

1 概述

1.1 建设项目特点

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

塔里木油田分公司哈拉哈塘油田位于新疆阿克苏地区沙雅县和库车市境内，属于超深复杂缝洞型碳酸盐岩油藏，目前主要开发齐古、哈 6、新垦、热普、金跃、其格、跃满西等区块，日常运行管理由东河采油气管理区负责。为满足哈拉哈塘油田产能开发的需要，增大整体开发效益，塔里木油田分公司拟投资 268.43 万元，对油田内 RP5-H6、RP5-H4 两口井及时实施“探转采”工程，实施“RP5-H6 等 2 口井集输工程”（以下简称：“本工程”）。

本工程位于阿克苏地区沙雅县，中心地理坐标：。属于现有东河采油气管理区哈拉哈塘油田内的改扩建项目。本项目建设性质为改扩建，建设内容包括：1. 主体工程：新建 RP5-H6、RP5-H4 采油井场 2 座，新建油田内部集输管道 5.52 千米；2. 公辅工程：供配电、自控、通信、防腐、供热等工程；3. 环保工程：废气、废水、噪声、固体废物、环境风险防范和生态环境恢复、水土流失防治等工程；4. 依托工程：包括哈六联合站、哈拉哈塘固废填埋场、库车畅源生态环保科技有限责任公司等。本项目总投资 681.09 万元，环保投资约 60 万元，占总投资的 4.4%。项目建成后日产油 60t，日产气 8500m³。

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 环境影响评价的工作过程

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重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本工程属于分类管理名录中“五、石油和天然气开采业”077 陆地石油开采 0711 中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中的有关规定，2025 年 5 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）编制《RP5-H6 等 2 口井集输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 5 月进行了现场踏勘和资料收集。在现场调查的基础上，结合有关资料和当地环境特征，按照国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）等环评技术导则、规范的要求，委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2025 年 5 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《RP5-H6 等 2 口井集输工程环境影响报告书》编制工作。

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

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

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合分析

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

（2）政策、法规符合性分析

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

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

（4）选址合理性分析判定结论

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

（5）生态环境分区管控要求相符性判定

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

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

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

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

本工程环境影响主要来源于井场、集输管线等地面工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。重点保护目标是：塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区、天然林、基本农田。

1.5 环境影响评价的主要结论

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

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

2 总则

2.1 编制依据

2.2.1 环境保护法律

国家和地方环境保护法律一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）	14 届人大 12 次会议	2025-07-01
21	中华人民共和国森林法	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
22	中华人民共和国能源法	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01
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
11	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-10-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
12	基本农田保护条例（2011 年修正）	国务院令 588 号	2011-01-08
13	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
14	土地复垦条例	国务院令 592 号	2011-03-05
15	国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知	国发〔2021〕33 号	2021-12-28
16	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 698 号	2018-03-19
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	原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 交通运输部令 第 23 号	2022-01-01
23	危险废物产生单位管理计划制定指南	原环境保护部公告〔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	生态环境部公告 2021 年	2021-06-11

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	告	第 24 号	
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
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
34	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-04-28
35	建设项目使用林地审核审批管理办法	国家林业局令第 35 号发布、 国家林业局令第 42 号修改	2015-05-01
四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	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环境防治办法	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 年）	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	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
23	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
24	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138 号	2020-09-04
25	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
26	阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	-	-
27	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
28	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
29	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
30	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
31	关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知	新环固体函（2022）675 号	2022-09-26
32	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
33	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法（2010 年修正）	第 11 届人大第 17 次会议	2010-12-13
33	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
34	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）》的通知	阿地环字（2024）32 号	2024-10-28
35	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024 年修订）	自治区第 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
36	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区第 14 届人大 5 次会议	2024-03-01
37	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区第 13 届人大 34 次会议	2022-11-01
38	新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法	新林规（2021）3 号	2021-12-01
39	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国森林法》办法	自治区第 13 届人大 16 次会议	2018-09-21

2.2.2 环境保护法规、规章

2.2.3 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-3 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	2009 年第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7—2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制	SY/T301-2016	2017-05-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
	技术要求		
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

2.2.4 其他相关文件和技术资料

(1) 《RP5-H6 等 2 口井集输工程环评委托书》（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。

2.2 评价目的和评价原则

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响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

结合项目特征，工程建设对环境的影响可分为施工期、运营期、退役期影响。

（1）施工期

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

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

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 施工机械及车辆 废气、施工扬尘、 焊接烟尘等	废水 生活污水、管道 试压废水	固体废物 生活垃圾、建筑 垃圾	噪声 施工机械及车 辆、钻机等噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	-S	/
地下水	/	/	-S	-S	/

声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-L	/	-S	-S	/
生态	-S	-S	/	-S	/

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

(2) 运营期

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

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别

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

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

(3) 退役期

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

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

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

地表水	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	-S	/	-S	-SA
声环境	-S	/	-S	/	/
土壤	/	/	/	-S	-SA
植被及动物	-S	/	-S	/	-SA

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

2.3.2 评价因子筛选

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

表 2.3-4 环境影响评价因子一览表

单项工程 环境要素	油气开采、集输工程		
	现状调查	施工期	运营期
大气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CmHn	非甲烷总烃、硫化氢
地表水	废水综合利用不外排的可行性和可靠性		
地下水	水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、钡、碳酸盐、碳酸氢盐、石油类等项。	耗氧量、氨氮、石油类	石油类
土壤	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。	—	石油烃、盐分含量

噪声	昼间等效连续 A 声级、夜间等效连续 A 声级	昼间等效声级(Ld)、 夜间等效声级(Ln)	昼间等效声级(Ld)、 夜间等效声级(Ln)
固体废物	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等	生活垃圾、施工土方、焊接及吹扫废渣	落地油、废防渗材料
环境风险	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。	原油、天然气、硫化氢	
温室气体	--	--	CO ₂ 、CH ₄

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

表 2.3-5 施工期及运营期生态影响评价因子筛选结果表

受影响阶段	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	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生产力、生物量损失、生态系统功能、完整性等	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 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

本工程所在区域的环境功能区划如下。

2.4.1.1 环境空气

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

2.4.1.2 水环境

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

2.4.1.3 声环境

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

2.4.1.4 生态环境

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

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

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

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）及修改单中二级标准
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	/
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	碳酸氢盐	/
15	氰化物	≤0.05	30	石油类	≤0.05

（3）声环境

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

（4）土壤环境

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

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

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

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

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

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

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/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求
	厂区内监控点处 1h 平均浓度值	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822—2019)
	厂区内监控点处任意一次浓度值	30	
H ₂ S	厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准

(2) 废水

运营期井场产生的含油污水依托哈六联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中注入层平均空气渗透率 $\geq 2\mu\text{m}^2$ 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 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

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

(4) 固体废物

根据本工程产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废

物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	管线穿越公益林	不低于二级
f	当工程占地规模大于 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

工程穿越基本农田等生态敏感区时，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。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

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

表 2.5-2 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 2.5-3 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，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 2.5-4 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

表 2.5-5 本工程地下水评价等级及评价范围一览表

建设内容	行政区划	行业分类	敏感程度	评价等级	调查评价范围
井场	沙雅县	I 类	不敏感	二级	以井场为中心点，以地下水流向为主轴长 5km 的范围，宽

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
					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 地表水评价等级和评价范围

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

2.5.4 土壤环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

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

（2）影响类型

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

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型(≥50hm²)、中型(5～50hm²)和小型(≤5hm²)”，本工程占地规模均为小型。

（4）建设项目敏感程度

①污染影响型

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

②生态影响型

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

(5) 评价工作等级判定

本工程土壤评价等级及范围见表 2.5-8，本工程按一级评价进行综合评价。

本工程评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-6 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 2.5-7 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 2.5-8 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

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

注：根据HJ964-2018中7.2.4，集输管线评价范围为管线边界两侧向外延伸0.2km作为调查评价范围。

2.5.5 环境空气评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

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

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-9。

表 2.5-9 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-10，估算结果见表 2.5-11。

表 2.5-10 估算模型参数表

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

表 2.5-11 无组织废气排放参数一览表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^{\circ}$	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($^{\circ}$)	纬度($^{\circ}$)									
RP5-H6 井场			958	40.00	30.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0215
										硫化氢	0.000007

RP5-H4 井场			962	12.00	9.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0086
										硫化氢	0.000002

表 2.5-4 估算模式计算结果表

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
RP5-H6 井场	非甲烷总烃	38.37	2000	1.92	1.92	26
	硫化氢	0.0125	10	0.12		26
RP5-H4 井场	非甲烷总烃	38.848	2000	1.94	1.94	10
	硫化氢	0.009	10	0.09		10

经计算可知，本工程最大占标率为：1.94%（来自阀组排放的非甲烷总烃），最大占标率 $1\% < P_{max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.5.2 评价范围

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

2.5.6 声环境评价等级和评价范围

本工程施工期噪声主要来自施工作业机械；运营期噪声主要来自井场设备。

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

评价范围确定为各井场边界向外 200m 的范围。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

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

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

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

式中：

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

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

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I。

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

经计算，拟建工程各风险单元的 Q 值均小于 1，环境风险潜势为 I。

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

表 2.5-12 环境风险评价等级划分

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

2.6 环境保护目标

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

拟建项目主要环境保护目标见表 2.6-1、表 2.6-2、图 2.5-1 评价范围图。

表 2.6-1 生态环境、土壤环境、水环境保护目标一览表

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

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

2.7.2 评价重点

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

2.8 评价时段和评价方法

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

拟建项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 油田勘探开发历程

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

（1）勘探发现

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

（2）评价上产

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

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

（3）开发稳产和开发技术突破

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

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

同开发阶段、不同油气物性、不同级别站场的生产需求。

3.1.2 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，该油田东侧为中石化塔河油田艾丁——托普台区块，南侧隔塔里木河与中石化塔河油田跃进区块、中石油塔里木油田分公司哈得采油气管理区的跃满、富源区块隔河相邻，西侧至沙雅县城以东，北侧为东河采油气管理区东河塘油田区块，区块具体位置见油田“一张图”3.1-1。

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

(2) 公用工程建设情况

①给排水

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

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

②供热

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

③供电

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

(3) 辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

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

②内部道路建设情况

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

(4) 环保工程建设情况

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

3.1.3 哈拉哈塘油田“三同时”执行情况

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

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 1 日	哈六联合站建设包含在此项目中
2						自主验收	--	2020 年 12 月	-
3		哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015)935 号	2015 年 8 月 20 日	自主验收	--	2018 年 6 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	
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日	自主验收	--	2024年10月15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日	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 哈拉哈塘油田环境影响回顾性评价

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

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

(2)野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

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

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

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

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

（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）水土流失保护措施回顾分析

根据调查，哈拉哈塘油田依据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》《生产建设项目水土保持方案管理办法》（2023 年 1 月 17 日水利部第 53 号令）等规定，开展水土保持方案的编制工作，并根据各项目水土保持方案及批复文件、《开发建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2008）的基本要求和规定，开展水土保持及水土流失防治工作，并按相关规定开展水土保持设施自主验收、水土保持监测等。一般按照站场工程、井场工程、线性工程的不同特点，采取土地平整、砾石压盖、限行彩条旗、播撒草籽、防尘网苫盖、定期洒水等水土流失预防和治理措施。

（5）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。

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

3.1.4.2 土壤环境影响回顾

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

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

(1) “大气沉降”途径阻断措施

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

(2) “地面漫流”途径阻断措施

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

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

③重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

(3) “垂直入渗”途径阻断措施

①井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥；含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质的单位进行处置，暂时无法接收

时，送危废暂存点暂存；生活区内设生活垃圾收集装置，生活垃圾统一收集后运送至哈拉哈塘固废填埋场处置。

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

③对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

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

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

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

3.1.4.3 水环境影响回顾

(1) 废水处置措施回顾及影响分析

哈拉哈塘油田运营期产生的废水主要包括井下作业废水、油藏采出水和生活污水。

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

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

项目	监测结果	标准值	达标情况
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已完全扩散。本次评价收集了近年来的例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准，哈六联站内二氧化硫、氮氧化物满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准及其修改单要求，非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准（具体见表 3.1-4、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 3.1-4 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	硫化氢	未检出~ 0.008	日常维护,	《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	达标

	组织 废气			做好密闭措施	项目二级标准	
		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	0.36~1.89		《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 3.1-5 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/m ³)	氮氧化物 1小时均值 (mg/m ³)	非甲烷总烃 1小时均值 (mg/m ³)
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)中相应指标要求,用于油气田内部道路铺设、井场铺垫;钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至轮南油田、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理,处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相应指标要求,用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。

同时,塔里木油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间,钻

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

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

3.1.4.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。运营期的声环境影响主要来自站场、油井各类机泵等设备运行时产生的机械噪声。哈拉哈塘油田根据设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段，采用减振、消音、隔声等降噪措施，例如注水泵采用减振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	达标

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
	夜间	37~38		准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	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井场设置明显禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

(2)油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

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

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(3)站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

根据调查，东河采油气管理区有较健全的安全管理组织，制定了各项安全管理制度、安全生产岗位责任制和安全操作规程，执行情况较好；安全管理人员和操作工经培训持证上岗，员工的安全、技术素质能够适应安全生产的要求；油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。采油气管理区制定了《塔里木油田分公司东河采油气管理区突发环境事件应急预案(沙雅县)》并进行了备案(备案编号 652924-2023-003-L)，安全消防设施能够满足生产需要，设有应急抢、维修指

挥中心，设有抢/维修队伍和装备，配备了性能优良的抢险车辆等必要的应急设施。并在近期加强了环境风险应急演练的时效性，开展针对性地培训，增加环境应急演练次数。

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

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

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

2024 年 1 月 5 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区变更了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG029U)，有效期至 2028 年 4 月 3 日。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。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》，对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设

规范》（DZ/T0317）等相关要求，建议建设单位后续进一步加强对区内退役井的管理。

3.1.5 区块污染物排放情况

根据统计资料，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	-
		硫化氢	1.8	-
2	废水	生产废水	0	-
		生活污水	0	-
3	固体废物	含油污泥	0	-
		磺化泥浆	0	-
		生活垃圾	0	-

3.1.6 区块存在环保问题及整改措施

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

- （1）信息公开不够规范。
- （2）站内站外管线，历经多年的生产运行服役，存在环境风险隐患。

整改方案：

- （1）健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验收暂行办法〉的公告》（国环规环评〔2017〕4 号）等进行企业相关信息公开。

- （2）加强对站内站外管线，特别是服役 10 年以上的管道进行腐蚀检测、隐患排查等，对隐患较大的管线进行修复、整改、更换，消除管线安全环保风险隐患。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本工程相关工程主要为 JY202 井。RP5-H6、RP5-H4 为塔里木油田分公司产能建设事业部评价井，本次拟转为开发井。JY202 井为已建生产井，已完成竣工环境保护验收。

3.2.2 现有工程环境影响回顾

JY202 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。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。本工程井可通过该井已建集输管线进站。

JY202 井目前采取的生态保护措施为占地边界设置围栏，通过巡查、检修等避免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；各类废弃物及时清理，防止污染土壤；JY202 井不涉及中央及自治区环保督察整改事项。JY202 井在生产期间对环境的影响总体较小。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

3.3.1.1 项目概况

工程名称：RP5-H6 等 2 口井集输工程；

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：项目建成后日产油 60t，日产气 8500m³。

主要建设内容如下：

(1) 油气集输工程

本工程建设 RP5-H6、RP5-H4 井场 2 座，建设内部集输管线共计 5.52km。

(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	井场工程	本工程建设RP5-H6、RP5-H4井场2座。
		管道工程	建设两井的单井集输管线共计5.52km，线路起点为RP5-H6、RP5-H4井，终点为JY202井已建4井式阀组，采用DN80玻璃钢保温管道，压力等级5.5MPa，施工作业带宽度8m。
公辅工程	供配电		依托区域现有供电设施，新建 10kV 高压架空线路，以满足本工程用电需求。
	供热		采用电磁加热器。
	通信及自控		本工程新建光缆数据传输网络，为井场生产数据、安防数据及电力数据提供数据传输通道。
	道路		依托区块内现有道路
	供排水		施工期生活区依托现有生活公寓，不新增供水点，试压用水采用罐车拉运。运营期不涉及生活、生产用水，采出水随原油混输至联合站处理达标后回注。
	防腐与保温		玻璃钢管道保温采用“管中管”工艺在工厂预制夹克管，保温结构由内到外为保温层—防护层，保温层材质为硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度30mm，防护层材质为聚乙烯塑料。
环保工程	废气		施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 运营期：管线为密闭输送，采用电磁加热器。 退役期：采取洒水抑尘的措施。
	废水		施工期：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；施工人员的生活污水，依托东河采油气管理区现有公共设施。 运营期：废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈六联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，运至哈六联合站处理； 退役期：无废水外排。
	噪声		施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间；
	固废		施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后送哈拉哈塘固废填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至哈拉哈塘固废填埋场进行处置。 运营期：不新增固体废物。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持

依托工程		现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。
	环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪。
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况，清理污染土壤。
	哈六联合站	井口采出物进入哈六联合站处理达标后回注地层，剩余处理能力可满足本工程需求。
依托工程	热普转油站	经热普转油站进入到哈六联合站，剩余转油能力可满足本工程需求。
	哈拉哈塘固废填埋场	哈拉哈塘固废填埋场可以满足本工程产生的一般固废和生活垃圾处理需求。
	库车畅源生态环保科技有限责任公司	库车畅源生态环保科技有限责任公司东河 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目可以处理本工程产生的含油污泥等危险废物。

3.3.1.2 开发方案和总体布局

2025 年，塔里木油田分公司油气田产能建设事业部在哈拉哈塘油田布置了 RP5-H6、RP5-H6 井，完钻后对其进行了试油，根据试油结果，可转为开发井，为了尽快形成原油生产能力，满足原油上产的需要，提高该区整体开发效益，根据勘探开发建设安排，由塔里木油田分公司东河采油气管理区开展了本次地面工程设计工作。通过本次地面集输工程，可减少资源浪费，增加油田收益。本工程最高日产油 60t/d，最高日产气 8500m³/d。

本工程位于哈拉哈塘油田内，本工程建设井场 2 座（RP5-H6、RP5-H4 井）、新建从 RP5-H6、RP5-H4 井至 JY202 井集输管道共计 5.52km，采出液进入 JY202 井阀组后，再经热普转油站，最终输至哈六联合站处理。

工程建成后，由塔里木油田分公司东河采油气管理区负责运行管理。

本工程总体布局图见 3.3-2，平面布置图见图 3.3-2。

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

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

(2) 天然气性质

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

(3) 地层水

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

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	井场、站场	采油井场	座	2
3			日产原油	t/d	60
4			日产天然气	m ³ /d	8500
5			集输管道	km	5.52
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 工程组成

3.3.3.1 主体工程

本工程的建设内容不涉及钻前工程、钻井工程，不涉及射孔、酸化、压裂等储层改造工程。主体工程主要为新建 RP5-H6、RP5-H4 井场 2 座，新建从两井至 JY202 井阀组的单井集输管道共计 5.52km。主要包括以下内容：

①采油井场

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

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

②集输管线

新建 2 口井的集输管线总长为 5.52km，采用 PN55 DN80 玻璃钢保温管道，压力等级 5.5MPa，40mm 复合硅酸盐毡保温。具体见表 3.3-4。

表 3.3-4 本工程管线部署一览表

序号	起点	终点	长度(km)	输送介质	管径和材质	设计压力(MPa)	铺设方式
1	RP5-H6 井	JY202	2	采出液	DN80 玻璃钢管道	5.5	地下敷设
2	RP5-H4 井	JY202	3.8	采出液	DN80 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 3.3-4。

表 3.3-5 地面工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
RP5-H6井场	1	井口撬	—	座	1	
	2	电磁加热器	60kW	座	1	对采出液进行加热
	3	电控信一体化装置(RTU)	—	座	1	—
RP5-H4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	—
内部集输 管线	1	单井集输管 线	DN80玻璃钢管	Km	2	输送RP5-H6井场采出液。埋地敷 设。
	1	单井集输管 线	DN80玻璃钢管	Km	3.8	输送RP5-H4井场采出液。埋地敷 设。

3.3.3.2 公辅工程

(1) 供配电工程

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

(2) 仪表、自控

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

(3) 防腐保温

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

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

(2) 通信

本工程需要将新建井场的生产数据及视频监控图像通过有线传输方式进行上传，采用工业以太网交换机进行组网，通过新建电力杆路同杆架设，生产数据及视频监控图像传输各占用 2 芯，同缆不同芯；生产数据及视频数据可上传至热普转油站，最终可通过已建传输网络上传到哈六联。

(3) 供热

采用电磁加热器。

(4) 道路

依托区块现有道路，本工程无新增道路。

(5) 供排水

施工期生活区依托现有生活公寓，不新增供水点，试压用水采用罐车拉运。

运营期不涉及生活、生产用水，采出水随原油混输至联合站处理达标后回注。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及排污节点分析

3.4.1.1 施工期

(1) 井场

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

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

(2) 管线

项目施工过程主要包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

①施工准备

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

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

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

②管沟开挖及下管

一般地段管顶埋深为 1.4m，施工作业带宽度 8m。项目沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新敷设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1m，沟深 1.6m，管沟边坡比不低于 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净

距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土。将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。

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

③穿越工程

本工程穿越工程统计表见表 3.4-1

表 3.4-1 穿越工程统计表

序号	穿越（交叉）对象	穿越长度(m)	穿越方式	状况	穿越次数
1	穿越道路	152	开挖	简易道路	15
		132	开挖	沥青路	2
2	地下管道	/	开挖	-	8
3	沟渠	200	定向钻	齐满水库北干渠、沙雅总排干渠	2

①公路穿越

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

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

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

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

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

5）保证管道安全，管道穿越公路时加保护套管。保护套管用钢筋混凝土套管，套管应伸出路基坡角或路边沟外 2m。大开挖穿越采用钢筋混凝土套管

(RCPIII 1200×2000 GB/T11836-2009)，顶管采用 DN1500 钢筋混凝土套管 (DRCPIII 1500×2000 GB/T11836-2009)，套管和输气管道之间设置聚乙烯绝缘支撑，套管端部支撑间距 500mm，中间部分支撑间距为 2m。

6) 管道在公路路基下或路基填压管道时，为减少套管穿越对路基的影响，套管顶距已建、拟建公路路面的埋深 $\geq 1.4\text{m}$ （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，有一定的黏聚柔软性。

8) 穿越公路设置管道穿越公路标志桩。

②管道与其他管道交叉

与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m，并在交叉位置放置废旧轮胎等方法将两管道隔离：管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并作出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖，管道暴露后，采用橡胶板对被穿越管道进行包裹保护。本工程管道应位于被穿越管道下方，两管间距不小于 0.3m；穿越处应采用沟下连接，尽量避免本工程管道端口位于被穿越管道下方，以方便连接工作。穿越处管道应作为重点段突击完成，以免被穿越管道长时间暴露。

③沟渠穿越

本工程沟渠采用小型定向钻穿越，穿越用套管规格为 $D406.4 \times 7.1\text{mm}$ 焊接钢管。钢套管顶距沟渠底部埋深不小于 1.5m。钢套管采用无溶剂液体环氧涂料防腐，厚度 $>600\mu\text{m}$ ，套管内需安装隔离支架。套管两侧环空应采用长度不小于 150mm 的沥青麻刀塞紧，外面用添加 3%~5%防水剂的防水水泥砂浆填堵，封堵长度不宜小于 50mm，以防管道松动后被套管端部的粗糙尖锐毛边损伤。

(4) 管道连接及试压

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

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压废水及设备噪声。

（5）管沟回填

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

（6）清理现场、恢复地貌

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

（1）油气开采

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

（2）油气集输

运营期 RP5-H6、RP5-H4 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 JY202 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。

3.4.1.3 退役期

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

(1) 封井措施

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

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

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

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

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

5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

(2) 设备拆除

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

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

表 3.4-2 退役期主要产污环节一览表

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

3.4.2 施工期主要污染源及防治措施

(1) 废气

①施工扬尘

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

②焊接、打磨废气

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

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

③施工机械及运输车辆排放的废气

施工过程中由于施工机械包括发电机等、车辆的使用将不可避免地有机械、车辆尾气产生，尾气中的主要污染物为颗粒物、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，施工期约 45 天，施工人员耗水量约 60L/人·d，生活污水产生量 80% 计算，每天生活污水量约 0.96m³/d，施工期产生生活污水 43.2m³。施工人员的生活污水，依托东河采油气管理区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。

②试压废水

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

③施工废水

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

（3）噪声

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

（4）固体废物

施工废料主要为管道焊接后废弃的焊接材料、废弃包装材料，由于管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生。根据类比调查，施工废料的产生量约为 1t/km，管道共计 5.52km，施工产生的施工废料量约为 5.52t。施工废料

可进行分类处理，部分废料回收利用，剩余部分依托哈拉哈塘固废填埋场处理。

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

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.4m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每米挖方量约 3.84m³，管线长度 5.52km，按全线均采用开挖方式核算，挖方量约 2.23 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	
	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；

$e_{\text{TOC},i}$ ——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；

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

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

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

表 3.4-6 设备与管线组件 e TOC, i 取值参数表

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

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

表 3.4-7 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

设备名称		单个设备排放速率 (kg/h)	设备数量 (个)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
单座井场	阀	0.064	11	0.0021	8760	0.019
	法兰	0.085	38	0.0097	8760	0.085
	小计					0.103
合计						0.206

经过核算，本工程 RP5-H6、RP5-H4 井场无组织排放废气中非甲烷总烃年排放量合计 0.206t/a。

(2)硫化氢

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

本工程运营期采用密闭集输，并设置检测装置，防止 H₂S 的泄漏。

3.4.3.2 废水

(1)采出水

主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目设计方案，项目采出水约 5475m³/a，主要污染物为悬浮物、石油类、无机盐类等。采出水随油气混合物输送至哈六联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

(2)井下作业废水

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

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

表 3.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本工程井下作业废水产生量为 25.29t/井·次，井下作业每 2 年 1 次计算，则单井井下作业废水为 12.645t/a，两口井共计 25.29t/a。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈六联合站处理。

3.4.3.3 固体废物

(1) 危险废物

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

①落地油

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

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

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

②废防渗材料

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

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

③清管废渣

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

(2) 生活垃圾

本工程运营期无新增定员，无新增生活垃圾。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-9。

表 3.4-9 危险废物汇总表

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

3.4.3.4 噪声

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

表 3.4-10 噪声源设备

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

3.4.4 退役期工程污染源源强核算

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为

车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的建筑垃圾等，建筑垃圾委托哈拉哈塘固废填埋场等填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.5 非正常排放

本工程建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

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

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

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。

3.4.6 清洁生产分析

3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

本工程隶属东河采油气管理区管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁

生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向。

(1) 清洁生产技术和措施

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

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

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

(2) 节能及其他清洁生产措施

①管线均进行保温，减少热量损失；

②集输采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②在集输过程中加强管理，密闭集输，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。

结合项目特点，本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》，分别对井下作业、采油作业等两个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1 及表 3.5-2。

表 3.5-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						拟建项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分

(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	199	0
		单位能耗	—	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3)资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4)污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	乙类区 ≤50	5
	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	乙类区 ≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建项目		
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5	
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	具备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	具备原油回收设施	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	
		开展清洁生产审核		20	开展清洁生产审核	20	
		制定节能减排工作计划		5	制定节能减排工作计划	5	
(3)贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20	

表 3.5-2 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	拟建项目	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2)资源综合	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0

利用指标		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
(3)污染物产生指标	40	采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标 分值	二级指标			指标 分值	拟建项目得分	
						实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置		10	无	0
			防止落地原油产生措施		10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	先进	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证			10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收			20	已开展	20
		制定节能减排工作计划			5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	已完成	5

由表计算得出：拟建项目井下作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 90 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本工程注重源头控制污染物的产生量，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。根据综合分析和类比已开发区块，拟建项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业

水平。

3.4.6.2 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。

3.4.7 污染物排放“三本账”

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	0.206	0	157.206	+0.206
		硫化氢	1.8	0.00022	0	1.80022	+0.00022

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

3.4.8 污染物排放总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 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 VOC_s 排放量为 0.206t/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 VOC_s 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。

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

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

3.5.2 相关法规、政策符合性分析

3.5.2.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

拟建项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表 3.5-1。

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

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

因此，拟建项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.5.2.2 与《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 情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。

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。

3.6 选址选线合理性分析

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

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

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

3.6.2 井场选址符合性分析

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》（国土资规〔2016〕14 号）进行，在井场布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用。井场占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、

文物保护单位等敏感目标。选址符合相关要求，选址合理。项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，井场选址可行。

3.6.3 管线选线合理性分析

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。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

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

4.1.2 地形、地貌

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

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

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

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰~25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.72km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、

假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

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

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

4.1.3 气象和气候

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

表 4.1-1 沙雅县主要气候要素一览表

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

4.1.4 地质概况

工程所在区域，位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的西部斜坡带，为向西倾没的哈拉哈塘大型鼻状构造的一部分。该地区北靠轮台凸起，南接北部坳陷，西邻英买力低凸起，是轮古—塔河—哈拉哈塘奥陶系特大型油藏的一部分。轮南潜山背斜经历了多期构造运动。寒武~奥陶纪，由于塔里木板块北缘的板块构造活动，塔北地区开始发育台内隆起带，但仅分布于阿克苏—新和—轮台一线。奥陶纪末，随

着库一满拗拉槽的闭合，统一的塔北隆起带初步形成，轮南—哈拉哈塘—英买力地区为其南斜坡。志留-泥盆纪，塔北隆起继承性发育，轮南、英买力地区进一步隆升。泥盆纪晚期，由于古南天山洋板块的进一步俯冲活动，挤压活动不断加强，塔北隆起形成大范围剥蚀区，南部最终形成三凸构造格局，自西向东依次为英买力低凸起、轮南潜山背斜（轮南低凸起）、库尔勒鼻状凸起；北部则由于轮台断裂的活动形成了轮台凸起。晚石炭纪～三叠纪，中天山古岛弧与塔里木大陆自东向西碰撞导致南天山洋剪刀式闭合，塔北地区发育逆冲推覆构造和以新和—二八台、英买力、轮南以及库尔勒—孔雀河斜坡为主体的巨型左行走滑构造变形带。新近纪以来，由于库车坳陷持续强烈沉降，塔北地区逐渐成为库车再生前陆盆地的前缘隆起和前陆斜坡，上古生界和中生界发生翘倾，与新生界一起呈整体北倾大单斜，哈拉哈塘地区现今构造格局形成。

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

4.1.5 水文概况

4.1.5.1 地表水

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

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

渭干河发源于拜城盆地的哈尔他乌山汗腾格里峰冰川，上游干流称为木扎提河

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

本工程周边无常年性地表水体分布，西南距塔里木河最近约 4km。

4.1.5.2 地下水

见后文 5.2 节。

4.2 生态现状调查与评价

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

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态环境影响

5.1.1.1 占地影响分析

根据估算，本工程总占地约 6.0732hm²，其中永久占地 0.4972hm²，临时占地 5.5760hm²。占地类型主要为乔木林地、灌木林地、其他草地等。工程新增永久占地在评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小，施工结束后，永久占地被油田生产设施构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；工程临时占地以管沟开挖及电力线架设用地为主。从线性工程占用土地情况看，主要是施工期间的临时性占地。在施工过程中，施工便道等均为临时性占地，一般仅在施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变，大部分用地在施工结束后短期内（1~2 年内）能恢复原有利用功能。

表 5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	乔木林地(m²)		灌木林地(m²)		其他草地(m²)		小计
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地	永久占地	临时占地	
1	井场工程	4900	0	0	0	0	0	4900
2	管线工程	0	41365	0	3450	72	10945	55832
合计		4900	41365	0	3450	72	10945	-
		46265		3450		11017		-
		60732						

①施工占地、穿跨越工程施工作业占地

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

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

工结束后绝大部分将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

施工期施工作业带对沿线生态环境的影响主要有：

a.临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失；

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

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

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

5.1.1.2 对植被的影响分析

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

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

（1）植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为多枝怪柳-盐穗木群系、胡杨-多枝怪柳-胀果甘草群系。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。其附着在植物体会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

（4）施工期人为活动对植被的影响

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

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

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

（5）生物损失量

本工程总占地约 6.0732hm²，其中永久占地 0.4972hm²，临时占地 5.5760hm²。工程永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \times W_i$$

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	占地面积 (hm ²)	生物损失量 (t)
乔木林地 ^①	76m ³ /hm ²	4.6265	281 (密度 0.8 计)
灌木林地 ^②	4.50t/hm ²	0.3450	2
其他 ^③	0.75	1.1017	1
合计		6.0732	284

注：①. 乔木林地平均活立木公顷蓄积为 76m³/hm²，数量来源于林业资源调查数据；

②③. 灌木林地平均生物量参照刘书田等. 基于 Sentinel-2 的绿洲-荒漠过渡带植被地上生物量估算[J]. 干旱区资源与环境, 2024, 38 (04): 162-170. 中绿洲-荒漠过渡带植被地上生物量确定；

工程占地主要为乔木林地、灌木林地、其他草地等，永久占地主要为井场工程占地；临时占地主要为新建管线占地。根据当地平均生物量计算，本工程将造成 284t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，施工期间加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，占用公益林建议缩短施工作业带宽度（人工开挖或其他先进机械设备），减少占地和植被破坏，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

(1) 施工期对野生动物的影响

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

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

(2) 运营期对野生动物的影响

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

5.1.1.4 对水土流失的影响分析

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

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。

(3) 对油区公路、管线、井场的影响

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

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

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

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

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

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

评价范围生态系统以森林生态系统及灌丛生态系统为主，区域生态系统结构较为简单，相嵌分布。评价区域群系类型为胡杨-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。

5.1.1.6 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、多枝怪柳等，植被盖度为 15%~35%，主要作用为防风固沙等，涉及国家、地方公益林。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

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

评价区域内林地的分布类型为杜加依林及杜加依灌丛，优势种为胡杨、多枝怪柳，分布有多枝怪柳-盐穗木群系、胡杨-多枝怪柳-胀果甘草群系等。本工程开发过

程中将占用乔木林地 4.6265hm²、灌木 0.3450hm²，分别占评价区对应地类面积的 0.37%、0.22%。由于项目建设所占用公益林树种组成较为单一，林型、林龄均与周围邻近地段的植被生长状况一致，由项目建设导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时，本工程使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

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

5.1.1.7 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。

5.1.1.8 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

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

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

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

标准		生态系统完整性					工程 区域
		高	好	适度	差	恶化	
	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。

5.1.2 运营期生态环境影响

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

(1) 对生物多样性的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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

生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

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

(2) 土壤肥力影响分析

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

(3) 生态系统完整性影响分析

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

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

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，拟建项目建设可行。

5.1.3 退役期生态环境影响

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

5.1.4 生态影响评价自查表

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

表5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件☑；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群梳理、种群结构、行为等）
		生境☑（生境面积、质量、连通性）
生物群落☑（物种组成、群落结构等）		
生态系统☑（植被覆盖度、生物量、生态系统功能）		
生物多样性☑（物种丰富度、优势度等）		
生态敏感区□（		
自然景观☑（景观多样性、完整性）		
自然遗迹□（		
	其他☑（水土流失、土壤盐渍化等）	
评价等级		一级□ 二级☑ 三级□ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ 16.55 ）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□

工作内容		自查项目
	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 地下水环境影响评价

5.2.1 区域水文地质条件

(1) 概况

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

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

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

(2) 分区地下水赋存条件

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

①渭干河冲洪积平原

a.水量丰富区

潜水：分布于布依提、包尔海、英买里、海楼、努尔巴格、沙雅镇及新垦农场地区，其中：渭干河河道与沙雅总干渠两侧地带，地下水水量丰富、单井涌水量可达到 $1000\sim 2025\text{m}^3/\text{d}$ ，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，地下水径流条件很差，基本上无水平运动，致使倾斜平原与塔里木河冲积平原的地下水联系十分微弱，向塔河冲积平原的侧向补给仅 $200\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{km}$ 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和下部承压水，承压水在水平径流的过程中不断自下而上顶托补给潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾等隐蔽蒸发的形式排泄，至倾斜平原的前缘，把所获取的地下水蒸发排泄完毕，从而完成了地下水补给、径流和排泄的全过程，使得该区成为一个完整而独立的水文地质单元——山前洪冲积倾斜平原自流水斜地。

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

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

（4）地下水动态特征

根据搜集调查资料，沙雅县的潜水水位受农业灌溉影响较大，水位高值出现在每年的 4~6 月份，低值出现在 1~2 月份，年内变幅为 $0.68\sim 1.29\text{m}$ ，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。

5.2.2 评价区水文地质条件

5.2.2.1 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。

5.2.2.2 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<50m 区（换算成 8 英寸口径、降深 5m 时的单井涌水量为 100~1000m³/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 155.34-699.06m³/d，水量中等；渗透系数 0.56-4.14m/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。

5.2.2.3 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。

5.2.2.4 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。

5.2.2.5 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 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl—Na}(\text{Ca}\cdot\text{Mg})$ 型渐变 为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl—Na}\cdot\text{Mg}$ 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。

5.2.2.6 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。

5.2.2.7 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。

5.2.2.8 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。

5.2.3 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工废水

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

(2) 管道敷设对地下水环境的影响

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

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

(3) 施工设备漏油对地下水环境影响

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

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

5.2.4 运营期地下水环境影响分析

5.2.4.1 正常状况下地下水影响分析

(1) 管道运营对地下水环境的影响

运营期管线埋设于地下，运营期间无废水产生。管道防腐设计严格按照相关规

定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，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地控制，不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此，在正常状况下，在做好各区域防渗的基础上，不会对场地包气带及地下水环境造成明显影响。

5.2.4.2 非正常状况下对地下水的影响

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(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，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

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

②预测方法

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

③预测因子

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

根据标准指数法计算结果，选取对地下水环境质量影响有代表性且污染负荷较大的污染物石油类作为污染因子进行预测，参照执行《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，将石油类 $>0.05\text{mg/L}$ 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、弥散作用是污染物迁移的主要因素。
- 2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。
- 3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。
- 4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

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

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

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；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$\operatorname{erfc}(\quad)$ —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（情景 1）

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	计算发生泄漏后 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

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

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 情景 2：渗透污染（管线泄漏事故）

本工程集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

集输管线两端设有紧急切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在 10 分钟以内，本次预测按照 10 分钟计算。

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预测时间

地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。本次预测管道发生瞬时大量泄漏后，污染物未及时清除，导致部分污染物经包气带进入到含水层运移 100d、1000d、3650d 时，污染物浓度的分布情况。

④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：

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

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，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

表 5.3-4 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

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	D _T	横向弥散系数	0.016m ² /d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（DT/DL）一般为 0.1，则横向弥散系数为 0.016m ² /d。
4	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%。
5	M	含水层厚度	44m	根据评价区水文地质资料，本次预测模拟区域含水层厚度按平均厚度 44m 计算。
6	t	时间	计算发生瞬时泄漏后，100d、1000d、3650d 时各预测点的浓度	
7	C ₀	污染物浓度	根据前文计算，原油泄漏量取 0.23t。	

⑤预测内容

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

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

表 5.3-5 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	最大浓度 (mg/L)	超标面积 (m ²)	影响面积 (m ²)	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
100d	328.85	533.28	666.60	25	27	无
1000d	32.89	4078.03	5081.85	79	89	无
3650d	9.01	11849.82	15425.94	168	186	无

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d、1000d、3650d 后污染晕超标范围分别为 533.28m²、4078.03m²、11849.82m²，影响范围分别为 666.60m²、5081.85m²、15425.94m²，影响范围内无居民饮用水井等地下水环境敏感点。从预测结果可以看出，在非正常状况下，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地

下的石油类物质，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

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

5.2.5 退役期地下水环境影响分析

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

5.2.6 小结

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

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

5.3 地表水环境影响评价

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

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

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

(1) 生活污水

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

(2) 管线试压废水

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

(3) 施工废水

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

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

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

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

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

表 5.2-1 地表水环境影响评价自查表

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

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 影响类型及途径

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

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

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

影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

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

5.4.2 施工期对土壤环境的影响

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

5.4.2.1 人为扰动对土壤的影响

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

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

5.4.2.2 地面工程施工对土壤环境的影响

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

5.4.2.3 水土流失影响分析

本工程管线施工对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；地表保护层变得松散，增加风蚀量，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会

明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.4.2.4 土壤污染影响分析

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

5.4.3 运营期对土壤环境的影响

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

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

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

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的量为 3.67m³。采出液中矿化度为 131800mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=3.67×131800=483706g。

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：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-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 16.4g/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 0.148g/kg，叠加现状值后的预测值为 16.548g/kg。

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

(2) 污染影响型

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

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

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

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

污染预测。

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

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 (cm/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	106.1	0.58	4.1	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。

由上述土壤预测结果可知,土壤深度在 10cm 的时候,污染物浓度最快达到峰值,在 365d 时污染物浓度出现最高值,土壤深度 10cm 的土层被污染的浓度还在增大,只要时间充裕就可达污染物最高浓度。而土层深度在 150cm 的土壤,在 92 天时才出现被污染的情况,随着污染天数的增加,在污染到 365 天时污染物浓度可达到 244.4mg/kg。说明最表层土壤最快被污染物污染,浓度也最高。而深度达到 150cm 处的土壤 92 天内被污染的程度较低。污染物泄漏 1d 时,在最表层 0cm 的土壤被污染的程度最大,被污染的土壤深度达 14cm。随着污染时间的持续增加,污染天数达到 365d 时,表层土壤的污染物将全部被污染,而被污染的土层深度也将随着时间的增加而增加,污染物最深可达 150cm 处的土层。

由以上分析可以看出,发生泄漏后,最先污染表层土壤,落地油积存于表层会影响表层土壤通透性,影响土壤养分的释放,降低土壤动物及微生物的活性,使土壤的综合肥力下降,最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久,污染物向土壤下方运移越深,泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃(C10~C40)浓度均满足《土

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

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

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

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

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

5.4.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响自查表

工作内容		哈拉哈塘油田 2025 年第一期地面工程	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有 ☒	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地□	土地利用类型图
	占地规模	(0.4972) 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	

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

5.5 大气环境环境影响评价

5.5.1 施工期环境空气影响分析

5.5.1.1 施工扬尘

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

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

表 5.6-1 施工场地洒水抑尘试验结果

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

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

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

5.5.1.2 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。

5.5.1.3 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。

5.5.2 运营期环境空气影响分析

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

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

（1）风速

沙雅县气象站的年平均风速为 1.37m/s，春夏季风速最大，其中以 6 月份和 7 月份风速最大（1.74m/s），以 11 月份风速最小（0.88m/s），区域各月平均风速统计见表 5.6-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.6-1。

表 5.6-1 沙雅县各月平均风速统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速	0.92	1.56	1.56	1.52	1.63	1.73	1.74	1.50	1.47	0.93	0.88	1.05

图 5.6-1 沙雅县全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

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

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

表 5.6-2 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目	风向	平均	污染	风向	平均	污染	风向	平均	污染	风向	平均	污染	风向	平均	污染
风向	频率	风速	指数	频率	风速	指数	频率	风速	指数	频率	风速	指数	频率	风速	指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	2.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52
SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	0.83	5.26	2.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	2.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

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

图 5.6-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

5.5.2.2 大气环境影响预测

(1) 预测因子

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

(2) 预测模式

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

(3) 污染源参数

本工程运营期的废气排放源主要为井场、集输过程中无组织废气排放。本次评价对产生的无组织废气烃类和硫化氢进行预测分析。本工程估算模型参数见表 5.6-5。

根据工程分析，无组织废气污染物排放参数见表 5.6-6。

(4) 预测结果

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

表 5.6-7 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
RP5-H6 井场	非甲烷总烃	38.37	2000	1.92	1.92	26
	硫化氢	0.0125	10	0.12		26
RP5-H4 井场	非甲烷总烃	38.848	2000	1.94	1.94	10
	硫化氢	0.009	10	0.09		10

根据预测结果可知：NMHC 最大地面浓度点预测浓度 $38.848\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 1.94%，出现在井场下风向 10m 处； H_2S 最大落地浓度为 $0.0125\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.12%，D10%均未出现。本工程正常工况下排放的 NMHC 下风向最大落地地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（ $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），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。

5.5.2.3 大气环境影响小结

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

5.5.2.4 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量见表 5.6-8。

表 5.6-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
无组织排放						
1	井场、阀组	非甲烷总烃	密闭集输，日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	井场外 4.0mg/m³	0.264
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 新建项目二级标准的厂界标准限值	厂界硫化氢 1h 平均浓度 限值 0.06mg/m³	0.00008

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.6-9。

表 5.6-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☐			
评价因子	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)			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 ☐		
	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
现状评价	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒			
	现状评价	达标区 ☐			不达标区 ☒				
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐			
	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐ 其他 ☒		
大气环境影响预测与评价	预测范围	边长≥50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☐			
	预测因子	预测因子 (NMHC)			包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☒				
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒			C _{本项目} 最大占标率>100% ☐				

工作内容		自查项目			
	正常排放 年均浓度 贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 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 $\leq 100\%$ ☐		$C_{\text{非正常}}$ 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	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐		
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					

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.6 声环境影响评价

5.6.1 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。

5.6.2 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 RP5-H6 井进行噪声预测。

5.6.2.1 预测模式

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

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级;

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级;

r —预测点距声源距离, m;

r_0 —参考位置距离声源距离, m。

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

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

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。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

RP5-H6 井噪声源参数见表 5.7-2。

表 5.7-2 RP5-H6 噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	393	375	1.5	85	基础减振	昼夜

5.6.2.3 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%

5.6.2.4 预测结果及评价

按照噪声预测模式, 结合噪声源到各预测点距离, 通过计算, RP5-H6 井噪声贡献值见表 5.7-4。

表 5.7-4 RP5-H6 井场场界噪声预测结果一览表 单位: dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
RP5-H6 井场界噪声	东场界	37.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	36.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	38.4	昼间	60	达标

	北场界	47.4	夜间	50	达标
			昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.7-4 可知, RP5-H6 井噪声源对场界的噪声贡献值为 36.3~47.4dB(A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上, 拟建项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.2.5 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.7-5。

表 5.7-5 声环境影响评价自查表

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

5.6.3 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。

5.6.4 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。

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

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

（1）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。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 危险废物

（1）危险废物产生种类及去向

本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材等。

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

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到

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

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

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

（2）危险废物环境影响分析

①危废收集过程影响分析

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

②危废暂存过程影响分析

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

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

③危废运输过程影响分析

按照《危险废物转移管理办法》的规定，转移危险废物的单位，应当通过国

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。

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

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

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

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

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

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

④危险废物委托处置环境影响分析

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

经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

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

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

5.7.2.2 生活垃圾

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

5.7.3 退役期固体废物影响分析

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

5.8 环境风险评价

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。

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 ₂ S，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 环境保护措施可行性论证

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 and 环境保护管理要求,对建设项目环境保护管理执行情况进行监督检查,确保施工单位严格落实相关环境保护措施和环境保护管理要求。

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(1) 井场生态保护恢复措施

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

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

③严格按照有关规定办理建设用地审批手续,贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念,避免大填大挖,减少后期次生灾害的发生,充分体现“最大限度地保护,最低程度的破坏,最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时,临时堆土必须进行拦挡,施工完毕,应尽快整理施工现场。井场、站场平整后,采取砾石压盖。

(2) 管线生态保护和恢复措施

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

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

③管道施工过程中采取分层开挖、分层回填。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。

（3）临时占地恢复措施

根据《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》（TD/T 1070.7-2022），区域降水条件较好，地质环境破坏轻微、无污染、土质条件较好的井（站）场、临时矿区道路、管线等区域，修复为草地的，可采用自然恢复方式。戈壁、荒漠地区的油气矿山井(站)场、矿区道路等经过多年使用，表面形成板结和硬化，具有防止土壤沙化的作用，无污染的区域，可对地面设施采取合用处置后，保留原土地利用状态；位于盐碱地、裸地、沙地的井（站）场等，不存在污染风险、不影响人居环境和工农业生产的，可对地面设施采取合理处置后，保留现状。本工程所在区域属于乔灌木分布区，植被生境相对较好，属一般生态空间，生态恢复阶段通过井场地面平整，场地整治，为植被自然恢复提供条件；管线区域、临时道路等区域可采取人工辅助措施加快生态系统结构和功能的修复。管线区域宜恢复草本植物，次为灌木植被物种。

根据管径大小及占地类型，本工程施工带宽一般控制在 6-8m 内；并尽量沿道路纵向平行布设，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，通过林地段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，尽量缩小施工作业带宽度，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。管道施工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。

施工中应采取施工一段、处置一段的方法，使施工期对环境的影响减至最小。施工结束后，应及时进行场地的整治、覆土和绿化，先剥离的表层土还应回填、覆盖在表层。植被恢复所选用的树种尽量使用乡土物种，不得引进外来有害物种，在此基础上进行灌、草搭配。

施工弃土主要来自于管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，弃土的处置用于填至低洼地用于造地等，应与当地政府和水土保持管理部门协商，征得同意。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管道沿线不用修建弃渣场。

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

6.1.1.2 动植物保护措施

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

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

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

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

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

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

6.1.1.3 水土流失保护措施

(1) 工程措施

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

失。

(2) 场地平整

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

(3) 限行彩条旗

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

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，本工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.1.1.4 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线性工程选线时尽量减少林木占用，避开林木集中分布的区域。在工程允许的条件下尽量采用人工开挖的方式缩小作业带宽度，将植被破坏减少到最低程度；管道施工过程中严禁砍伐胡杨，管沟开挖时也应避开胡杨树根系部位。

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

④在重点公益林分布区域施工过程中，采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。国家级公益林主要为胡杨等乔木林地集中分布区，评价要求不得砍伐胡杨立木、缴纳足额林地补偿

费、林草部门异地恢复、森林抚育等措施对国家级公益进行保护；地方公益林主要为柽柳灌丛等灌木林地集中分布区，评价要求不得随意砍伐柽柳灌丛等大型荒漠植被、不得使用柽柳作为薪材使用、缴纳足额林地补偿费、林草部门异地恢复等措施对地方公益进行保护。

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

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

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

综上，本工程施工期对重点公益林的生态保护措施可行。

6.1.2 运营期生态恢复措施

（1）监督和管理措施

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

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

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

（2）运营期生态保护措施

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

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

②定时巡查井场及管线等，及时清理含油污泥。

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

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

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

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

6.1.3 退役期生态恢复措施

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

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

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

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

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

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

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

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

6.1.4 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，本项目为陆地石油天然气开采类，属采掘类项目，应开展全生命周期生态监测。

表6.1-1 生态监测计划一览表

序号	时期	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
1	施工期	天然林及公益林郁闭度、植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化、水土保持等	资料收集法、现场调查法、遥感解译	施工前后	评价范围内
2	运营期	对天然林、公益林、重要物种的实际影响，生态保护对策措施的有效性以及生态修复效果	现场踏勘、遥感解译	1次/年	工程扰动范围内
3	退役期	生态修复措施有效性、生态跟踪	现场踏勘、遥感解译	1次	占地范围内

建设单位在施工期、运营期、退役期分别在评价范围内、工程扰动范围内、占地范围内选取有代表性的监测点，在天然林集中分布区、公益林区、重要物种分布区等区域适当增加调查密度、频次。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水污染防治措施

施工期的污水处理措施如下：

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

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

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

(4) 管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

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

6.2.2 运营期地下水污染防治措施

6.2.2.1 源头控制

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

源头控制措施主要有以下几个方面：

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

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

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

接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(4) 管道刺漏防范措施

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

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

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

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

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

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

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

6.2.2.2 分区防治

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

技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。

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

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

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.3-1）、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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型 重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易		
	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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

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

本工程建议的防渗分区划分详见表 6.3-1 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	RP5-H6 井口装置区地面、油气计量撬、阀组基座	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

图 6.3-1 分区防渗图（RP5-H6 井）

6.2.2.3 污染监控措施

（1）建立地下水环境监测管理体系

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

（2）地下水跟踪监测计划

结合厂区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ1664-2020）中要求，本工程地

下水跟踪监测并可充分依托区域现有监测井。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高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施如下：

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

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

③建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事件的性质、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。

6.2.2.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

制定风险事故应急预案，以在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效

能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。

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

2) 设置事故报警装置和快速监测设备。

3) 设置泄漏应急池等应急预留场所；必要时，设置泄漏处置设备。

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

5) 当发生地下水异常情况时，按照指定的地下水应急预案采取应急措施。

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

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

(2) 防止事故污染物向环境转移防范措施

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

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

对突发事件中污染的土壤，应首先进行调查，确定其污染范围和深度，其次对污染土壤进行收集，进行环保、无害化处理。

6.2.3 退役期水环境保护措施

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

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

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

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

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

(4) 加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

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

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

以上措施从技术、经济角度来讲均可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

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

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

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

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

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

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

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

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

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

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

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

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

(2) 过程防控措施

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

(3) 跟踪监测

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

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

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

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

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

(1) 扬尘防治措施

①施工场地四周设置围栏,当起风时,可使影响距离缩短;

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

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

④施工前对现有进场应限制车速,减少行驶产生的扬尘;

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

⑥施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位;根据风速,采取相应的防尘措施,对散料堆场采用篷布遮盖散料堆;

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

(2) 废气防治措施

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

6.5.2 运营期大气环境保护措施

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

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

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

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

（4）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 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，加强油气集输和管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

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

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

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

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.6.2 运营期声环境保护措施

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

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

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

6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强运输车辆管理, 合理规划运输路线, 禁止运输车辆随意高声鸣笛。

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

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

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

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

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

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶, 少鸣笛或不鸣笛。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

(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 退役期固体废物污染防治措施

(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。

7 温室气体排放影响评价

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

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	本工程	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

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 813.23 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

(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 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

(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。

8.2 社会效益分析

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

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

8.3 综合效益分析

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

9 环境管理与监测计划

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

（1）环境工程设计

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

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

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

②验收条件

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

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

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	管线设备接口、阀门等	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期地检查、检修，密闭加强管道、阀门的检修和维护。		满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/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、油泥沙	井场、管线	井场、站场内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、管线	依规办理占用林地征地手续，临时占地平整，植被自然或人工辅助恢复。		《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入东河采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案				

10 结论

10.1 建设项目情况

本工程位于塔里木油田分公司东河采油气管理区所属的哈拉哈塘油田内，本次建设标准化井场 2 座，新建集油管线共计 5.52km，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 60 万元。

拟建项目运营期无需新增定员。

10.2 产业政策、选址符合性

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

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

项目符合阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.4 污染物排放情况

表 10.4-1 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	--	0.206	-	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	--	0.000118	-	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，委托有资质的单位进行无害化处理
------	------	--------------	------------	--------------	---	---	---	----	----	------------------------------	---------------------------

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态环境影响分析

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

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

10.5.2 水环境影响分析

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

本工程运营期各类污水进入哈六联含油污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

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

10.5.3 土壤环境影响分析

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

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

10.5.4 固体废物影响分析

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

运营期产生的固体废物主要为事故泄漏时的落地油，委托有危险废物处理资质的单位进行处置。本工程对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善地处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

10.5.5 大气环境影响分析

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

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气储运过程中的烃类挥发。

无组织废气主要有管路及设备动静密封点泄漏废气。烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程油气集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质

量均不会产生明显影响。本工程实施后，站场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

10.5.6 声环境影响分析

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

10.5.7 环境风险分析

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

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

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

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

- ①严格按照有关规定办理建设用地审批手续。
- ②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

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

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

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

⑥加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（2）水环境保护措施

①施工生活污水由哈拉哈塘作业区生活污水处理站处理。

②管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

③含油污水经污水处理系统处理达标后回用于生产，不外排。

（3）土壤污染防治措施

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

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

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

（4）固体废物污染防治措施

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

②运营期危险废物根据《国家危险废物名录(2025 年版)》《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)，进行管理，委托具

有危废处置资质的公司接收处置。

(5) 大气环境保护措施

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

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

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

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

(6) 噪声污染防治措施

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

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

③加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

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

(7) 环境风险防范措施

严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；生产装置采用 DCS 控制系统，设置可燃气体报警装置、防静电、防感应雷的接地装置；在管线的敷设线路上应设置标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对安全保护设施等进行检查，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生；按规定进行设备的

维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止输送物质泄漏事故的发生；定期对设备、管线进行巡视，加强警示标志的管理工作；严格控制输送介质的性质，减轻管道内腐蚀、堵塞；加强对管线沿线的环保管理，定期进行环境监测；强化管道安全保护的宣传教育，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏；完善现有环境风险应急预案，发生事故时立即启动。

10.8 环境影响经济损益分析

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

10.9 环境管理与监测计划

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

10.10 项目可行性结论

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

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

复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。