证、审慎决策,禁止发展高耗水工业。对主要沙尘源区、沙尘暴频发区,要实行封禁管理。 4、合理利用地表水和地下水,调整农牧业结构,加强药材开发管理,禁止开垦草原,恢复天然植被,防止沙化面积扩大。 5、保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护农田土壤环境质量。	围,施工结束后及时对临时占地进行清理平整,做到“工完、料尽、场地清”。工程占地不涉及农田,运营期采取土壤保护措施,防止对评价范围内农田土壤环境质量产生影响。	
--	---	---	--

3.10 选址、选线合理性分析

本工程组成包括集输管线、计量分离器撬、阀组建设等油气集输工程以及配套的供配电、防腐、结构、仪表等工程。

3.10.1 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于东河采油气管理范围内，位于城市建成区以外，除涉及位于水土流失重点预防区、重点治理区以及天然林范围外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地、灌木林地，评价范围内植被覆盖度较低，管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

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

3.10.2 井场选址符合性分析

本项目各井场为已钻井，管线起止点环评均已批复并有了事实占地，选址具有唯一性。建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。占用公益林应征得林草主管部门同意，按国家和相关要求对占用林地进行生态恢复和补偿，施工过程中尽量避开植物茂密区域；周围无地表水系，无不良地质现象。

本工程井场占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资源〔2016〕14号）进行，在井场、站场布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用。井场、站场占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。选址符合相关要求，选址合理。项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环

境影响较小、风险可控，井场选址可行。

3.10.3 管线合理性分析

(1) 本项目管线不涉及城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。管线走向沿线主要为荒漠林地，管线走向同时避居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004, 2022 年修正)《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)“原油、成品油管道与城镇居民点或独立的人群密集的房屋的距离不应小于 15m”的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。由于各井井场位于沙雅县境内，属于水土流失重点治理区，且两井均位于公益林内，故管线不可避免要穿越水土流失重点治理区和国家二级公益林，管线线路是经实地踏勘后确定，工程线路不占用胡杨，总体来说，各井场、管线沿线位于植被相对比较稀疏区域，项目区周边野生动物较少，对周围生态环境影响较小。

(2) 同时管线敷设区域避开地质灾害(滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段)易发区和潜发区，施工结束后，对临时占地及时恢复植被或复耕，减少占地影响。

(3) 油田开发区域的集输管线布设符合《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)的要求，在满足生产要求的前提下，考虑地形、地质因素以及风险事故因素，避开可能塌方和被洪水冲侵的地段，选择土质沙地；集输管线沿路不穿过村庄、水源地等环境敏感目标。管线选址靠近现有道路，方便运输、施工和生产维护管理。工程所在地环境质量现状良好，项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，项目管线选址可行。

(4) 项目所在区域属于“塔里木河中上游重点预防区”和“塔里木河流域水土流失重点治理区”。无法避让水土流失重点预防区和水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

综上所述，拟建工程合理优化管线选线方案，管道两侧 1km 范围内无居民

等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，项目选址符合生态环境分区管控要求，不位于法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。本工程施工期前需要办理征地手续，严格控制占地范围，加强施工管理，尽量减少对植被的破坏，施工结束后及时进行生态恢复，可以确保区域生态环境功能不降低。从环境保护角度看，选线可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45'$ ~ $84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31'$ ~ $41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

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

4.1.2 地形、地貌

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

（1）渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分部于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积 880km²，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰~4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、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）塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木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 2133.72km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km²，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10~50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无有人类居住，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、多枝怪柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程位于渭干河冲洪积平原，地形北高南低，由西向东略有坡降，海拔 943m~970m。

4.1.3 气象和气候

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

表 4.1-1 沙雅县主要气候要素一览表

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

4.1.4 地质概况

工程所在区域，位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的西部斜坡带，为向西倾没的哈拉哈塘大型鼻状构造的一部分。该地区北靠轮台凸起，南接北部坳陷，西邻英买力低凸起，是轮古—塔河—哈拉哈塘奥陶系特大型油藏的一部分。轮南潜山背斜经历了多期构造运动。寒武～奥陶纪，由于塔里木板块北缘的板块构造活动，塔北地区开始发育台内隆起带，但仅分布于阿克苏—新和—轮台一线。奥陶纪末，随着库—满拗拉槽的闭合，统一的塔北隆起带初步形成，轮南—哈拉哈塘—英买力地区为其南斜坡。志留-泥盆纪，塔北隆起继承性发育，轮南、英买力地区进一步隆升。泥盆纪晚期，由于古南天山洋板块的进一步俯冲活动，挤压活动不断加强，塔北隆起形成大范围剥蚀区，南部最终形成三凸构造格局，自西向东依次为英买力低凸起、轮南潜山背斜（轮南低凸起）、库尔勒鼻状凸起；北部则由于轮台断裂的活动形成了轮台凸起。晚石炭纪～三叠纪，中天山古岛弧与塔里木大陆自东向西碰撞导致南天山洋剪刀式闭合，塔北地区发育逆冲推覆构造和以新和—一二八台、英买力、轮南、以及库尔勒—孔雀河斜坡为主体的巨型左行走滑构造变形带。新近纪以来，由于库车坳陷持续强烈沉降，塔北地区逐渐成为库车再生前陆盆地的前缘隆起和前陆斜坡，上古生界和中生界发生翘倾，与新生界一起呈整体北倾大单斜，哈拉哈塘地区现今构造格局形成。

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

4.1.5 水文概况

4.1.5.1 地表水

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

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 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 45.11×10⁸m³。塔里木河干流枯水期为 3-6 月，丰水期为 7-9 月，平水期为 10 月至次年 2 月。

渭干河发源于拜城盆地的哈尔他乌山汗腾格里峰冰川，上游干流称为木扎提河（径流量 14.6 亿 m³），沿途汇入喀普斯浪河（径流量 6.29 亿 m³），台尔维其克河（径流量 1.9 亿 m³）、喀拉苏河（径流量 8.29 亿 m³）及克孜勒苏河（径流量 3.88 亿 m³）后，最终流入渭干河。渭干河由西向东沿拜城盆地南缘经克孜尔千佛洞东侧折向南，穿过却勒塔格山进入塔里木盆地的北缘，最后消失在塔里木河北岸附近，全长 340km。渭干河上游克孜尔水文站建有克孜尔水库，总库容 6.4 亿 m³，防洪库容 3.2 亿 m³，是以防洪灌溉为主，兼有发电、水产养殖、供水等功能的大（I）型水库。

本工程周边无地表河流分布。

4.1.5.2地下水

见后文 5.3 节。

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 生态系统调查

4.2.1.1 生态系统类型

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县，根据《新疆生态功能区划》，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划表

生态功	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV ₁ ）

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

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

图 4.2-1 评价区域生态功能区划图

根据野外调查情况，按照《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)的分类方法，对评价区生态系统进行分类。调查显示，评价范围生态系统以灌丛生态系统为主，此外评价区域中部分布有以胡杨林为主的森林生态系统以及耕地为主的农田生态系统，区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。具体见图 4.2-1。

图 4.2-2 评价区域生态系统类型图

4.2.1.2 生态系统特征

灌丛生态系统是指由灌木和低矮的树木组成的生物群落，通常分布在干旱或半干旱地区。由于生长环境的限制，这些植物通常具有较长的根系和较小的叶片，以适应干燥和高温的气候条件。灌丛生态系统在维持生物多样性和生态平衡方面起着重要作用。首先，灌丛为众多动物提供了栖息地和食物来源。许多鸟类、哺乳动物和昆虫都依赖于灌丛生态系统中的植物来寻找庇护和食物。灌丛还为许多植物提供了理想的生长环境，使它们能够在干旱的气候条件下存活和繁衍。灌丛生态系统在土壤保持和水资源管理方面起着重要作用。由于灌丛植物的根系较长，能够固定土壤，减少水土流失的风险。此外灌丛植物的根系还能够吸收和储存水分，减少土壤中的水分蒸发，提供给其他植物和动物使用。同时灌丛生态系统具有显著的碳汇功能，其碳储量的增加被认为是我国陆地生态系统碳储量增加的主要原因之一。

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

农田生态系统的植被主要是人工栽培的各种农作物。居民点分布于农田区域平坦地带，形状和内部结构比较规则。另外还有人工防护林，主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

4.2.2 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.2-2，生态现状调查范围土地利用现状见图 4.2-3。

由上表可知，生态现状调查范围内土地利用类型涉及 5 大类 8 小类，土地利用现状占比由大到小依次为乔木林地、灌木林地、其他草地、盐碱地、水浇地、沙地、沟渠、内陆滩涂等，其中面积占比最大的为乔木林地及灌木林地，乔木林地建群种为胡杨、灌木林地建群种为多枝怪柳，此外区域还分布有水浇地，涉及基本农田及一般耕地，种植有棉花等经济作物；沙地均为固定沙地、不涉及流动沙地。项目占地区域土地利用类型主要为灌木林地、乔木林地等。

图 4.2-3 评价区域土地利用现状图

4.2.3 植被类型及分布

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

评价区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。区域野生植物情况见表 4.2-3。区域植被类型图见图 4.2-4。

表4.2-3 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>

科	种名	拉丁名
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa</i>
	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>
茄科	黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	苦马豆	<i>Sphaorophysa salsula</i>
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata Batal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zyqqphy uaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
菊科 <i>Compositae</i>	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>
	猪毛菜	<i>Salsola collina Pall</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	盐节木	<i>Halocnemum shrobilaceum</i>

图 4.2-4 评价区域植被类型图

本工程所在区域内人工植被主要为经济作物（棉花等、农田防护林）为主；自然植被主要以多枝怪柳、胡杨、花花柴、胀果甘草、疏叶骆驼刺、盐穗木等。工程占地区域地表植被生境较好，植被覆盖度约为 30%。胡杨主要分布在农田外围与荒漠之间的交错带；多枝怪柳群系分布于塔里木盆地河漫滩及古老冲沟分布区，是向盐化草甸过渡的类型。群落中建群种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，植被盖度 25%-35%。灌木层下有草本分布，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，伴生种主要有盐穗木、疏叶骆驼刺等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木等，植被盖度 15%左右。

样方调查概况：

A. 布设原则

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

B. 样方调查内容

本工程生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价群落类型不少于 3 个。本评价自然植被实地调查中主要采用样方法。在样方中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。

本次评价范围涉及多枝桤柳-盐穗木群系、胡杨-多枝桤柳-胀果甘草群系、多枝桤柳-疏叶骆驼刺群系等 3 种植物群系，每种类型设置 3 个样方，共调查 9 个样方，布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

表4.2-4 评价区域植被群系情况一览表

植被大类	植被型组	植被型	植被群系
自然植被	灌丛	温带落叶灌丛	多枝桤柳-盐穗木群系
自然植被	灌丛	胡杨疏林、多枝桤柳灌丛	胡杨-多枝桤柳-胀果甘草群系
自然植被	灌丛	温带落叶灌丛	多枝桤柳-疏叶骆驼刺群系

①胡杨-多枝桤柳-胀果甘草群系植被样方调查：设置 10m×10m 的植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、棵数、平均高、郁闭度、立木蓄积等信息。

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

③多枝桤柳-疏叶骆驼刺群系植被样方调查：设置 5m×5m 的植被样方 3 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 9 个，主要样方情况见表 4.2-4~表 4.2-6。根

据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

①胡杨-多枝怪柳-胀果甘草群系植被样方调查，调查地点：分别在 HA602 南部、RP7-H9 东部以及管线路由区域布设样方，土壤类型：林灌草甸土、盐土等；地形地貌为平原，郁闭度为 20%~30%。

样方大小：10m×10m；统计结果见表 4.2-4。

②多枝怪柳-盐穗木群系植被样方调查，调查地点：分别在 HA602 北部、RP7-H10 井南部、RP7-H4 井西部布设样方，土壤类型：盐土、龟裂土等；地形地貌为平原，总盖度为 25-35%。

样方大小：5m×5m；统计结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 多枝怪柳-盐穗木群系样方调查统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	数量	盖度 /%	多度
样方 2-1					
HA602 北部	多枝怪柳	145-185	3	25	Cop2
	盐穗木	25-35	8	3	Sp
	花花柴	15-25	5	5	Sp
样方 2-2					
RP7-H10 井南部	多枝怪柳	85-145	4	25	Cop2
	盐穗木	20-30	5	2	Sol
	芦苇	50-60	7	3	Sp
样方 2-3					
RP7-H4 井西部	多枝怪柳	65-125	3	15	Cop1
	盐穗木	20-25	10	5	Sp
	疏叶骆驼刺	15-20	12	5	Sp

③多枝怪柳-疏叶骆驼刺群系植被样方调查，调查地点：分别在 HA13-H9 北部、评价区中部、管线路由区域布设样方，土壤类型：盐土等；地形地貌为平原，总盖度为 15-20%。

样方大小：5m×5m；统计结果见表 4.2-6。

4.2.4 野生动物现状评价

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

评价区域内的野生动物生存环境可分为以下 3 种类型。

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

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

3) 荒漠区：主要以半灌木为主，植被盖度相对较低，盐碱地及沙地均有分布，栖息分布着部分耐旱耐盐碱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。

(3) 样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物（HJ710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则鸟类（HJ710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则爬行动物（HJ710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则两栖动物（HJ710.6-2014）》等确定的技术方法，对项目区各类野生动物开展了调查。

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

观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次共设置样线 9 条，鸟类共观测到麻雀、凤头百灵、灰斑鸠、喜鹊、小嘴乌鸦、沙百灵等 6 种，两栖动物荒漠麻蜥、南疆沙蜥、子午沙鼠等 3 种，未见大型野生动物踪迹。

4.2.5 生态敏感区调查

4.2.5.1 生态保护红线

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

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

4.2.5.2 水土流失重点预防区和水土流失重点治理区

（1）水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》《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，项目位于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目所在区域位于“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。结合本项目区域地理位置、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，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为 $2000\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。

（3）水土保持基础功能类型

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

（4）水土流失预防范围

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

（5）水土流失预防对象

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

（6）水土流失预防措施

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

（7）水土流失治理范围与对象

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

（8）水土流失治理措施

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

4.2.5.3 天然林

天然林指天然起源的森林，包括自然形成与人工促进天然更新或者萌生所形成的森林，是自然界中群落最稳定、生态功能最完备、生物多样性最丰

富的陆地生态系统，是维护国土安全最重要的生态屏障，按其退化程度可以大致分为原生林、次生林和疏林等。

根据初步调查，本工程所在区域天然林林地保护等级为 II~IV 级，不涉及 I 级林地，具体以林草部门核查为准。调查区域部分天然林为沙雅县重点公益林。

4.2.5.4 重点公益林

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

根据《新疆维吾尔自治区沙雅县重点公益林区划界定成果报告》，沙雅县共有林业面积 263741.51hm²，其中公益林总面积 252699.47hm²，占林地面积的 95.81%；重点公益林面积 244145.92hm²，占公益林面积的 96.62%。

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

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

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

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，除评价区南部农田开垦外，人类扰动强度较低；保护要求主要为按照《国家级公益林管理办法》第 18、19 条有关规定，办理建设项

目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

图 4.2-6 重点公益林分布图

4.2.5.5 基本农田

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

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

图 4.2-7 基本农田位置关系图

4.2.5.6 土地沙化现状

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

塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积 34944602.58hm²，其中：沙质土地面积为 34560399.13 hm²。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65 hm²，半固定沙地 5898376.53 hm²，固定沙地 2192994.05 hm²，沙化耕地 122550.34 hm²，非生物工

程治沙地 5369.56 hm²。沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm²，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm²，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm²，占 2.20%；戈壁 2242.15hm²，占 0.08%。本项目位于塔里木盆地北缘，塔河以北，根据调查，本工程评价范围内分布有 0.35km² 沙地，占评价区面积的 1.10%，主要分布在 RP7-H9 井北部和 RP6C 井西部，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地。

4.2.5.7 重要物种

1) 保护植物

根据《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）及《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），区域内分布的国家Ⅱ级保护植物胀果甘草、黑果枸杞，灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

①黑果枸杞

黑果枸杞，拉丁学名（*Lycium ruthenicum*），茄科，枸杞属多棘刺灌木，高可达 150 厘米，多分枝；坚硬，有不规则的纵条纹，小枝顶端渐尖成棘刺状，节间短缩，有簇生叶或花、叶同时簇生，在幼枝上则单叶互生，肥厚肉质，顶端钝圆，基部渐狭，中脉不明显，花生于短枝上；花梗细瘦，花萼狭钟状，花冠漏斗状，浅紫色，裂片矩圆状卵形，耳片不明显；花柱与雄蕊近等长。浆果紫黑色，球状，种子肾形，褐色，5~10 月开花结果。耐干旱，常生于盐碱土荒地、沙地或路旁。

②胀果甘草

胀果甘草，拉丁学名（*Glycyrrhiza inflata*），被子植物，豆科，多年生草本，高 30~80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。生于盐渍化砂地，胀果甘草随地下水位、土壤含盐和土壤质地的变化，可以与多种耐盐植物组成不同的群落。在砂质或砂壤质轻盐化草甸土上，地下水深 1~2 米，水土条件良好，形成茂密的群落，胀果甘草高可达 1 米。

③灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名（*Populus pruinosa Schrenk*），杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

2) 保护动物

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物 6 种，分别为塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼等，详见表 4.2-7。

4.2.6 主要生态问题调查

（1）区域荒漠化土地现状

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

（2）水土流失

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

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

4.2.7 小结

本工程位于塔里木盆地北缘、塔河以北，工程所在区域属于渭干河三角洲绿

洲农业盐渍化敏感生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域土地利用类型主要有灌木林地、乔木林地等 8 类，自然植被区系类型属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区；动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区；评价范围生态系统以灌丛生态系统为主，此外评价区域中部分布有以胡杨林为主的森林生态系统以及耕地为主的农田生态系统，工程区生态系统维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程位于阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定数据中距离本工程最近的空气自动监测站点数据。数据时间为 2023 年，基本污染物为 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5}。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1 所示。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

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

由表 4.3-1 可知，项目所在区域 PM_{2.5}、PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单（环境保护部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多；阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

4.3.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2019 年至 2023 年的距离本项目区最近的国控点数据，作为项目环境空气质量现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源，详见下表 4.3-2。

表 4.3-2 近五年环境空气质量现状变化 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$ （标注除外）

污染 物	年评价指标	二级标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				
			2019	2020	2021	2022	2023

			年	年	年	年	年
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	176	198	95	94	95
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	54	60	39	41	37
SO ₂	年平均质量浓度	60	7	7	7	6	7
NO ₂	年平均质量浓度	40	31	28	28	24	32
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	900	1000	1500	2000	2200
O ₃	日最大 8 小时滑动平均 第 90 百分位浓度	160	93	90	122	133	130

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

4.3.3 其他污染物环境质量现状数据

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在项目区布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，并引用《RP7-H7、RP7-H4 井集输工程环境影响报告书》中 RP7-H7 井下风向方向 1km 处（即本项目 RP7-H4 井下风向 1.8km 处）的监测数据。监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位基本信息见表 4.3-3，具体监测点位置见图 4.3-2。

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

图 4.3-2 监测点位图

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

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

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用搜集资料+现场实测法。

4.5.2.2 监测点位布设

根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向（由北向南），根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），结合项目区内集输管线分布情况、地下水评价范围，本次在项目区区域共 5 个水质监测点。

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

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响

5.1.1 生态环境影响特征

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

根据估算,本工程总占地约 6.066hm²,其中永久占地 0.4972hm²,临时占地 5.5760hm²。占地类型主要为林地、草地等。工程新增永久占地在评价区总面积的比例较低,对当地的土地利用影响较小,施工结束后,永久占地被油田生产设施构筑物代替,这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变,永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代;工程临时占地以管沟开挖及电力线架设用地为主。从线性工程占用土地情况看,主要是施工期间的临时性占地。在施工过程中,施工便道等均为临时性占地,一般仅在施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变,大部分用地在施工结束后短期内(1~2 年内)能恢复原有利用功能。

①施工占地、穿跨越工程施工作业占地

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

管道中心线两侧各 5m 范围内不能再种植深根植物,一般情况下,该地段可以种植根系不发达的草本植物。管线临时性占地主要为灌木林地、乔木林地,因此从宏观整体区域看,不会影响到该区域的土地利用结构。施工作业带在施工结

束后绝大部分将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

施工期施工作业带对沿线生态环境的影响主要有：

a.临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失；

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

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

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

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

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

（1）植被覆盖度的影响分析

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

（2）扬尘对植被的影响

项目开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官（叶、茎、花和果实）沉降将对植物产生直接影响。沉降

物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

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

（3）施工废物对植被的影响

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

（4）施工期人为活动对植被的影响

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

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

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，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。

（5）管线修建对植被的影响

项目开挖管沟 6.97km，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本及灌丛植物会逐渐恢复。

(6) 生物损失量

本工程总占地约 6.066hm²，其中永久占地 0.4972hm²，临时占地 5.5760hm²。工程永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i ——占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-2 项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 (hm ²)	生物损失量 (t)
乔木林地	6.00	8.998	53.988
灌木林地	4.50	3.326	14.967
其他	0.75	0.08	0.06
合计		6.066	69.015

工程占地主要为乔木林地和灌木林地等，永久占地主要为 HA13-H9、RP7-H9 的井场占地及电力线占地；临时占地主要为新建管线占地。根据当地平均生物量计算，本工程将造成 69.015t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

(1) 施工期对野生动物的影响

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

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

其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

(2) 运营期对野生动物的影响

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

5.1.2.4 对水土流失的影响分析

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

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化、盐渍化过程中，当地营力作用地表产生侵蚀时，便产生风选、水蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

5.1.2.5 对土地沙化的影响分析

本工程评价范围内分布有 0.35km^2 沙地，占评价区面积的 1.10%，主要分布在 RP7-H9 井北部和 RP6C 井西部，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地，施工过程中将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使

土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会逐步减轻。

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

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

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

5.1.2.6 对生态系统的影响分析

评价范围生态系统以灌丛生态系统为主，此外评价区域中部分布有以胡杨林为主的森林生态系统以及耕地为主的农田生态系统，区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。胡杨林主要分布于项目区的中部及北部，群系类型为胡杨-多枝怪柳-胀果甘草群系，该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是塔河北岸河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。本工程实施对胡杨林的郁闭度、动植物、生境将产生一定的影响，施工期结束后逐步恢复；评价区域内的灌丛主要分布在评价区大部。生态系统内优势种为多枝怪柳，灌木层下有草本分布，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有盐穗木、疏叶骆驼刺等，项目实施后会对区域植被覆盖度产生一定的影响，施工期结束后可逐步恢复。

5.1.2.7 对保护植物的影响分析

根据现场调查、走访及资料收集，工程区域分布的保护植物主要有胀果甘草、黑果枸杞等国家Ⅱ级保护植物，灰胡杨等自治区Ⅱ级保护植物。对于重点保护植物，要重点加强保护，对于上述重点保护植物，较容易在工程实施后找到替代生境，不存在物种消失或灭绝风险。本次现场踏勘在工程范围内，未见重点保护野生植物群落。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保

护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对保护植物的影响降到最低。

5.1.3 对重点公益林的影响分析

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

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

评价区域内林地的分布类型为杜加依林及杜加依灌丛，优势种为胡杨、多枝桤柳，分布有多枝桤柳-盐穗木群系、胡杨-多枝桤柳-胀果甘草群系、多枝桤柳-疏叶骆驼刺群系等。本工程开发过程中将占用乔木林地 8.998hm²、灌丛 3.326hm²，分别占评价区面积的 0.28%、0.10%。由于项目建设所占用公益林树种组成较为单一，林型、林龄均与周围临近地段的植被生长状况一致，由项目建设导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时，本项目使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

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

5.1.4 对景观生态结构的影响分析

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

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

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

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

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	适度
	物种结构	没有或者几	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

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

结果显示,工程区生态完整性受本工程影响较小,工程开发加大了评价区人为干扰的力度,促使局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势,但是由于工程占地面积有限,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。拟建工程实施后,由于植被破坏,导致生态系统净初级生产力水平下降,使得区

域原本恢复稳定性较弱的生态系统向不稳定的方向发展，异质化程度也随之增高，造成区域各生态系统的稳定性和阻抗稳定性整体有轻微变化。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

5.1.6 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约0.4972hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地5.5760hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。项目在规范施工期及运营期严格按照林草部门的要求对占用天然林及重点公益林等采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域林草业的生态影响在可接受范围内。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☒ ；其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 ☒ （生境面积、质量、连通性） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构等） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生物量、生态系统功能） 生物多样性 ☒ （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 ☐ （

		自然景观 ☒ (景观多样性、完整性) 自然遗迹 ☐ 其他 ☒ (水土流失、土壤盐渍化等)
评价等级		一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (31.93)km ² ; 水域面积: ()km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☒ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☒
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☒ ; 冬季 ☒ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☒
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☒ ; 其他 ☒
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ; 定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☒
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☒
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☒ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☒ ; 其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可行 ☐
注: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 地表水环境影响分析

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

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

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

(1) 生活污水

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

(2) 管线试压废水

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

(3) 施工废水

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

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

5.2.2 运行期地表水环境影响分析

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

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，清管废水由密闭罐车拉运至哈六联合站采出水处理系统进行集中处理，不外排。对周围水环境影响较小。

表 5.2-1 地表水环境影响评价自查表

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

评价等级	水污染影响型	水文要素影响型
	一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 区域水文地质条件

(1) 概况

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

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

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

(2) 分区地下水赋存条件

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

①渭干河冲洪积平原

a.水量丰富区

潜水：分布于布依提、包尔海、英买里、海楼、努尔巴格、沙雅镇及新垦农场地区，其中：渭干河河道与沙雅总干渠两侧地带，地下水水量丰富、单井涌水量可达到 $1000\sim 2025\text{m}^3/\text{d}$ ，是沙雅县地下水富水程度最高的地区。

承压水：分布于布依提至沙雅镇与红旗镇、阿其墩一带，单井涌水量 $1000\sim 2000\text{m}^3/\text{d}$ 。其中：第一层承压水顶板埋深 $<50\text{m}$ ：分布于亮格五大队、包尔海、布依提、恰先巴札一带，含水层为含砾粗砂、中细砂、粉细砂，隔水层岩性主要为亚粘土。第二层承压水顶板埋深 $50\sim 100\text{m}$ ：分布于阿合瓦西、英买里、海楼、沙雅镇等地区，含水层为粗、中、细、粉砂，含小砾石，较之上述地区颗粒稍细一些，隔水层亦主要为亚粘土等。

b.水量中等区

潜水：分布于古力巴克、托依堡地区及格寨力地区，其单井涌水量：托依堡地区为 $400\sim 500\text{m}^3/\text{d}$ ，两侧为 $200\sim 400\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层以中细砂为主。

承压水：分布于古力巴克、托依堡地区及格寨力一带，第一层承压水顶板埋深 $50\sim 100\text{m}$ ，单井涌水量 $200\sim 300\text{m}^3/\text{d}$ 。

c.地下水水质

古力巴克、托依堡地区及格寨力地区地下水以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4(\text{SO}_4\cdot\text{Cl})\text{—Na}\cdot\text{Mg}(\text{Ca})$ 型水为主，矿化度多 $>2.0\text{g/L}$ 、在起曼一带达到 7.2g/L 、塔拉呼龙东南部为 4.4g/L 。

②塔里木河冲积平原

a.水量中等区

主要分布在拜买提、兰街、老起曼以南的一、二牧场、托依堡乡南部等地区。

b.潜水：地下水埋深多 $<3\text{m}$ ，含水层以粉细砂为主、局部有细砂薄层，单井出水量多为 $500\text{m}^3/\text{d}$ 。一般为高矿化水，但在塔河两岸因其受塔河河水的渗入补给影响，水质有所淡化、形成淡化层，层厚一般为 $30\sim 50\text{m}$ 、最深达 60m 左右，淡化带宽 $2\sim 4\text{km}$ 、一般为 1km ，多为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{—Na}$ 型水，矿化度 $1\sim 3\text{g/L}$ 。淡化层下及远岸地带为 Cl—Na 型水，矿化度多 $>3\text{g/L}$ ，可达 5g/L 、乃至 10g/L 以上。

c.承压水

区内赋存有多层承压水，单井出水量差异较大，为 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，属 Cl—Na 型水，矿化度 $>10\text{g/L}$ 。

总而言之，区域地下水的水化学特征具有水平与垂直分布上的双重特性：在平面上，由北向南，地下水矿化度总体由低变高，水化学类型由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Mg}\cdot\text{Ca}$ 型向 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型过渡，北部好于南部，中部好于东、西两侧。在垂直方向上，200m 勘探深度内，地下水为上咸下淡，深层地下水优于浅层地下水水质。

（3）地下水补径排

倾斜平原南缘地层岩性以粘性土为主，地形十分平缓，地下水迳流条件很差，基本上无水平运动，致使倾斜平原与塔里木河冲积平原地下水联系十分微弱，向塔河冲积平原的侧向补给仅 $200\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{km}$ 左右。

倾斜平原区地下水在砾质平原接受地表水的入渗补给后，基本沿地势向南运动，由单一的潜水渐变为上部潜水下部承压水，承压水在水平迳流的过程中不断自下而上顶托补给潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾等隐蔽蒸发的形式排泄，至倾斜平原的前缘，把所获取的地下水蒸发排泄完毕，从而完成了地下水补给、迳流和排泄的全过程，使得该区成为一完整而独立的水文地质单元——山前洪冲积倾斜平原自流水斜地。

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

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

（4）地下水动态特征

根据搜集调查资料，由于区域主要以农田为主，潜水水位受农业灌溉影响较大，水位高值出现在每年的 4~6 月份，低值出现在 1~2 月份，年内变幅为 $0.68\sim 1.29\text{m}$ ，区内潜水水位整体变化趋势是每年 3~4 月受农田灌溉影响，潜水水位迅速上升，9 月停灌，潜水水位持续下降，元月前后地面结冻，蒸发减弱，水位平

稳，至 3、4 月份农灌期水位复又上升。经水利局现场询问了解，本区地下水在 2005 年前年际变化较为稳定，2005 年后随着经济及农业不断发展，沙雅县水位整体呈下降趋势。

5.3.2 评价区水文地质条件

5.3.2.1 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北渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性以细砂、粉砂为主。

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 282m 的钻探深度内，塔北评价区在南北方向上，分布有 1 层潜水和 4 承压水含水层。其中，潜水含水层的厚度约 27.5-40.0m 不等，含水层岩性为细砂。潜水下部的 4 层承压含水层，在空间分布上基本保持连续性，而厚度分布变化较大，不稳定，结构也较为复杂。这 4 层承压含水层的厚度和岩性各不相同，自上而下含水层的厚度依次约 15.88-40.8m、23.40-75.52m、18.90-40.03m、20.36-73.40m，含水层岩性依次为粉砂、粉砂、细砂、粉砂。上部潜水和下部第一层承压含水层及下部承压含水层之间的隔水层共有 4 层，均为粉质粘土，相对隔水。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。

5.3.2.2 地下水类型与富水性

根据区内水文地质资料，主要分布有双层及多层结构的潜水-承压水含水层，区内富水性为潜水、承压水水量中等，顶板埋深 $<50\text{m}$ 区（换算成 8 英寸口径、降深 5m 时的单井涌水量为 $100\sim1000\text{m}^3/\text{d}$ ）。

本工程所在区域潜水位埋深约 4~6m，钻孔揭露的含水层厚度约 36.60-51.90m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂；换算涌水量为 $155.34\sim699.06\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数 $0.56\sim4.14\text{m}/\text{d}$ ，影响半径 30.96-87.00m。该区的承压含水层，承压水头为 +0.04—+2.03m，钻孔揭露的含水层厚度为 70.4-252.50m 不等，含水层岩性为第四系中细砂、粉砂，潜水面以下第一层承压

含水层的顶板埋深约 7.40-9.20m，隔水层岩性为粉质粘土，隔水层厚度约 3.4-10.23m 不等；换算涌水量为 448.59-941.40m³/d，水量中等；渗透系数 1.73-3.04m/d，影响半径 105.67-130.67m。评价区水文地质图见图 5.3-1。

5.3.2.3 地下水的补给、径流、排泄

渭干河冲洪积扇上、中部的卵砾石带是地下水的补给径流区。评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，地下水的补给来源主要是渭干河的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。

地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的上、中部，地下水含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下水径流通畅，径流条件好。到冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因塔北评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径流条件相对较差。在渭干河冲洪积平原区，地下水与渭干河现代河道基本一致：在海楼四大队以北地下水自北而南径流、水力坡度 5‰，而其以南则折向南东或南，水力坡度约 4‰。但在渭干河河道及沙雅总干渠的两侧，地下水则向南西和南东径流，充分表征了原河道及沙雅总干渠对区内地下水的补给作用。在塔里木河冲积平原区，地下水的总流向是自西而东径流，但在山前冲洪积平原地下水侧向补给的干扰下，使流向稍有改变，水力坡度大致为 0.002 左右。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点——台特玛湖。

图 5.3-1 评价区水文地质图

5.3.2.4 地下水动态特征

评价区位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区。区内地下水位的动态类型为渗入-蒸发型，动态曲线为多峰型。地下水水温变化不大，在 14.0℃~17.0℃之间。这几个承压水钻孔分

布于渭干河冲洪积细土平原多层结构的承压水区，地下水埋深在 4.45m~11.99m 之间，含水层岩性为细砂、粉砂，水动力条件较差，水力坡度约 0.59‰左右。动态曲线呈现为多峰型：每年 1~2 月地下水处于低水位期；3 月份水位开始上升，至 4 月~5 月达到最高值，之后水位开始回落；在 8 月份由于强烈的蒸发、蒸腾作用，水位略有上升，形成一小的峰值；9 月份开始下降，受冬灌影响，于 11~12 月形成另一峰值，一般在次年 1~2 月达到最低水位。年内变幅 2.44~11.37m。

5.3.2.5 地下水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成分的控制。

①潜水的水化学特征

从评价区的从北部到南部，潜水矿化度由逐渐升高，根据地下水监测结果，水化学类型也由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca}\cdot\text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。

评价区内地下水主要接受地表水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给；地下水从北部向南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用。

②承压水的水化学特征

评价区内承压水主要接受上游地下水的侧向径流补给，地下水从北部向南部径流，通过人工开采、向下游径流等方式最终排泄至塔里木河。其补给受上游潜水的补给条件影响较大。

5.3.2.6 包气带调查

本工程在油田区域内进行管线建设。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，项目所在区域包气带岩性为粉土，包气带厚度约 4m~10m，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，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”。根据本工程区内包气带土壤环境质量调查结果表 4.6-3，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，采样点包气带未受石油类污染。

5.3.2.7 评价区地下水开发利用现状与规划

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，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，区内地下水没有开采利用及规划。

5.3.2.8 区域地下水污染源调查

评价区位于荒漠，在塔里木油田采矿权范围内，除油田生产设施和少量农田外，无其他污染源。根据区域地下水现状监测结果及包气带监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

5.3.3 施工期地下水环境影响分析

（1）施工废水

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

（2）管道敷设对地下水环境的影响

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

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

（3）施工设备漏油对地下水环境影响

施工设备漏油，可能经包气带渗漏至潜水层进而污染地下水水质。为防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染，采取措施包括：对存放油品储罐地面油污专门收集，施工结束后统一委托持有危险废物经营许可证的单位处置；加强设

备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油：机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一清运处理。正常情况下不会对区内地下水产生影响。

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

5.3.4 运营期地下水环境影响分析

5.3.4.1 正常状况下地下水影响分析

（1）管道运营对地下水环境的影响

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

（2）废水对地下水影响分析

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

本工程排放的废水对地下水的影响途径主要是在油气输送过程因防渗层的腐蚀损坏透过地面渗透影响区域地下水。项目建设期间构筑物及其设施均采用钢筋混凝土结构，设置防渗设施，正常生产过程中严防污水下渗，以避免对地下水潜水层的污染。正常情况下，项目严格按照报告中提出的“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则进行地下水污染防控。按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测。

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

5.3.4.2 非正常状况下对地下水的影响

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 情景 1：穿透污染（套损产生油水窜层）

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

窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

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

①预测情景

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

②预测方法

本项目按 II 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技

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

③预测因子

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

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

④预测模型

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

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

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，精确地模拟还需要大量的实验支持。

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

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

公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

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，m²/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细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.3-1。

表 5.3-1 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	0.016m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，根据评价区水文地质条件，含水层岩性主要以粉砂、细砂为主，根据渗透系数参考地下水导则中附录 B，粉砂渗透系数一般为 0.1~0.25m/d，细砂渗透系数一般为 5~10m/d，本次评价渗透系数取较大值 10m/d；根据区域勘察资料，地下水的水力坡度为 0.2‰~0.4‰，取最大值 0.4‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.16m ² /d	DL=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	25%	依据《水文地质学基础》（王大纯），根据项目所在区域含水层特征，有效孔隙度 n 取 25%。
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	考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，将其作为本次预测的源强。	

⑥预测结果与分析

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

表 5.3-2 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

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	18.000	0	18.000	0	18.000
5	8.540	10	14.900	50	12.800
10	2.220	20	10.300	100	2.720
15	0.295	30	5.740	150	0.098
19	0.040	40	2.480	157	0.050
21	0.010	50	0.816	173	0.011
30	0.000	60	0.203	200	0.000
35	0.000	69	0.046	250	0.000
40	0.000	77	0.010	300	0.000
45	0.000	90	0.001	350	0.000
50	0.000	100	0.000	400	0.000
0	18.000	0	18.000	0	18.000

表 5.3-3 预测结果统计表（情景 1）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	19	21	无
	1000d	69	77	无
	3650d	157	173	无

图 5.3-3 石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

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

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形

符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景 2：渗透污染（管线泄漏事故）

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

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

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

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

b.污染物在含水层的迁移

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

① 预测因子筛选

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

② 预测源强

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

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

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

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），根据前文表 2.5-6，本次建设的集油管线全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，本次 r 取 0.1m，长度取 6970m，管道体积为 $54.74m^3$ ；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，单井原油量按 50t/d 计算，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 0.35t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 13.78bbl，合 1.93t。

则非正常状况下，总泄漏量为 2.28t。

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

③预测模型

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

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, kg。

u —地下水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

④预测内容

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

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

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, 因而, 污染物进入地下潜水的可行性较小。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。

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

5.3.5 退役期地下水环境影响分析

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

5.3.6 小结

(1) 在正常情况下, 本工程产生的废水不外排, 工程在设计、施工和运行时, 严把质量验收关, 严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行

失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

（2）本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝事故性排放点源的存在，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程建设、生产运行对周边及下游地下水环境的影响是可以接受的。

5.4 土壤环境影响分析

5.4.1 影响类型及途径

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

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

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

影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

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

运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.4.2 施工期对土壤环境的影响

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

5.4.2.1 人为扰动对土壤的影响

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

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

5.4.2.2 地面工程施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.4.2.3 水土流失影响分析

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

5.7.2.4 土壤污染影响分析

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

5.4.3 运营期对土壤环境的影响

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

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

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

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的量为 3.67m^3 。采出液中矿化度为在 171023mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=3.67 \times 171023 = 627654.41\text{g}$ 。

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 ；

Ls-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;

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b -表层土壤容重, kg/m^3 ;

A-预测评价范围, m^2 ;

D-表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n-持续年份, a。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg;

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, Ls 和 Rs 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.1\times 10^3\text{kg/m}^3$, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的现状值为 48.1g/kg。预测年份为 0.027a(10 天)。

根据上述计算结果, 在 10 天内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.193g/kg, 叠加现状值后的预测值为 48.293g/kg。

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

(2) 污染影响型

本工程污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏, 渗入土壤对土壤产生影响。当石油进入土壤后, 会严重影响土壤环境质量, 降低了土壤的通透性, 进而改变土壤的物理化学性质; 同时石油会在植物的根系上覆盖一层膜, 影响植物根系的呼吸与吸收, 从而导致植物根系的腐烂, 进而造成植物的死亡, 若是对于农田里的农作物则会导致农作物的减产, 影响农民的收入。本工程管线距离基本农田最近距离 80m。本工程生产过程中均为全密闭管路连接, 不会出现溢出和泄漏情况, 实现可视可控, 且在管线上做好标识, 如若出现泄漏等事故情况, 可及时发现, 及时处理。

拟建项目土壤环境影响类型为“污染影响型”, 影响途径主要为运营期项目场

地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗透速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ--土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件：

i连续点源：

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

ii非连续点源：

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

模型边界条件的概化

①土壤类型概化

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

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

预测模型参数取值见表 5.4-2。

表 5.4-2 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m ² /d)	土壤容重(kg/m ³)
壤土	1.5	0.5	0.58	6.4	10	1.1×10 ³

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

表 5.4-3 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	850000	瞬时

②边界条件

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

③预测分析结果

非正常状况下管线破损泄漏，原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移，预测时段 T1~T5 分别为 1d、10d、30d、100d、365d，观测点 N1~N5 距阀组底部深度分别为 10cm、20cm、50cm、100cm、150cm，污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~图 5.4-2。

图 5.4-1 不同深度观测点石油类浓度穿透曲线图

图 5.4-2 石油类在不同水平年沿土壤迁移情况图

由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C10~C40）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，项目经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程阀组区进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，项目对土壤环境影响很小。

运行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。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

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

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

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

5.4.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.4-3。

表 5.4-3 土壤环境影响自查表

工作内容		哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐	土地利用类型图
	占地规模	(0.4972) hm ²	永久占地
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（内）、距离（/）	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）	
	全部污染物	石油类	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ； II类 ☒ ； III类 ☐ ； IV类 ☐	
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐	
	评价工作等级	一级 ☒ ；二级 ☒ ；三级 ☐	
现状	资料收集	a) ☒ ； b) ☒ ； c) ☒ ； d) ☐	
	理化特性		同附录 C

工作内容		哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程				备注
调查内容	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	20cm	
		柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃; 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 基本项目 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618☑; GB 36600☑; 表 D.1☐; 表 D.2☐; 其他				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E☐; 附录 F☐; 其他(☑)				
	预测分析内容	影响范围() 影响程度(☑)				
	预测结论	达标结论: a) ☐; b) ☐; c) ☑ 不达标结论: a) ☐; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控 ☑; 其他()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		井场	石油烃	1 次/3 年		
	信息公开指标	石油类、砷、六价铬、盐分含量、pH				
评价结论		项目区占地范围主要土壤类型是林灌草甸土、风沙土、盐土、潮土。油田开发对土壤影响, 呈点块状(如井场等)和线状(如集输管线)分布, 影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大, 运行期一般影响较小。				
注 1: “☐”为勾选项, 可 √; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

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

(1) 施工废料

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

（2）生活垃圾

根据工程分析可知，本工程施工期间产生的生活垃圾约 0.6t，集中收集后清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 危险废物

（1）危险废物产生种类及去向

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材等。

落地油主要产生于采油树和阀组的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，委托有危废处置资质单位接收处置进行无害化处理。严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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

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

（2）危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

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

进行收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废暂存过程影响分析

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

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

③危废运输过程影响分析

按照《危险废物转移管理办法》规定，转移危险废物的单位，应当通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。应当遵守国家有关危险货物运输管理的规定。未经公安机关批准，危险废物运输车辆不得进入危险货物运输车辆限制通行的区域。

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

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

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

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

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

另外，本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

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

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

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险特性警示图形如图 5.5-1 所示：

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险废物相关信息标签如图 5.5-2 所示。

图 5.5-2 危险废物相关信息标签

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

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

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

④危险废物委托处置环境影响分析

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

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

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

5.5.2.2 生活垃圾

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

5.5.3 退役期固体废物影响分析

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

5.6 大气环境影响分析

5.6.1 施工期环境空气影响分析

5.6.1.1 施工扬尘

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

据有关调查显示，施工工地的扬尘主要由运输车辆的行驶产生，约占扬尘总量的 60%，并与道路路面及车辆行驶速度有关，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 50m 以内，如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右，表 5.6-1 为施工场地洒水抑尘的试验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~40m 范围。另外，为控制车辆装载货物行驶对施工场地外的影响，可在车辆开离施工场地时在车身相应部位洒水清除污泥与灰尘，以减少粉尘对外界的影响。

表 5.6-1 施工场地洒水抑尘试验结果

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

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

此外，在建筑材料运输、装卸、使用等过程中做好文明施工、文明管理，尽

量避免或减少扬尘的产生，防止区域环境空气中粉尘污染。

5.6.1.2 焊接、打磨废气

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

5.6.1.3 施工机械及运输车辆排放的废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随施工期的结束而消失，项目进入运行阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

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

5.6.2 运营期环境空气影响分析

5.6.2.1 大气环境影响预测

本工程运营期的废气排放源主要为油气开采和集输过程中无组织废气排放。

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

(1) 预测因子

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

(2) 预测模式

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

(3) 污染源参数

本工程运营期的废气排放源主要为油气开采、集输过程中无组织废气排放。本次评价对井场产生的无组织废气烃类和硫化氢进行预测分析。本工程估算模型参数见表 5.6-1。根据工程分析，无组织废气污染物排放参数见表 5.6-2。

表 5.6-1 估算模型参数表

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

(4) 预测结果

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果见表 5.6-3。

根据预测结果可知：本工程正常工况下排放的 NMHC 下风向最大落地地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），硫化氢低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

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

5.6.2.2 大气环境影响小结

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

5.6.2.3 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量见表 5.6-4。

表 5.6-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
无组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	密闭集输，日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	井场外 4.0mg/m³	0.264
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 新建项目二级标准的厂界标准限值	厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m³	0.00008

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.6-5。

表 5.6-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒		三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长5~50km ☐		边长=5km ☐
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐	500~2000t/a ☐		<500t/a ☐
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、硫化氢)		包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	附录D ☒	其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐	二类区 ☒	一类区和二类区 ☐	

工作内容		自查项目							
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒				现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥50km ☐		边长5~50km ☐				边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 (NMHC、硫化氢)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☒			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率≤100% ☒				$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率>100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率≤10% ☐			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率>10% ☐			
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率≤30% ☐			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率>30% ☐			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h	$C_{\text{非正常}}$ 占标率≤100% ☐			$C_{\text{非正常}}$ 占标率>100% ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐				$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% ☐				k >-20% ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC、硫化氢)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☒		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 (井场) 厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a		NO _x : (0) t/a		H ₂ S: (0.00008) t/a		VOC _s : (0.264) t/a	
注: “ ☐ ”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项									

5.6.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止, 采油气生产活动造成的环境空气污染源将消失, 油井停止后将进行一系列清理工作, 包括地面设施拆除、封井、井场

清理、管线拆除等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为油田工作人员。

5.7 声环境影响分析与评价

5.7.1 施工期声环境影响评价

(1) 施工噪声贡献值

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

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

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考位置距声源的距离，m。

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

表 5.7-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

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

(2) 影响分析

根据表 5.7-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方、管线施工和物料运输期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。

5.7.2 运营期声环境影响评价

本工程运营期噪声源主要为井口采油树噪声；本次环评选择 RP7-H9 井进行噪声预测。

5.7.2.1 预测模式

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

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

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

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

式中：

T ——计算等效声级的时间（昼间 16h、夜间 8h）；

N ——为室外声源个数，本工程为 1；

M ——为等效室外声源个数，本工程为 1。

5.7.2.2 噪声源参数的确定

RP7-H9 井噪声源参数见表 5.7-2。

表 5.7-2 RP7-H9 噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	100	100	1.5	85	基础减振	昼夜

5.7.2.3 环境数据

噪声传播的环境参数见表 5.7-3。

表 5.7-3 环境数据

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

5.7.2.4 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，RP7-H9 井噪声贡献值见表 5.7-4。

由表 5.7-4 可知,RP7-H9 井噪声源对场界的噪声贡献值为 40.4~41.1dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.2.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.7-5。

表 5.7-5 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□	
	评价范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期☑		中期□	
	现状调查方法	现场实测法☑ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□					
	现状评价	达标百分比			100		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料☑		研究成果□	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑				其他□	
	预测范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□	
	预测因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标☑			不达标□		
	声环境保护目标处噪声值	达标□			不达标□		

工作内容		自查项目		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：()	监测点位数()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		
注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。				

5.7.3 退役期声环境影响分析

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

5.7.4 小结

综上所述, 本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的, 待施工结束后噪声影响也随之消失, 并且项目评价范围内无声环境敏感目标, 不会产生噪声扰民问题。运营期, 井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区标准要求。

5.8 风险环境影响分析

5.8.1 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 B, 本工程涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、H₂S, 主要存在于新建的集油管线内。本次新建管线主要为单井之间的集油管线, 集油管线两端均有控制(截断)阀, 发生泄漏时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质, 考虑最不利因素, 本工程所在区域原油密度取 0.808g/cm³, 天然气相对密度取 0.7627kg/m³, 硫化氢取 25.98mg/m³。

根据克拉伯龙方程, 计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

p : 气体压强, 标况压强 0.101325Mpa;

V : 气体体积, 管道体积;

n : 气体的物质的量, 单位 mol;

T : 绝对温度, 293.15K;

R : 气体常数。

本工程危险物质分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量 (t)
HA13-HI9 井集油管道	原油	9.28km, DN80, 5.5Mpa	37.69
	天然气 (甲烷)		5.2975
	H ₂ S		0.00014
RP7-H9 井集油管道	原油	4.835km, DN80, 5.5Mpa	19.64
	天然气 (甲烷)		3.8641
	H ₂ S		0.0001

(2) 环境风险潜势初判

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

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

式中: $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——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) $Q \geq 100$ 。

根据上表计算结果, 本工程 $Q < 1$, 判断项目风险潜势为 I。

(3) 评价等级

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

表 5.8-3 环境风险评价等级划分

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

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查, 本工程环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气（甲烷）、H₂S，存在于集油管线内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 风险物质危险特性和分布一览表

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

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5 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	Grudl 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	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。 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。 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。 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。	
消防措施	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。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。			
泄漏应急处理	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。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处置与储存	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。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。			
接触控制/个体防护	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域作业，须有人监护。 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）。 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。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 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。			
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） 0.7365-1.0724 g/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	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 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。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			

生态学资料	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。 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。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：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	性质：危险废物。 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。本产品不可排放于下水道，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天然气

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

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

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

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A.甲烷

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

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健	接触限值	中国 MAC	未制定标准
------	------	--------	-------

康危害		前苏联 MAC	300mg/m³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等；当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险，甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

B.H₂S

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

其危险性和危害特性见表 5.8-7。

表 5.8-7 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢			英文名称：Hydrogen sulfide			
	危险性类别			易燃、有毒气体			
物化特性	沸点（℃）	-61.8		比重（水=1）			
	饱和蒸汽压（kPa）	无资料		熔点（℃）	-82.9		
	蒸气密度（空气=1）	无资料		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（℃）		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。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		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/m³, 4 小时	

急救措施	吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，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。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 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。 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。			
急性中毒	职业接触：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。硫化氢经黏膜吸收快，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。 中毒后的临床表现 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黏膜接触部位。 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，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。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。 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。			
泄漏紧急处理	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。 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。			
/	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。		
	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。		

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

5.8.3.2 生产系统风险识别

（1）井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的

铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

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

(2) 井漏

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

(3) 集油管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，直接污染周围大气和土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

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

表 5.8-8 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采油过程	井喷	油气开采过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。	油气中的天然气和硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水
	井漏	长期开采，产层能量未及时补充，固井套管下入深度不	可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染	地下水

		够或固井质量不好。		
管线	集油管线 泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中的天然气和硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

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

(2) 对土壤、地下水的影响

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

(3) 对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，本工程井周边存在天然林，本工程涉及国家二级公益林及地方公益林，植被以灌木为主，大量原油泄漏可能会对井场周边天然林产生影响。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内

富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对林地生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

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

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

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

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

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

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

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

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

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

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

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

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

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

综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体

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。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.8.5 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H₂S，主要存在于密闭集油管线内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；东河采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-10。

表 5.8-10 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区沙雅县			
地理坐标				
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、H ₂ S，主要存在于密闭集油管线内			
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喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。			
风险防范措施要求	制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；制定环境风险应急预案，定期演练。设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见 6.8 节			

结论：本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、 H_2S ，主要存在于密闭集油管线内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；东河采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

6.环境保护措施及可行性

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态环境保护措施

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

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(1) 井场生态保护恢复措施

①控制井场施工占地范围,地面工程设施建设应尽量减少临时占地。

②施工占地前应剥离表土,根据井场的布局情况分析,将井场剥离表土分别保存在各井场周边,井场设置堆土区,堆土区采用防护网苫盖,符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地等。

③施工结束后,井场应及时拆除临时设施、建筑,平整地面、保持整洁,井场内无污染物和废弃物;临时占地要及时将土方回填,平整地面。

④对井场地表进行砾石压盖,防止由于地表扰动造成的水土流失。

⑤严格按照有关规定办理建设用地审批手续,贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念,避免大填大挖,减少后期次生灾害的发生,充分体现“最大限度地保护,最小程度的破坏,最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时,临时堆土必须进行拦挡,施工完毕,应尽快整理施工现场。占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。

(2) 管线生态保护恢复措施

①严格控制管线施工作业带宽度,对于天然林/公益林地段采用非机械化施工,可根据地形、地貌条件酌情适当减少作业宽度。

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

③管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域,开挖过程中要分层开挖,

单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

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

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

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

6.1.1.2 动植物保护措施

（1）工程选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林草主管部门汇报。

（2）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

（4）确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

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

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

6.1.1.3 水土流失保护措施

(1) 工程措施

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

(2) 场地平整

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

(3) 限行彩条旗

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

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，本工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.1.1.4 防沙治沙措施

根据调查，本工程评价范围内分布有 0.35km^2 沙地，占评价区面积的 1.10%，主要分布在 RP7-H9 井北部和 RP6C 井西部，区域分布的沙地均为固定、半固定沙地。防沙治沙措施如下：

(1) 采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；
- ②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；
- ③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；
- ④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指

标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

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

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

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

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

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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

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

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

本工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，本工程采取的防沙治沙措施可行。

6.1.1.5 重点公益林生态保护措施

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

②项目井位选址时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏，井场、管线和电力线占地避让公益林内的立木。

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

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

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

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

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

综上，本项目施工期对重点公益林的生态保护措施可行。

6.1.1.6 天然林生态保护及恢复措施

(1) 根据《森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》等有关规定,依法办理审核、审批林地手续,并依据国家和自治区有关规定缴纳相应的补偿费用。

(2) 管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域,减少砍伐林木的数量,最大程度地保护沿线的林业生态环境。

(3) 采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟等一系列手段,将管道施工带范围严格控制在 8m 之内。考虑采取加大管道埋深,加厚管壁等措施防止天然林区管线风险事故的发生。

(4) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被,注意施工及生活用火安全,防止林草火灾的发生。

(5) 项目完工后,要对本项目占压林地面积进行调查,尽量恢复,优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(6) 施工期应加强施工管理,科学合理施工,维护植物的生境条件,减少水土流失,杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极配合护林员管护沿线森林资源,保护好野生动植物及其栖息环境;防止毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为的发生,杜绝非法征占用林地。

综上,类比东河油田已采取的生态保护措施及生态恢复效果,建设单位已向自然资源及林草部门办理征地手续及林地手续,拟建工程所采取的生态保护措施在技术上可行;同时自然资源及林草部门按照文件要求及征收标准向建设单位征收对应地类及地物的费用,此费用均包含在本工程投资内,经济上合理性;根据现场调查,本工程周边同类型项目采用类似的生态保护措施迹地区域生态逐步恢复,所采取的生态保护措施基本稳定、修复效果基本可达。

6.1.2 运营期生态恢复措施

(1) 监督和管理措施

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

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

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，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）运营期生态保护措施

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

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

②定时巡查井场及管线等，及时清理含油污泥。

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

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

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

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

6.1.3 退役期生态恢复措施

随着单井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术规范(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油(气)设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(4) 退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(6) 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。

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

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

6.2 废水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

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

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

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

(4) 加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

(5) 生活污水的处理无需新建设施，试压废水、施工废水用于场地降尘可减少水资源的浪费，生活污水依托现有装置处理后可实现资源化利用。以上措施从技术、经济角度来讲均可行。

(6) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。针对本工程管道穿越河流的特点，确定合理的穿越方式，无涉水工程。当管道穿越冲沟时，管线深埋，采取稳管措施，采取的水污染防治措施可行。

6.2.2 运营期废水防治措施

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

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

6.2.3 退役期水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污

水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

6.3 地下水污染防治措施

6.3.1 施工期地下水污染防治措施

施工期的污水处理措施如下：

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

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

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

（4）管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

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

6.3.2 运营期地下水污染防治措施

6.3.2.1 源头控制

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

源头控制措施主要有以下几个方面：

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

事故，尽量减少地下水污染。

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

(3) 对站场、输送管道、阀门各装置进行严格检查，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，有质量问题的及时更换，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品；加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(4) 管道刺漏防范措施

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

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，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，当检测到压力降速率超过警戒值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

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

(6) 油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》

(GB/T 17745-2011) 要求进行井筒完整性管理, 定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查, 若发现固井质量不合格, 先查明固井质量不合格的原因, 并及时采取一系列的修整措施, 保证固井质量合格, 防止发生油水窜层等事故; 发现异常情况及时处理, 防止污染地下水。

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

6.3.2.2 分区防治

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

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

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

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业, 分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 中污染控制难易程度分级参照表(表 6.3-1)、天然包气带防污性能分级参照表(表 6.3-2)、地下水污染防渗分区参照表(表 6.3-3), 提出防渗技术要求。

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漏后, 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漏后, 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 $Mb \geq 1.0m$, 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 $0.5m \leq Mb < 1.0m$, 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 $Mb \geq 1.0m$, 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 Mb≥6.0m ， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s； 或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m ， K≤1×10 ⁻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	其他类型	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”，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)附录，油气集输过程中主要关注的污染物为耗氧量、氨氮、石油类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区、简单防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10⁻⁷cm/s的黏土层的防渗性能。

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

本工程建议的防渗分区划分详见表 6.3-1 和图 6.3-1。

表 6.3-1 防渗分区划分建议表

项目		防渗要求
一般防渗区	井场生产装置基座	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

6.3.2.3 污染监控措施

(1) 建立地下水环境监测管理体系

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

(2) 地下水跟踪监测计划

结合厂区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ1664-2020）中要求，本工程地下水跟踪监测并可充分依托项目区现有监测井。监测计划详见表 6.3-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.3-2 地下水跟踪监测计划

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
W1	项目区上游	孔隙潜水	每半年 1 次，发现地下水污染现象需增加采样频次	水位、pH、氨氮、耗氧量、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬等指标。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
W2	项目区附近	孔隙潜水		
W3	项目区下游	孔隙潜水		

(3) 监测数据管理

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

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

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

②油田的安全环保部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地

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

③建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

6.3.2.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

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

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

2) 设置事故报警装置和快速监测设备。

3) 设置泄漏应急池等应急预留场所；必要时，设置泄漏处置设备。

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

5) 当发生地下水异常情况时，按照指定的地下水应急预案采取应急措施。

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

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

(2) 防止事故污染物向环境转移防范措施

地下水抽提系统是根据建设项目对地下水可能产生影响而采取的被动防范措施，是建设项目环保工程的重要组成部分。当地下水污染事件发生后，应及时

控制污染源，切断污染途径，启动地下水抽提应急系统，抑制污染物向下游及周边扩散速度，控制污染范围，使地下水质量得到尽快恢复。

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

对突发事件中污染的土壤，应首先进行调查，确定其污染范围和深度，其次对污染土壤进行收集，进行环保、无害化处理。

6.3.3 退役期水环境保护措施

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

6.4 土壤环境保护措施及可行性分析

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

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

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

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

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

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

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

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

（2）过程防控措施

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

（3）跟踪监测

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

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

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

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

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期固体废物污染防治措施

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工废料和施工人员生活垃圾等。

施工废料为焊渣、边角料、废保温材料、废弃包装材料等废料，属于一般

工业固体废物，拟分类收集并综合利用，剩余部分依托哈拉哈塘工业固废填埋场处理。生活垃圾集中收集后清运至哈拉哈塘固废填埋场填埋处置。

本工程施工期固废污染防治措施可行。

6.5.2 运营期固体废物污染防治措施

（1）危险废物收集、暂存及运输措施可行性分析

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

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落地油采取桶（罐）装形式收集、废防渗材料折叠打包，暂存于东河采油气管理区已建危废暂存设施，交由有资质的单位运输。

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

（2）危险废物处置措施可行性分析

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

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

较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

(3) 环境管理重点要求

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

本项目运营期环境管理要求见表 6.5-1。

表 6.5-1 项目运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托东河采油气管理区已建危废暂存设施，固废规范收集暂存、及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中 4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

6.5.3 退役期固废污染防治措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生地面废弃设备和废弃建筑残渣，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

6.6 大气环境保护措施

6.6.1 施工期废气污染防治措施

(1) 扬尘防治措施

- ①施工场地四周设置围栏，当起风时，可使影响距离缩短；
- ②开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘；
- ③加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走；
- ④施工前对现有进厂应限制车速，减少行驶产生的扬尘；
- ⑤加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸；
- ⑥施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，采取相应的防尘措施，对散料堆场采用蓬布遮盖散料堆；
- ⑦合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

(2) 废气防治措施

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

6.6.2 运营期废气污染防治措施

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

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

(2) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密

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

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

（4）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查，塔里木油田分公司已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作，类比同类井场，可确保本工程无组织烃类物质的收集处置措施符合有关要求。

（5）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；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，并尽快内完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.6.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等

非正常工况的烃类泄漏。

6.7 噪声污染防治措施

6.7.1 施工期噪声污染防治措施

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

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

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

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.7.2 运营期噪声污染防治措施

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

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

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

6.7.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

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

6.8 环境风险防控措施

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

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

6.8.1 井喷事故风险防范措施

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

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

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

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

6.8.2 井漏事故风险防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

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

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，

截断隐蔽污染源的扩散途径。

6.8.3 井场风险防范措施

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

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

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

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

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

6.8.4 管线事故风险预防措施

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

(6) 在管线运营期间，严格控制输送油气的性质，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上

够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

6.8.5 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

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

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪第 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。

②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。

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

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

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

(2) 预防措施

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

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

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

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

6.8.6 植被保护措施

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

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

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

6.8.7 重视和加强管理

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

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

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

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

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

6.8.8 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

本工程涉及的 2 口井钻井工程已单独开展环评，并已针对钻井工程可能产生的环境风险进行评价，因此本次评价不对钻井期环境风险进行评价，截至目前，本工程钻井期间未发生环境风险事故。

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

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

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

6.8.9 环境风险应急处置措施

6.8.9.1 井喷失控事故应急措施

（1）伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

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

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

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

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

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

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及

设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

6.8.9.2 泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1) 伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

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

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，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。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1) 管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

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

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

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2) 管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

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

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

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。

6.8.9.3 火灾应急处置措施

(1) 立即阻断火源，并组织灭火；

(2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

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

(4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

6.8.10 地表水环境风险预防措施

本工程 RP7-H9 集输管线穿越才拉木达里亚河 1 次，尽管穿越段管道发生泄漏事故的概率很低，但仍属可能发生的事故，泄漏事故发生后，应在事故发生点周围布设围油栏，将事故污染控制在围油栏包围的水域范围内。同时启动应急预案，进行污染物质回收，消除水面残液。为最大程度降低风险事故情况下管道泄漏污染地表水，本评价提出以下措施和要求：

(1) 环境风险预防措施

a 管道开挖穿越河流时选择在非农业灌溉期时进行(尽量避免在 7~9 月流水较集中的月份施工)。有水时施工采用定向钻穿越方式，无水时施工采用大开挖方式，开挖产生的多余土方就近用于管道回填，施工期间避免在穿河区附近进行施工机械加油、存放油品储罐等活动，禁止在河道内清洗施工机械、车辆和排放污水行为。

b 输油管道全封闭地埋敷设，管道埋深置于河床冲淤变化稳定层下一定深度（不小于设计洪水频率冲刷线下 1.2m）。穿越地表水管段河床采用石笼护底，结合马鞍式混凝土配重块进行稳管，管道埋深在渠底稳定层中，管顶埋深约在冲刷层以下 1.2m，使凝析油不会泄漏至管道之外。

c 建议在河流穿越处下游处加强围拦油设施，尽可能减小含油废水的污染范围。在管道的运行过程中应加强管道管理，防止溢油事故发生，做到本质安全，尽量避免风险事故的发生；同时与内部维抢修单位和地方环境应急部门密切配合，做好溢油控制准备工作。若一旦发生事故，应立即启动事故应急预案，将事故影响降至最低。

(2) 环境风险应急措施

a 发生管线泄漏事故后立即关闭上游输油泵停止输液，关闭两端截断阀；立即查出泄漏点；组织人员在事故河流现场查清泄漏原因。立即采取措施，防止污染物扩散。

b 将围油栏、拦油栅围在油膜迁移扩散方向的前端。喷洒活塞膜化学药剂。药剂迅速扩散围着漏油周边，把油推向集油设备。喷洒油聚集剂，使漏油聚集。药剂反应捕捉。喷洒聚异氰酸酯和聚酰胺等凝固剂，其与油产生聚合物，形成胶

冻。将水面油汇集为较厚的油层，以便使用撇油器、油泵、吸附剂、真空罐车等回收溢油，应尽量快速、彻底回收溢油，以防止溢油污染更广泛的敏感区域。应急指挥中心应配备溢油处理应急响应设施。

本工程管道开挖过程中，机械施工时产生的机油，如管理不严，受雨水冲刷进入河流，也会对水质造成影响，加强对施工队伍的管理可以减轻对河流水质的影响。

建设单位应加强管理，在穿越水体的两堤外堤脚内不准给施工机械加油或存放油品储罐，不准在河流主流区和漫滩区内清洗施工机械或车辆。防止施工污染物的任意弃置，特别是防止设备漏油遗撒在水体中。防止设备漏油污染的主要措施包括：加强设备的维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布并在重点地方设立接油盘；为了防止漏油后蔓延，在设备周围设置围堰，并及时清理漏油。严格控制施工范围，尤其是河流穿越段，应尽量控制施工作业面，以免对河流造成大面积破坏。

6.8.11 风险应急预案

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田东河采油气管理区已编制环境风险应急预案并备案，设置了环境风险事故应急监测系统等，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建工程事故应急预案的主要内容见表 6.8-1。

表 6.8-1 事故应急预案		
序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	确定井场、管线等为重点防护单元
2	应急组织机构、人员	设立应急救援指挥部
3	预案分级响应条件	可分为井场突发事故处理预案、管线突发事故处理预案突发事故处理预案等
4	应急救援保障	备有干粉灭火器、手推式灭火器、防毒面具、空气吸收器等，分别布置在井场和站场
5	报警、通讯联络方式	常用应急电话号码：急救中心：120，消防大队：119。由生产部负责事故现场的联络和对外联系，以及人员疏散和道路管制等工作
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	委托当地环保监测站进行应急环境监测，化验室主任负责协助进行毒物的清洗、消毒等工作。设立事故应急抢险队。

序号	项目	内容及要求
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	井场站场设置可燃气体浓度检测报警装置、管线两端设置截断阀、安全阀，加强巡视，配备足够的应急设施。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	当发生泄漏时，应通知附近的村庄撤离、疏散，特别是紧急撤离半径内的村庄进行撤离，同时设立医疗救护队，对事故中受伤人员实施医疗救助、转移，同时负责救援行动中人员、器材物资的运输工作。由办公室主任负责，各部门抽调人员组成
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	当事故无法控制和处理时，生产部门应采取果断措施，实施全厂紧急停车，待事故消除后恢复生产
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

6.9 环境保护措施的投资估算

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

表 6.9-1 环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	/	1
	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界达标排放	2
固体废物	地面工程施工	生活垃圾、废弃施工材料清运	妥善处理	1
生态	占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；临时占地区域植被恢复。	施工结束后场地平整，植被恢复	8
		管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。应在项目实施后，在周边区域按照破坏面积种植相应面积的灌木林从而达到占补平衡要求；采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟，缩小作业带面积等一系列手段，考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施防止公益林区管线风险事故的发生；严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生；施工过程中，加强施工人员的管埋，禁止施工人员对林木滥砍滥伐，严禁砍伐森林植被做燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响等	尽量减小对天然林的影响	4
	水土流失	防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	纳入水土保持方

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
				案投资中
环境 风险 管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体、硫化氢报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	2
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	2
废 水 处理	施工废水	管道试压采用清洁水，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘。生活污水依托哈拉哈塘油田生活基地污水处理系统处理。	施工废水循环利用	1
地 下 水、土 壤	分区防渗	分区防渗	满足一般防渗区要求	5
环境管理		运营期环境监测		3
		环保培训，演练		1
环保投资合计				30

6.10 环境影响经济效益分析

6.10.1 社会效益

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

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

6.10.2 经济效益

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

6.10.3 环境效益

(1) 资源能源消耗

本工程的环境损失主要表现为生产过程中将消耗燃料气、水资源和电能。

(2) 环境污染负荷

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

(3) 环境损益分析

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

6.10.4 综合效益

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

7.碳排放影响分析

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

7.1 碳排放分析

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

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

拟建工程不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

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

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

（3）工艺放空排放

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

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

（4）CH₄ 逃逸排放

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

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

（5）CH₄ 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO₂ 回收利用量

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

拟建工程未实施 CO₂ 回收利用。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程	包括基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) CH ₄ 逃逸排放 (2) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》本工程碳排放源如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

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

(2) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。本工程年使用电量为 166.81 万 kW·h/a。项目主要用电负荷为井场采油装置。

7.1.3 碳排放量核算

(1) CH₄ 逃逸排放

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

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

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

j ——不同的设施类型；

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

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

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

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

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

（2）净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放

①计算公式

主要为净购入电力，计算公式：

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

式中： $E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放，吨 CO₂；

$AD_{电力}$ ——企业净购入的电力消费量，MWh；

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO₂ 排放因子，吨 CO₂/MWh。

②活动水平数据

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

表 7.1-2 净购入的电力和热力 CO₂ 排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
本工程	电力	电力消耗量	MWh	1668.1
		自发电量	MWh	0
		净购入电力	MWh	1668.1

③排放因子数据

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

④计算结果

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

表 7.1-3 净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放量核算结果一览表

项目	类别	单位	CO ₂ 排放量 t
本工程	净购入电力	吨 CO ₂	951.32

(3) 碳排放核算结果汇总

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

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

式中，EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

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

EGHG-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

RCH₄-回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWPC_{H4}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO₂-回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

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

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

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

表 7.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)
----	-----	-------------------------

拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0
	火炬燃烧排放	0
	工艺排放	0
	CH ₄ 逃逸排放	9.66
	CH ₄ 回收利用量	0
	CO ₂ 回收利用量	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	951.32
	合计	960.98

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 960.98 吨。

7.2 碳减排措施

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

7.2.1 工艺技术减污降碳措施分析

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

7.2.2 电气设施减污降碳措施

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

- （1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。
- （2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。
- （3）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.4 碳排放控制管理

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

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后,CO₂总排放量为 960.98 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施,有利于减少二氧化碳排放,对比同类企业碳排放水平,本工程吨产品 CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放评价建议

- (1) 在生产过程中加强企业能源管理,定期开展能源及碳排放管理培训,提升管理水平;
- (2) 再生产过程中积极探索新工艺、新方法。

8.环境管理及监控计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

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

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

8.1.2 实施与管理机构

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

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

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

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

验收合格后，由东河采油气管理区负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

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

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局、阿克苏地区生态环境局库车市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、阿克苏地区生态环境局库车市分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 施工期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

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

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

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

（2）对分承包方的环保要求

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

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

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

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

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

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

8.2.2 地面工程建设环境管理

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

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

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

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格

禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

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

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

（1）环境监理人员要求

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

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

（3）环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 6-8m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

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

②试运行期环境监理主要内容

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

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	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挖土方放置是符合要求，回填后是否有多余的土方，处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施；	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物		
		植被		
		水土保持		
	防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘		
		废水		
		固体废物		
		噪声		

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划

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

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

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

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

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

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

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

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

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

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据,用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

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

——加强监测

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

8.3.2 运营期环境监测计划

运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理,根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范,制定本工程的监测计划和工作方案。建议环境监测计划见表8.3-2。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	地下水	项目区上游、下游、周边各 1 个	水位、pH、氨氮、耗氧量、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	2 次/年
2	土壤	项目区占地	石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	1 次/3 年
3	生态环境	项目区及管线周围	生态恢复情况(管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、天然林)及水土保持措施落实情况	1 次/5 年

备注:注:当地下水监测指标出现异常时,可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测;当土壤监测指标出现异常时,可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)和参照执行的《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中均未对石油烃 (C₆-C₉) 和石油烃 (C₁₀-C₄₀) 两个监测因子的标准限值做出规定,《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中未对石油烃 (C₆-C₉) 的标准限值做出规定,在新的质量标准发布前,运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃 (C₆-C₉) 和石油烃 (C₁₀-C₄₀) 这两个监测因子的环境质量现状监测工作,土壤环境监测可先不开展石油烃 (C₆-C₉) 的环境质量现状监测工作,待石油烃 (C₆-C₉) 和石油烃 (C₁₀-C₄₀) 相应的新环境质量标准发布后,应严格按照表中所列监测因子进

行运营期监测。东河采油气管理区可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本项目监测计划要求。

8.3.3 信息公开

8.3.3.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法定代表人：王清华

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

(2) 排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

(3) 环境风险防范措施

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

(4) 环境监测计划

8.3.3.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

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

8.3.4“三同时”验收

(1) 环境工程设计

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

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

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

②验收条件

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

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

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3

三同时验收一览表

项	污染源	产生位置	验收清单	验收标准
---	-----	------	------	------

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	管线设备接口、阀门等	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期的检查、检修，密闭加强管道、阀门的检修和维护。		满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
	硫化氢				满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值（0.06mg/m ³ ）
废水	采出水	井场	依托哈六联采出水处理系统处理		处理达标后回注油层，不外排
	井下作业废液	井场	收集后送至哈六联合站处理		处理达标后回注油层，不外排
噪声	井口、井下作业	井场	基础减振，加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	落地油、废防渗材料等危废	井场、管线	委托有资质的单位无害化处置		妥善处置
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场、站场内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、管线	依规办理占用林地征地手续，临时占地平整，植被自然或人工辅助恢复。		《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入东河采油气管理区现有的环境管理制度、环境风险事故应急预案				

8.4 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本工程污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 8.4-1。

表 8.4-1 污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度 (mg/m³)	排放量 (t/a)	总量指标 (t/a)	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)		
大气污染物	生产废气	集输无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	--	0.264	-	4.0	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	设置安全警示标志、安全距离，定期巡检
			H ₂ S	无组织	密闭集输	--	0.00008	-	0.06	-	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值	
水污染物	生产废水	采出水、井下作业废水	SS、石油类等	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	0	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)	做好固井、井控，以防污染地下水
固体废物	生产固废		落地油、沾油废防渗材料等	HW08 类危险废物	委托有资质的单位进行处理	0	0	0	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)	暂存于危废暂存设施，委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理

9 结论建议

9.1 项目概况

本工程位于塔里木油田分公司东河采油气管理区所属的哈拉哈塘油田内，本次建设标准化井场 1 座，新建集油管线共计 6.97km，配套建设自控、通信、供热、仪表、供配电、结构、防腐等公辅工程。

本工程总投资 681.09 万元，其中环保投资 30 万元。

拟建项目运营期无需新增定员。

9.2 产业政策和规划符合性分析

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

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

项目符合阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

9.3 环境质量现状

（1）环境空气

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

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

（2）地表水

本工程的运营期生产废水和生活污水不外排到地表水，因此不对地表水体进

行现状调查与评价。

（3）地下水

由监测与评价结果可以看出：项目区水质较差，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠超标外，其他监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。超标为原生水文地质因素所致。

（4）环境噪声

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

（5）土壤环境

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

（6）生态环境现状

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

9.4 环境影响预测与分析

9.5.1 生态环境影响分析

本工程管线临时性占地主要为林地、草地。由于工程造成的生物量损失较小，

不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。项目区属于塔里木河中上游水土流失重点预防区、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。

9.5.2 水环境影响分析

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

本工程运营期各类污水进入哈六联合油污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

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

9.5.3 土壤环境影响分析

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

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

削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

。

9.5.4 固体废物影响分析

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

运营期产生的固体废物主要为事故泄漏时的落地油，委托有危险废物处理资质的单位进行处置。本工程对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

9.5.5 大气环境影响分析

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

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气储运过程中的烃类挥发。

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

9.5.6 声环境影响分析

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

9.5.7 环境风险分析

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

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

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

9.5 主要环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

③施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械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。

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

⑤施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽

快整理施工现场。对井场地表进行砾石压盖。

⑥加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（2）水环境保护措施

①施工生活污水由哈拉哈塘作业区生活污水处理站处理。

②管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

③含油污水经污水处理系统处理达标后回用于生产，不外排。

（3）土壤污染防治措施

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

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

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

（4）固体废物污染防治措施

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

②运营期危险废物根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 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)，进行管理，委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）大气环境保护措施

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

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开

辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于 20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

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

（6）噪声污染防治措施

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

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

③加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

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

（7）环境风险防范措施

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

9.6 总量控制

本次评价无总量控制指标。

9.7 公众意见采纳情况

*

9.8 环境经济损益分析

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

9.9 环境管理与监测计划

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

9.10 环境影响可行性结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《塔里木油田分公司“十四五”规划》及等要求；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“三线一单”要求。

评价认为：本工程符合国家产业政策和自治区经济发展规划，公众认同性较好。工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落

实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。