

塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026
年产能建设项目
环境影响报告书
(拟报批稿)

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

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2026 年 7 月

哈得一联合站	哈得四联合站
8 号计量间	4 号计量间
6 号配水间	HD4-H94
HD1-39-1H	HD4-59H 井

现场踏勘照片

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	3
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	4
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2.总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的与原则	12
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	13
2.4 环境功能区划及评价标准	16
2.5 评价工作等级和评价范围	21
2.6 环境保护目标	32
2.7 评价内容和评价重点	35
2.8 评价时段和评价方法	36
3.建设项目工程分析	37
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	37
3.2 现有工程	51
3.3 拟建工程	56
3.4 工程分析	93
3.5 相关政策法规、规划符合性分析	113
3.6 选址、选线合理性分析	131
4.环境现状调查与评价	131
4.1 自然环境概况	136
4.2 生态环境现状调查与评价	140
4.3 地下水环境现状调查与评价	171
4.4 地表水环境现状调查与评价	180
4.5 土壤环境现状调查与评价	176
4.6 环境空气质量现状调查与评价	181
4.7 声环境现状调查与评价	182
5.环境影响预测与评价	183
5.1 生态环境影响分析	183
5.2 地下水环境影响分析	194
5.3 地表水环境影响评价	208
5.4 土壤环境影响评价	210

5.5 大气环境影响评价	230
5.6 声环境影响分析与评价	238
5.7 固体废物影响分析	217
5.8 环境风险评价	232
6.环境保护措施可行性论证	252
6.1 生态保护措施可行性论证	252
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	259
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	266
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	267
6.5 大气环境保护措施可行性论证	267
6.6 声环境保护措施可行性论证	271
6.7 固体废物处理措施可行性论证	272
7.温室气体排放影响评价	275
7.1 温室气体排放分析	275
7.2 减污降碳措施	282
7.3 温室气体排放评价结论	283
8 环境影响经济损益分析	284
8.1 环境效益分析	284
8.2 社会效益分析	285
8.3 综合效益分析	285
8.4 环境经济损益分析结论	286
9.环境管理与监测计划	288
9.1 环境管理	288
9.2 企业环境信息披露	292
9.3 污染物排放清单	293
9.4 生态环境监测	294
9.5 环保设施“三同时”验收	295
10.结论	299
10.1 建设项目情况	299
10.2 产业政策、选址符合性	299
10.3 环境质量现状	299
10.4 污染物排放情况	301
10.5 主要环境影响	302
10.6 环境保护措施	304
10.7 公众意见采纳情况	306
10.8 环境影响经济损益分析	306

10.9 环境管理与监测计划	306
10.11 项目可行性结论	306

1. 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

哈得逊油田位于塔克拉玛干沙漠北缘，采矿权面积 1436km^2 ，行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县、库车市。哈得逊油田 2000 年投入开发建设，目前已建成联合站 2 座（哈一联合站和哈四联合站），具体日常运行管理由塔里木油田公司下属二级单位哈得采油气管理区（原哈得油气开发部）负责。根据建设单位提供资料，哈得逊油田不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。

《哈得逊油田压舱石工程全生命周期开发规划方案地面工程》方案确定了今后哈得逊油田发展的大框架，规划了相关设施的改造模式，为今后年度实施方案的编制提供技术路线。根据“压舱石”全周期规划方案项目规划安排，塔里木油田分公司拟在阿克苏地区沙雅县实施塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项目（以下简称“本项目”），工程总投资 5630.87 万元（不含增值税）。

本项目主要建设内容为：①油气集输工程：新建 3 座标准化油井井场（含 1 口新井，2 口老井转采油井），新建输油管线 1.9km ，扩建 4#计量间，自动化改造 2 座计量间，改造 3 套计量间阀组；②注水工程：新增 7 口注水井（含 2 口新井，5 口老井转注水井），新建注水管线 14.5km 、洗井水回收管线 8.73km ，改造 3 座配水间；③利用 3 口老井注气，新建注气管线 2.9km ，在 HD4-H94 井场新建 1 座供气阀组，改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统；④分压注水改造工程：在哈四联合站内新建 6 台柱塞泵、3 台喂水泵、1 座注水泵棚、1 座移动式预装式变电站，改造 2 座注水泵房、2 座罐间阀室，扩建 8 座配水间（新建 8 座移动式注水橇、9 座五井式配水阀组），新建中压注水管线 10km ；⑤配套建设电力、自控、通信与安防、建（构）筑物、消防、道路、防腐等工程。项目建成后产油： $31.03 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产气： $0.1518 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，注水： $214 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气： $0.6014 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于石油开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文，项目所在区域沙雅县属于塔里木河中上游重点预防区（I₂）、塔里木河流域重点治理区（II₃），同时工程部分井场、管线占用地方公益林（天然林），HD4-59H 井注气管线无法避让塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，采用无害化的定向钻穿越方式，穿越生态保护红线 500m。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07-7 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。

2025 年 9 月 1 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆齐新环境服务有限公司于 2025 年 9 月 6 日赴本项目现场对评价区域环境空气、地表水环境、声环境、土壤环境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，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。

环评报告编制期间，根据《环境影响评价公众参与办法》规定，建设单位于 2025 年 9 月 2 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示；环境影响报告书征求意见稿完成后，建设单位于 2025 年 11 月 5 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第二次公示，在此期间在《阿克苏日报》进行两次报纸公示，在项目所在地张贴了公告；于 2026 年 7 月*日发布了拟报批公示。根据建设单位提供的《塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项

目公众参与说明》，公示期间未收到反馈意见。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；对照《市场准入负面清单（2025 年版）》，不在其负面清单内；对照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求。

（2）政策、法规符合性分析

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

（3）规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区沙雅县，属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”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》等相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域。本项目属国家战略性矿产资源开发，受地下油藏分布影响，工程井位无法调整，部分井场和管线等工程占用公益林，需严格按照《国家级公益林管理办法》《中华人民共和国森林法》《关于公布自治区林业厅行政许可涉及收费项目的通知》（新林策字〔2014〕649 号）等相关法律法规依法向公益林主管部门办理审批手续后实施。本项目推荐方案选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字〔2024〕32 号），本项目所在区域属于一般管控单元和优先管控单元，不占用生态保护红线和永久基本农田。拟建 HD4-59H 井注气管线定向钻无害化穿越塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 500m，不在生态保护红线内新增用地。工程采取密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水输送至哈四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）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排；本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目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，施工过程中产生的施工扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场无组织挥发的废气，含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于井场建设、站场建设、集输管线建设等工艺过程，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。根据资料收集和现场调查，本项目不占用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、生态保护红线。重点保护目标是：评价

范围内分布的重要物种、公益林、水土流失重点治理区和重点预防区、塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“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《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；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；本项目部分工程占用公益林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合生态环境分区管控要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，截至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期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，本项目选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间	备注
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01	2026.8.15 废止
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	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 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27	
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修订）	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	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01	
8	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02	
9	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	
10	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01	2026.8.15 废止
11	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02	
12	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26	
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02	
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2023-05-01	
15	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-06-28	
16	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26	
17	中华人民共和国安全生产法（2021 年修订）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01	
18	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2019-12-28	
19	中华人民共和国矿产资源法（2024 修订）	14 届人大第 12 次会议	2024-11-8	
20	中华人民共和国生态环境法典	14 届人大第 4 次会议	2026-8-15	

2.1.2 环境保护法规、部门规章

环境保护法规、部门规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 环境保护法规、部门规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一、行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	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
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30
7	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
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
15	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 第 666 号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
17	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
18	中共中央办公厅、国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
二、部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 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 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会	2024-02-01

		令第 7 号	
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	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
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
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	2021-12-21
19	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
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	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
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展改革委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	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
25	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05

26	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	2014-01-01
27	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	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
30	自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142 号	2022-08-16
31	关于划定并严守生态保护红线的若干意见	中共中央办公厅、国务院办公厅	2017-02-07
32	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-04-28
三、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）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	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
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
8	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
9	新疆国家重点保护野生动物名录	新疆维吾尔自治区林业和草原局	2021-07-28
10	新疆国家重点保护野生植物名录	新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅	2022-03-09
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	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
13	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
14	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
15	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件 （2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27

	管的实施意见》		
17	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
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	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》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
20	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020-07-29
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	2020-09-11
22	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
23	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 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
24	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
25	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
26	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
27	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
28	阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
29	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25
30	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	2015-01-01
31	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20 号	2024-03-25
32	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	自治区 14 届人大第 16 次会议	2025-01-01
33	新疆维吾尔自治区自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）	新自然资发〔2024〕56 号	2024-04-17
34	新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法	新林规〔2021〕3 号	2026-01-23

2.1.3 环评有关技术规定

环境影响评价相关规范一览表见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境影响评价相关规范一览表

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	HJ 2.4-2021	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标准	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
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	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生态环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
30	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01
31	陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范	SY/T7784--2024	2025-03-24

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项目环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

(2) 塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项目相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

(3) 项目环境质量现状监测报告。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本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，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，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) 评价本项目与国家产业政策、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，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本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 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括地面工程、集输、注水、注气等工程内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。

施工期以井场、站场工程建设、管线敷设以及配套工程建设过程中造成的生态影响为主；运营期环境影响主要为井场、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、井场发生油气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等发生油类物质泄漏对地下水、土壤环境的影响；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。环境影响因素识别详见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	地表扰动、植被破坏等	施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	生活污水、试压废水	生活垃圾、施工废料、土石方、废铅酸蓄电池	土方施工、各类施工机械和运输车辆噪声	井场、油气处理工程等有组织和无组织废气	生产废水、井下作业废水、采出水、生活污水	落地油、废防渗材料、废润滑油、废油桶	泵撬等设备运转噪声	原油、天然气、硫化氢等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声	风险
油气开 采、集输 工程	现状 调 查	PM ₁₀ 、 PM _{2.5} 、 SO ₂ 、 NO ₂ 、 CO、 O ₃ 、 NMHC 、H ₂ S	/	pH、水位埋深、 井深、K ⁺ 、Na ⁺ 、 Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、 HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、 氨氮、硝酸盐、亚 硝酸盐、挥发性酚 类、氰化物、砷、 汞、六价铬、总硬 度、铅、氟、镉、 铁、锰、溶解性总 固体、高锰酸盐指 数、总大肠菌群、 细菌总数、石油 类、硫化物	占地范围内：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]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧 蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a, h]蒎、茚 并[1, 2, 3-cd]芘、萘； 占地范围外：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、 汞、砷、铜、锌、镉、镍；其他：理化性质、 含盐量等调查。	A.调查评价范围 内的植物区系、 植被类型；动物 区系、物种组成 及分布特征；生 态系统的类型、 特征；重要野生 动植物等。 B.调查生态敏感 区的主要保护对 象、功能区划、 保护要求。 C.调查区域存在 的主要生态问 题。	等效连 续 A 声 级（Leq）	/
	施 工 期	颗粒物	废水综合利用 不外排的可行 性和可靠性	耗氧量、氨氮、石 油类等	/	地表扰动面积及 类型、植被覆盖 度、生物量损失、 物种多样性、生 态系统完整性等	昼、夜间 等效声 级（Ld、 Ln）	/
	运 营 期	NMHC			石油烃、盐分含量/	土壤肥力或林地 立地条件、生物 多样性、生态系 统完整性等	昼、夜间 等效声 级（Ld、 Ln）	天然 气、硫 化氢

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目涉及塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区（IV）、塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区（IV₁）、塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区（IV₃）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）和塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。

2.4.1.2 水环境功能区划

（1）地表水

本项目评价范围内无常年地表水体。距离项目区最近的河流为北侧约 17.5km 处的塔里木河。

（2）地下水

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

2.4.1.3 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.4 声环境功能区划

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值。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》中相关要求；H₂S 执行《环境影

响评价技术导则《大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准。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	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO_2)	60	150	500	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 过渡阶段二 级浓度限值
2	二氧化氮 (NO_2)	40	80	200	
3	细颗粒物 ($\text{PM}_{2.5}$)	30	60	/	
4	可吸入颗粒物 (PM_{10})	60	120	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (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_2S	/	/	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

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	16	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤ 1.0
2	总硬度 (以 CaCO_3 计)	≤ 450	17	硝酸盐 (以 N 计)	≤ 20
3	溶解性总固体	≤ 1000	18	氟化物	≤ 1.0
4	硫酸盐	≤ 250	19	汞	≤ 0.001
5	氯化物	≤ 250	20	砷	≤ 0.01
6	铁	≤ 0.3	21	镉	≤ 0.005
7	锰	≤ 0.10	22	六价铬	≤ 0.05
8	挥发酚 (以苯酚计)	≤ 0.002	23	铅	≤ 0.01
9	耗氧量 (CODMn 法, 以 O_2 计)	≤ 3.0	24	钾	/
10	氨氮 (以 N 计)	≤ 0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤ 0.2	26	镁	/

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

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018),油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地,结合项目所在区域环境特征,本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准,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)表 1 筛选值标准,见表 2.4-4。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-3 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 第二类用地筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	镉	mg/kg	65	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	铬(六价)	mg/kg	5.7	26	苯	mg/kg	4
4	铜	mg/kg	18000	27	氯苯	mg/kg	270
5	铅	mg/kg	800	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	汞	mg/kg	38	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	镍	mg/kg	900	30	乙苯	mg/kg	28
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	31	苯乙烯	mg/kg	1290
9	氯仿	mg/kg	0.9	32	甲苯	mg/kg	1200
10	氯甲烷	mg/kg	37	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	34	邻二甲苯	mg/kg	640

12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	35	硝基苯	mg/kg	76
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	36	苯胺	mg/kg	260
14	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	37	2-氯酚	mg/kg	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	38	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	二氯甲烷	mg/kg	616	39	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	42	蒽	mg/kg	1293
20	四氯乙烯	mg/kg	53	43	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	44	茚并（1、2、3-cd） 芘	mg/kg	15
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	45	萘	mg/kg	70
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值标准

序号	项目	单位	风险筛选值（6.5<pH≤7.5）
1	砷	mg/kg	30
2	镉	mg/kg	0.3
3	铜	mg/kg	100
4	铅	mg/kg	120
5	汞	mg/kg	2.4
6	镍	mg/kg	100
7	铬	mg/kg	200
8	锌	mg/kg	250

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场、站场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H₂S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

时段	污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
施工期	颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	GB16297-1996
运营期	无组织	NMHC	企业边界污染物控制浓度	GB39728-2020
		挥发性有机物无组织排放控制标准	10 (1h 平均浓度值)	GB37822-2019
			30 (任意一次浓度值)	
		H ₂ S	厂界标准	GB14554-93

(2) 废水

项目施工期施工人员生活污水依托哈得公寓生活污水处理装置处理；试压废水用于场地周边洒水抑尘，不外排。

项目运营期不新增劳动定员，无新增生活污水，废水主要为采出水和井下作业废水。其中采出水输送至哈四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)表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准值见表 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)

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

施工期噪声执行《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)中相应的标准值；运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

2.4-7 噪声排放标准表

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效 A 声级	施工期	dB(A)	70	55	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）2 类标准

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）；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》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

（5）重大危险源识别标准

本项目运营期涉及危险物质主要是原油、伴生气和硫化氢，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

本项目新增永久占地 0.301hm²，临时占地 23.321hm²，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	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	评价范围内涉及	二级
	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	地表水为三级 B	/
	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	本项目井场和管线占用地方公益林	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	本项目新增占地面积 0.24km ² <20km ²	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、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	涉及“c”“e”	二级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时, 可适当上调评价等级	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时, 可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变, 或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下, 评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区, 在生态敏感区范围内无永久、临时占地时, 评价等级可下调一级	HD4-59H 井注气管线 500m 定向钻穿越生态保护红线, 在生态保护红线内无永久、临时占地, 该段管线生态评价等级可下调一级。	三级
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

由上表可见, 本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

(2) 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022) 中生态评价范围, 以各井场边界向外延伸 50m, 管线在穿越生态敏感区(公益林)时, 以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km, 其他区域外延 300m 范围作为生态评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

本项目属于石油天然气开采项目, 根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016), 本项目井场、站场建设属于 I 类项目, 集输管线类别为 II 类。

②地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区, 亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等, 亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区, 且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此, 本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-2 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；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。

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-3），确定本项目地下水评价等级见表 2.5-4。综上，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-4 本项目地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
井场、站场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
各类集输管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

(2) 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“8.2.2 调查评价范围确定”章节的相关要求，本次评价以查表法确定地下水评价范围，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“表 3 地下水环境现状调查评价范围参照表”规定二级评价调查面积为 6~20km²，结合项目实际建设内容，本次地下水评价范围为以地下水流向（西北—东南）为长轴，以项目区中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km，集输管线边界两侧外延 200m 为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），IV类建设项目可不开展土壤环境影响评价，本项目包含的注气管线属于IV类项目，不开展土壤环境影响评价。本次土壤环境影响评价主要评价井场、站场以及油气集输管线、注水管线和洗井水回收管线。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域 pH 值为 7.12~8.45，位于 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ 范围之间，不属于土壤酸化和碱化地区，土壤含盐分量为 0.9g/kg~2.3g/kg，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化的情况。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目土壤项目类别按照采油进行考虑。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目井场、站场属于I类项目，油气集输管线、注水管线和洗井水回收管线属于II类项目。

（2）占地规模

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

本项目永久占地面积 0.301hm^2 ，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图，项目周边不涉及耕地、牧草地、居民区等土壤环境敏感

目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，项目区域土壤 pH 值为 7.12~8.45，土壤含盐分量为 0.9g/kg~2.3g/kg，生态影响型土壤敏感程度总体为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5 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 2.5-6 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

本项目土壤项目类别为 I 类（井场、站场）、II 类（油气集输管线、注水管线和洗井水回收管线），生态影响型环境敏感程度为较敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。本项目土壤评价等级及评价范围见表 2.5-7，评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-7 本项目土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型 评价等级	调查评价范围	污染影响型 评价等级	调查评价范围
1	井场、站场	二级	占地范围内以及占地 范围外扩 2km	二级	占地范围内以及占地 范围外扩 0.2km
2	油气集输管 线、注水管 线、洗井水 回收管线	二级	占地范围内以及占地 范围外扩 0.2km 范围	三级	占地范围内以及占地 范围外扩 0.2km 范围

综上，本项目井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，输油管线、注水管线和洗井水回收管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；

本项目井场、站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，输油管线、注水管线和洗井水回收管线污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

（5）评价范围

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场、油气集输管线、注水管线和洗井水回收管线占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾油气集输管线、注水管线和洗井水回收管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。

2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场以及集输过程中排放的无组织非甲烷总烃和硫化氢。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选择非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H₂S）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，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；对该标准中未包含的污染物，使用 2.4.2 章节确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、24 小时平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 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 2.5-8。

表 2.5-8 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 2.5-9。

表 2.5-9 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		41.5
最低环境温度（℃）		-27.4
土地利用类型		沙地
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（°）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-10。

表 2.5-10 估算模式计算结果表

名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离 (m)
采油井 HD4-64-1X	NMHC	1.6807	2000	0.08	0.39	27
	H ₂ S	0.0008	10	0.01		
注水井 HD4-13-1H	NMHC	1.4401	2000	0.07		27
	H ₂ S	0.0008	10	0.01		
注气井 HD4-95H	NMHC	0.2400	2000	0.01		27
	H ₂ S	0.0008	10	0.01		
HD4-H94 井 (新建 1 座阀组)	NMHC	0.9603	2000	0.05		27
	H ₂ S	0.0008	10	0.01		
4#计量间	NMHC	3.9891	2000	0.20		63
	H ₂ S	0.0007	10	0.01		
8#计量间	NMHC	4.175	2000	0.21		17
	H ₂ S	0.0015	10	0.02		
4#配水间	NMHC	1.3680	2000	0.07		63

站外配水间	NMHC	7.8211	2000	0.39		15
哈四联合站	NMHC	2.6277	2000	0.13		348
	H ₂ S	0.0002	10	0.002		

经计算可知，本项目最大占标率为：0.39%（来自站外配水间无组织排放的非甲烷总烃）， $P_{\max}$ 值为 $0.39 \leq 1\%$ ，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三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，三级评价项目不设置大气环境影响评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场机泵噪声。

本项目所在区域声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ 2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-11。

表 2.5-11 环境风险评价工作等级划分依据表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同井场的同一种物质，按其在单个井场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、 H_2S ；退役期不涉及危险物质。运营期原油、天然气、 H_2S 主要存储于新建的输油管线内；天然气还存储于新建的注气管线内。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。单井集输管线和注气管线均以同类型单根管线最长为典型代表。本项目注气井采用处理净化后的天然气作为气源。

表 2.5-12 本项目各危险单元 Q 值情况一览表

序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	HD4-89-1X 输油管线	DN80, 6.4MPa, 1.6km	原油	-	7.22	2500	0.00289	$Q < 1$
			天然气	74-82-8	0.63	10	0.063	
			H_2S	7783-06-4	1.75×10^{-6}	2.5	7.0×10^{-6}	
			Q 值 Σ					0.066
2	HD4-H94 至 HD4-95H 注气管线	DN80, 10MPa, 1.5km	天然气	74-82-8	0.93	10	0.093	$Q < 1$
			H_2S	7783-06-4	2.56×10^{-6}	2.5	1.02×10^{-6}	

	Q 值Σ	0.093	
--	------	-------	--

注：根据资料本项目区块原油密度为 0.898g/cm³，天然气相对密度为 1.23kg/Nm³，硫化氢密度 3.4mg/m³。

根据上表计算结果，运营期各类管线 Q 值均<1，判定运营期风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

综上，各要素评价范围见表 2.5-13 及图 2.5-1。

表 2.5-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		三级	——
2	地下水		二级	项目区中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km，集输管线边界两侧外延 200m
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		二级	以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m，同时管线工程穿越重点公益林段，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
5	声环境		二级	各井场、站场边界外扩 200m
6	土壤环境	生态影响型	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km，输油管线、注水管线占地范围内以及占地范围外扩 0.2km
		污染影响型	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km，输油管线、注水管线占地范围内以及占地范围外扩 0.2km
7	环境风险		简单分析	——

图 2.5-1 评价范围图

2.6 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域重要保护动植物、公益林、水土流失重点治理区和塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区等环境敏感区加入生态保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经判定本次环境空气环境影响评价等级为三级，不需设置大气环境影响评价范围。具体见表 2.6-1。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目不涉及地表水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本项目评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤酸化和碱化地区，部分用地土壤盐分含量大于 2g/kg ，属于土壤盐化地区。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感目标为不对区域盐碱化程度进一步加深；污染影

响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本项目无污染影响型保护目标。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	重要物种	评价区域内塔里木兔等保护动物及其生境；重点保护野生植物肉苁蓉和胀果甘草。	严禁猎杀野生动物，严禁砍伐保护重点保护野生植物。
		公益林	部分管线占用公益林	按规定补划公益林
		水土流失重点治理区、重点预防区	项目区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设。
		生态保护红线	HD4-59H 井注水管线定向钻穿越塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 500m，不在生态保护红线内新增占地。	按照《生态保护红线生态环境监督办法（试行）》（国环规生态〔2022〕2 号）要求，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变，提升生态系统质量和稳定性。本项目不得占用。
2	大气环境	评价范围内无敏感点		《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
3	地下水环境	潜水含水层	井场、站场、管线及周边	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准
4	声环境	-	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。
5	土壤环境	盐碱化	生态影响范围内的土壤	盐碱化不进一步加深
		-	污染影响范围内的土壤	不对土壤环境功能产生明显不利影响
6	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无需设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境、公益林等。		发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控。

图 2.6-1 环境保护目标分布图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项 目	内 容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程 工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析 相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析 选址选线合理性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析） 运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建

		立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

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

- （1）工程分析；
- （2）生态环境影响评价；
- （3）地下水环境影响评价；
- （4）地表水环境影响评价
- （5）土壤环境影响评价；
- （6）环境风险影响评价及风险管理；
- （7）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

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。

2.8.2 评价方法

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3. 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 油田区块开发现状

本项目位于塔里木油田哈得逊油田，属于老油田区块内滚动开发项目。哈得逊油田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县哈得逊乡西南约 20km 处，北靠塔里木河，东距轮南—塔中沙漠公路约 56km。

哈得逊油田构造上横跨塔北隆起南部轮南低凸起及北部坳陷阿满过渡带，主体位于阿满过渡带哈得逊构造带上。共发育两套含油层系，即石炭系中泥岩段薄砂层油藏与东河砂岩油藏，其中东河砂岩油藏是哈得逊油田的主力产层。1998 年 2 月，哈得 4 号构造带上第一口探井 HD1 井在中泥岩段获高产工业油流，发现了哈得逊油田哈得 1 薄砂层油藏，同年 HD1-2 井与 HD4 井先后在东河砂岩获工业油流，发现了哈得 4 东河砂岩油藏。薄砂层油藏 2001 年开始进入上产阶段，2012 年进入稳产阶段。东河砂岩油藏 1999 年开始试采，2000 年进入上产阶段，2006 年进入稳产阶段，2008 年产量达到峰值后开始递减，实现 150 万吨以上稳产 6 年，2012 年进入开发调整阶段。

目前，哈得逊油田已建成联合站 2 座（哈一联合站、哈四联合站），计量站 9 座、配水站 8 座、固废场 1 座。截至 2025 年 7 月，哈得逊油田油井总井数 153 口，开井 132 口，核实日产液水平 8547t，核实日产油水平 777t，累产油 2770.98 万吨，地质储量采出程度 37.05%；注水井总井数 65 口，开井 56 口，日注水 5636 方，累注水 3340.82 万方；注气井 2 口，日注气 8.39 万方，累计注气 0.51 亿方。哈得逊油田现有工程组成一览表见表 3.1-1。

表 3.1-1 哈得逊油田现有工程组成一览表

序号	工程内容			单位	数量	备注
1	主体工程	井场	注水井	口	65	--
			采油井	口	153	--
			注气井	口	2	--
			合计	口	220	--
		计量站		座	9	1~9#计量站
		配水间		座	8	1#配水间、2#配水间、3#配水间、

						4#配水间、5#配水间、6#配水间、7#配水间、9#配水间		
		联合处理站			座	2	哈一联合站、哈四联合站	
2	公用工程	供电	哈得逊油田供电系统完善，充分依托油田内现有供电系统，采用地理电缆及高架设等方式将电力线路敷设至各井场					
		供水	哈得作业区生活用水采用罐车运输					
		供热	哈一联合站设置 4 台加热炉、2 台采暖炉；哈四联合站设置 5 台加热炉、2 台采暖炉、3 台锅炉；各井场井口冬季采用电加热					
		供气	联合站加热炉、采暖炉、锅炉采用天然气管线供气					
3	储运工程	集输管线			km	769	--	
		注水管线			km	352	--	
4	辅助工程	生活及办公点			座	2	哈一联合站主控楼、哈得作业区公寓	
		道路	砂石路		km	383	--	
			柏油路		km	48	--	
5	环保工程	污水处理	工业废水	哈一联合站废水处理装置		套	1	处理能力 5000m³/d，一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺
				哈四联合站废水处理装置		套	1	设计处理能力 9100m³/d，一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺
				哈一联合站污水晒水池		座	1	容积为 20000m³
				哈四联合站污水晒水池		座	1	容积为 30000m³
				哈得作业区固废场晒水池		座	1	容积为 45000m³
			生活污水	哈四联合站生活污水处理		套	1	设计处理能力 240m³/d
				哈得公寓生活污水处理装置		套	1	设计污水处理规模 72m³/d
				哈一联合站生活污水池		座	1	容积为 4500m³
				哈四联合站生活污水池		座	1	容积为 20000m³
		废气	加热炉	哈一联合站		台	4	燃料主要为含硫较低的天然气，燃料燃烧后产生的废气通过烟囱直接排入大气中
				哈四联合站		台	5	
			采暖炉	哈一联合站		台	2	
				哈四联合站		台	2	
			锅炉		哈四联合站		台	
		放空火炬			座	2	哈一联合站 1 座、哈四联合站 1	
		固废处置	哈得作业区固废填埋场			座	1	工业固废填埋池 2 座（均为 7300m³），生活垃圾填埋池 1 座

					(7500m ³)，其中工业固废填埋池均已填满
6	环境风险防控工程	塔里木油田分公司哈得逊油田制定了井喷预防措施、站场风险防范措施、管线风险防范措施、原油泄漏风险防范措施、洪水防范措施等措施，4 号车库、5 号车库、大库共计配备应急物资 123 种，配备完善的通信系统。2025 年 2 月《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》完成备案，备案编号：652924-2025-004-L)			

3.1.2 油田环保手续履行情况

哈得逊油田在开发建设过程中，按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 哈得逊油田历次建设环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	审批机关及批复文号	建设内容	竣工环保验收情况
1	塔里木盆地哈德 4 油田开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局（新环监发〔2000〕194 号）	由于年代久远，环评报告缺失	原新疆维吾尔自治区环境保护局（自治区环监验〔2001〕05 号）
2	塔里木油田分公司哈德四油田开发建设（扩大）工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局（新环监函〔2002〕94 号）	由于年代久远，环评报告缺失	原新疆维吾尔自治区环境保护局（新环自验〔2003〕02 号）
3	中石油塔里木石油分公司哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局（新环自函〔2005〕161 号）	新建哈一联合站 1 座及配套设施，计量间 7 座，水源井 6 口、配水间 4 座、哈四联合站改造，公寓扩建，新建油井 44 口，老井利用 6 口。	原新疆维吾尔自治区环境保护局（新环监验〔2007〕31 号）
4	中国石油塔里木油田分公司哈得逊油田开发调整方案	原新疆维吾尔自治区环境保护厅（新环函〔2015〕461 号）	新建油井 77 口、注水井 16 口，利用老井 1 口，新建计量间 2 座，配水间 2 座，油区道路铺设、电力线路及其附属设施，扩建计量间 3 座，配水间 2 座，联合站 2 座及相关配套设施。	自主验收
5	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部哈得逊油田环境影响后评价	新疆维吾尔自治区生态环境厅（新环环评函〔2021〕220 号）	梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。	--
6	2023 年度哈得逊油田产能建设项目	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局（阿地环审〔2023〕124 号）	哈得逊油田内薄砂层油藏部署 6 口新井（注水井 4 口、采油井 2 口），东河砂岩油藏部署 2 口新井（采油井 2 口）；新建采油井场 4 座、	正在验收

			注水井场 4 座；新建油气集输管线 60km，新建注水管线 40km 和洗井水回收管线 40km，及地面建设相关配套设施。	
7	2024 年度哈得逊油田产能建设实施方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅（新环审〔2023〕274 号）	部署新钻 22 口井（采油井 18 口，注水井 4 口），其中薄砂层油藏部署 12 口新井（注水井 3 口、采油井 9 口），东河砂岩油藏部署 10 口新井（注水井 1 口、采油井 9 口）；新建采油井场 18 座，注水井场 4 座；新建单井集输管线 89.4km，单井注水管线 6.5km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。	正在验收
8	环境风险应急预案	阿克苏地区生态环境局沙雅县分局	2025 年 2 月《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2025-004-L）	--
9	排污许可执行情况	沙雅县环保局	2022 年 10 月 31 日颁发哈得采油气管理区污染源排污许可证（证书编号：9165280071554911XG025Q）	--

3.1.3 油田区块环境影响回顾评价

根据哈得逊油田环境影响后评价及本次现场踏勘情况，对哈得逊油田大气环境、水环境、声环境、固体废物及生态环境等情况进行回顾性评价，并对环保措施落实情况回顾。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

（1）生态环境影响回顾

①区域景观生态影响回顾分析

根据《新疆生态功能区划》，哈得逊油田所在区域位于“塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区”。随着油田持续滚动开发，区块内工矿和交通用地面积逐渐增加，戈壁和盐碱地等自然地表面积有所减少。但整体而言，区域内戈壁和盐碱地面积占比仍远远高于工矿和交通用地。油田开发过程并未造成区域荒漠化扩大，也未造成大面积的植被破坏。

油田开发过程中永久征用的土地类型主要为戈壁，戈壁荒漠被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。油田地面基础设施建设完成后，井场、道路及

各类集输管线处于正常运营状况,不再进一步对环境产生明显干扰和影响。根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部哈得逊油田环境影响后评价报告书》(以下简称“后评价报告”),1995年至2018年期间哈得逊油田所在区域林地及草地无明显差异性变化。区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。总体而言,油田持续开发对土地利用类型、景观格局、生态系统的稳定性及完整性影响不大。

②植被环境影响回顾分析

营运期由于不新增占地,项目运行基本不会对植被产生影响,同时临时占地区域的植被开始自然恢复,一般在3~5年内开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。事故状态如井喷、管线泄漏或火灾会导致泄漏处或火灾处的植被死亡,但事故造成的植被破坏是局部的,在荒漠地带造成的植被生物量损失量很小。

根据后评价报告,1995年至2018年期间,哈得逊油田北部区域植被状况良好,中南部区域质量覆盖情况较差。植被指数低于0.1的面积比例基本不变,植被指数大于0.5的面积比例逐步增加,植被指数最大值略有增加,北部区域植被覆盖水平总体好转,中南部沙漠区域植被覆盖情况基本保持不变。

③野生动物环境影响回顾分析

营运期项目不新增用地,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,人为捕杀野生动物的风险也随之降低。营运期道路行车主要是油田巡线的自备车辆,车流量很小,夜间基本无车行驶,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。

(2) 生态保护措施回顾

①施工期生态环境保护措施回顾

根据后评价现场踏勘情况,油田勘探爆破、勘察活动结束后,对勘探活动造成的地表土壤沙地破坏进行了平整,已基本恢复了其原有功能。

哈得逊油田区域内钻井工程结束后,基本对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整,恢复了原貌。对井场永久占地范围内铺设了砂石,沙区的井场和站场周围实施了草方格固沙,减少了侵蚀量。

钻井期间新钻井井场均设置了岩屑池，其池底和池体压实，采用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行了防渗，膨润土废弃泥浆和岩屑废排入岩屑池。施工过程中，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化填埋处理，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站，磺化泥浆拉运至下一钻井工程重复利用，不能重复利用的送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站。施工结束后对井场废弃池进行了整理、平整、压实。

管线所在区域大部分地段很少或无植物生长，井场至计量站或联合站的集输管线及注水管线等均采用了地下敷设方式，施工结束后恢复了地表原状。井场道路两侧设置了必要的草方格进行防风固沙。

哈得逊油田区域内存在公益林，油田内部分巡井管线穿越公益林，导致公益林用地被永久占用。根据现场踏勘情况，油田严格控制了道路宽度，尽可能少占用公益林用地，占用林地部分建设单位向林草部门缴纳林地占用补偿款，由当地主管部门对占用的公益林进行了复绿。

②营运期生态环境保护措施回顾

营运期生态恢复措施主要包括以下方面：

A.在管线上方设置了标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，发生管线老化、接口断裂时，及时更换管线。

B.定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低了土壤污染。

C.井场、管线施工完毕，进行了施工迹地的恢复和平整，井场周围及管线两侧设置了草方格等生态恢复措施。

（3）已采取的生态保护措施有效性评价

永久占地方面：施工完成后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了砾石、采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。临时占地方面：建设单位对临时占地范围内及周边的占地进行了清理、平整，早期开采的井场临时占地大部分恢复了原貌。

占用公益林的道路等区域，道路周边已进行了复绿，植被覆盖度已逐步恢复至原有水平。

哈得逊油田内有 2 座联合站和 1 座生活公寓，各站内地面均采取水泥硬化处理或铺设戈壁石，公寓内人工种植了各种树木，改善了区域周边环境。联合站周围以防风林固沙、站场周围以草方格固沙，防止侵蚀加剧。

综上，哈得逊油田基本按照环评批复及验收意见要求进行了生态修复，建设项目对地表的扰动基本得到了恢复。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

哈得逊油田运营期产生的废水主要有油田采出水、钻井废水、井下作业废水及职工生活产生的生活污水。

（1）采出水、井下作业废水

采油废水主要来自油田采出的含油污水、清洗以及油罐清洗等排出的含油污水。哈得逊油田各个井场按就近原则分配到哈一联合站、哈四联合站对油田采出水进行处理。采出水处理达到回注标准后回注到地下油层内，采用回注方法可以使污水得到妥善处置的同时，提高水的重复利用率，节约水资源。

井下作业废水主要为区块各井定期维修、洗井产生的废水，输送至塔河南岸钻试修废弃物环保站采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，水质净化后回注地层，不外排。

根据后评价监测结果，注水井水质（注水水源为哈四联合站和哈一联合站废水处理装置出水）各因子均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求。

（2）生活污水

哈得作业区公寓生活污水经“化粪池+格栅+接触氧化池+二沉池+消毒”工艺进行处理，处理后用于哈得作业区绿化。根据后评价期间对哈得公寓生活污水处理装置废水监测结果，废水处理满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）表 1 二级标准，同时满足《农田灌溉水质标准》（GB 5084-2021）表 1 旱作标准。

（3）钻井废水

哈得逊油田钻井废水的产生排放分为两个阶段，2016 年以前的钻井设井场泥浆池，在钻井作业期间临时排入各井场防渗废泥浆池中，自然蒸发干化后与钻井泥浆

及岩屑一同进行填埋处理。2016 年以后的钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同，分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不排入地表水体。

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

哈得逊油田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自锅炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及原油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

(1) 各类加热炉废气

根据后评价期间对哈一联合站 3#加热炉排气筒、哈四联合站 1#加热炉排气筒、哈四联合站 3#加热炉排气筒监测结果（表 3.1-3），监测期间各监测点加热炉烟气中烟尘、 SO_2 、 NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，污染物可以实现达标排放。说明各加热炉有组织废气污染防治措施适用、有效。

表 3.1-3 哈得逊油田现有组织废气污染源监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m^3/h)	监测因子	浓度范围 (mg/m^3)	执行标准	标准限值 (mg/m^3)	达标 情况
1	哈一联合站 3#加热炉烟 气	4237~4347	烟尘	1.9~3.4	《锅炉大气污染物 排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大气 污染物排放浓度限 值	20	达标
2			SO_2	未检出~		50	达标
3			NO_x	139~167		200	达标
4			林格曼黑度	<1		1	达标
5	哈四联合站 1#加热炉烟 气	963~1042	烟尘	2.2~3.8		20	达标
6			SO_2	<3		50	达标
7			NO_x	141~144		200	达标
8			林格曼黑度	<1		1	达标
9	哈四联合站 3#加热炉烟 气	786.6~1392	烟尘	1.7~4.2		20	达标
10			SO_2	<3		50	达标
11			NO_x	123~148		200	达标
12			林格曼黑度	<1		1	达标

(2) 无组织废气

容易泄漏的管线接口、阀门等关键部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀。根据后评价期间对哈一联合站、哈四联合站、哈得作业区固废场厂界等监测结果（表 3.1-6），监测期间各监测点站

场界无组织颗粒物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求；无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织硫化氢、氨、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建项目二级标准要求，说明各站场无组织废气污染防治措施适用、有效。

表 3.1-4 哈得逊油田无组织废气污染源监测结果一览表

污染源	污染物	采样次数	第一天				第二天				标准限值	达标情况
			上风	下风向	下风向	下风向	上风	下风向	下风向	下风向		
哈一联合站	非甲烷总烃	第一	0.27	0.22	0.29	0.27	0.26	0.27	0.36	0.28	4.0	达标
		第二	0.29	0.22	0.33	0.29	0.30	0.32	0.26	0.43		
		第三	0.28	0.26	0.31	0.23	0.30	0.26	0.31	0.35		
		第四	0.28	0.44	0.27	0.32	0.29	0.30	0.32	0.30		
	H ₂ S	第一	未检	未检出	未检出	未检出	未检	未检出	未检出	未检出	0.06	达标
		第二	未检	未检出	未检出	未检出	未检	未检出	未检出	未检出		
		第三	未检	未检出	未检出	未检出	未检	未检出	未检出	未检出		
		第四	未检	未检出	未检出	未检出	未检	未检出	未检出	未检出		
哈四联合站	非甲烷总烃	第一	0.22	0.26	0.23	0.44	0.24	0.34	0.56	0.24	4.0	达标
		第二	0.22	0.19	0.43	0.24	0.25	0.32	0.30	0.45		
		第三	0.23	0.27	0.26	0.31	0.25	0.25	0.24	0.34		
		第四	0.21	0.30	0.91	0.24	0.23	0.20	0.25	0.29		
	H ₂ S	第一	0.003	未检出	0.005	未检出	未检	未检出	未检出	未检出	0.06	达标
		第二	未检	0.006	未检出	未检出	未检	未检出	未检出	未检出		
		第三	未检	未检出	0.005	未检出	未检	未检出	未检出	未检出		
		第四	未检	未检出	0.005	未检出	未检	未检出	未检出	未检出		
哈得作业区固废填埋场	非甲烷总烃	第一	0.20	0.20	0.16	0.21	0.26	0.28	0.20	0.20	4.0	达标
		第二	0.16	0.21	0.17	0.21	0.22	0.28	0.20	0.20		
		第三	0.17	0.40	0.19	0.19	0.17	0.16	0.17	0.42		
		第四	0.16	0.44	0.20	0.19	0.21	0.16	0.19	0.15		
	H ₂ S	第一	0.008	0.007	0.006	0.007	0.008	0.008	0.008	0.007	0.06	达标
		第二	0.006	0.008	0.007	0.007	0.007	0.008	0.007	0.007		
		第三	0.007	0.007	0.006	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007		
		第四	0.008	0.006	0.007	0.006	0.008	0.007	0.007	0.007		
哈得	臭气浓	第一	<10	<10	<10	<10	<10	13	<10	<10	20	达标

		第二	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10		
		第三	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10		
		第四	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10		
	氨	第一	0.615	0.661	0.601	0.634	0.661	0.666	0.675	0.652	1.5	达标
		第二	0.624	0.643	0.606	0.624	0.670	0.643	0.680	0.639		
		第三	0.625	0.658	0.644	0.649	0.696	0.658	0.682	0.649		
		第四	0.620	0.647	0.611	0.624	0.657	0.652	0.666	0.643		
	颗粒物	第一	0.101	0.020	0.040	0.061	0.040	0.040	0.020	0.061	1.0	达标
		第二	0.040	0.061	0.040	0.020	0.040	0.040	0.122	0.020		
		第三	0.041	0.041	0.082	0.020	0.082	0.041	0.061	0.041		
		第四	0.061	0.041	0.020	0.061	0.102	0.122	0.020	0.061		

(3) 放空火炬

哈得逊油田在开发过程中,对具备回收条件的伴生气全部回收利用,非正常条件下采用火炬形式充分燃烧放散。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

哈得逊油田开发过程中的噪声源主要是钻井噪声、计量站、配水间和联合站等构筑物施工机械噪声;运营期噪声源主要集中在联合站、计量站和配水间,噪声源为各类机泵(注水泵、混输泵、真空泵、热水泵、喂水泵、污水泵等)、加热炉、空压机、火炬等。

根据后评价期间对哈一联合站、哈四联合站及具有代表性井场的噪声监测结果,监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准要求,说明本项目已采取的噪声控制措施治理效果明显,已采取措施基本可行。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

(1) 钻井期主要污染物

哈得逊油田在总体开发过程中,钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。

① 生活垃圾

生活垃圾按就近原则送至哈得作业区固废填埋场生活垃圾池内进行储存、填埋处理。

②钻井泥浆、钻井岩屑

根据搜集的油田内钻井史资料，确定钻井采用清洁无害化的钻井液，2008 年之前大部分选用“双保型”钻井液体系，2008 年之后主要采用聚合物+聚磺的钻井液体系。

A.一开

采用膨润土-聚合物钻井液体系，组成：膨润土（5%~8%）+烧碱（0.1%~0.2%）+大分子聚合物（0.1%~0.3%）+中分子聚合物（0.2%~0.3%）+小分子聚合物（0.1%~0.2%）+润滑剂（0.5%~1%）+清洁剂（0.2%~0.3%）。

B.二开

采用聚合物-KCL 聚磺钻井液体系，组成：膨润土（3%~5%）+烧碱（0.3%~0.5%）+大分子聚合物（0.05%~0.8%）+中分子聚合物（0.3%~0.5%）+小分子聚合物（0.4%~0.6%）+磺化酚醛树脂（2%~3%）+磺化改性树脂（1%~3%）+防塌剂（2%~4%）+氯化钾（3%~5%）+润滑剂（0.5%~1.5%）+清洁剂（0.2%~0.3%）+加重剂。

C.三开

采用聚磺钻井液体系，组成：膨润土（3%~5%）+烧碱（0.3%~0.5%）+磺化酚醛树脂（2%~3%）+磺化褐煤树脂（2%~3%）+防塌剂（2%~3%）+润滑剂（1%~3%）+屏蔽暂堵剂 1 型（1%~2%）+屏蔽暂堵剂 2 型（1%~2%）+油溶暂堵剂（2%~3%）+除硫剂（1%~3%）+加重剂。

根据现场调查结果，2016 年以前钻井，钻井废弃物在井场泥浆池或集中修建的固体废物处理场自然干化后填埋处理，处理后泥浆池及固体废物处理场上方覆土/沙填埋，并恢复自然原貌；2016 年以后钻井，钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后填埋处理，钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站或周边撬装化处置装置进行处置，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值后，回用于铺垫井场及油田道路。

（2）运营期主要污染物

运营期主要污染物有一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。其中一般

工业固体废物主要包括工业垃圾、建筑垃圾；危险废物主要包括含油污泥、油气处理厂含油固体废物（污水处理装置油泥、罐底油泥和废矿物油）；生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。

其中，工业垃圾、建筑垃圾由车辆拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站工业固废填埋池，生活垃圾由车辆拉运至哈得作业区固废场生活垃圾填埋池填埋处理。危险废物是含油污泥、隔油池清淤的工业油泥和设备产生的废矿物油，全部暂存处理，定期拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

3.1.3.7 环境风险回顾

哈得逊油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，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、采出污水的泄漏。根据调查，哈得逊油田至今未发生过井喷事故及管线全管径断裂事故，因管线及设备腐蚀老化发生的刺漏事故，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。本次对油田环境风险防范措施进行了调查，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井场设置明显的禁止烟火标志；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严格按照管线施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质

量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管线内腐蚀；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管线在超压时能够得到安全处理，在管线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，采用电脑自动检测和报警机制。

哈得逊油田隶属于塔里木油田分公司哈得采油气管理区管理，哈得采油气管理区制定有《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2025-004-L）。哈得逊油田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 排污许可及自行监测执行情况

（1）排污许可

哈得采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则（试行）》（环监〔1996〕463 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），哈得采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。沙雅县环境保护局于 2022 年 10 月 31 日颁发哈得采油气管理区污染源排污许可证（证书编号：9165280071554911XG025Q）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，哈得采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》（HJ/T295-2006）、《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（试行）》（HJ944-2018），哈得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。

（2）自行监测

塔里木油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

（3）排污口规范化

根据评价调查及收集资料，哈得采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。

3.1.4 区块污染物排放情况

本次评价根据《中国石油塔里木油田分公司哈得逊油田开发调整方案环境影响报告书》（新环函〔2015〕461号）及《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部哈得逊油田环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2021〕220号）中的相关数据确定哈得逊油田内现有污染物排放量，现有工程污染物排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程污染物排放情况一览表

污染物		排放量（t/a）
废气	烟尘	1.010
	NO _x	60.683
	SO ₂	33.891
废气	非甲烷总烃	998.760
	H ₂ S	3.296
废水	COD	1.814
	氨氮	0.809
固体废物		0

3.1.5 区块环境问题及“以新带老”改进意见

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。

目前还存在的问题是，部分井场外遗留已停止使用的设备。

整改方案：哈得采油气管理区加快与属地管理单位沟通，对区块内井场已停止使用的设备进行收集，拉运至区域内其他井场或者站场进行重复利用，或交由相关厂家回收处置。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本项目利用老井 10 口（3 口老井转注气井，5 口老井转注水井，2 口老井转采油井）；扩建 4#计量间，4#计量间和 8#计量间自动化改造，改造 3 套计量间阀组（8#计量间站内阀组、哈四联合站内 2#计量间阀组和 5#计量间站外阀组）；扩建 8

座已建配水间（1#~7#、9#配水间），同时改造 3 座配水间（2#、3#、4#配水间）；改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统。现有工程介绍中主要针对以上原有工程的现状进行介绍。

（1）哈一联合站和哈四联合站现状

①哈四联合站

哈得四联合站占地 10 万平方米，是哈得油田第一座联合站，2000 年 7 月 28 日投产，经过《哈得 4 油田开发建设项目》（新环监发〔2000〕194 号）、《哈得 4 油田开发建设（扩大）工程》（新环监函〔2002〕94 号）、《哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程》（新环自函〔2005〕161 号）前后三次产能建设以及 2007 年、2014 年、2020 年、2022 年 4 次规模扩建，目前原油处理能力 100 万吨/年、污水处理能力 6300 方/天，注水能力 10000 方/天、装水能力 2200 方/天、事故存储能力 16000 方、淡化水处理能力 480 方/天，是集原油集输、污水处理、注水调配、集中储油、供热采暖、消防应急、供水保障于一体的大型联合站。

②哈一联合站

哈一联合站是哈得逊油田第 2 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联合站西北 7.0km。哈一联合站于 2005 年 6 月 6 日开工，2005 年 12 月 11 日投产一次成功，是一座集油、气、水处理为一体的多功能综合处理站，其工艺设备、自动化程度均具备国内先进水平，哈一联合站为《哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响报告书》内的建设内容，该项目于 2005 年 4 月 29 日取得新疆维吾尔自治区环境保护局关于《哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响报告书》的批复（新环评价函〔2005〕161 号），设计 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油处理规模。

哈一联合站一期扩建：《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程》（新环评价函〔2016〕1264 号）中对哈一联合站进行扩建，新增建设 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油脱硫及原稳装置、 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置一套，含油污水设计处理规模达到 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ 。扩建后原油处理、脱硫、稳定规模达到 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模达到 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

哈一联合站二期扩建：2019 年哈一联合站即将实施二期扩建工程，扩建天然气湿法脱硫、脱水脱烃及增压单元、硫磺回收及精制装置 1 套，扩建规模为 $55 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，

与已建的 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置并联运行，扩建后天然气处理规模达到 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用湿法脱硫、乙二醇防冻、丙烷压缩制冷脱水脱烃工艺；采油胺法脱硫尾气的硫磺回收装置。哈一联合站二期扩建包含在《哈拉哈塘油田跃满西区块奥陶系碳酸盐岩油藏初步开发方案地面工程环境影响报告书》中。

《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程环境影响报告表》：本工程将扩建 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 轻质油处理装置和 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置各 1 套，扩建后哈一联合站的总处理能力将达到 $145 \times 10^4 \text{t/a}$ 轻质油处理规模和 $200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理规模。

目前，哈一联合站设计原油处理规模 $145 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，含油污水处理规模 $5050 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水规模 $3050 \text{m}^3/\text{d}$ ，清水处理能力为 $90 \text{m}^3/\text{d}$ （消防用水、生活用水）。

（2）现有 10 口老井现状

本项目利旧 2 口老井采油、3 口老井注气、5 口老井注水，共 10 口老井现状情况如下：

表 3.2-1 利旧 10 口老井现状情况一览表

序号	名称	井类别	目前井别	现接入站场
1	HD4-19-1H	采油井	注水井	8#计量间
2	HD4-89-1X	采油井	失利油井	8#计量间
3	HD4-H94	注气井	注气井	哈一联合站集配气阀组区
4	HD4-95H	注气井	采油井	8#计量间
5	HD4-59H	注气井	注水井	/
6	HD4-60H	注水井	采油井	2#计量间
7	HD4-23H	注水井	采油井	哈一联合站内计量间
8	HD4-32-2H	注水井	采油井	7#计量间
9	HD4-83H	注水井	采油井	7#计量间
10	HD4-13-1H	注水井	采油井	哈四联合站 2#计量间

（3）计量间现状

4#计量间辖油井 10 口：HD4-19H、HD4-39H、HD4-57H、HD4-79H、HD4-89H、HD4-96-1H、HD4-H90、HD4-H91、HD4-H93、HD4-H99。4#计量间与哈四联合站之间已建管线 3 条，目前仅 4#计量间与至哈四联合站 2#计量间管线在运。根据总

体规划部署，原 4#计量间混输进哈四联合站（0.5MPa）起点压力已临近计量间气液分离器安全阀起跳压力上限（1.5MPa）。因此本项目提出对 4#计量间进行改造，实现气液分输。

8#计量间辖油井 12 口：HD4-19-4H、哈得 4-89-1X、HD4-9-1H、HD4-92-1H、HD4-9-2H、HD4-9-3、HD4-95H、HD4-96H、HD4-H92、HD4-29H、HD4-9H、HD4H。根据预测，2026 年 8#计量间处于注气受效区，导致管线中气量过多，可能存在气阻现象，造成 8#计量间运行压力超压，故本次需对 8#计量间进行改造。

哈四联合站内 2#计量间辖油井 19 口：HD1-21H、HD1-23-1H、HD1-27-1H、HD1-7H、HD1-8H、HD4-13H、HD4-14H、HD4-15H、HD4-17-1X、HD4-17H、HD4-18H、HD4-21H、HD4-22H、HD4-28-1H、HD4-33H、HD4-4-1H、HD4-58H、HD4-72H、HD4-H100。

5#计量间辖油井 17 口：HD1-12H、HD1-17-2H、HD1-17H、HD1-27-4H、HD1-30H、HD1-37H、HD1-38H、HD1-39H、HD405H、HD4-28-H4、HD4-36H、HD4-37H、HD4-38H、HD4-48-2H、HD4-78-1J、HD4-88-1H、HD4-88-2H。5#计量间分为站外阀组和站内阀组，其中站外阀组为已建 7 井式手动选井阀组，已接入 3 口油井。按照“哈得逊油田压舱石工程全生命周期开发规划方案地面工程”项目安排，2027—2029 年有 5 口新井进入 5#计量间。为保证压舱石后续新井能够接入站外和站内阀组，本次需要对站外和站内阀组改造。

哈四联合站周边集输管线现状图见图 3.2-1。

图 3.2-1 哈四联合站集输管线现状图

（4）配水间

哈四联合站站外所辖配水间 9 座（1#-9#），目前 8#配水间停用，因此现有配水间 8 座。辖注水井 68 口，其中中压系统在运 2 口中压注水井，分别属于 6#、5#配水间中压配水阀组，另外在 3 号配水间内有已建的中压配水阀组。高压注水系统在运 66 口。哈四联合站高压注水系统各配水间现状见表 3.2-2。

表 3.2-2 哈四联合站高压注水系统各配水间现状表

序号	配水间名称	所辖井数	剩余阀组	设计压力
1	1#配水间	11	1	25

2	2#配水间	7	2	25
3	3#配水间	8	2	25
4	4#配水间	6	1	25
5	5#配水间	7	3	25
6	6#配水间	10	3	25
7	7#配水间	6	0	25
8	9#配水间	哈 8	1	25

站间关系布置见图 3.2-2。

图 3.2-2 哈四联合站站外配水间站间关系布置图

3.2.2 现有工程环保手续执行情况

表 3.2-3 现有工程环保手续执行情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评批复	验收文件
1	HD4-19-1H、HD4-H94、2 座计量间、2 座配水间、哈四联合站和哈一联合站扩建	塔里木油田公司哈得逊油田开发调整方案	新环函(2015)461号	/
2	HD4-95H、HD4-32-2H、HD4-83H、HD4-13-1H、HD4-89-1X、7 座计量间、4 座配水间、哈四联合站改造、新建哈一联合站	中石油塔里木石油分公司哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程	新环自函(2005)161号	原新疆维吾尔自治区环境保护局(新环监验(2007)31号)
3	哈四联合站	塔里木盆地哈德 4 油田开发建设工程	新环监发(2000)194号	原新疆维吾尔自治区环境保护局(自治区环监验(2001)05号)
4	HD4-59H、HD4-60H、HD4-23H、哈四联合站扩建	塔里木油田分公司哈德四油田开发建设(扩大)工程	新环监函(2002)94号	原新疆维吾尔自治区环境保护局(新环自验(2003)02号)
5	哈一联合站一期扩建	哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环评价函(2016)1264号	2019 年 11 月 12 日验收
6	哈一联合站二期扩建	哈拉哈塘油田跃满西区块碳酸盐岩油藏初步开发方案地面工程	新环审(2020)18号	2024 年 1 月 16 日验收

3.2.3 现有工程污染物达标情况

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部哈得逊

油田环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2021〕220 号）中的相关数据确定哈得逊油田内现有污染物排放量，现有工程污染物排放情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程污染物排放情况一览表

污染物		排放量（t/a）
废气	烟尘	1.010
	NO _x	60.683
	SO ₂	33.891
废气	非甲烷总烃	998.760
	H ₂ S	3.296
废水	COD	1.814
	氨氮	0.809
固体废物		0

3.2.4 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查情况，油区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，但是临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差；防沙治沙、水土保持措施存在破损现象。

具体“以新带老”整改措施如下：

进一步加强哈得逊油田生态恢复工作。督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。对穿越公益林段巡井道路加强管理，不再次破坏公益林植被。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称

项目名称：塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项目。

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

3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

3.3.1.3 建设地点

本项目位于哈得逊油田，行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，北靠塔里木河，东距轮南—塔中沙漠公路约 56km。构造位置：塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带哈得逊构造带。地理位置见图 3.3-1。

图 3.3-1 地理位置图

3.3.1.4 建设周期

本项目计划 2026 年 8 月开始施工，10 月完工，施工周期 3 个月。

3.3.1.5 项目投资

本项目总投资 5630.87 万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

本项目由塔里木油田公司哈得采油气管理区进行全面管理，运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 构造特征

哈得逊油田纵向上发育石炭系东河砂岩、薄砂层两套含油层系，薄砂层油藏（CI2~CI5）为海相滩砂沉积、储层中低孔中低渗的层状边水和岩性油藏，东河砂岩油藏（CIII）为滨岸沉积、储层中孔中渗的构造—地层复合油藏。东河砂岩油藏受隔夹层控制油水界面差异大，北部斜坡区油水界面倾斜，南部东西两侧相对统一。东河砂岩与薄砂层属于继承性构造，平面上呈“入”字形低幅度背斜构造，主体区地层倾角小于 0.5°。薄砂层：中深 5040m，正常温压系统，压力系数 1.08，地温梯度 1.87°C/100m；东河砂岩：中深 5074m，正常温压系统，压力系数 1.12，地温梯度 1.92°C/100m。

（1）薄砂层构造特征

中泥岩段薄砂层有三个砂层，即 1、2、3 号砂层。其中 2、3 号砂层为主要油层。2 号砂层的主体圈闭形态为一近南北走向的低幅度长轴背斜，长轴长 20.5km，短轴宽 6km，长短轴之比 3.42，高点海拔-4048 米，幅度 22 米，圈闭面积 80.74 平方 km。该构造由北向南发育 5 个局部高点，即哈得 2 北、哈得 2、哈得 1、哈得 4-5H 和哈得 405 高点，其中哈得 4-5H 高点面积最大，幅度高。在 2 号砂层的南部和东部各发现一个小圈闭，即哈得 8、哈得 3 构造，圈闭面积分别为 4.2 平方 km、1.5 平方 km。

3 号砂层与 2 号砂层之间泥岩夹层厚度仅 3.2~3.8 米，分布比较稳定。因此，3 号砂层顶面构造形态与 2 号砂层顶面构造形态十分相似，高点海拔-4053 米，闭合线为-4075 米，圈闭幅度 22 米，圈闭面积 80.74 平方千米。

(2) 东河砂岩构造特征

2000 年勘探发现,东河砂岩圈闭为一受低幅度背斜和东河砂岩尖灭线控制的复合型圈闭,呈东北向西南展布,由哈得 1-2、哈得 4、哈得 402、哈得 403 四个高点组成,幅度 34.5 米,圈闭面积 48.7 平方千米。哈得 1-2 高点为圈闭的最高点,高点海拔-4090m,圈闭面积 36.5 平方千米;哈得 4 高点海拔-4114m,圈闭面积 2.3 平方千米;哈得 402 高点海拔-4116m,圈闭面积 3.9 平方千米;HD403 高点海拔-4116m,圈闭面积 0.7 平方千米。2001 年,经过精细层位标定、尖灭线识别及解释和精细速度建场,对哈得 4 油田东河砂岩的地质构造有了进一步的认识。专家认为,哈得 4 油田东河砂岩圈闭由两个相对独立的高点组成,即哈得 4 井高点和哈得 1-2 井高点。哈得 4 高点为一长轴背斜构造,长轴长 9km,短轴宽 2.5km,高点海拔-4112 米,幅度 12.5 米,圈闭面积 20.92 平方千米。由南向北由 3 个局部构造组成哈得 403、哈得 4、哈得 402 背斜圈闭,其中哈得 402 圈闭面积最大,呈穹窿状,高点海拔-4114 米,幅度 6 米,面积 3.5 平方千米。哈得 4 背斜圈闭为一短轴背斜,高点海拔-4112 米,幅度 6 米,面积 1.2 平方千米,哈得 403 背斜圈闭最小,呈穹窿状,高点海拔-4114 米,幅度 6 米,面积 1.2 平方千米。哈得 1-2 高点为一近南北走向的地层超覆圈闭,其北部主要受东河砂岩尖灭线的控制,南北向长 8.5km,东西宽 5.0km,高点海拔-4090 米,幅度 24 米,面积 43.6 平方千米,为一近南北走向的地层超覆圈闭。

3.3.2.2 储层特征

本项目拟设计部署新井 8 口,其中 2 口位于薄砂层油藏,5 口位于东河砂岩油藏。中泥岩段薄砂层 2、3 号层是主力油砂体,平均孔隙度 16.2%,平均渗透率 133.5mD,为中孔中渗储层;4、5 号层储层物性相对较差,平均孔隙度 11.1%,平均渗透率 42.6mD,为低孔低渗储层。东河砂岩油藏平均孔隙度 15.1%,平均渗透率 $234 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属中孔、中渗储层。

3.3.2.3 地层特征

哈得逊油田从上至下钻揭的地层为第四系、新近系、古近系、白垩系、侏罗系、三叠系、二叠系、石炭系、志留系及奥陶系。哈得逊油田碎屑岩油藏共发育两套含油层系,即石炭系薄砂层油藏(CI)与东河砂岩油藏(CIII),其中东河砂岩油藏是哈得逊油田的主力产层。薄砂层油藏纵向上可细分为中泥岩段 2、3、4、5 号砂

层，平面上可分为哈得 1 和哈得 10 井区；东河砂岩油藏纵向上分 8 个小层，平面上分为哈得 1-2、哈得 4-15、哈得 4、哈得 11 等 4 个井区。

3.3.2.4 油气藏特征

（1）温度、压力系统

薄砂层油藏中深 5040m，原始地层压力 54.0MPa，压力系数 1.1；原始地层温度 113.86℃，地温梯度 1.92℃/100m，属于正常温压系统。

东河砂岩油藏中深 5080m，原始地层压力 54.6MPa，压力系数 1.1；原始地层温度 115.10℃，地温梯度 1.92℃/100m，属于正常温压系统。

（2）原油性质

哈得逊油田中泥岩段油藏原油具有“中—轻质、低粘度、低凝固点、低含硫”的特点；东河砂岩段油藏原油具有低粘度、低凝固点、中含硫特征。原油性质统计表见表 3.3-1。

表 3.3-1 原油性质统计表

序号	参数	单位	数值	
			薄砂层	东河砂岩
1	密度	g/cm ³	0.8617~0.8839	0.8718~0.9373
2	平均密度	g/cm ³	0.871	0.898
3	地面测量动力黏度（50℃）	cP（即 mPa·s）	5.07~25.08	5.07~25.08
4	PVT 测量动力黏度（50℃）	cP（即 mPa·s）	3.54	2.93~13.98
5	凝点	℃	-39.2~2	-30~4
6	含硫量	%	0.07~1.04	0.55~1.73
7	含蜡量	%	0.4~13.4	1.64~12.97
8	高胶质+沥青质	%	3.97~7.11	10.56~20.62

（3）天然气性质

区块天然气中泥岩段、东河砂岩段油藏溶解气均为典型湿气，是从油藏中脱离出来的溶解气，含少量硫化氢。天然气性质统计表见表 3.3-2。

表 3.3-2 天然气性质统计表

序号	参数	单位	数值	
			薄砂层	东河砂岩
1	相对密度（空气）		0.75~1.07	1.02~1.23

序号	参数			单位	数值	
					薄砂层	东河砂岩
2	甲烷	Methane	C ₁	mol%	20.2~77.1	15.46~53.58
3	氮气	Nitrogen	N ₂	mol%	0~38.3	17.48~46.46
4	二氧化碳	Carbon Dioxide	CO ₂	mol%	0.5~1.9	-
5	硫化氢	Hydrogen Sulphide	H ₂ S	mg/m ³	0~3.4	-

(4) 地层水性质

中泥岩段、东河砂岩段油藏地层水均为 CaCl₂ 型。地层水性质统计表见表 3.3-3。

表 3.3-3 地层水性质统计表

序号	参数	单位	数值	
			薄砂层	东河砂岩
1	水密度	g/cm ³	1.1078~1.1784	-
2	平均密度	g/cm ³	1.15	1.15
3	氯根	×10 ⁴ mg/L	10.39~17.32	10.1~17.3
4	平均氯根	×10 ⁴ mg/L	13.80	14.9
5	总矿化度	×10 ⁴ mg/L	17.15~28.40	23.20~27.20
6	平均总矿化度	×10 ⁴ mg/L	22.60	24.40

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目主要技术经济指标一览表

序号	名称	单位	数量	备注
一、建设规模				
1.1	产油规模（最大）	×10 ⁴ t/a	31.03	2027 年
1.2	产气规模（最大）	×10 ⁸ Nm ³ /a	0.1518	2026 年
1.3	注水规模（最大）	×10 ⁴ m ³ /a	214	2026 年
1.4	注气规模（最大）	×10 ⁸ m ³ /a	0.6014	2026 年
二、消耗指标				
2.1	耗电	×10 ⁴ kW·h/a	3140.52	
三、能耗				
3.1	综合能耗	tce/a	3859.70	
3.2	单位产值能耗	kgce/t	11.98	
3.3	总体碳排放量	tCO ₂ /a	18394.03	

序号	名称	单位	数量	备注
3.4	电气化率	-	100%	
四、占地面积				
4.1	永久占地面积	hm ²	0.301	
4.2	临时占地面积	hm ²	23.321	
五、估算总投资				
5.1	总投资	万元	5630.87	不含税
5.2	工程费用	万元	4121.64	不含税
5.3	其他费用	万元	1121.85	不含税
5.4	预备费用	万元	339.90	不含税
5.5	增值税	万元	504.70	不含税
5.6	建设期利息	万元	47.49	不含税

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本次工程主要建设内容为井场地面工程建设、油气集输工程、公辅工程、环保工程等，工程组成见表 3.3-5。

表 3.3-5 工程组成一览表

项目	工程组成	具体内容
主体工程	井场工程	新建 3 座标准化油井井场（含 1 口新油井，2 口老井），新井井场征地在钻井阶段已完成，本次不征地，老井井场利旧。
	站场工程	①扩建 4#计量间：新增 1 座两相分离器橇，1 套放空池火炬及自动点火装置，配套建设自控、通信、结构工程； ②2 座计量间自动化改造：对 4#计量间和 8#计量间已建计量分离器进行自动化升级改造，分离器气出口增设 DN40 电动调节阀，共 2 套；液相出口增设 DN50 电动调节阀，共 2 套，配套工艺改造； ③改造 3 套计量间阀组：8#计量间站内阀组、哈四联合站内 2#计量间阀组生产手动阀门各加电动执行机构 2 套；5#计量间站外阀组生产汇管和计量汇管不再占用原单井空头，改为直接接入站内阀组生产汇管和计量汇管，空出站内阀组预留头。
	管线工程	新建输油管线 1.9km
	注水井	新增 7 口注水井（含 2 口新井，5 口老井转注水井），新井井场征地在钻井阶段已完成，本次不征地，老井井场利旧。
	站场工程	改造 3 座配水间：2#配水间更换已建的单井配水阀组上的高压流量自控仪 2 套，压力变送器 2 套，自控仪前阀门 2 个；3 号配水间在已建的中压注水阀组区域内，新建中压配水阀组 1 套；4 号配水间在新建的注水阀组区

			域内，新建中压配水阀组 1 套；配套建设电气、自控、土建、防腐等内容。
		管线工程	新建注水管线 14.5km，新建洗井水回收管线 8.73km。
	注气工程	注气井	利旧 3 口老井转为注气井，井场利旧。采用井口移动式注气橇装设备，由第三方实施。
		站场工程	①在 HD4-H94 井场新建 1 座阀组； ②哈一联合站计量分配阀组新增流量计 1 台、含氧分析仪 1 台；哈四联合站伴生气系统新建天然气氧含量分析仪 1 台。
			管线工程
	分压注水改造工程	站场工程	①在哈四联站内新建 6 台柱塞泵、3 台喂水泵、1 座注水泵棚、1 座移动式预装式变电站，改造 2 座注水泵房、2 座罐间阀室； ②8 座已建配水间共新建 8 座移动式注水橇、9 座五井式配水阀组。
		管线工程	新建中压注水管线 10km
公辅工程	供水	施工期	主要为生活用水、管线试压用水，由水罐车拉运至施工场地。
		运营期	井场无人值守，运营期无需供水。
	供热	施工期	项目施工期办公室冬季采用电采暖
		运营期	项目运营期单井采用密闭不加热集输工艺
	供电	施工期	施工期生活、办公等用电依托区域内既有电网
		运营期	电力就近接入 10kV 架空线路，依托已建 110kV 变电站进行区域供配电。
	自控		本项目自控水平与区块油气运维中心已建井场和站场保持一致，站外单井、场站均设有 RTU/DCS 系统，生产数据采用无线+光缆通信方式上传至调控中心，已实现井/站一体化集中管控。
	通信		自控通讯数据传输与油气水介质流向一致，上传至哈四联合站控制系统，最终传至哈得生产调度管理中心。
	道路		井场道路依托已建道路及钻前路，可以满足本工程需要。 本次对新建油井的道路两侧草方格进行维修，维修总长度共 1.65km； 为新建 4#计量间设计竖向及站外人行道。其中竖向面积共计 201m ² ，人行道 142m，人行道南侧设置 20m 宽草方格。
	防腐保温		站场管道、设备保温管道、设备外防腐采用“耐高温环氧酚醛/无溶剂环氧底漆+环氧云铁中间漆”，埋地保温管道外防腐采用“熔结环氧粉末”，地上不保温管道、设备外防腐采用“环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+交联氟碳面漆”，埋地不保温管道外防腐采用“无溶剂环氧涂料+聚乙烯胶粘带”。设备内壁采用“无溶剂环氧涂料+镁合金牺牲阳极”的联合保护方案。站外埋地管道中，非金属管道的钢转换接头处需进行防腐，采用“弹性聚氨酯防腐漆+玻璃布”防腐；注水系统的修复油管采用 3LPE 外防腐措施；注气系统的修复油管采用“3LPE 外防腐层+阴极保护”的联合保护方案。
临时工程		项目在施工期间不设置施工营地，施工人员生活依托油田内现有生活区。	
环保	废气	施工期	施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。

工程			施工地点处于空旷地带，焊接烟尘无组织排放。选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。
		运营期	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为井场、站场逸散的无组织废气，主要为非甲烷总烃和硫化氢。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管线、阀门检修和维护。
		退役期	退役期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施。
	废水	施工期	施工期产生的施工人员生活污水在生活污水池暂存后，依托哈得作业区内现有公寓生活污水处理设施处理。
			管线试压废水为清洁废水，试压后用作场地洒水抑尘。
		运营期	运营期不新增劳动定员，无新增生活污水。
			采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，采出水和井下作业废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第Ⅴ类水质标准后回注地层，不外排。
		退役期	退役期井筒清洗产生的清洗废水收集后送哈四联合站进行处理。
	噪声	施工期	主要为施工设备产生的噪声，选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间。
		运营期	主要为井场作业设备产生的噪声，选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平。
		退役期	主要为运输车辆产生的噪声，合理安排作业时间和运输路线。
	固废	施工期	施工人员生活垃圾分类集中收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。
			施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。
			施工期土方在施工完毕后用于回填管沟及场地平整，无弃方。
			废铅酸蓄电池集中收集后交由有危险废物处置资质的单位接收处置。
		运营期	主落地原油、废防渗材料和废油桶，经收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。废润滑油进入原油处理系统资源回用。
		退役期	废弃管线维持现状不再开挖，管线内物质应清空干净，两端使用盲板封堵；建筑垃圾集中收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置；废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置。
	生态	施工期	管线施工过程中严格控制施工作业带开挖面积，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层。对占用公益林进行货币补偿，由当地主管部门进行复绿。
		运营期	管线上方设置标志，定时巡查管线。
		退役期	地面设施拆除、所有占地恢复原有土地使用功能水平

防渗	井口等重点污染地面按照重点防渗区要求进行防渗处理
环境风险	管线上方设置标识,定期对管线壁厚进行超声波检查,井场、站场设置可燃气体泄漏检测报警仪和硫化氢检测仪。

3.3.4.2 总体布局

在哈得逊油田新建 3 座标准化油井井场（其中 1 口新井，2 口老井转采油井），3 口老井转注气井，新增 7 口注水井（其中新井 2 口，老井转注水井 5 口），阀组间、计量站、配水间和联合站等站场改造，同步建设地面原油集输、注水、注气系统，配套建设水、电、信、控等工程。

（1）集输系统：新建井场采用“新采油井口→计量间→哈一联合站/哈四联合站”的布站方式。

（2）注水系统：已建哈四联合站采出水处理能力（Ⅱ级标准）满足地质注水需求，不需要扩建。采用“来水缓冲→压力除油→两级过滤→外输”的工艺流程。

已建哈四联合站注水能力满足地质注水需求，不需要扩建。采用“注水站→配水间→井场阀组→单井管线→井口”的方式，注水井均接入已建配水间。

（3）注气系统：采用“移动注气橇装设备→井口”注气方式。

工程总体布局图见

3.3.4.3 开发指标预测

根据设计资料，本项目完全实施后区块新增产油： $31.03 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产气： $0.1518 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，注水： $214 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气： $0.6014 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。建设后产能预测指标见表 3.3-6。

3.3.4.4 主体工程

3.3.4.4.1 油气集输工程

（1）井场工程

本项目新建 3 座采油井场，1 口新油井，2 口老井转采油井。新油井（HD4-16-1 井）建设加药不抗硫电泵井井场，2 口老井转采油井（HD4-19-1H 井和 HD4-89-1X 井）建设加药不抗硫抽油机井井场。

本工程新建井场设计压力统一选取 2.5MPa，井场布置和工艺安装形式参照油田公司标准化设计“0206-II-2 型加药不抗硫集输井场（DN802.5MPa）”。加药橇搬

迁利旧，本次不新建加药橇。井场不做电伴热设计，机采井（电泵井、抽油机井）没有标准化设计，机采井井场根据生产需要对标准化井场进行适当调整

①井场工艺流程

井口出液（10℃~70℃）通过油嘴套节流（2.4MPa 以下），加药后通过集输管线输送至联合站。油井套压、油压、油井回压、出油温度等参数均上传。布站方式为“采油井口→计量间→联合站”，采用井口不加热集输工艺。

②井场平面布置

井场不设置围栏，在原钻井平整范围内进行平面布置。井场由采油树、加药橇及工艺配管组成，内部防火间距及外部与其它设施防火间距均参照《石油天然气工程设计防火规范》GB50183 五级油气站场规定设计。加药装置设置在距采油树 20m 以外，方便后期加药装置维修及添加药剂操作。井场内设置出站切断阀，方便维修、维护工作，井口位于 RTU、配电柜的最小风频的上风侧，防止油气泄漏聚集在电控信设施附近。

抽油机井井场平面布置图见图 3.3-2（1），电泵井井场平面布置图见图 3.3-4（2）。

图 3.3-2（1） 抽油机井井场平面布置图

图 3.3-2（2） 电泵井井场平面布置图

（2）输油管线

本次新增 3 口采油井，产液进哈四联合站所属计量间。本项目拟新建输油管线 1.9km，DN80 柔性复合管。油井隶属阀组见表 3.3-6。

表 3.3-6 新建输油管线情况一览表

序号	井号	接入位置	管线长度 /km	管线规格	备注
6	HD4-16-1	哈四联合站内 2#计量间	0.3	DN80, 6.4MPa	搭接至 HD4-28H
7	HD4-19-1 H	8#计量间	0	/	利旧原管线
8	HD4-89-1 X	8#计量间	1.6	DN80, 6.4MPa	

采油井集输管线走向图见图 3.3-3。

图 3.3-3 采油井集输管线走向图

(3) 站场工程

本部分包括的站场工程为：扩建 4#计量间，2 座计量间自动化改造、改造 3 套计量间阀组，同时配套建设自控、通信、结构等公辅工程。

1) 扩建 4#计量间

对 4#计量间进行扩建，将 4#计量间由气液混输改为气液分输。在 4#计量间新建 1 座两相分离器撬（ $\Phi 2.0\text{m} \times 9.082\text{m}$ PN1.6MPa）和 1 套放空池火炬及自动点火装置（单套：1.6MPa 焚烧火炬头 1 个），同时配套建设自控、通信、结构等工程。

改造后 4#计量间主要工艺流程见图 3.3-4，站内其余流程保持不变。

图 3.3-4 改造后 4#计量间主要工艺流程

扩建 4#计量间平面布置图见图 3.3-5。

图 3.3-5 扩建 4#计量间平面布置图

2) 自动化改造 2 座计量间

目前 4#、8#计量间计量分离器采用两位三通浮子液位调节阀调节气相、液位，存在问题：液位计调节失灵，影响油井计量。

本次改造：对已建计量分离器进行自动化升级改造，分离器气出口增设 DN40 电动调节阀，共 2 套；液相出口增设 DN50 电动调节阀，共 2 套，配套工艺改造。

图 3.3-6 4#、8#计量间计量分离器改造工艺流程图

3) 改造 3 套计量间阀组

①8#计量间站内阀组改造

8#计量间站内已建阀组生产井均为自动远程切换选井，目前站内阀组预留空头为手动阀门，失利井 HD4-89-1X 目前未接入阀组，需要利用预留头。为与已建设施自动化水平保持一致，本次改造：生产手动阀门加电动执行机构，共 2 套。

图 3.3-7 8#计量间站内已建阀组改造工艺流程图

②哈一联合站内 2#计量间阀组改造

HD4-16-1 井管线搭接至 HD4-28H 井，目前 HD4-28H 井为手动选井阀组，为实现无人值守，需将手动选井方式改造为自动远程切换选井。

本次改造：DN80PN16 生产手动阀门加电动执行机构，共 2 套。

图 3.3-8 哈四联合站内 2#计量间已建阀组改造工艺流程图

③5#计量间阀组地面工艺流程改造

5#计量间分为站外阀组和站内阀组，其中站外阀组为已建 7 井式手动选井阀组，目前 7 井式站外阀组计量汇管接入站内阀组，占用原 HD1-37H 井接头，生产汇管接入站内阀组，占用原 HD1-39H 井接头。按照“HD 逊油田压舱石工程全生命周期开发规划方案地面工程”项目安排，2027—2029 年有 5 口新井进入 5#计量间。为保证压舱石后续新井能够接入站外和站内阀组，需要对站外和站内阀组改造。

改造内容：站外阀组生产汇管和计量汇管不再占用原单井空头，改为直接接入站内阀组生产汇管和计量汇管，空出站内阀组预留头。

图 3.3-9 5#计量间站内阀组改造示意图

3.3.4.4.2 注水工程

本项目注水工程主要为新增注水井、注水井管线、洗井水回收管线以及配水间改造，同时配套建设电气、自控、土建、防腐等内容。

（1）注水井部署

本项目规划注水井 7 口，其中 2 口新注水井，5 口老井转注水井。采用固定洗井方式，洗井水量为 30m³/h，洗井周期为 60~100 天，每次洗井持续时间为 1~3 天。

本次共安装 7 口注水井口工艺，井口仅设计工艺管线及阀门，流量、压力显示设置在配水间。单井注水流程为：干线来水→配水间分水器→注水单井配水阀组→单井注水管线→注水井口。本次新增的 7 口注水井，按哈得逊油田已建数字化模式进行数字化完善，将生产数据上传至哈四联合站生产管理中心，实现生产数据自动采集、生产过程监测等功能。

表 3.3-7 注水井及井间（站）关系表

序号	所属配水间	井号	井口压力 (MPa)	流量 (m ³ /d)	所属注水 系统	备注
1	1 号配水间	HD4-60H	0.1	100	高压	已建油井转注水井
2	2 号配水间	HD4-23H	0.1	100	高压	已建油井转注水井
3		HD4-64-2	19.79	150	高压	新井

4	3 号配水间	HD4-32-2H	0.1	100	中压	已建油井转注水
5		HD4-83H	0.1	100	中压	已建油井转注水井
6	4 号配水间	HD4-13-1H	3.01	100	中压	已建油井转注
7	6 号配水间	HD1-39-1H	19.91	83.4	高压	新井

注水井井场平面布置图见图 3.3-10。

图 3.3-10 注水井场平面布置图

(2) 注水规模和设计压力

高压注水系统单井注水管网设计压力 25.0MPa，中压注水系统单井注水管网设计压力 8.0MPa，洗井水回收系统设计压力 4.0MPa。单井注水量为 83.4-150m³/d。

(3) 注水水质

根据地质资料，本次哈得逊油田碎屑岩开发层位为东河砂岩油藏、薄砂层油藏，碎屑岩回注水水质应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中第 V 类水质标准要求，见表 3.3-8。

表 3.3-8 哈四联合站注水水质标准

序号	控制项目	指标
1	悬浮固体含量，mg/L	≤35
2	悬浮物颗粒中值，μm	≤5.5
3	含油量，mg/L	≤100

(4) 注水管线、洗井水回收管线

新建注水管线 14.5km，柔性复合管，其注水支线主要工程量见表 3.3-9。

表 3.3-9 注水管线主要工程量表

序号	所属配水间	井号	长度 (km)	管线规格	管网设计压力
1	1 号配水间	HD4-60H	1.5	柔性复合高压输送管 DN50 PN250	25.0MPa
2	2 号配水间	HD4-23H	0.7	柔性复合高压输送管 DN50 PN250	25.0MPa
3		HD4-64-2	1.0	柔性复合高压输送管 DN50 PN250	25.0MPa
4	3 号配水间	HD4-32-2H	2.25	柔性复合高压输送管 DN50 PN120	8.0MPa
5		HD4-83H	3.3	柔性复合高压输送管 DN50 PN120	8.0MPa
6	4 号配水间	HD4-13-1H	1.15	柔性复合高压输送管 DN50 PN120	8.0MPa
7	6 号配水间	HD1-39-1H	4.6	柔性复合高压输送管 DN65 PN250	25.0MPa

新建洗井水回收管线 8.73km，新建洗井水回收管线明细表 3.3-10。

表 3.3-10 新建洗井水回收管线明细表

序号	管线起终点	管线规格 (Φ)	长度 (km)	流量 (m³/h)	备注
1	HD4-60H 至 HD4-43 井	Φ88.9×6.45	0.74	30	终点处设截断阀 1 个
2	HD4-23H 至 HD4-56 井	Φ88.9×6.45	0.47	30	终点处设截断阀 1 个
3	HD4-64-2 至 HD10-6-1H 井	Φ88.9×6.45	0.34	30	终点处设截断阀 1 个
4	HD4-83 至 HD4-32-2H	Φ88.9×6.45	1.88	30	终点处设截断阀 1 个
5	HD4-32-2H 至哈四联合站	Φ88.9×6.45	1.35	30	终点处设截断阀 1 个
6	HD4-13-1H 至 HD4-35 井	Φ88.9×6.45	0.75	30	终点处设截断阀 1 个
7	HD1-39-1H 至 HD1-17-1 井	Φ88.9×6.45	3.2	30	终点处设截断阀 1 个
合计			8.73	/	/

注水管线和洗井水回收管线走向图见图 3.3-11。

图 3.3-11 注水管线和洗井水回收管线走向图

(5) 改造 3 座配水间

2#配水间更换已建的单井配水阀组上的高压流量自控仪 2 套, 压力变送器 2 套, 自控仪前阀门 2 个; 3 号配水间在已建的中压注水阀组区域内, 新建中压配水阀组 1 套; 4 号配水间在新建的注水阀组区域内, 新建中压配水阀组 1 套; 配套建设电气、自控、土建、防腐等内容。

本项目注水系统工程量一览表见表 3.3-11。

表 3.3-11 注水系统工程量一览表

序号	单项工程量	单位	数量	备注
一	2 号配水间			
1	截止阀 J46H DN50 32MPa ASTM A216GR WCB	个	2	原位置更换
二	4 号配水间新建阀组区 (新建中压阀组 1 套)			
1	闸阀 Z41H DN80 10MPa ASTM A216 WCB	个	1	
2	截止阀 J46H DN50 10MPa ASTM A216GR WCB	个	2	
3	截止阀 J11H DN15 10MPa ASTMA105	个	1	
4	压力表阀 DN15PN100	个	1	
三	3 号配水间已建阀组区 (新建中压阀组 2 套)			
1	截止阀 J46H DN50 10MPa ASTM A216GR WCB	个	2	
2	截止阀 J11H DN15 10MPa ASTMA105	个	2	

3	压力表阀 DN15PN80	个	2	
四	注水井口	座	7	
五	注水管网			
1	柔性复合高压输送管 DN65 PN250	m	4600	
2	柔性复合高压输送管 DN50 PN250	m	3200	
3	柔性复合高压输送管 DN50 PN120	m	6700	
4	钢开穿越, 套管Φ219.1×7.1 (Q235-B) L=12m	处	11	
5	钢顶穿越, 套管Φ219.1×7.1 (Q235-B) L=12m	处	4	
六	洗井回收水管网			
1	修复油管 Φ88.9×6.45	m	8730	
2	闸阀 KZ43Y-40 DN80 ASTM A105	个	7	
3	钢开穿越, 套管Φ219.1×7.1 (Q235-B) L=12m	处	3	
4	无缝钢管 Φ89×5 20G	m	28	

3.3.4.4.3 注气工程

本项目注气系统主要部署三口注气井（均为老井），新建注气管线 2.9km，改造哈一联合站供气计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统，配套电力、自控、设备、防腐、土建等工程。

（1）注气井部署

本项目拟部署 3 口注气井，其中 2 口注天然气，1 口注氮气，均为利旧老井。单井注气量 $7.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年注气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，注气天数为 330 天。注气井部署情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 注气井部署情况表

序号	井号	类型	目前井别	注气模式	单井注气 (万方/天)	注气压力 MPa	注气类别
1	HD4-H94	老井	注氮气井	复合注气	7.8	46.5	注氮气
2	HD4-95H	老井	油井	复合注气	7.8	47.5	注天然气
3	HD4-59H	老井	注水井	复合注气	7.8	46.4	注天然气

（2）工艺流程

2 口注天然气井采用高压管输、井口增压注入工艺。工艺流程：天然气气源取自哈一联合站外输净化天然气（7.0MPa）→经外输气分配阀组→已建及新建注气干线埋地→新建注气井单井管线 DN80 至注气井口→注气井口高压注气压缩机

(50MPa) 增压计量注入，增压设备由第三方辅助实施。注天然气气质为二类净化气。

本项目注氮系统采用井口移动 PSA 制氮注氮工艺。工艺流程：PSA 变压吸附制氮基于碳分子吸附剂对空气中的氧、氮组分选择性吸附而使空气分离得到氮气。变压吸附制氮与深冷制氮相比具有工艺简单，运行便捷，设备基建维修保养费用省，电耗相对较低等优点。注氮需氮气纯度 $\geq 99.2\%$ 。

运营期注气井场平面布置图见图 3.3-12。

图 3.3-12 注气井场平面布置图

(3) 注气管线

本次新建 HD4-H94 井至 HD4-95H 井单井注气管线 1 条 DN80，材质 20G 共 1.5km。自 HD4-H94 井新建阀组至 HD4-95H 井注气管线 T 接点新建管线至 HD4-59H 井 1 条 DN80，材质 20G 共 1.4km。其中管线穿越红线区采用定向钻总长 500m。

注氮系统采用第三方橇装设备单井井口注入。

表 3.3-13 注气管线明细表

序号	管线起止	管线规格	压力	长度(km)	备注
1	HD4-H94 至 HD4-95H	$\Phi 89 \times 6$ 20G	10MPa	1.5	新建
2	HD4-59H 至已建 T 接	$\Phi 89 \times 6$ 20G	10MPa	1.4	新建，定向钻穿越生态保护红线区 500m。

注气管线走向图见图 3.3-13。

图 3.3-13 注气管线走向图

(4) 站场工程

①新建阀组

本次在 HD4-H94 井场内新建 1 座阀组，新建阀组区平面布置图见图 3.3-14。

图 3.3-14 新建阀组区平面布置图

②改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统

哈一联合站供气计量分配阀组新增流量计 1 台、含氧分析仪 1 台，哈四联合站伴生气系统新建天然气氧含量分析仪 1 台。

表 3.3-14 注气系统工程量汇总表

序号	名称	单位	数量	备注
一	注天然气系统			
1	新建注天然气井场	口	2	第三方
1)	橇装往复式增压机	套	2	防爆变频
	单套: $Q=80000\text{Nm}^3/\text{d}$ $P_{\text{入}}=6.5\text{MPa}$ $P_{\text{出}}=50\text{MPa}$ 电机功率 350kW/10kV			
2	单井控制信号数据采集信号上传	口	2	
3	单井橇装设备配电、静电接地	口	2	
二	注氮气系统			第三方
1	新建注氮气井场	口	1	
1)	2000Nm ³ /h 移动制氮橇装设备	套	2	
	单套: 空压机 2 座、PSA 制氮装置 1 套、橇装往复式增压机 1 套、2000kVA 箱式变电站橇 1 座			压缩机 防爆变频
2)	井场注氮管线、管件及阀门	套	1	单井循环
2	单井控制信号数据采集信号上传	口	1	单井循环
3	单井橇装设备配电、管线静电接地	口	1	单井循环
四	供气系统			
1	无缝钢管 $\Phi 89\times 6$ 20G	m	2900	外防腐
2	$\Phi 89\times 6$ 20G 无缝钢管定向钻穿越生态保护红线区	m	500	孔径 200
3	公路钢顶Ⅲ型穿越 螺旋焊接钢管 $\Phi 426\times 7$ Q235-B	m	24	
4	哈一联合站计量分配阀组改造	项	1	
5	哈四联合站伴生气系统改造	项	1	

3.3.4.4.4 分压注水改造工程

哈得区块采用高（25MPa）、中（8MPa）、低（1.5MPa）三套注水管网注水。站外所辖配水间 8 座，在运注水井 59 口。本项目新增注水井 7 口，总井数 66 口。目前泵出口平均压力为 23MPa 远远大于井口注水压力，导致注水效率较低（38%）。为了提高注水效率，降低能耗，本次对注水系统进行改造。

分压注水改造主要工程内容为：在哈四联站内新建注水泵 6 台、喂水泵 3 台、注水泵棚 1 座，预装式变电站 1 座。扩建配水间 8 座：新建移动式注水橇 8 套，新建配水阀组 9 座。新建中压注水管线 10km，采用修复油管 $\Phi 88.9\times 6.45$ ，沿路地上敷设。

（1）哈四联合站高压系统改造

哈四联站内新建 16MPa 柱塞式注水泵 6 台，喂水泵 3 台，注水泵棚 1 座，预装式变电站 1 座。站内通过新建柱塞式注水泵降压至 16MPa，可直接为 6~15MPa 以下注水井供水，井数 35 口，日注水量 4210m³。

站内注水流程与已建流程保持一致，喂水泵从已建 300m³ 和 2000m³ 注水罐吸水，出水经注水泵增压后，接至 1、2 号注水泵房已建配水阀组。

（2）配水间改造

①配水间高压系统改造

15MPa 以上注水井 23 口，需要单独增压，涉及配水间 8 座。本次在 8 个配水间各新建移动式注水橇各 1 台，共 8 台，新建移动式注水橇四周建围墙；新建五井式配水阀组各 1 座，共 8 座。以 2 号配水间为例，单座注水间平面布置图如图所示。

图 3.3-15 2 号配水间平面布置图

②配水间中压系统改造

小于 6MPa 的中压井共 8 口，用站内已建中压注水泵供水，总注水量 590m³。新建中压注水管线 10km，采用修复油管 Φ88.9×6.45，沿路地上敷设。在 7 号配水间新建中压 5 井式配水阀组 1 座，流量控制装置等利旧。新建中压注水管线明细表见表 3.3-15。

表 3.3-15 新建中压注水管线明细表

新建管线	长度（km）	管线规格
HD4-H88 供水管线 T 接点至 4#配水间中压注水管线	0.5	Φ88.9×6.45
5#配水间至 7#配水间中压注水管线	9.5	Φ88.9×6.45

新建中压注水管线走向图见图 3.3-16。

图 3.3-16 新建中压注水管线走向图

（3）注水流程

注水流程示意图如下图所示：

图 3.3-17 注水流程示意图

（4）分压注水改造工程量

综上，本次分压注水改造的工程量见表 3.3-16。

表 3.3-17 注水系统改造主要工程量

序号	名称	单位	数量	备注
一	哈四联合站			
1	注水泵（柱塞泵） $Q=70\text{m}^3/\text{h}$ $P=16\text{MPa}$ $N=400\text{kW}$	台	6	新建，运 5 备 1
2	喂水泵（离心泵） $Q=180\text{m}^3/\text{h}$ $H=30\text{m}$ $N=30\text{kW}$	台	3	新建
3	注水泵棚 $30\text{m}\times 8\text{m}$	座	1	新建
4	预装式变电站	座	1	新建
5	注水泵房	座	2	配套改造
6	注水罐阀组间 $9\text{m}\times 11\text{m}$	座	1	配套改造
7	污水罐阀组间 $7.2\text{m}\times 5.4\text{m}$	座	1	配套改造
二	站外配水间			
1	移动式注水橇 $Q=26\text{m}^3/\text{h}$ $\Delta P=7\text{MPa}$ $N=90\text{kW}$	套	3	新建， $8\text{m}\times 3\text{m}$
2	移动式注水橇 $Q=13\text{m}^3/\text{h}$ $\Delta P=7\text{MPa}$ $N=55\text{kW}$	套	5	新建， $8\text{m}\times 3\text{m}$
3	五井式配水阀组 DN250 PN250	座	8	新建，高压
4	五井式配水阀组 DN250 PN100	座	1	新建，中压
5	围墙	m	273	新建
三	注水管网			
1	修复油管 $\Phi 89\times 6$ 20G	km	10	新建中压注水管线

3.3.4.5 配套工程

3.3.4.5.1 给排水工程

（1）给水

施工期施工人数约 60 人，施工周期 90 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 $40\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，施工期生活用水量总计约 216m^3 。工程用水主要为管线试压用水，管线试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约 95.08m^3 ，主要用于管线试压。

运营期井场、站场为无人值守场站，不新增生活给水。各井站只有少量设备外壁擦洗水需求，哈一联合站建有完善的取水及给水系统，给水富余量较大，供水水质符合《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）要求，可作为本工程的供水水源。本区块各井擦洗频率为 2 次/年，单座井场擦洗用水 $1\text{m}^3/\text{次}$ ，则本项目新建 3 座井场设备外壁擦洗用水量为 $6\text{m}^3/\text{年}$ 。用水量小，属间歇性用水，由清水罐车从哈一联合站给水站拉运供给。

（2）排水

施工期不设施工营地，现场施工期间施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至哈得公寓生活污水处理装置处理。施工期管线的试压废水，主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。设备外壁擦洗废水仅含有泥砂类等杂质，不收集，就地散排。装置检修时产生的少量生产污水，直接收集在检修污水罐车内，就近拉运至哈四联合站污水处理系统处理达标后统一回注地层，不外排。

生产废水主要为采出水和井下作业废水。采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，采出水和井下作业废水均处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。

3.3.4.5.2 供配电工程

本项目新增用电负荷主要由工艺、自控、通信、照明等组成，新建油井配电设施、移动注天然气装置、移动注氮装置、分压注水改造配电等均为三级负荷，所有配电设施均采用单电源单变压器供电，就近接入 10kV 架空线路，电源依托油田现有的变电所（110kV 哈一联合站变电所、110kV 哈四联合站变电所），根据计算两座变电所均能够满足新增负荷的用电要求。供配电部分工程量一览表见表 3.3-18。

表 3.3-18 供配电工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	潜油电泵井电气设计 0206-II-2 型加药不抗硫集输井场（DN802.5MPa），不设加药橇	座	1	
2	抽油机井电气设计 0206-II-2 型加药不抗硫集输井场（DN802.5MPa），不设加药橇	座	2	
3	移动注天然气系统配电	项	2	
4	移动注氮气系统配电	项	2	
5	10kV 架空线路	km	2.78	
6	哈四联合站分压注水移动式预装式变电站系统配电	项	1	
7	配水间配电	项	8	1#~7#、9#配水间
8	变电站二次设备改造部分	项	1	

变电站系统改造部分主要工程内容如下：

①二次设备改造

更换 110kV 哈一联合站、哈四联合站变电所 10kV、35kV 和 110kV 微机保护测

控装置 45 台；

更换哈一联合站、哈四联合站变电所 110kV 变电站后台共 2 套；

更换 35kV 跃满变电站远动柜及远动装置 1 套。

②安全自动装置改造

哈一联合站 1 号、2 号 10kV 开闭所共新增 10kV 备用电源自动投入装置 2 套。

③故障录波、小电流选线装置改造

110kV 哈四联合站变电所现有小电流接地选线装置重新接线和调试；

110kV 哈一联合站、35kV 满深变电所更换小电流接地选线装置，原有线缆利旧重新接线和调试。

④交直流系统改造

110kV 哈一联合站变电所更换 2 套蓄电池监控模块（含 12V 150Ah 的阀控式铅酸蓄电池 36 块）；

哈一联合站 2 号 10kV 开闭所更换 1 套蓄电池监控模块（含 12V 100Ah 的阀控式铅酸蓄电池 18 块）；

110kV 富满变电站更换 2 套蓄电池监控模块（含 12V 150Ah 的阀控式铅酸蓄电池 36 块）。

⑤高压设备改造

110kV 哈一联合站变电所拆除 2 套 10kV 电容器组 1800kVar，更换 2 套 10kV 电容器组 4800kVar，更换 2 套 10kV 电容器组 3000kVar；

110kV 哈四联合站变电所拆除 1 套 10kV 电容器组 2400kVar、拆除 1 套 10kV 电容器组 1800kVar。

3.3.4.5.3 自控工程

塔里木油田分公司已经建设了覆盖塔里木油田地面生产各环节的物联网系统，各采油气管理区采用油气生产物联网无人值守系统为核心的生产管理模式，哈得采油气管理区站外单井、场站均设有 RTU/DCS 系统，生产数据采用无线+光缆通信方式上传至调控中心，已实现井/站一体化集中管控，生产数据自动采集率 100%、中小型站场无人值守 100%、联合站有人值守无人操作。本项目自控水平与哈得采油气管理区已建井场和站场保持一致。

- (1) 3 口油井 RTU 控制系统（标准化统一开列）调整改造数据上传监控编程。
- (2) 注天然气井 2 口，注氮井 1 口，2 套天然气往复增压机橇及 2 套制氮注氮橇 PLC 控制系统监控数据通过单井 RTU 系统上传远程监控。
- (3) 4#计量间扩建 1 台两相分离器，数据上传远传监控。4#计量间与 8#计量间气相管线和液相管线新增电动调节阀，数据上传远传监控。8#计量间、哈四联合站内 2#计量间手动阀改造为电动阀，数据上传远传监控。
- (4) 哈一联合站新建天然气氧含量分析仪 1 台，阀组区注气阀组设置流量计与压力变送器，数据上传远传监控。
- (5) 哈四联合站新建天然气氧含量分析仪 1 台，数据上传远传监控。哈四联合站新建 6 套注水泵，注水泵检测、报警信号接入哈四联合站内已建 DCS 系统。
- (6) 站外 8 座配水间新建 8 座注水橇，注水橇 PLC 控制系统监控数据经配水间 RTU 系统上传至生产运维中心 DCS 系统进行远程监视和控制；每座配水间新建 5 井式配水阀组 1 座，为 23 座注水井口配水，配水阀组汇管新建压力检测，流量测控用高压流量自控仪利旧已建设备，23 座进口新建洗井流量检测。

建成后井场、往复增压机橇、场站等采用三级控制管理模式，各井场、往复增压机橇、配水间、注水站等达到“无人值守，远程控制，定期巡检”的控制管理水平。

3.3.4.5.4 通信工程

本工程新建光缆主要用于井场、站外阀组以及与已建上联阀组及站场之间的传输网络组网。新建光缆与管线同沟直埋敷设时选用 GYTA53 型光缆；与电力线路同杆架空敷设时选用全介质非金属自承式的 ADSS 光缆；在光伏场区及变电站内直埋敷设时选用非金属结构、阻燃阻水性能强的 GYFTZY53 型光缆。

(1) 工业电视监控系统

本工程为油气集输系统的 3 座井场以及注水系统的 8 座注水泵橇、哈四联合站新建注水泵棚设计工业电视监控系统。系统采用数字 IP 型网络架构、“IP 摄像机+集中磁盘存储+远程管理平台”的管理方式，主要由高清网络摄像机、视频管理终端等设备组成，视频图像通过光缆+工业以太网交换机组网进行数据传输。井场及阀室前端视频图像在所属油气运维中心进行存储、显示及监控；光伏场区前端视频

图像在本地存储，视频数据上传新能源轮南电调中心显示及管理。

（2）数据传输系统

①井场、站外阀组数据传输

井场、站外阀组数据传输包括生产数据和视频数据，采用光缆+工业以太网交换机组网的方式先上传至上联阀组间，再通过油田生产网、视频网将数据上传至所属油气运维中心进行统一存储及管理，数据信号传输采用 TCP/IP 协议。本工程在井场、站外阀组新建工业以太网交换机各 2 台，1 台用于生产数据传输，1 台用于视频数据传输，实现生产、视频数据传输的物理隔离。

②注水系统配套数据传输

注水系统视频数据采用网线+工业以太网交换机组网的方式先上传至上联就近配水间，网线采用直埋敷设的方式，再通过油田视频网将数据上传至所属油气运维中心进行统一存储及管理，数据信号传输采用 TCP/IP 协议。本工程新建工业以太网交换机应符合 IPV6 协议，并与现网系统兼容，同时可纳入现网统一管理。

③注气系统配套数据传输

注气系统改造 3 口单井，其中：HD4-59H、HD4-95H 井场采用无线 4G 方式上传数据，用户反映无线传输信号极不稳定，需对以上单井进行有线改造。本工程在以上 2 座井场分别新建 2 台工业以太网交换机，1 台用于生产数据传输，1 台用于视频数据传输，实现生产、视频数据传输的物理隔离，并配套新建通信光缆实现数据的有线传输。HD4-H94 单井已建有数据传输，满足本次工程需求。

3.3.4.5.5 消防工程

各井场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备，以便及时扑灭初期零星火灾。同时可将哈四联合站附近的哈得消防站作为外部依托，该站为二级消防站，距离哈一联合站约 7km，行车距离本工程最远场站约 13km。

3.3.4.5.6 防腐保温

本工程站场管道、设备根据其运行温度及是否保温采用性能优良的外防腐层、保温层：保温管道、设备外防腐采用“耐高温环氧酚醛/无溶剂环氧底漆+环氧云铁中间漆”，埋地保温管道外防腐采用“熔结环氧粉末”，地上不保温管道、设备外防腐采用“环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+交联氟碳面漆”，埋地不保温管道外防

腐采用“无溶剂环氧涂料+聚乙烯胶粘带”。设备内壁采用“无溶剂环氧涂料+镁合金牺牲阳极”的联合保护方案。站外埋地管道中，非金属管道的钢转换接头处需进行防腐，采用“弹性聚氨酯防腐漆+玻璃布”防腐；注水系统的修复油管采用 3LPE 外防腐措施；注气系统的修复油管采用“3LPE 外防腐层+阴极保护”的联合保护方案。

站场管道、设备防腐结构见表 3.3-19。

表 3.3-19 站场管道、设备防腐结构

序号	防腐部位	表面处理	防腐涂层结构
管道			
1	电伴热保温钢质管道外壁	喷砂除锈 Sa2.5 级	耐高温环氧酚醛底漆（130~150 μm ）+耐高温环氧酚醛面漆（120~150 μm ），总厚度 250~300 μm 。
2	其他保温钢质管道外壁		1 道无溶剂环氧底漆（100 μm ）+1 道环氧云铁中间漆（100 μm ），防腐层总干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ 。
3	地上不保温管道外壁		1 道环氧富锌底漆（60 μm ）+1 道环氧云铁中间漆（100 μm ）+2 道交联氟碳面漆（80 μm ），总干膜厚度 $\geq 240\mu\text{m}$ 。
4	埋地不保温管道外壁		无溶剂环氧涂料普通级+聚乙烯胶粘带，4 道无溶剂环氧涂料，防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ，外缠聚乙烯胶粘带（厚度 1.0mm），搭接宽度为带宽的 50%~55%，防腐层总厚度 $\geq 2.4\text{mm}$ 。
5	非金属管道钢转换接头处防腐		弹性聚氨酯防腐漆底漆一面漆一面漆、玻璃布、面漆一面漆、玻璃布、面漆一面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.6\text{mm}$
6	穿路套管内外壁		无溶剂环氧涂料，普通级，4 道，防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。
两相分离器			
1	两相分离器保温外壁	喷砂除锈 Sa2.5 级	1 道无溶剂环氧底漆（100 μm ）+1 道环氧云铁中间漆（100 μm ），防腐层总干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ 。
2	两相分离器外部非保温金属附件表面		1 道环氧富锌底漆（60 μm ）+1 道环氧云铁中间漆（100 μm ）+2 道交联氟碳面漆/丙烯酸聚氨酯面漆（80 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 240\mu\text{m}$ 。
3	两相分离器内壁及内件		无溶剂环氧涂料，4 道，涂层总干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。

站外线路管道防腐结构：

①直管全部采用三层结构（3PE）挤压聚乙烯加强级防腐层，冷弯管采用 3PE 防腐层的成品直管防腐管经冷弯机弯制而成。

②热煨弯管外防腐宜采用“无溶剂环氧涂料+聚乙烯胶粘带”复合防腐层结构。

无溶剂环氧涂料，4 道，防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。环氧涂层固化后外缠聚乙烯胶粘带，搭接宽度为 50%~55%，胶粘带层厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ 。整体防腐层在工厂内完成预制。

混凝土基础防腐：基础及垫层均刷环氧沥青涂层，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

3.3.4.5.7 道路工程

本项目管线沿线道路依托主要为哈得逊油田已建道路，道路宽度在 4.5~6m 不等，由于区域内地形起伏不大，相对平坦，大型运输车辆通行较容易，总体交通依托较好。

本次对新建油井的道路两侧草方格进行维修，维修总长度共 1.65km；为新建 4#计量间设计竖向及站外人行道。其中竖向面积共计 201m²，人行道 142m，人行道南侧设置 20m 宽草方格。

图 3.3-18 维修钻前道路两侧固沙草方格示意图

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 哈四联合站

本项目采出水依托哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水依托哈四联合站隔油池处理。

（1）哈四联合站基本情况

哈四联合站位于哈得逊油田中部（集油气分离、原油处理、伴生气处理、含油污水处理等），占地约 8.2hm²，是哈得逊油田第 1 座联合站，隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，于 2000 年 7 月 28 日投产，经过 2000 年、2002 年、2005 年前后三次产能建设以及 2007 年伴生气回收处理系统的建设，哈四联合站已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水，供热的大型联合站。哈四联合站 2005 年改造工程包含在哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程中，原新疆维吾尔自治区环境保护局 2005 年 4 月 26 日以（新环自函〔2005〕161 号）予以批复，于 2007 年 10 月 16 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收（新环监验〔2007〕31 号）。

哈四联合站设计规模：原油处理能力 $100 \times 10^4\text{t/a}$ ，伴生气处理能力 $10 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理能力 $6300\text{m}^3/\text{d}$ ，注水能力 $7500\text{m}^3/\text{d}$ 。

目前哈四联合站管路进站总液量 $6300\text{m}^3/\text{d}$ （含卸车液量），进站温度 30℃，进

站压力 0.5MPa，其中处理原油 1250m³/d，一段原油脱水装置负荷率约为 35%、二段原油脱水及外输装置负荷率约为 37%；哈四联合站内来气量 22000m³/d，负荷率约为 22%；采出水处理量 6300m³/d，达到装置满负荷 100%；注水量 5850m³/d，负荷率约为 78%。

哈四联合站按功能分成十大系统，主要包括：原油处理系统、清污水处理系统、注水系统、伴生气处理装置、消防系统、仪表风系统、淡化水处理系统、锅炉供热系统、装卸油系统和 DCS 控制系统。哈四联合站厂区平面布置图见图 3.3-19。

图 3.3-19 哈四联合站厂区平面布置图

(2) 工艺流程

①原油处理系统

哈四联合站原油处理规模为 100 万吨/年，主要负责整个哈得采油气管理区碎屑岩原油处理。

原油处理采用 2 段脱水工艺，油区各计量间来液、哈一联合站来液（碎屑岩黑油转输）、单井来液进入站内三相分离器进行三相分离，分离出的油进入原油脱水器进行脱水处理，脱水后的原油进入原油外输缓冲罐后增压外输，三相分离器、原油脱水器、原油外输缓冲罐出气进入对应的 3 座天然气除油器，除油后的天然气自压进入哈一联合站气处理系统低压压缩机组；分离出的水进入污水处理系统后进入注水系统利用。

经过哈得采油气管理区内部技改和优化调整，进站原油脱水直接应用进站介质自带地层温度能量（47-57℃），停加破乳剂，停用 3 台加热炉；停运 4 台原油脱水器及 1 台对应的天然气除油器。

工艺流程见图 3.3-20。

图 3.3-20 哈四联合站原油处理工艺流程简图

②污水处理系统

哈四联合站污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入 2500m³ 来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入 1000m³ 净化水罐或 2000m³ 和 300m³ 污水注水罐。目前设计污

水规模为 6300m³/d。工艺流程见图 3.3-20。

图 3.3-20 哈四联合站污水处理流程示意图

③天然气处理系统

采用两级升压，乙二醇脱水，丙烷制冷脱烃工艺。2018 年哈一联合站碳酸盐岩天然气处理系统建成后，哈四联合站湿气通过已建的天然气联络线，增压输至哈一联合站碳酸盐岩天然气处理系统统一处理。

流程简介：由哈一联合站、哈四联合站来的伴生气首先经压缩机进口分离器分离出游离水，然后进入伴生气压缩机一级压缩至 0.6MPa、128℃，经级间空冷器冷却至 50℃，再进入级间分离器分离，伴生气进入压缩机二级压缩至 2.0MPa、129℃，经后冷器冷却至 50℃，然后再伴生气压缩机出口分离器进行气液分离，在分离出的气相中注入乙二醇溶液后，进贫富气换热器冷却至 5℃，再进丙烷制冷撬冷却至 -26℃后进入低温分离器分离，分离出的液体进贫富气换热器换热到 28℃后进轻烃闪蒸塔分离；分离出的气体经贫富气换热器换热到 33.5℃经三级压缩机增压至 5.9MPa、138℃，经空冷器冷却到 50℃后外输。轻烃闪蒸塔分离出的轻烃经轻烃外输泵增压到 5.9MPa 外输到哈四联合站外输原油泵出口；分离出的气体回二级压缩机进口。

工艺流程见图 3.3-21。

图 3.3-21 哈四联合站天然气处理工艺流程简图

（3）哈得逊区块注水系统

哈四联合站砂岩注水系统始建于 2004 年，来自 2000m³ 注水罐和 300m³ 注水罐的滤后水，通过 12 台注水泵实现高、中、低分压注水（其中 24MPa 高压离心式注水泵 6 台，8MPa 中压柱塞式注水泵 2 台，2MPa 以下低压离心式注水泵 4 台），将处理合格的污水分配给各个配水间和注水井，配水间再分至各较远的单井。

图 3.3-22 哈四联合站注水站工艺流程简图

（4）哈四联隔油池

哈四联合站建有隔油池 1 座，容积为 600m³。隔油池采用密闭加盖措施，液面监测 VOCs 结果能达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中排放限值要求。隔油池现状见图 3.3-23。

含油废水处理流程为：含油废水经隔油池沉降处理后进入晒水池，通过蒸发处理含油废水，产生的含油污泥由有资质的单位进行处理。哈四联晒水池防渗结构为双层环保防渗膜+粘土层防渗，2024 年 6 月，哈得采油气管理区委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司将哈一联晒水池和哈四联晒水池含油底泥进行清挖治理，并将晒水池中的含油污泥进行无害化达标处置，消除了区域环境风险。2025 年 1 月 22 日，《哈得采油气管理区哈四联晒水池治理情况环境调查（验收）报告》通过专家评审，并取得专家意见，哈四联晒水池经治理后土壤监测结果满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求。

图 3.3-23 哈四联隔油池

（5）依托可行性分析

①采出水处理依托可行性分析

根据设计提供资料，按本项目最大产能预测数据，对哈四联合站依托可行性进行分析：

表 3.3-20 哈四联合站依托可行性分析表

序号	集输站场	参数	单位	设计规模	最大产能	最大值年份	负荷率%	校核结论
1	哈四联合站	碎屑岩来液量	m ³ /d	22848	10961.7	2040 年	47.98	满足
2		碎屑岩原油	t/d	3000	1126.29	2027 年	37.54	满足
3		采出水	m ³ /d	6300 (II 级标准)	6049.83	2028 年	96.03	满足
4				20000 (V 级标准)	4552.44	2040 年	22.8	满足
5		注水	m ³ /d	7500	6049.83	2028 年	80.66	满足
6		天然气处理	× 10 ⁴ Nm ³ /d	10	5.04	2027 年	50.4	满足

由上表可知，本项目采出水依托哈四联合站污水处理系统处理可行。

①井下作业废水处理依托可行性分析

哈四联合站隔油池容积为 600 m³，本项目井下作业废水产生量约 114 m³/a，日均产生量约 0.35 m³/d，隔油池余量充足。含油废水经隔油池沉降处理后进入晒水池自然蒸发，处理工艺成熟，依托现有隔油池处理在工艺上完全匹配，不会对隔油池

正常运行造成冲击负荷。

哈四联隔油池采用密闭加盖措施，废气可达标排放；废水处理进入晒水池自然蒸发，不向外环境排放；晒水池已完成环境治理验收，土壤监测结果满足相关标准要求，环境风险已消除，依托可行。

综上，本项目井下作业废水产生量小，哈四联隔油池在处理能力和达标排放两方面均能满足依托需求，依托可行。

3.3.4.6.2 哈得公寓生活污水处理装置

哈得作业区公寓位于哈四联合站东侧，其生活污水处理设施位于哈得作业区公寓西侧，主要处理哈得作业区公寓的生活污水，设计污水处理规模 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，实际污水处理量为 $65\text{m}^3/\text{d}$ ，同时哈四联合站建设有 1 座 20000m^3 的生活污水池，处理后的生活污水夏季用于站外绿化灌溉，冬季经输水泵送至哈得作业区公寓西侧的生活污水晒水池中（ 30000m^3 ）。

哈得作业区公寓生活污水处理后达到满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）表 1 二级标准，同时满足《农田灌溉水质标准》（GB 5084-2021）表 1 旱作标准要求后用于哈得作业区绿化。

本项目施工期生活污水最大产生量为 288m^3 ，可暂存至生活污水池内，定期运至哈得公寓生活污水处理装置进行处理，依托可行。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

施工期主要包括井场、站场设备安装及管线连接，管线敷设等内容，工艺流程及排污节点分述如下：

（1）井场、站场建设

本项目井场、站场工程主要包括拟建 3 座井场、扩建 4#计量间，4#计量间和 8#计量间自动化改造，改造 3 套计量间阀组（8#计量间站内阀组、哈四联站内 2#计量间阀组和 5#计量间站外阀组）；扩建 8 座已建配水间（1#~7#、9#配水间），同时改造 3 座配水间（2#、3#、4#配水间）；改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统。其中计量间、计量间阀组和配水间改造以及哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统改造均在站内进行，不新增征地。施工期主要为井场、站场场地清理，设备安装以及井场、站场内管线连接。设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备拉运至井场或进行安装调试，同时进行站内建筑物建设。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场、站场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

（2）管线建设

本项目新建输油管线 1.9km，新建注水管线 14.5km，新建洗井水回收管线 8.73km，新建注天然气管线 2.9km，新建中压注水管线 10km。管线施工工艺流程详见图 3.4-1。

图 3.4-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

管线施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管线施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线、电缆之间保证一定净距，以保证生产和施工安全。

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管线两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②施工前土地清理

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和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带（穿越公益林和生态保护红线区域 6m）并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管线施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管线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 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，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、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管线与沟底表面贴实且放置在管沟中心。

④管线组装

本项目单井输油管线管材选用 DN80 柔性复合管，注水管线选用柔性复合高压

输送管，洗井水回收管道和中压注水管线选用修复油管，注气管线以及井场、站内管线采用 20G 无缝钢管。

⑤管线下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管线进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管线施工示意图见图 3.4-2。

图 3.4-2 管线施工示意图

⑥吹扫与试压

管线在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管线内流速应大于 20m/s。

管线试压介质采用中性洁净水。有高差的管线，应考虑静水压的影响，管线试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管线环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管线设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑦穿越工程

A. 穿越生态保护红线

本项目 HD4-59H 井位于塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，配套新建管线需采用定向钻方式穿越生态保护红线区 500m。定向钻穿越的管线孔在生态保护红线地面以下，具有不破坏地面、不扰动地面等特点，是一种较先进的管线穿越施工方法。拟建工程定向钻入土点、出土点均设在生态保护红线外，不会对生态保护红线地貌等产生影响。穿越工程入土点一端设置钻机安装场地、泥浆池、蓄水池；穿越出土点一端设置组焊拖管场地等。定向钻穿越场地布置情况见图 3.4-3 所示。

图 3.4-3 定向钻穿越场地布置图

定向钻技术是按预先设定的地下铺管轨迹靠钻头挤压形成一个小口径先导孔，随后在先导孔出口端的钻杆头部安装扩孔器回拉扩孔，当扩孔至尺寸要求后，在扩

孔器的后端连接旋转接头、拉管头和管道，回拉铺设地下管道。定向钻施工过程如下：

a.施工准备，首先工作人员熟悉图纸及穿越地质资料，分析讨论后制定施工技术措施。

b.测量放线，确定穿越出入土端钻机的中心线、入土点和出土点的边界线等。

c.根据现场情况，平整钻机安装场地和组焊拖管场地。

d.钻机组装，根据放线情况和入土点位置，确定发射坑位置，钻机就位，组装并进行试运转。

e.钻导向孔，调试完毕后，组装地下仪表单位，连接钻头、泥浆马达与蒙乃尔管，试喷泥浆，检查钻头水嘴，按照设计曲线采用钻机推进，由泥浆马达带动钻头旋转的工艺钻导向孔，其中泥浆由膨润土加水在泥浆罐内配置而成，其在定向钻钻进过程中起到润滑、冷却、清扫钻头岩屑、携带岩屑、稳定孔壁的作用。

f.预扩孔作业，钻头出土后，卸下钻头与蒙乃尔管，根据地质情况进行预扩孔。

g.回拖管道，穿越管段经焊接等预制完成，经试压及通球吹扫合格后，在管段端部焊上拖拉头，管道下沟，连接中心定位器，切割刀、扩孔器、旋转接头、U 型环、拖拉头和管道。准备完成后开始回拖。

h.管道试压，连接完成后对管道进行吹扫，保持管道内清洁，并进行试压，采用清水试压。

i.设备离场，回拖完毕后，将钻机设备搬迁撤离。

j.恢复地貌，定向钻穿越施工完毕后，及时进行场地清理和地貌恢复。

在定向钻施工过程中，产生的泥浆（主要由膨润土和水配制而成，具有良好的成孔、护壁性能以及高效的携砂和润滑性能）大部分通过泥浆循环系统回收再利用。对不能回收利用的少量泥浆经泥浆池沉淀干化，由施工单位清运出施工场地，用于填坑、铺通井场路。定向钻施工工艺示意图见图 3.4-4 至图 3.4-5。

图 3.4-4 钻导向孔示意图

图 3.4-5 预扩孔示意图

图 3.4-6 管道回拖示意图

B.已建管道和已建光纤、电缆穿越

管道与原有埋地管道、光（电）缆交叉时，应从管道、光（电）道下方通过。新管道与其他管道交叉处必须保证 0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔（如汽车废外胎衬垫）。管道和光（电）缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5 米。

穿越施工前应探明其准确位置和埋深，靠近已建管道和已建光纤、电缆段的管沟采用人工开挖。

图 3.4-7 管线与已建管线穿越示意图

C.公路穿越

管道穿越I、II级公路，油田路等应加保护套管。单井管线采用单管穿越，即设单管保护套管。保护套管内径一般应比输送管外径大 100mm，套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m。

管道穿越公路处交角最好为 90°，一般不小于 60°，减少穿越长度。

D.管线穿越干沟时，局部埋深为距沟底 1.5m，采用大开挖方式敷设，施工完成后，需压实覆土。

⑧管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管项上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 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。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；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；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至哈得公寓生活污水处理装置处理。固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾、管道焊接及管道吹扫产生的废渣由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程运营期工艺流程主要包括原油开采、集输、井下作业、注水和注气等。

(1) 油气开采

哈得逊油田采用二套井网开发，东河砂岩以水平井开采为主，薄砂层以双台阶水平井采油、双台阶水平井注水开采为主。油井大多采用电潜泵采油方式。

(2) 油气集输

哈得逊区块油气集输采用一级布站和二级布站结合的方式，本项目采油井采用井口不加热密闭集输工艺，油气集输采用“采油井口→计量间→联合站”的布站方式。原油从井口输到计量阀组间，计量阀组间汇集后进入哈四联合站处理。

(3) 井下作业

本项目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。修井时一般需要将井管全部拔出，以便更换损坏的井管和机具；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、站场无组织废气（G1），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（W1）和井下作业废水（W2），其中采出水输送至哈四联合站进行处理，井下作业废水拉运至哈四联合站隔油池处理，采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排；噪声污染源主要为井下作业设备（N2）运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油（S1）、废防渗材料（S2）、设备保养和维修产生的废润滑油和废油桶（S3），落地油、废防渗材料、

废油桶经收集后委托有危废处置资质的单位接收处置，废润滑油进入原油处理系统资源回用

图 3.4-8 采油井集输工艺流程及排污节点图

（4）注水工艺

本项目规划注水井 7 口，其中新井 2 口，老井转注水井 5 口，注水井均接入已建配水间。注水水源来自哈四联合站处理的达标水，水质可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中Ⅱ级。

本项目注水井仅注水，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油、落地油等，无废气、废水等产生及排放。

（5）注气工艺

本项目拟部署 3 口注气井，其中 2 口注天然气，1 口注氮气，均为利旧老井。注天然气气质为二类净化气，采用高压管输、井口增压注入工艺，增压设备由第三方辅助实施（租赁第三方移动箱式井口注气设施）。注氮系统采用 PSA 井口移动 PSA 制氮注氮工艺，PSA 变压吸附制氮基于碳分子吸附剂对空气中的氧、氮组分选择性吸附而使空气分离得到氮气。

本项目注气井运营期不采油，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油、落地油，无废气、废水等产生及排放。

3.4.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。退役期主要包括封井、地面设备设施拆除、场地清理和修复等。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然

现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

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；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位清运处置，管道中残余的液体先使用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入站场后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。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。

退役期废气污染源为施工扬尘 G1；井筒清洗废水 W1；噪声污染源为车辆噪声 N；固废污染源为废弃管线 S1、废弃建筑垃圾 S2、废防渗材料 S3。

图 3.4-9 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
废水	W1	井筒清洗	清洗废水	间歇	收集后送哈四联合站处理
噪声	N	车辆噪声	Leq	间歇	合理安排作业时间，控制车辆速度
固废	S1	废弃管线	地埋废弃管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	委托有资质的第三方环保公司合规处置
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	委托有危废处置资质的单位接收处置

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、站场扩建和管线敷设等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基

本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。本项目新增 1 口新油井和 2 口新注水井的征地在钻井阶段已完成，因此本次不新增井场占地，哈四联合站、哈一联合站、计量间和计量间阀组改造均在现有站场内实施，也不新增占地。项目新增临时占地主要为各类管线施工便道和电力线路的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为火炬、道路和配水间的新增占地。

根据估算，本项目总占地约 23.622hm²，其中永久占地 0.301hm²、临时占地 23.321hm²。扩建 3#配水间和 4#计量间均在站场围栏内部改造，此次不新增占地。新建工程新增占地类型主要为沙地、其他草地和采矿用地等，详见表 3.4-2。

表 3.4-2 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			占地类型	备注
		永久	临时	总占地		
1	输油管线		1.52	1.52	灌木林地	新建输油管线 1.9km，施工作业带宽度按 8m 计。
2	4#计量间扩建	0.021		0.021	灌木林地	新建简易火炬的放喷池、防火墙等占地
3	注水管线		11.472	11.472	灌木林地、沙地	新建注水管线 14.5km，其中 0.16km 为道路两侧敷设，无需重复征地，征地长度 14.34km，宽 8m。
4	洗井水回收管线		6.696	6.696	灌木林地、沙地	新建洗井水回收管线长 8.73km，其中 0.36km 为道路两侧敷设，无需重复征地，征地长度 8.37km，宽 8m。
5	注气管线	0.001	1.912	1.913	其他林地、灌木林地、沙地	永久征地为 HD4-59H 井上联 8#计量间木杆占地；新建注气管线 2.9km，需征地长度 2.39km，征地宽度 8m。
6	电力线	0.02	1.671	1.691	沙地	永久征地为 10kV 架空电力线路电线杆等征地；新建 1010kV 架空电力线长 2.785km，征地宽度 6m。
7	道路	0.009		0.009	灌木林地	4#计量间至站外新建火炬至人行道路，路宽 1m。
8	分压注水改造	0.25	0.050	0.3	灌木林地、沙地	永久征地为扩建站外 8 座配水间征地；站外配水间埋地管道需征地长度 0.063km，征地宽度 8m。
合计		0.301	23.321	23.622	/	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

3.4.2.2.1 废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程中、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②车辆尾气和焊接烟气

在油气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，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.2.2 废水污染源

施工期产生的废水主要为管线试压废水和生活污水。

①试压废水

管线工程分段试压以测试管线的强度和严密性，本项目管线采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管线试压废水中主要污染物为 SS。管线试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本项目各类管线共计 38.03km，试压废水约为 95.08m³，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

②生活污水

本项目施工人数约 60 人，施工周期 5 个月（150 天），根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，生活用水量总计约 360m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期生活污水共产生量为 288m³。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至哈得公寓生活污水处理装置处理，采用（AO+MBR）生物接触氧化+膜反应工艺，生活污水达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 中 C 级标准后泵送至哈得作业区现有蓄水池，冬储夏灌。

3.4.2.2.3 固体废物污染源

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾和废铅酸蓄电池。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线约 38.03km，施工废料产生量约为 7.606t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

②土石方

本项目挖方量为 4125m³，填方为 4125m³，无废弃土方和借方。挖土方主要为管沟开挖、电缆沟以及井场、站场等区域平整产生土方，填方用于为管沟、电缆沟、井场和站场等回填，借方来源于外购，不再单独设置取、弃土场。

③生活垃圾

拟建工程施工人数约 60 人，施工周期共计 150 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 4.5t，生活垃圾集中收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

④废铅酸蓄电池

根据工程资料，本项目需更换 12V 150Ah 的阀控式铅酸蓄电池 72 块，12V 100Ah 的阀控式铅酸蓄电池 18 块。采用行业通用重量估算，单块 12V 150Ah 的蓄电池约 40kg，单块 12V 100Ah 的蓄电池约 30kg，则本项目施工期约产生 3.42t 的废铅酸蓄电池。

废铅酸蓄电池属于 HW31 含铅废物，废物代码为：900-052-31，应集中收集后交由有危险废物处置资质的单位接收处置。

3.4.2.2.4 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、站场、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪

值见表 3.4-3。

表 3.4-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位: dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)	序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

(1) 采出水

根据开发方案预测, 本项目新增采出水最大量为 9312.93m³/d (338.06 万 t/a), 主要污染物为悬浮物、石油类。采出水输送至哈四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) 表 1 第 V 类水质标准后回注地层, 不外排。

(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》(环保部公告 2021 年第 16 号) 中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数, 计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-4 石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0

拟建工程油藏储层为非低渗透储层, 根据上表计算井下作业废水产生量为 76.0t/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算, 则每年产生井下作业废水 38t。拟建工程新建采油井场 3 座, 则每年产生井下作业废水 114t。井下作业废水采用罐装收集后拉运至哈四联合站隔油池, 处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 表 1 第 V 类水质标准后回注地层, 不外排。

(3) 生活污水

运营期不新增劳动定员, 工作人员由塔里木油田内部调剂, 井场无人值守, 故运营期不新增生活污水。

3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期废气主要为井场、站场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中低含硫化氢，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃、硫化氢。

（1）油气集输过程中非甲烷总烃（NMHC）

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

本项目运营过程中井场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门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的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本项目无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳（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。

表 3.4-5 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 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	0.002
	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，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-6 所示。

表 3.4-6 本项目非甲烷总烃无组织废气核算一览表

序号	项目	设备类型	数量(个)	排放速率 eTOC, i (kg/h)	年运行时间	年排放量 (t/a)
1	单座注水井	阀门	6	0.064	7920	0.0091
		法兰	12	0.002	7920	0.0006
		小计	/	/	/	0.0097
	7 座注水井合计					0.0679
2	单座注气井	阀门	1	0.064	7920	0.0015
		法兰	2	0.002	7920	0.0001
		小计		/	/	0.0016
	3 座注气井合计					0.0048
3	单座采油井场	阀门	7	0.064	7920	0.0106
		法兰	14	0.002	7920	0.0007
		小计	/	/	/	0.0113
	3 座采油井场合计					0.0339
4	扩建 4 号计量间	阀门	17	0.064	7920	0.0299
		法兰	34	0.002	7920	0.0016
		小计	/	/	/	0.0315
5	单座计量间自动化改造	阀门	9	0.064	7920	0.0137
		法兰	18	0.002	7920	0.0009
		小计		/	/	0.0145
	2 座计量间自动化改造合计					0.0291
6	HD4-H94 井场新建 1 座阀组	阀门	4	0.064	7920	0.0061
		法兰	8	0.002	7920	0.0004

		小计		/	/	0.0065
7	单座配水间改造	阀门	6	0.064	7920	0.0091
		法兰	12	0.002	7920	0.0006
		小计	/	/	/	0.0097
	3 座配水间合计					0.0291
8	单座配水间扩建	泵	1	0.074	7920	0.0018
		阀门	15	0.064	7920	0.0228
		法兰	30	0.002	7920	0.0014
		小计		/	/	0.0260
	8 座配水间扩建					0.2079
9	哈四联合站分压注水改造	泵	9	0.074	7920	0.0158
		阀门	40	0.064	7920	0.0608
		法兰	80	0.002	7920	0.0038
		小计		/	/	0.0805
合计					0.4912	

由上表可知，本项目非甲烷总烃无组织排放总量为 0.4912t/a。

(2) 无组织硫化氢核算

根据项目资料，本项目所在区域硫化氢浓度介于 0~3.4mg/m³，本项目最高年伴生气产生量约 15.18×10⁶m³，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 0.052t/a。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为 0.00000516t/a。

3.4.3.3 固体废物污染源

(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》，结合本项目建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

本项目运营期产生的落地油主要来源于井下作业、采油和集输等环节。井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，采油环节中由于井场、站场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物，集

输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。井场、站场涉油设施阀门、法兰等以及集输管线会定期检修，产生的落地油很少，一旦产生将 100%回收，落地油使用桶装收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本项目井下作业时带罐作业，为防止产生落地油，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 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井，本项目共新增 3 口井，产生落地油量为 0.075t/a。本次评价要求落地油回收率为 100%，落地油使用桶装收集后交由有危废处置资质的单位处置。

②废防渗材料

运营期场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1~2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。则本项目新增 3 口井产生的废弃防渗材料最大量约 0.75t/a。废防渗材料属于危险废物，由施工单位收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

③废润滑油、废油桶

拟建工程井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油、废油桶，类比同类型井场、站场，拟建工程废润滑油产生量约为 0.5t/a，废油桶产生量约为 1t/a。废润滑油进入原油处理系统资源回用，废油桶委托交由有危废处置资质的单位处置。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-7。

表 3.4-7 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(t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.075	井下作业、采气环节和集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T.I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.75	场地清理环节	固态	石油类	间歇	T.I	

3	废油桶		900-249-08	1	采油环节和集输与处理环节	固态	石油类	间歇	T.I	
4	废润滑油		900-217-08	0.5		液态	石油类	间歇	T.I	进入原油处理系统资源回用

(2) 生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-8。

表 3.4-8 噪声源设备

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强/dB(A)	降噪措施	降噪效果/dB(A)
1	采油井场	采油树	3	80	基础减振	15
2	注气井场	注氮设备压缩机、高压注气压缩机等	3	95	基础减振	15
3	注水井场	注水泵机等	7	95	基础减振	15
4	哈四联合站	柱塞泵、喂水泵等	9	95	基础减振	15
5	配水间	注水泵机等	8	95	基础减振	15

拟建项目井场、站场产噪设备主要为采油树、注氮橇和注水泵等，噪声值为 80～95dB(A)。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

3.4.3.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-9。

表 3.4-9 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污 染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
废气	油气集 输	无组织废 气	NMHC	0.4912	0.4912	大气
			硫化氢	0.00000516	0.00000516	
废水	采出水		废水量	338.06 × 10 ⁴	0	采出水输送至哈四联合 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） 表 1 第 V 类水质标准后回

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
						注地层，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	114	0	井下作业废水采用罐装收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。
固体废物	采油、集输、油气处理	落地油	-	0.075	0	委托有危险废物资质单位处理
		废防渗材料	-	0.75	0	
		废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	进入原油处理系统资源回用
噪声	采油树、泵类等	机械噪声	-	80~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（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。

3.4.4.2 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

(1) 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。

(2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；

(3) 对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(4) 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。

(5) 退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

(1) 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，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(2) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

(3) 经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

本项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管线直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.4-10 非正常排放参数表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/ 次
井场放喷口	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	0.1	0.17	1
		硫化氢	0.003		

3.4.6 清洁生产水平分析

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

3.4.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

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

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

（2）评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（3）权重分值

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

（4）评价指标

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

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

井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-11~3.4-12。

表 3.4-11 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备		5	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压		5	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备		5	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处		5	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理		10	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求				20	20

表 3.4-12 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

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

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中： $P1$ —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中：P2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-13。

表 3.4-13 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-11~3.4-12 计算可得：

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

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

3.4.6.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-14。

表 3.4-14 本项目运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量 (t/a)	本项目产生量 (t/a)	总体工程		
					产生量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	排放增减量
1	废气	SO ₂	33.891	0	0	0	0
		NO _x	60.683	0	0	0	0
		颗粒物	1.010	0	0	0	0
		NMHC	998.760	0.4912	999.251	0	+0.0.4912
		H ₂ S	3.296	0.00000516	3.296	0	+0.00000516
2	废水	COD	1.814	0	0	0	0
		氨氮	0.809	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0.2	0	0
		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

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 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据项目工程特点，本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的 VOCs 为 0.4912t/a。

运营期产生的采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：VOCs：0.4912t/a.

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

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

拟建工程为石油开采项目，属国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

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

表 3.5-1 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目属于塔里木油田“十四五”规划中哈得逊油田区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目永久、临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。本项目部分管线无法避让公益林，建设单位在施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》和《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，根据施工进展情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方可开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，符合《国家级公益林管理办	符合

		法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》和《建设项目使用林地审核审批管理办法》中相关要求。	
	工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。	符合
	钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。	符合
	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。		符合
	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本项目产生的危险废物，委托交由有危废处置资质的单位处置。	符合

	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取低噪声设备、基础减振等措施的情况下，本项目井场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求。	符合
--	-------------------------------------	--	----

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期油田内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。井场站场平整、管沟开挖产生土方用于井场站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

（2）与《公益林保护条例》的符合性分析

表 3.5-2 拟建工程与《公益林保护条例》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《公益林保护条例》（国务院令（2011）588 号）	地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内公益林的数量不减少	本项目集输管线无法避让公益林，严格按照相关规定实行占补平衡，由建设单位提供资金，由当地林草部门指导实施。	符合
	公益林保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开公益林保护区，需要占用公益	本项目属于国家能源重点建设项目，受地下油藏分布及现有井场位置影响，本项目部分管线无法避让公益林，应按照《国家级公	符合

	林，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准	益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》等的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方可开工建设。施工完成后及时对临时占地进行恢复。	
	经国务院批准占用公益林的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的公益林。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占公益林的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用公益林的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用公益林耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良	本项目部分管线无法避让公益林，严格按照《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》等文件相关要求，办理用地手续；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）》文件等有关规定，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。施工完成后及时对临时占地进行恢复。	符合
	禁止任何单位和个人在公益林保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏公益林的活动	拟建工程属国家能源重点建设项目，在取得用地许可后，项目实施可行。	符合

3.5.2.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）	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。	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	符合

	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至哈四联合站集中处理。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	运营期井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理	符合

(2) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号的符合性分析

表 3.5-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕214号）	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》（环办环评函〔2019〕910号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响	塔里木油田分公司实施本次哈得逊油田滚动开发区块产	符合

	响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	能建设项目。	
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁能源，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式，有 500m 管线采用定向钻无害化穿越红线，不在生态保护红线范围内新增占地。项目在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	哈得采油气管理区制定有《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2025-004-L）	符合

(3) 与《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》符合性分析

表 3.5-5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和	项目施工过程中严格控制施工占地，井场、站场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响。	符合

	公益林，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地		
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

(4) 与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号）的符合性分析

表 3.5-6 与国发〔2023〕24 号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80% 以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本项目不涉及	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强	本项目所在区域不属于“联防联控区”	符合

文件要求	本项目	符合性
对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商		

综上，本项目建设符合《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号）相关要求。

3.5.2.3 相关规范符合性分析

（1）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的符合性分析

表 3.5-8 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》 （DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目站场扩建永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发	哈得逊油田气藏中 CO ₂ 含量为 0.5%~1.9%，符合《天然气》（GB17820-2018）天然气的质量标准要求（CO ₂ ≤3%），CO ₂ 随天然气外输	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规

划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》《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。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-9。

表 3.5-9 拟建工程与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	拟建工程属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》	推动中石油、中石化以及符合条件的经营主体在庫车、沙雅、新和、拜城、温宿、柯开等县（市）油气勘探开发投资力度，加大技术研发力度，稳定老区块油气产量，扩大新区区块开发力度，支持油田公司勘探开发向深景进发，突破勘探和开发技术，向超深复杂领域挺进，实现油气稳产增产。加大油气新出让区块勘探开发力度，实现在西五县（市）油气勘探开发新突破，稳定中曼、博源油气企业油气产量，增强油气储备能力，鼓励能源企业开展商储基地和储备库布局建设，全面提升油气应急调峰能力。	本项目属于塔里木油田分公司哈得逊油田油气开采项目，其建设有利于提高油气资源的开发利用水平，符合规划中“积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度”的要求。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各	拟建工程产生的危险	符合

	类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》中相关管理要求	
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCS 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCS 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCS 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCS 治理，加快更换装载方式	本项目井场、站场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，废水均不向外环境排放；按照相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和	本项目管线采用定向钻的方式穿越生态保护红线 500m，可确保生态功能不降低，面积	

	人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	不减少，性质不改变。	
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产。	符合
《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是公益林，确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地，以年度国土变更调查为基础，除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况下，对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的，应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用的耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。	项目属于国家能源重点建设项目，受地下油藏分布及现有井场位置影响，项目选线阶段已最大限度避让公益林，减少对公益林的占用。严格按照《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；同时严格按照《中华人民共和国土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划公益林，确保区域内公益林“数量不减、质量不降、布局稳定”。	符合
	加强公益林保护和建设。以公益林为基础，优先在粮食生产功能区、重要农产品生产保护区建设高标准农田，逐步把公益林全部建成高标准农田。经依法批准确需占用的，应先补建后占用。完善公益林储备区制度，土地整治和新建高标准农田增加的优质耕地应当优先补划为公益林，在公益林集中分布地区，不得规划新建可能造成污染的建设项目。	项目属于国家能源重点建设项目，严格按照《中华人民共和国土地管理法》办理用地报批手续，按规定补划公益林。根据《全国矿产资源规划（2021—2025 年）》《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》，本项目属于规划中塔里木	符合

		油田哈得逊油田改扩建项目，项目位于保障国家能源资源安全供应的战略核心区域，在生产布局、基础设施建设、资源配置、重大项目安排及相关产业政策等方面给予重点支持和保障。 落实好分区防渗措施，不会对土壤环境造成污染影响。 综上，本项目不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目。	
	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护，针对重点防治地区实施治理工程。到 2035 年，新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降，人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地，生态功能极重要、生态极脆弱区域，以及目前基本没有人类活动、具有重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	拟建工程不在生态保护红线范围内新增占地	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年—2035 年）》	严保公益林保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保公益林保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入公益林，实施特殊保护。已经划定的公益林全面梳理整改，有序推进公益林划定成果核实，确保公益林数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏	本项目集输管线无法避让公益林，严格按照《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦；确保区域内公益林的数量不减少；未处于城镇开发边界，本项目新增占地不在生态保护红线范围内。	符合

	地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局		
--	--	--	--

表 3.5-10 拟建工程与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北一塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程为石油开采项目，可保证哈得逊油田天然气快速上产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 （四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。	拟建工程废气主要为井场、站场等无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水输送至哈四联合站污水处理系统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后拉运至哈四联合站隔油池处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；运营期固体废物妥善处置。项目采取分区防渗措施。	符合

	严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作		
--	--	--	--

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字〔2024〕32 号）符合性分析分别见表 3.5-11、3.5-12 及图 3.5-1。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-11 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，拟建工程不占用生态保护红线区，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图 3.5-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	拟建工程采出水输送至哈四联合站污水处理系统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后拉运至哈四联合站隔油池处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
		增加土壤环境风险	
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	拟建工程采出水输送至哈四联合站污水处理系统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后拉运至哈四联合站隔油池处理达标后回注地层；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；站场扩建永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292430001）见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，在开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	符合

表 3.5-12 本项目与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元		/
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱			本项目占地类型主要为沙地和灌木林地，不占用基本农田，产生的有害物质、危

	采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。 6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	险废物均能妥善处置。
污染物排放 管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建项目不属于畜禽养殖项目，采出水输送至哈四联合站污水处理系统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后拉运至哈四联合站隔油池处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。
环境风险 防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面	拟建项目不涉及受污染耕地。

	整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	
资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	拟建项目不涉及。

综上所述，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

图 3.5-1 项目综合环境管控单元图

3.6 选址、选线合理性分析

3.6.1 井场选址合理性分析

本项目位于现有哈得逊油田采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。项目拟部署 3 口新井（2 口注水井、1 口采油井），钻井及井场征地工作已先行完成，本次建设内容仅为井场设备安装等地面工程。

井场选址不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区及文物保护单位等环境敏感区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》及自治区级水土流失重点防治区复核划分成果，项目所在地沙雅县属塔里木河流域重点治理区及水土流失预防区。井场布置无法避让该区域，建设过程中须严格落实各项水土保持措施，最大限度减少工程建设引发的水土流失，确保不利环境影响可控。同时，应按照设计与环评要求全面落实水土流失防治措施。根据环境影响预测分析，本工程对周边环境的影响处于可接受水平。

井场总平面布置严格遵循现行相关规范与标准要求，工艺设备及管线相对集中，在满足生产安装与检修需要的前提下，布置紧凑合理，有效减少土地占用。

综上，本项目井场选址与布局合理，符合相关规划及环保要求。

3.6.2 站场选址合理性分析

本项目站场扩建工程涉及新增征地的部分仅为 4# 计量间扩建及 8 座配水间扩建，其余计量间、计量间阀组以及配水间等改造工程均在现有站场用地范围内实施，不涉及新增征地。扩建 4# 计量间新增永久征地 0.021hm^2 ，扩建站外 8 座配水间新增永久征地 0.25hm^2 。

从选址合理性来看，本项目新增站场用地布局较为集中，征地范围明确且占用面积有限，最大限度控制了新增水土流失范围和对周边地表植被的扰动。项目建设区域不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感区域，新增占地不涉及公益林和生态保护红线等生态敏感区域。同时，项目所处区域属塔里木河流域重点治理区和预防区，站场选址无法避让，施工及运营过程中将严格落实水土保持措施，控制工程建设可能造成水土流失影响。

综上，本项目站场扩建工程新增占地面积较小（ 0.271hm^2 ），选址符合相关规划及生态保护要求，总体选址合理可行。

3.6.3 管线选线可行性分析

本项目新建输油管线 1.9km，新建注水管线 14.5km、洗井水回收管线 8.73km，新建注气管线 2.9km，新建中压注水管线 10km，除穿越生态保护红线区段采用定向钻施工外，其余管线均采用埋地敷设方式。

根据现场调查和资料收集，管线沿线不涉及城市规划区、自然保护区、风景名胜區、水源保护区、基本草原、文物保护单位、集中居民区等环境敏感区，管线布设符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）及《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中关于原油、成品油管道与城镇居民点或独立的人群密集的房屋距离的相关要求。

本项目利旧 HD4-59H 井场四周为塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，HD4-59H 井建设在生态保护红线划定前，因此井场本身不占用生态保护红线。但拟建 HD4-59H 井注气管线无法避让该生态保护红线区，需定向钻穿越约 500m。定向钻穿越的管道位于生态保护红线地面以下，具有不破坏地表、不扰动地面的特点；定向钻入土点与出土点均设在生态保护红线区外，施工过程不会对生态保护红线区内地貌及生态环境产生影响。HD4-59H 井注气管线穿越生态保护红线图见图 3.6-1：

图 3.6-1 HD4-59H 井注气管线穿越生态保护红线图

拟建部分管线穿越沙雅县地方公益林。可研设计阶段已尽量缩短穿越重点公益林的长度。本环评建议，建设阶段在重点公益林区施工时，建设单位应采用小型施工机具，必要时采用人工开挖回填管沟方式，并尽可能将占用公益林段管线施工作业带宽度缩窄至 6m，以最大限度减少对重点公益林的占用。

新建各类管线均就近接入最近的井场（阀组、配水间）管网，最大程度缩短管线开挖长度，严格控制临时占地面积。现就部分管线工程避让公益林段的不同路由方案环境影响比选情况介绍如下。

3.6.3.1 新建 HD4-89-1X 井输油管线避让方案

HD4-89-1X 井输油管线起点为已建 HD4-89-1X 井，终点为 8#计量间，该段主要生态敏感目标为沙雅县地方公益林。环评阶段，HD4-89-1X 井输油管线有两套线路方案，线路比选见图 3.6-2。

(1) 线路方案

①方案一

由 HD4-89-1X 井接出向东南方向沿现有管廊带敷设，避绕部分沙雅县地方公益林后连接至终点 8#计量间，该方案管线长度 1.6km。

②方案二

根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013），由 HD4-89-1X 井先向西南敷设约 590m 后，沿着现有管廊带敷设取直至终点 8#计量间。该方案管线无法完全避开沙雅县地方公益林，管线总长约 1.4km。

(2) 线路比选

两条线路均涉及公益林段，线路比选具体见表 3.6-1。

表 3.6-1 新建 HD4-89-1X 井输油管线方案比选

项目	方案一	方案二	推荐
工程因素	1.管线长度较长。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	1.管线长度较短。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	方案二
占地情况 (hm ²)	全长 1.6km，占 1.28hm ²	全长 1.4km，占地 1.12hm ²	方案二
穿越公益林 (km)	穿越长度 0.36km	穿越长度 0.52km	方案一
涉及林木面积 (hm ²)	0.288	0.416	方案一
植被覆盖度	约 10%	约 15%	方案一
声环境、大气环境	不穿越居民区	不穿越居民区	相当
水环境	不涉及地表水环境保护目标	不涉及地表水环境保护目标	相当
环境风险	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。穿越公益林区长度较短，植被盖度偏低、动物数量较少，生态环境风险偏低。	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。穿越公益林区长度约 500m，且区域内公益林连片分布，植被长势稍好，生态环境风险稍高。	方案一
推荐意见	方案一		

图 3.6-2 新建阀组站集输汇管方案比选示意图

综合工程及环境比选的结果，新建 HD4-89-1X 井输油管线推荐方案一。

3.6.3.1 新建 HD4-16-1 井输油管线避让方案

新建 HD4-16-1 井输油管线起点为 HD4-16-1 井，终点为已建 HD4-28H 井（搭

接 HD4-28H 井，油气随后输送至哈四联合站内 2#计量间）。该段主要生态敏感目标为沙雅县地方公益林和塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，环评阶段该段管线有两条线路方案，线路比选见图 3.6-2。

（1）线路方案

①方案一

由 HD4-16-1 该管道向西南方向敷设完全避让公益林后，搭接至终点 HD4-28H 井处，管线长度约 0.3km。该段管线不穿越公益林区，距生态保护红线最近距离为 25m。

②方案二

根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013），线路由 HD4-16-1 井向南取直敷设至终点 HD4-28H 井处，管线长度约 0.26km。该选线无法避让公益林，且管廊带紧临生态保护红线边。

（2）线路比选

线路比选具体见表 3.6-3。

表 3.6-2 HD4-16-1 井输油管线方案比选

项目	方案一	方案二	推荐
工程因素	1.管线长度较长。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	1.管线长度较短。 2.满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。	方案二
占地情况（hm ² ）	全长 0.3km，占 2.24hm ²	全长 0.26km，占地 0.208hm ²	方案二
穿越公益林（km）	不穿越	穿越长度 95m	方案一
涉及林木面积（hm ² ）	/	0.076	方案一
植被覆盖度	约 5%	约 8%	方案一
距生态保护红线距离	25m	小于 1m	方案一
声环境、大气环境	不穿越居民区	不穿越居民区	相当
水环境	不涉及地表水环境保护目标	不涉及地表水环境保护目标	相当
环境风险	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。不穿越公益林，尽量远离生态保护红线，总体生态环境风险偏低。	不穿越居民区，满足《石油天然气工程设计防火规范》要求。穿越公益林区长度约 95m，且管廊带距离生态保护红线最近距离小于 1m，生态环境风险较高。	方案一

推荐意见	方案一
------	-----

图 3. 6-3 新建 HD4-16-1 井输油管线方案比选示意图

综合工程及环境比选的结果，HD4-16-1 井注水管线推荐方案一。

综上所述，本项目的建设符合国家产业定位和当地有关的矿产资源规划，符合国家对油气开发的部署。项目与当地产业布局方向是一致的，总体看，项目开发产业总体布局基本合理，无重大环境制约因素。

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

沙雅县地处天山南麓中段，东与库车县毗邻，西与温宿县接壤，南隔却勒塔格山与新和县相望，北靠天山与伊犁哈萨克自治州相连，四周群山环抱，呈一带状盆地，全县总面积 3.18 万平方公里。我国最长的内陆河—塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943~1050 米之间，北高南低，由西向东略有坡降。

哈得逊油田位于沙雅县东北角，油田所在区域为塔里木河中游北岸洪泛平原、渭干河冲积平原交汇区，地势平缓，整体呈西北高、东南低的特征，地表海拔 960m 左右。

本项目位于哈得逊油田，项目西北方向距沙雅县城中心约 90km。项目中心地理坐标为***。地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地质构造

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

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

满加尔凹陷（IX₅²⁻⁴）满加尔凹陷位于塔里木盆地北部坳陷的中东部，西与跃进一号长垣相连，东临英吉苏坳陷和孔雀河斜坡，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。该坳陷基底为前震旦系结晶变质岩系，盖层由震旦系至第四系组成，层序齐全，厚度达万米。

哈得逊油田区块纵向上发育石炭系东河砂岩、薄砂层两套含油层系，薄砂层油藏（CI₂~CI₅）为海相滩砂沉积、储层中低孔中低渗的层状边水和岩性油藏，东河砂岩油藏（CIII）为滨岸沉积、储层中孔中渗的构造—地层复合油藏。本项目 8 口新钻井中，7 口井位于东河砂岩层，1 口井位于薄砂层。

4.1.3 地形地貌

哈得逊油田所在地区地域辽阔，属于塔里木盆地北缘，大致可分为沙漠区和塔里木河谷平原两部分。区块所在的沙漠区地貌类型属于半固定沙地，地势南高北低，地形起伏不大，部分开阔而平坦。相对低洼区地下水埋藏较浅，并有盐土分布，地表有少量或零星胡杨及草甸植被，平均海拔 1000m 左右。河谷平原区属于塔里木河冲积—洪积平原地貌单元，地势南高北低，地形总体开阔平坦，局部起伏，高差较小，发育多条冲沟。该段沙化、盐化相间分布，盐土相对偏多，地表有沙柳、沙蒿及草本植物，零星或成片分布胡杨树木，近岸地带相对密集，但枯萎稀疏现象亦在加剧。

本项目新建工程大部分位于沙漠区，属塔克拉玛干大沙漠的一部分，地下油气资源丰富。沙漠中植被稀少，部分地区有散胡杨、红柳，此外还有面积不等的麻黄、沙棘、假木贼、骆驼刺、苍耳子等分布。两口注水井及配套注水管线、HD4-64-1 采油井及其集输管线位于北部荒漠及绿洲农业生态亚区，属于塔里木河谷平原。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 地表水

本项目评价范围内无常年地表水体，距离项目区最近的河流为北侧约 17.5km 处的塔里木河。

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，发源于天山山脉及喀喇昆仑山，沿塔克拉玛干沙漠北缘，向盆地内部流动，构成向心水系。塔河流域的河流水系是由发源于塔里木盆地周围的天山、帕米尔高原、喀喇昆仑山、昆仑山、阿尔金山的 144 条河流组成的，它们分属于九大水系，穿过阿克苏、沙雅、库车、轮台、库尔勒、尉犁等县（市）的南部，最后流入台特玛湖，流域面积 102 万平方千米。

塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。

4.1.4.2 水文地质

（1）地下水类型及含水岩组富水性

根据区域水文地质资料，沙雅县北部为渭干河冲洪积倾斜平原，中部为塔里木河河谷平原，南部为塔克拉玛干沙漠。区域地下水在北部渭干河冲洪积倾斜平原接受大气降水、河渠水的渗漏补给，沿地层倾斜方向向南东运动，径流进入塔里木河河谷平原和塔克拉玛干沙漠。

根据区域地形、地貌、地质特征分析，自沙雅县北部至塔里木河，含水层颗粒由卵石、圆砾渐变为粉细砂，由单层渐变为多层。粘性土从无到有渐增为多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组，即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式（隐蔽蒸发）排泄。下部承压水水质优良，大多符合饮用水标准，属 $\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水。上部潜水在渭干河冲洪积倾斜平原由于埋藏深，处于补给径流区，水质优良，至塔里木河河谷平原和塔克拉玛干沙漠，由于埋藏浅，垂直蒸发强烈，造成潜水强烈浓缩，水质大多恶劣，不能饮用，其含盐量甚至可达 50g/L 以上，以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水和 Cl-Na 型为主。

本项目位于哈得逊油田哈得南区块内，沙雅县东北边界，塔里木河以南地区的塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主，含水层岩性以细砂、粉砂和粉细砂为主。

项目所在区域水文地质图见图 4.1-1。

图 4.1-1 项目所在区域水文地质图

（2）地下水的补给、径流与排泄

沙雅县境内渭干河冲洪积倾斜平原至沙漠油田区地形高差大于 400m ，地下径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米，至沙漠古冲积湖积平原后逐渐趋于缓慢约为 1m/d ，构成了广大沙漠中大面积的滞流集水区，是塔克拉玛干沙漠普遍分布地下水的基本原因。

该区域地下水的排泄严格受基底构造的控制。在车尔臣隆起带附近，倾斜平原的前缘地带地下水埋深约为 1.5m ，古河道侵蚀河谷的侧面多有泉水出露，一般流量小于 5L/s ，使得地下水排泄回归地面，而后又汇集河床向沙漠方向倾泄，形成了局部循环转化的过程。但该区域大面积地下浅水带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于

1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳，表明该地带为地下水排泄地段。地层深部的大量地下水径流仍源源不断地向沙漠中部集聚；在沙漠中仅占 15% 面积的垅间洼地内的水位浅埋地段，有极少部分地下水进行蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠地区的冲积湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态。该区域水质条件差，水质矿化度在 4~5g/L 之间，不适于人类和牲畜饮用。

(3) 地下水化学特征

根据收集的相关资料，区域地下水水质综合指标呈现出如下特点：

①季节过水河床中矿化度普遍小于 3g/L，西部河床一般小于 1g/L；总硬度一般小于 700mg/L；

②沙漠中部、南部除个别地段矿化度小于 5g/L 外，大多在 5~10g/L 间；总硬度除局部小于 1800mg/L 外，一般在 1800-3500mg/L 间；

③沙漠北部矿化度除古河道小于 5g/L 外，一般大于 10g/L，至东部最高可达 228.28g/L；硬度东部普遍大于 7000mg/L，最高达 84252.71mg/L。

地下水化学类型呈现出如下特点：

①各季节过水河床与河水的水化学类型相近且以河床为轴心对称分布， HCO_3^- 普遍参加命名；

②古河道（或河流故道）与季节过水河床地下水化学类型相同或相近，但 HCO_3^- 参加命名的概率明显减小；

③其他地区沿地下水流向呈 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}\rightarrow\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\rightarrow\text{Cl-Na}$ 型演化。

4.1.5 气候、气象

项目所在沙雅县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，区域内常年日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为北风和东北风。气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.8℃	6	年平均蒸发量	2000.7mm
2	年极端最高气温	44.6℃	7	年最大冻土深度	1.26m

3	年极端最低气温	-26.0℃	8	年平均相对湿度	39%
4	年均日照时数	2720h	9	多年平均风速	3m/s
5	平均年降水量	47.3mm	10	最大风速极限	28m/s

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本项目地处塔里木盆地北部沙漠区，行政区划隶属于沙雅县，项目西北方向距沙雅县城中心约 90km。主要建设内容为：新建 3 座标准化油井井场，新建输油管线 1.9km；扩建 4#计量间，自动化改造 2 座计量间，改造 3 套计量间阀组；新建注水管线 14.5km、洗井水回收管线 8.73km，改造 3 座配水间；新建注气管线 2.9km，在 HD4-H94 井场新建 1 座供气阀组，改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统；在哈四联站内新建 6 台柱塞泵、3 台喂水泵、1 座注水泵棚、1 座移动式预装式变电站，改造 2 座注水泵房、2 座罐间阀室，扩建 8 座配水间（新建 8 座移动式注水橇、9 座五井式配水阀组），新建中压注水管线 10km；配套建设电力、自控、通信与安防、建（构）筑物、消防、公辅、道路、防腐等工程。

根据工程分析，本项目总占地约 23.622hm²，其中永久占地 0.301hm²、临时占地 23.321hm²。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管线等线性工程两侧外延 300m 为生态评价范围，面积约 53.36km²。

(2) 调查内容 A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

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

A.基础资料收集

收集工程周边地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

1) 陆生植被调查

本次调查主要在收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料、综合分析现有资料的基础上，结合实地调查结果，获取评价区陆生植被现状。

2) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料、野外踪迹进行调查的方法，结合现场调查结果确定动物种类及数量，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，轨道号为 145-032，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2025 年 6 月。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史资料基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，参考国内有关生物量的相关资料，并根据当地的实际情况，估算出评价范围内植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV₁）和塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV₃），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）和塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）	
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV ₃ ）	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV ₁ ）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发。	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染。	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度		土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹。	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林。	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍伐放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游。	加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

由表 4.2-1 可知，本项目所在区域涉及两个生态功能区，新建工程大部分位于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区，主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源开发”，主要保护目标是“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹。”；HD4-60H、HD4-23H 注水井和配套注水管线，HD4-64-1 采油井及其集输管线位于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，主要生态服

务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产”，主要保护目标是“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。

拟建工程类型属于石油开采项目，项目区新增占地范围内不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。新建部分工程生态评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，其中利旧老井 HD4-59H 井的配套注气管线需定向钻无害化穿越生态保护红线区 500m。

拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性的特点。本项目建设过程中减少水土流失，保护重点公益林、生态保护红线、野生动植物及其生境；施工结束后，井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙、水土保持和生态恢复措施，不会对区域内环境保护目标、土地沙化、水土流失等产生严重负面影响。

综上所述，本项目的建设不会对项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

(1) 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段,根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)的分类方法,对评价区生态系统进行分类。

项目所在区域土壤类型主要为风沙土和草甸土,植被主要是荒漠灌木和荒漠草本植物,评价范围内生态系统类型主要包括草地生态系统、灌丛生态系统、荒漠生态系统和城镇生态系统等。评价区各类生态系统统计见表 4.2-2。评价区生态系统分布见图 4.2-2。

表 4.2-2 评价范围内生态系统类型统计表

序号	生态系统I级分类	生态系统II级分类	面积 (km ²)	比例 (%)
1	城镇生态系统	工矿交通	2.07	3.87
2	灌丛生态系统	稀疏灌丛	15.08	28.25
3	荒漠生态系统	沙漠、沙地	27.01	50.61
4	草地生态系统	稀疏草地	9.22	17.27
合 计			53.36	100.00

(2) 生态系统特征

评价区内总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低,系统受扰动后的自我恢复能力弱。各生态系统特征类型如下:

①荒漠生态系统

本项目生态评价范围内分布有 27.01km² 的荒漠生态系统, 占评价范围面积的 50.61%。在气候上, 该区域处于干旱和极干旱地区, 且降水随着季节不同分配不均匀, 主要集中在冬季(非植物生长季)。由于降水稀少和蒸散十分强烈, 少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分, 只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存, 由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

荒漠生态系统的植被稀少, 物种贫乏, 异质性较差, 系统平衡关系的相关性极易受到破坏, 且破坏后很难恢复, 生态环境较为脆弱。无植被或少植被覆盖的地表, 易受到侵蚀、沙化, 或成为沙尘暴的发源地。

②城镇生态系统

本项目位于塔里木油田哈得逊区块，因此评价范围内还分布有采矿用地、通井道路、公路等工矿交通用地。工矿交通用地主要是哈得逊油田内现有井场、配水间、计量站和联合站等，交通用地主要是评价区域内公路、油田内已建油气运输道路，由此在评价范围内形成一种高度人工干预、扰动剧烈且生态功能退化的城镇生态系统，占评价区面积的 3.87 %。该生态系统内主要是油田基础设施和城镇基础设施主导景观，井场、计量站、配水间、联合站、集输管线和道路等基础设施的建设，会将原本连续的荒漠景观切割，造成地表扰动、土壤退化和水土流失等问题，进一步使生物群落结构发生改变。

③灌丛生态系统

根据实地调查结果，灌丛生态系统主要由多枝怪柳等荒漠灌木组成，在评价范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 1m~3m，盖度 10%~30%，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段分布有花花柴等多年生草本植物。在盐渍化较强的地段，分布有稀疏的盐穗木等灌木，盖度 10%左右。灌丛生态系统主要分布在评价区南侧干河床周边水分条件较好的区域。

④草地生态系统

受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运。评价区草地生态系统主要分布在干河床周边，和灌丛生态系统交错分布，系统内植被覆盖度低，盖度约为 5%~10%，生长有花花柴、芦苇等多年生草本植物。

评价区生态系统类型图见图 4.2-2，

图 4.2-2 评价区生态系统类型图

4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。生态环境评价范围内土地利用现状见表 4.2-3。

表 4.2-3 生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地利用类型		面积（km ² ）	百分比（%）
	一级类	二级类		
1	工矿仓储用地	采矿用地	1.38	2.59
2	交通运输用地	公路用地	0.49	0.93
3		农村道路	0.18	0.34
4	林地	灌木林地	14.74	27.62
5		其他林地	0.33	0.61
6	草地	其他草地	9.22	17.29
7	其他土地	裸土地	0.11	0.21
8		沙地	24.35	45.64
9	水域及水利设施用地	内陆滩涂	2.55	4.78
合计			53.36	100.00

本项目生态现状调查范围面积 53.36km²，占比最大的土地利用类型主要是沙地、其他草地和灌木林地，三种地类面积合计占比达到评价范围面积的 90.55%。其中有 24.35km²的现状地类为沙地，占评价范围面积的 45.64%，在评价范围内广泛分布；有 9.22km²的现状地类为其他草地，主要分布在评价范围内南侧干河床附近；有 14.74km²的现状地类为灌木林地，其中涉及沙雅县地方公益林（天然林），优势种为多枝柽柳。采矿用地主要是本项目周边已建井场、联合站、计量间、配水间等，占评价区面积的 2.59%；交通运输用地主要是评价范围内的通井道路、站间道路等油区内部道路；内陆滩涂主要是评价范围内的干河床，占评价区面积的 4.78%。评价区域土地利用现状图见图 4.2-2。

本项目新增占地土地利用类型见表 4.2-4。

表 4.2-4 项目新增占地土地利用类型一览表

序号	工程内容	用地性质	占地面积（hm ² ）	占比（%）	占地类型
----	------	------	------------------------	-------	------

1	输油管线	临时	1.520	6.43	灌木林地
2	4#计量间扩建	永久	0.021	0.09	灌木林地
3	注水管线	临时	8.368	35.42	灌木林地
		临时	3.104	13.14	沙地
4	洗井水回收管线	临时	4.432	18.76	灌木林地
		临时	2.264	9.58	沙地
5	注气管线	永久	0.001	0.00	沙地
		临时	0.178	0.75	其他林地
		临时	0.492	2.08	灌木林地
		临时	1.242	5.26	沙地
6	电力线	永久	0.020	0.08	沙地
		临时	1.671	7.07	沙地
7	道路	永久	0.009	0.04	灌木林地
8	分压注水改造	永久	0.075	0.32	灌木林地
		永久	0.175	0.74	沙地
		临时	0.050	0.21	沙地
合计		/	23.622	100.00	/

由上表可知，项目占地类型以沙地和灌木林地为主。其中占用沙地 8.53hm²，占项目新增占地总面积的 36.10%；占用灌木林地 14.92hm²，占项目新增占地总面积的 63.15%。此外还有 0.178hm² 的管线临时占用其他林地，占项目新增占地总面积的 0.75%，主要是 HD4-94H 至 HD4-59H 注气管线新增临时用地。本项目永久占地面积 0.301hm²，主要是 4#计量间扩建、分压注水改造、道路和 10kV 架空线路电线杆等永久征地，永久占地类型中沙地占用面积 0.196hm²，灌木林地占用面积 0.105hm²。临时占地面积 23.321hm²，主要是输油管线、注水管线、注气管线、架空电力线等新增临时用地，占地类型中占用沙地 8.331hm²，占用灌木林地 14.812hm²。

图 4.2-3 评价区土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

(1) 区域自然植被区系类型

评价区主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠—塔里木荒漠省—塔克拉玛干荒漠亚省—塔克拉玛干州。

评价区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原和塔克拉玛干沙漠平原区，地势较为平坦。评价区高等植被有 25 种，分属 10 科，详见表 4.2-4。

表 4.2-4 区域野生植物情况一览表

序号	科	种名	拉丁名
1	杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
2	蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
3		盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
4	苋科 <i>Amaranthaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
5		刺沙蓬	<i>Salsola tragus</i>
6		短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>
7	豆科 <i>Fabaceae</i>	铃铛刺	<i>Caragana halodendron</i>
8		苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
9		苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
10		洋甘草	<i>Glycyrrhiza glabra</i>
11		胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i>
12		骆驼刺	<i>Alhagi camelorum</i>
13	白刺科 <i>Nitrariaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
14		小果白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
15	怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
16		刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
17	列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
18	菊科 <i>Asteraceae</i>	蒙古鸦葱	<i>Takhtajaniantha mongolica</i>
19		分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
20		新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
21		花花柴	<i>Karelinia caspia</i>

22	禾本科 <i>Poaceae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
23		拂子茅	<i>Calamagrostis epigejos</i>
24		獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
25	夹竹桃科 <i>Apocynaceae</i>	罗布麻	<i>Apocynum venetum</i>

根据现场调查结果,拟建工程区植被类型主要以荒漠类灌木、小半灌木及多年生草本植物为主,其中灌木主要是怪柳、盐穗木,小半灌木为假木贼等,多年生草本植物主要有骆驼刺、花花柴和芦苇等。地面植被稀少,植被覆盖度约为 5%~30%。

(2) 植被群系调查

本项目所在区域的自然植被主要有 3 种植被类型,即荒漠植被、灌丛植被和森林;有 3 个群系,即多枝怪柳群系、胡杨疏林群系和疏叶骆驼刺群系。评价区植被类型图见图 4.2-4。各群系主要的群落特征如下:

①多枝怪柳群系

群落中优势种为多枝怪柳,在评价区范围内多数呈单优群落出现,灌木层高度 2~3m,盖度 15%左右,群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少,只有在水分条件较好的部分地段分布有花花柴、疏叶骆驼刺和盐穗木等草本植物。在盐渍化较强的地段,灌木和草本层分布有稀疏的多浆半灌木层片,主要为盐穗木,盖度 10%左右。

②疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在评价区干河床周边的盐化草甸地段,植被覆盖度在 15%~35%之间。在固定和半固定沙丘上生长的骆驼刺群落,由于该区域沙地中水分条件较好,骆驼刺适应沙埋,地上分枝较发达,因而生长成很大的草丛,丛径可达 0.5~1.5m,高度 30~60cm,常形成种子植物群落。

③胡杨疏林群系

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,是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。群落内胡杨为优势种,生长较为茂盛,高度 6~12m 不等,每公顷株数 100~150 株左右,盖度多在 30%以上,部分地段盖度可达 80%。林下灌木层主要是多枝怪柳,其盖度随林冠郁闭度而变化,在密林中较稀疏,在疏林中,灌木层盖度可达 40%。草本层植被比较稀疏,常见的有花花柴和疏叶骆驼刺等。

(3) 植被分布现状调查

A. 布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法，对评价区域内的胡杨疏林、多枝怪柳、疏叶骆驼刺 3 种不同群系进行样方调查。

B. 样方调查内容

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），“陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价不少于 3 个”。

样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。本次评价共布设样方 9 个，现场调查植被样方内容如下所示：

①胡杨疏林群系样方调查：设置 10m×10m 的植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、棵数、平均高、郁闭度等信息。

②多枝怪柳群系样方调查：设置 5m×5m 的植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。

③疏叶骆驼刺群系样方调查：布设 3m×3m 样方 3 处，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 9 个，调查时间为 2026 年春季，主要样方情况见表 4.2-5 至 4.2-7。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。样方调查点分布图见图 4.2-5。

①胡杨疏林群系植被样方调查，调查地点：4#计量间、4#配水间和 HD4-59H 井。土壤类型：风沙土、草甸土等；

样方大小：10m×10m；郁闭度：20%~30%；统计结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 胡杨疏林群系植被样方调查统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度（cm）	数量	郁闭度，%
样方 1-1				
4#计量间	胡杨	450-850	1	20
	多枝怪柳	105-135	2	
样方 1-2				
4#配水间	胡杨	450-750	1	25
	多枝怪柳	85-135	2	
样方 1-3				
HD4-59H 井	胡杨	650-1150	5	30
	多枝怪柳	50-140	3	

②多枝桤柳群系植被样方调查, 调查地点: 分别在 6#配水间、HD1-39-1H 井和 8#计量间布设样方, 土壤类型: 风沙土;

样方大小: 5m×5m; 总盖度: 10%~20%; 统计结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 多枝桤柳群系植被样方调查统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
样方 2-1				
6#配水间	多枝桤柳	45-105	2	15
样方 2-2				
HD1-39-1H 井	多枝桤柳	35-85	1	10
样方 2-3				
8#计量间	多枝桤柳	50-105	2	30

③疏叶骆驼刺群系植被样方调查, 调查地点: 分别在 4 号联合站、HD4-59H 井和 HD4-59H 井注气管线沿线布设样方, 土壤类型: 风沙土;

样方大小: 3m×3m; 总盖度: 5%~15%; 统计结果见表 4.2-7。

表 4.2-7 疏叶骆驼刺群系植被样方调查统计表

地点	植被生长状况
----	--------

	种类	高度（cm）	数量	盖度，%
样方 3-1				
4 号联合站	疏叶骆驼刺	20-35	4	15
	花花柴	20-30	2	
样方 3-2				
HD4-59H 井	疏叶骆驼刺	25-35	3	5
样方 3-3				
HD4-59H 井注气管 线沿线	疏叶骆驼刺	20-30	1	10
	花花柴	20-30	4	

图 4.2-4 评价区植被类型图

图 4.2-5 样方调查点分布图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

本项目区域地处天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，地势较为平坦。通过对评价范围内动物的实地调查和查询有关资料，该区域周边由于受到缺水、干旱气候和陆地石油天然气开采等人为活动的影响，已经几乎看不到大型野生动物的踪迹。仅在灌木和多年生草本植物分布的区域还栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

(3) 野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-8。

表 4.2-8 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟（2）±：偶见种类； +：常见种； ++：多见种。

（4）样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对项目区各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。由于项目区野生动物生境类型较为简单，主要是胡杨林区和荒漠灌丛区，本次评价在两种生境区分别设置 3 条样线，每条样线 900m 左右，观测时行进速度 1.5~3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查使用望远镜、无人机、摄像机等设备，现场观测到一些野生鸟类和爬行类动物，还发现了一些野生动物的粪便、毛发及多处动物巢穴等痕迹。

本次野生动物调查在评价区设置 6 条样线，样线布设情况及现场野生动物调查情况见表 4.2-9。

表 4.2-9 陆生动物调查样线一览表

生境类型	编号	起点坐标	终点坐标	海拔(m)	长度(m)	野生动物观测情况
乔灌林区	1-1			950	912	麻雀、凤头百灵、荒漠麻蜥
	1-2			950	881	
	1-3			942	930	

生境类型	编号	起点坐标	终点坐标	海拔(m)	长度(m)	野生动物观测情况
荒漠灌丛区	2-1			948	889	麻雀、密点麻蜥、荒漠麻蜥
	2-2			947	1005	
	2-3			948	850	

现场观测到麻雀、喜鹊和凤头百灵等 3 种鸟类，荒漠麻蜥、密点麻蜥等 2 种爬行类。

样线调查分布图见图 4.2-6。

图 4.2-6 样线调查分布图

4.2.7 生态敏感区调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域公益林、水土流失重点治理区和生态保护红线等环境敏感区一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

（1）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021 年版）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8 号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号文），评价区有保护植物 2 种，详见表 4.2-10。

表 4.2-10 重要野生植物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	肉苁蓉（ <i>Cistanche deserticola</i> ）	国家二级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	胀果甘草（ <i>Glycyrrhiza inflata</i> ）	国家二级	无危	否	否	分布在河岸阶地、水边、农田边或荒地中	历史调查资料	否

（2）重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021 年版）、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021-07-28）和《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），该区域共有国家级重点保护动物 1 种，详见表 4.2-11。

表 4.2-11 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	项目占用情况（是/否）
1	塔里木兔（ <i>Lepus yarkandensis</i> ）	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

					的荒漠环境和 绿洲		
--	--	--	--	--	--------------	--	--

塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。

塔里木兔栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。现场勘查时未见塔里木兔。

4.2.7.2 天然林/重点公益林

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

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

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

评价区域内重点公益林主要为防风固沙林，属于稀疏林，主要植物种类为胡杨、柽柳，乔木层高度 6~12m 不等，灌木层高度 2~3m，植被盖度 10%~30%，伴生有疏叶骆驼刺、花花柴和芦苇等。林业分区为塔河南部沙漠化防治功能区。

本项目新建工程部分占用沙雅县地方公益林，植被类型为荒漠灌木，优势种为多枝柽柳，伴生有骆驼刺、盐穗木、花花柴等。本项目各类管线占用公益林总长度 4.56km，占用公益林情况统计见表 4.2-12。

表 4.2-12 本项目占用公益林情况一览表

工程内容	占地性质	占用公益林情况		公益林类型
		占用长度 (km)	占用面积 (hm ²)	
输油管线	临时占地	0.36	0.29	沙雅县地方公益林
洗井水回收管线	临时占地	0.31	0.25	沙雅县地方公益林
中压注水管线	临时占地	2.81	2.25	沙雅县地方公益林
注气管线	临时占地	0.13	0.10	沙雅县地方公益林
注水管线	临时占地	0.95	0.76	沙雅县地方公益林
合计		4.56	3.65	/

本项目与公益林的关系图见图 4.2-7。

图 4.2-7 本项目与公益林分布关系示意图

4.2.7.3 水土流失重点治理区

根据新水水保〔2019〕4 号文件，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文件，本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《2020 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，沙雅县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 68.89%，中度侵蚀占 17.60%，强烈侵蚀占 7.45%，极强烈侵蚀占 5.65%，剧烈侵蚀占 0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

项目所在沙雅县的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库一拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

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

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

4.2.7.4 生态保护红线区

本项目新建工程靠近塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护

红线区。沙雅县区域内的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区多分布在靠近塔克拉玛干沙漠边缘以及县域内一些地势相对平坦、风力作用较强的区域。这些区域与周边生态系统相互关联，红线区的存在对于维护整个区域生态平衡具有关键作用。沙化土地主要包括流动沙地、半固定沙地和固定沙地等。流动沙地主要分布在靠近沙漠的边缘地带，这里风力强劲，沙丘移动速度较快，植被覆盖极低；半固定沙地分布在流动沙地向固定沙地的过渡区域，植被覆盖度相对稍高，但仍不稳定；固定沙地则多分布在距离沙漠稍远、人类活动影响相对较小且植被保护较好的区域，沙丘相对稳定。

本项目 HD4-16-1 井东南方向距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 105m，新建 HD4-16-1 井输油管线最近距生态保护红线区 25m。已建 HD4-59H 井场四周是塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，井场不占用生态保护红线区，本次拟建 HD4-59H 井注气管线需定向钻无害化穿越生态保护红线区 500m。

拟建工程与生态保护红线的位置关系见图 4.2-8。

图 4.2-8 本项目与生态保护红线的位置关系图

4.2.7.5 土地沙化现状调查

本项目位于沙雅县哈得逊油田内，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，新建工程涉及沙化土地类型为半固定沙地。

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

本项目沙化土地类型分布情况见图 4.2-9。

图 4.2-9 本项目沙化土地类型分布情况图

4.2.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

4.2.9 小结

本项目位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为沙雅县境内塔里木河冲积平原和塔克拉玛干沙漠平原区，地势较为平坦。项目所在区域涉及塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）和塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。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。项目生态评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，新建注气管线需定向钻穿越生态保护红线区 500m。新建工程临时占用沙雅县地方公益林 3.65 hm²。生态保护目标主要为区域内重要野生动植物、公益林、水土流失重点治理区和生态保护红线区等。

根据现场调查结果，拟建工程区植被类型主要以荒漠类灌木、小半灌木及多年生草本植物为主，地面植被稀少，植被覆盖度约为 5%~30%。项目新增占地类型

主要为沙地和灌木林地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域沙化土地类型属于半固定沙地；评价范围内分布有国家级重点保护野生植物肉苁蓉（*Cistanche deserticola*）和胀果甘草（*Glycyrrhiza inflata*），国家二级保护动物塔里木兔（*Lepus yarkandensis*），现场调查时未见到重点保护野生动植物，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥和荒漠麻蜥两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，分布有城镇生态系统、灌丛生态系统、荒漠生态系统和草地生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属于石油开采项目，井场、站场项目类别为I类，集输管线类别为II类。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水环境敏感程度为不敏感。本次地下水环境评价等级为二级。根据导则中现状监测点的布设原则要求，二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个。

本项目大部分地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少。根据导则要求，从实际出发，本次环评引用《哈得逊油田单井管线腐蚀隐患治理项目环境影响报告书》中 3 个地下水监测点位的监测数据（W1、W2、W3），《哈一联合站硫磺回收装置扩建工程环境影响报告表》中 2 个地下水监测点位的监测数据。（W4、W5）引用监测点位与本项目所在区域属于同一水文地质单元，监测取样时间在三年有效期内。监测点位基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，故引用的数据具有一定代表性。具体监测点位见图 4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

(3) 监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、水位埋深、井深、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-1。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

式中：PpH—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pHsd—标准中 pH 的下限值；

pHsu—标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

从表 4.3-1 可以看出，根据监测结果可知，在监测期间，潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标主要是由于区域潜水蒸发量大、补给量小，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，导致超标。

根据地下水离子检测结果，评价区潜水地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主。

表 4.3-2 (1) 地下水质量现状监测及评价结果一览表

表 4.3-2 (2) 八大离子平衡表

图 4.3-1 监测点位图

4.4 土壤环境现状调查与评价

4.4.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要为风沙土、草甸土。土壤类型分布图见图 4.5-1。

4.4.2 土壤理化性质调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。调查结果如表 4.4-1 所示。

表 4.4-1 土壤理化特性调查表

图 4.4-1 土壤类型分布图

4.4.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 3 表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型主要为风沙土、草甸土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆齐新环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，取样时间为 2025 年 9 月 6 日。土壤监测点位及监测因子见表 4.4-2。

表 4.4-2 土壤监测点位及监测因子

4.4.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

油田内地面工程、井场等建设用地区为第二类用地，占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外农用地、未利用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目占地范围外区域土壤 $6.5 < \text{pH} \leq 7.5$ ，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

（2）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（3）评价结果

土壤评价结果见表 4.4-3～表 4.4-6。

表 4.4-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（1）

表 4.4-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价（2）

表 4.4-5 占地范围内柱状样土壤环境质量评价 (1)

表 4.4-5 占地范围内柱状样土壤环境质量评价 (2)

表 4.4-6 占地范围外土壤环境质量评价 (筛选值 $6.5 < \text{pH} \leq 7.5$)

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

项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低,小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”相应标准;土壤中石油烃含量较低,满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。

(4) 土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 D,土壤盐化分级标准见表 4.5-7,土壤酸化、碱化分级标准见表 4.4-8。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区,项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.4-9。

表 4.4-7 土壤盐化分级标准

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

表 4.4-8 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
$\text{pH} < 3.5$	极重度酸化
$3.5 \leq \text{pH} < 4.0$	重度酸化
$4.0 \leq \text{pH} < 4.5$	中度酸化

$4.5 \leq \text{pH} < 5.5$	轻度酸化
$5.5 \leq \text{pH} < 8.5$	无酸化或碱化
$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化
$9.0 \leq \text{pH} < 9.5$	中度碱化
$9.5 \leq \text{pH} < 10.0$	重度碱化
$\text{pH} \geq 10.0$	极重度碱化

表 4.4-9 土壤盐化、酸化现状

综上所述，区内土壤无酸化或碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化和中度盐化的情况，未出现重度盐化和极重度盐化的情况。

4.5 环境空气质量现状调查与评价

4.5.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区沙雅县，根据 2023 年阿克苏区域环境空气质量监测结果，阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.5-1。

表 4.5-1 区域环境空气质量现状评价表

根据上表结果，近 5 年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ ，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.5.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位及监测项目

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，项目共设置 2 个监测点，监测点位布设及基本信息见表 4.6-2 和图 4.3-1。

表 4.5-2 特征污染物监测点位基本信息 单位： mg/m^3

（2）监测时段及频次

监测时段：非甲烷总烃、 H_2S 监测时间为 2025 年 9 月 8 至 2025 年 9 月 14 日，连续监测 7 天。

监测频次：非甲烷总烃、 H_2S 监测 1h 平均浓度，每日监测 4 次。

（3）评价标准

NMHC 参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准。

(4) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.5-3。

表 4.5-3 NMHC、硫化氢监测评价结果监测结果表

注：“ND”代表未检出

从上表可以看出，在监测期内，本项目所在区域特征污染物硫化氢小时平均值、日平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值要求；NMHC 小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物硫化氢、NMHC 均达标。

4.6 声环境现状调查与评价

4.6.1 声环境现状监测

4.6.2 声环境现状评价

声环境现状调查采用现场监测法。声环境现状委托新疆齐新环境服务有限公司进行现场监测。

(1) 监测点位

为了说明本项目声环境质量现状，本次评价在 HD4-23H 井、HD4-59H 井分别设置监测点。声环境现状监测点位信息见表 4.7-1，布点示意图见图 4.3-1。

表 4.6-1 监测点位信息一览表

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

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

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2025 年 9 月 6 日-9 月 7 日。

(5) 评价标准

项目区域已建站场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准, 即昼间 60dB(A), 夜间 50dB(A)。背景噪声执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准, 即昼间 60dB(A), 夜间 50dB(A)。

(6) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.6-2。

表 4.6-2 声环境现状监测及评价结果表

由表 4.7-2 可以看出, 昼间噪声值在 53.1~58dB(A) 之间, 夜间噪声值在 43.9~48dB(A) 之间, 井场满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

5. 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

(1) 永久占地影响分析

本项目新增永久占地 0.301hm², 主要是 4#计量间扩建、分压注水改造、道路和 10kV 架空线路电线杆等永久占地。施工结束后, 永久占地被站场构筑物 and 砂石路面等代替, 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井场长期取代。

(2) 临时占地影响分析

本项目新增临时占地 23.321hm², 主要是新建各类管线和电力线路占地, 占地类型主要是沙地和灌木林地。本项目施工期施工道路以依托区块现有道路为主, 施工结束后及时进行生态恢复, 因此从宏观整体区域看, 不会影响该区域的土地利用结构。项目建设对周边区域的生态环境影响主要有:

①临时占地将破坏地表原有自然植被, 造成生物量损失。

②施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加, 对生态恢复后植被根系发育和生长不利。

③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，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着生态恢复等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本项目对植被的影响主要表现在施工期的占地产生的影响、人类活动产生的影响、其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

哈得逊油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，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。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）工程占地对植被影响

由影响因素分析和油气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，只有勘探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。

本项目共占地 23.622hm^2 ，占地范围内的现状用地主要为沙地和灌木林地，自然植被覆盖度较低，植被类型主要是荒漠类灌木和多年生草本植物。在投入运营后，其中有 0.301hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖；临时占地 23.321hm^2 土地重新恢复到原来的自然状态。

（2）石油类污染对植被的影响

本项目开发建设过程中石油类对植被的污染途径主要是落地油会先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响。本项目占地范围内植被主要为荒漠植被，植被稀疏，工程占地尽量避开植被长势良好的区域，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（3）人类活动对植被的影响

本项目开发建设过程中人类活动对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。

(4) 大气污染物的影响

井场建设施工期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要有油气生产设施无组织释放的烃类气体等。

扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。夏季白天气温高，植物气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。

总体来说，工程区多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程建设规模较小，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

(5) 植被生物量损失

本项目总占地约 23.622hm²，其中永久占地 0.301hm²、临时占地 23.321hm²。新建工程站场扩建、管沟开挖等施工区域占地类型以沙地和灌木林地为主。生物量损失按下式计算，其中 S_i 以有植被覆盖区域的占地面积计：

$$Y=S_i \times W_i$$

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 5.1-1 自然植被生物损失量估算一览表

植被类型	工程内容	占地类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 S _i (hm ²)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
荒漠植被	管线（含站外配水间管线）	永久	0.75	0.001	0.001	永久
		临时	0.75	21.650	16.238	3-5
	电力线路	永久	0.75	0.020	0.015	永久
		临时	0.75	1.671	1.253	3-5
	分压注水改造（去除管线）	永久	0.75	0.250	0.188	永久
	道路	永久	0.75	0.009	0.007	永久
	扩建 4#计量间	永久	0.75	0.021	0.016	

合计	23.622	17.718	/
----	--------	--------	---

根据计算，本项目将造成 17.718t 自然植被生物量损失。其中临时性生物量损失 17.491t/a，永久性生物量损失 0.227t/a。新增生物量损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(6) 管线修建对植被的影响

本项目建设各类管线长度 38.03km，需要征地的管线长度 27.063km，征地宽度以 8m 计，其中临时占地面积 21.65hm²。管线建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发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工程占地，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。本项目所在区域分布有国家二级保护动物塔里木兔，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦和喜鹊等，一般在离作业区 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，随着本项目井场建设的各个过程，哈得逊油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳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。

哈得逊油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4 号文，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重

点治理区和重点预防区。项目建设将对区域水土流失产生多方面影响，具体如下：

（1）土壤质地粗化

在风力侵蚀作用下，地表细粒物质被搬运，粗粒物质基本滞留原地，导致土壤颗粒粗化。与未沙化原始土壤相比，沙化后土壤中粗砂和细砂粒含量显著增加，而粉砂及粘粒含量明显减少。

（2）土壤肥力下降与盐分变化

土壤沙化过程中，表层有机质因风蚀损失，加之干旱高温条件下有机质矿化加强，同时土壤粗粒化进一步削弱保肥能力，共同导致土壤有机质和全氮含量降低，其中有机质降幅尤为显著，磷、钾含量变化不明显。盐分方面，因沙土毛管上升高度低，盐分不易随水分蒸发向地表聚积，且风蚀使表层盐分被吹失或与下层含盐较低的土壤混合，故土壤盐分含量随沙化增强而降低。

（3）施工活动加剧水土流失与土地沙化

水土流失影响主要集中在施工期，主要表现在：

①地表扰动与植被破坏

管沟开挖、土方临时堆放等活动破坏原地表结皮和地貌，扰动稳定表土层，在降雨和风力作用下易引发侵蚀；临时占地损毁植被，导致生物量损失，土壤结构疏松，抗侵蚀能力下降，侵蚀面积扩大，进而诱发风蚀和水蚀。

②土方处置不当加剧风蚀

项目区气候干燥、植被稀少，若土石方堆存未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表松散沙土遇大风即产生严重扬尘，甚至形成沙尘天气。

③施工工艺与车辆碾压影响

管沟开挖若未分层开挖和回填，将降低土壤蓄水保肥能力，影响植被恢复，加速沙化进程；重型车辆反复碾压使土壤紧实，导致植物难以生长，严重地段可能退化为裸土地。

5.1.1.5 井场站场建设对生态环境的影响分析

本项目井场和站场工程主要包括拟建 3 座井场、扩建 4#计量间，4#计量间和 8#计量间自动化改造，改造 3 套计量间阀组（8#计量间站内阀组、哈四联站内 2#计量间阀组和 5#计量间站外阀组）；扩建 8 座已建配水间（1#~7#、9#配水间），同时

改造 3 座配水间（2#、3#、4#配水间）；改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统。其中计量间、计量间阀组和配水间改造以及哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统改造均在站内进行，不新增征地，该部分对生态环境产生的影响很小，几乎可以忽略不计。

新建 3 座井场、扩建 4#计量间和扩建 8 座配水间需要新增占地，井场站场建设过程中对区域植被、土壤的影响具体表现为：场地平整清除地表植被、压实土壤，并用砾石铺垫，造成植被被破坏、表层土壤原有的结构和质地发生改变。

5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响分析

本项目开挖管沟 38.03km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为沙地和灌木林地，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管线敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

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

5.1.1.7 对公益林的生态影响分析

工程所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝柞柳，主要作用为防风固沙。项目建设占用公益林，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。

本项目占用的公益林按照《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。

本项目开发过程中穿越沙雅县地方公益林，将占用公益林面积约 3.65 hm²，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，因项目建设而导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征

影响较小。同时，本项目使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

建设单位需严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）要求，不得占用国家一级公益林；井场及管线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，井场及管线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。开挖管沟尽可能缩短施工作业范围至6m，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。

5.1.1.8 对生态保护红线区的影响分析

本项目在生态保护红线区内不新增占地，不设置临时生活营地、取弃土场等临时工程。本次利旧 HD4-59H 井四周是塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，井场不占用生态保护红线区，但本次拟建 HD4-59H 井注气管线需定向钻无害化穿越生态保护红线区 500m。

根据《生态环境部关于生态环境领域进一步深化“放管服”改革，推动经济高质量发展的指导意见》（环规财〔2018〕86号）、《中共中央办公厅 国务院办公厅关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号），规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。拟建工程井场、站场和管线等工程在选址选线中充分考虑了避让生态保护红线，不可避让生态保护红线的拟建管线工程采用定向钻穿越方式，生态保护红线区内不设置施工场地、站场和阀室等。

综上，本项目占地不涉及生态保护红线区，工程建设不会对红线内的生态系统结构和功能产生严重负面影响，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求，项目对生态保护红线的影响可以接受。

5.1.1.9 对土地沙化的影响分析

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域沙化土地类型为半固定沙地。沙化土地本身生态系统极其脆弱，植被覆盖度低，土壤结构松散，风蚀活动

强烈。本项目井场和管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等，具体影响如下：

（1）破坏地表稳定层

沙化土地的表土结皮和稀疏植被是抵抗风蚀的最后一道天然屏障。井场建设和管线开挖会彻底清除这些脆弱的结皮和植被，使下层松散的沙物质直接暴露于风力作用下。这将激活沙丘，裸露的地表在风力作用下就地起沙，迅速发生风蚀，并为沙尘暴提供丰富的沙源。

（2）形成风蚀突破口

井场硬化虽然避免了井场区域的风蚀，但其边缘地带（如硬化地面与自然地面的交界处）极易因人为踩踏、车辆碾压而形成风蚀突破口。风力在此处受阻、减速，导致沙粒堆积，并可能逐渐侵蚀周围的土地。

管线开挖回填后，土壤结构被破坏，土层变得更为松散。加上在干旱的沙区，植被覆盖率极低，抗风蚀能力弱。风力沿着管沟开挖形成的线状区域加强，不仅造成管线自身覆土被吹蚀，还可能切割地表，形成新的风蚀沟壑。

（3）加剧土地破碎化

管线及其施工便道会分割原本连续的沙地生境，使本就孤立的生态系统更加破碎。井场和硬化道路等不透水表面改变了地表微地貌，可能导致在其上风向积沙或下风向出现风蚀，打破区域风沙输移平衡，造成新的沙害问题。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

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

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.2.2 植被影响分析

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

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

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。

本项目建设对生态系统完整性的影响主要表现在以下方面：

（1）土壤结构与功能的破坏

施工期重型机械碾压会严重破坏土壤结构，增加土壤容重，降低孔隙度和渗透性，影响水分入渗和植物根系生长。地表植被和结皮被破坏后，裸露的土层极易在风力作用下发生侵蚀，导致土地沙化等生态问题。其次，施工机械的油料泄漏、井下作业废水等含油污水若管理不当，将对微生物和植物造成长期危害。

（2）生物多样性损失

植被减少会降低生态系统的初级生产力；油气设施噪声、灯光、施工人员活动等会干扰野生动物，导致其回避核心活动区，种群数量改变等。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

本项目属于塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘哈得逊油田内的改扩建工程。项目区地处典型的荒漠生态景观区，其生态系统结构简单，生物多样性匮乏，环境异质性较低，导致该系统稳定性和抗干扰能力较差。经过多年开发，哈得逊油田区块内已形成了由道路、集输管网、站场等构成的密集基础设施网络，这些油田设施将原本广袤、连续的原始荒漠景观切割成碎片，在区块内部已逐步演替为一种高度依赖人工维持、生态功能退化的“城镇—工业—荒漠”复合生态系统。在宏观尺度上，油田开采导致了景观格局的破碎化，使荒野区域面积减小；在微观尺度上，则造成了局部地表结构的剧烈扰动、土壤理化性质改变、风蚀与水蚀加剧等问题，并最终

引发荒漠生态系统功能退化等。

本次工程总占地面积 23.622hm^2 ，其中永久占地 0.301hm^2 ，临时占地 23.321hm^2 。所有新增占地均位于已划定的油气田开发范围内，不涉及新的生态区域。从宏观角度而言：本项目是在既有高度人工化的复合生态系统内的扩建项目，其影响是累积性和叠加性的。项目本身并未开辟新的扰动区域，因此，对于整个塔克拉玛干沙漠荒漠景观的整体性与完整性而言，本项目不构成颠覆性或质变性的新增破坏。从局部来看：本次新增的临时占地将在建设期内对地表植被和土壤结皮造成短期破坏，可能加剧局部风沙活动。然而，由于临时占地具有可恢复性，通过后续的生态修复措施，其影响在很大程度上是可逆的。新增的永久占地规模极小，在广阔的已建油田区域内，其新增的景观切割效应与生态扰动相对有限。

综上所述，虽然本项目在局部范围内会造成不可避免的生态扰动，但其对区域荒漠景观完整性的新增负面影响整体可控。通过采取严格的、全周期的生态保护与修复措施，如：严格控制施工范围；施工结束后立即启动生态修复工程，选用适生的本地先锋植物物种，促进土壤结皮的形成和植被群落的自然恢复；强化施工期和运营期的环境管理，确保生产废水、固体废弃物等妥善处理，杜绝污染物进入荒漠环境等，可以将工程对景观完整性的影响降至最低。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

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

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线

清管封堵后不再挖出）、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

迹地经过清理后，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，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 生态影响评价自查表

本项目对生态环境的影响主要在施工期永久占地平整及临时管沟开挖等建设活动带来的生态环境影响。本项目永久占地 0.301hm^2 ，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小；临时占地 23.321hm^2 ，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

初步估算，本项目临时占用公益林面积 3.65hm^2 ，具体以有关部门核查数据为准。项目占地范围内不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，拟建工程在选址选线中充分考虑了避让生态保护红线，不可避让生态保护红线的拟建管线工程采用定向钻穿越方式，在生态保护红线区内不新增占地，不设置临时生活营地、取弃土场等临时工程，工程建设满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求，项目对生态保护红线的影响可以接受。工程占地范围内的野生动物种类较少，大型的野生脊椎动物早已离开此地，项目实施所影响的动物只是一些爬行类和鸟类。

总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表 5.1-2。

表 5.1-2 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、种群数量、种群结构、行为等） 生境 ☒ （生境面积、质量） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构等） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 ☒ （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 ☒ （生态保护红线） 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、土地沙化等）
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：（53.36）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 ☐ ；污染危害 ☐ ；其他 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；其他 ☒
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ；定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☒
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☒
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☒ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☒ ；其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 地质条件

（1）地层

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

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

（2）地质构造

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

5.2.1.2 含水层的空间分布

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

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

5.2.1.3 区域含水层富水性特征

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

根据搜集到的区内已有钻孔资料（具体见表 5.2-1），本项目所在区域潜水位埋深约 3.5~8.53m 不等，钻孔揭露的含水层厚度约 22.7~35.65m，含水层岩性为第四系细砂、粉细砂、粉砂；换算涌水量为 69.17~535.72m³/d，水量中等~贫乏；渗透系数 0.21~4.33m/d。典型水文钻孔的水文地质柱状图见图 5.2-1。

图 5.2-1 区内典型钻孔水文地质柱状图简图

表 5.2-1 评价区潜水含水层水文地质特征一览表

钻孔 编号	含水 层类 型	孔深 (m)	静水位 埋深 (m)	含水层 岩性	揭露含 水层厚 度 M (m)	平均渗透 系数 K (m/d)	换算涌水量 (降深 5m、井 径 8 英寸) (m ³ /d)	富水性分 区
HD1	潜水	40	4.57	粉细砂	33.03	1.5	225.13	水量中等
HD2	潜水	40	3.5	粉细砂	35.29	4.33	535.72	水量中等
HD3	潜水	40	4.35	粉细砂	34.65	3.73	433.41	水量中等
HD4	潜水	40	4.35	粉砂	35.65	2.67	352.08	水量中等
ZC1-1	潜水	40	5.33	细砂	34.39	0.21	22.1	水量贫乏
ZC1-2	潜水	40	7.26	粉细砂	29.04	1.15	165.08	水量中等
ZC1-3	潜水	40	5.25	粉细砂	32.8	1.72	373.69	水量中等
ZC1-4	潜水	40	7.83	粉细砂	32.17	2.28	268.08	水量中等
ZC1-5	潜水	40	5.91	粉细砂	34.09	0.39	97.29	水量贫乏
ZC1-6	潜水	40	6.77	细砂	33.23	1.98	283.74	水量中等
ZC1-7	潜水	40	7.72	细砂	30	0.27	41.62	水量贫乏
ZC1-8	潜水	40	8.31	细砂	31.69	1.49	149.14	水量中等
ZC1-9	潜水	40	9.33	细砂	30.67	2.07	202.09	水量中等
YK1	潜水	40	9.2	粉细砂	30.8	1.38	193.21	水量中等
YK2	潜水	40	4.67	粉细砂	32.33	3.41	447.48	水量中等
YK3	潜水	40	8.16	细砂	31.84	0.39	57.84	水量贫乏
YK5	潜水	40	11.63	粉砂	20	0.92	81.29	水量贫乏
MS1	潜水	40	1.43	细砂	38.54	0.94	95.95	水量贫乏
MS2	潜水	40	1.8	细砂	38.57	1.93	152.83	水量中等
MS3	潜水	40	1.46	细砂	38.2	1.1	100.82	水量中等

5.2.1.4 地下水的补给、径流、排泄

(1) 补给

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

(2) 径流

工程区域内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细

砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。

根据新疆地质工程勘察院进行的哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目的勘察成果中潜水等水位线图，评价区南部地下水的径流方向是从西南向东北，中部及北部为自西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。区内地下水的水力坡度约 0.37‰~1‰。

（3）排泄

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

地下水的侧向流出排泄：评价区内地下水以向下游侧向径流排泄为主。

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

5.2.1.5 地下水动态特征

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

5.2.1.6 地下水水化学特征

项目位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度 60m 内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。由

前述可知，仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给、径流条件较好；而向南远离塔河的地段，潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于 10m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件，决定了工程区域潜水的水化学作用，在沿塔河南岸地段，以离子交替吸附作用为主；而向南远离塔河的地段，则以蒸发浓缩作用为主。本项目所在区域离塔河南岸较远，潜水缺乏补给来源，径流滞缓，水化学作用以蒸发浓缩作用为主，评价区潜水的水化学类型有 Cl-Na•Mg 型、SO₄•Cl-Na•Mg 型、SO₄•Cl-Na 型。矿化度为 0.5~40g/L 不等，水质均较差，为半咸水~咸水。

5.2.1.7 评价区地下水开发利用现状与规划

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

5.2.1.8 区域地下水污染源调查

评价区各监测点中各监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质要求。超标与区域水文地质条件有关。特征因子石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

5.2.1.9 包气带特征

本项目在油田区域内进行扩建。根据区内勘察资料《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》（新疆地质工程勘察院）的钻孔成果，区内包气带的岩性为细砂、粉砂，粉土等，其结构总体来说比较松散，为了基本查明区域内包气带的防污性能，共完成了 40 处渗水试验，其中 SS014 和 SS015 位于评

价区内，垂向渗透系数分别为 0.00025cm/s 和 0.00016667cm/s ，均大于 10^{-4}cm/s ，根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中表 6，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据 4.5 节中包气带土壤环境质量调查结果，包气带土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤环境质量可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，石油烃（C10~C40）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，且占地范围和占地范围外的检测数值相差较小，包气带未受石油类污染。

5.2.2 地下水环境影响分析

5.2.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）废水对地下水影响分析

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

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

（2）落地油对地下水影响分析

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）集输管线对地下水影响分析

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

（4）回注水对地下水影响分析

①回注水源

本项目 7 口注水井水源来自哈四联合站，回注水为联合站处理后的采出水，注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级水质标准要求，且注水水质稳定，不携带大量悬浮固体，且对注水设施腐蚀性小。

②回注层

本项目 7 口注水井（其中井 2 口，老井转注 5 口），单井钻井均钻至石炭系（5000m 以下），故注水井回注于油藏层石炭系，回注层均为地下干层或油层，回注地层深度在 5000m 以下。而项目区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水，第四系含水层底板埋藏深度在 500m 以内。故回注层深度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，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。本次新建的 3 口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。

综上，正常状况下，本项目采出水经处理达标后回注地层，在建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染的要求。

5.2.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在采油、井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井漏等工程事故；自然灾害引起的污染事故；集输管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使废水泄漏；油水窜层、集输管线采出液的泄漏。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。

资源，具有资源丰富，即渗透污染和穿透污染途径。

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

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一旦出现套外返水事故，废水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

因为地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性的特点，因此要遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

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

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

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

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

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

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

根据项目特点，本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析，含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件；将水文地质条件概化为：含水层之间无水力联系，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

具体见下文：

（5）油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层（即油气窜层）一般由表层套管和油层套管的固井失误引起，导致地下水受到污染。此外，井孔坍塌、埋钻、卡钻等处理不当，或因对第四系含水层厚度判定不准确而误判第三系套管隔离失效，也可能造成窜层。同时，废弃井封井失当或未进行封井，以及其他不可预见事故，都可能使上部潜水水质恶化，甚至严重污染。本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当采油引起地层压力变化导致窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，项目区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对项目区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取特征因子石油类进行预测。

④预测模型

污染物在含水层中的迁移，特别是泄漏点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D

中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的水文地质勘察资料、导则及预测指南中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-2。

表 5.2-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.023m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据导则推荐的经验值，评价区内渗透取 10m/d；根据评价区水文地质勘察资料，保守起见，地下水水力坡度取较大值 1‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.23m ² /d	$D_L=\alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合项目区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，本次有效孔隙度取 42%。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄漏了不同天数（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 5.2-3、表 5.2-4，图 5.2-2。

表 5.2-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	18.000	0	18.000	0	18.000
5	10.400	20	13.000	50	15.800
10	4.010	40	5.480	100	7.680
15	0.984	60	1.160	150	1.300
22	0.050	80	0.113	200	0.060
25	0.010	85	0.050	202	0.050
30	0.001	95	0.010	222	0.010
35	0.000	100	0.005	250	0.001
40	0.000	120	0.000	300	0.000
45	0.000	140	0.000	350	0.000
50	0.000	160	0.000	400	0.000

表 5.2-4 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	22	25	无
	1000d	85	95	无
	3650d	202	222	无

图 5.2-2 发生长期泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 22m、85m、202m，影响距离分别为 25m、95m、222m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的油井套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油

田开发到中后期时，废弃井、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，会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环，故但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（6）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线和注水管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的含油废水下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下，污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

泄漏的污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→包气带→含水层→迁移

非正常状况下，地表或管线泄漏的污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：1）污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；2）石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。参考《建设项目环境风险评价技术导则》

（HJ 169-2018）附录 E 及实际操作经验，设定拟建项目输油管线破裂后，污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物以点源的形式穿透包气带土壤层进入到地下水含水层，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题（《多孔介质污染物迁移动力学》，王洪涛，2008 年 3 月）。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L (t - t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数

本次评价水文地质参数具体见前文表 5.4-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-5，图 5.2-3。

表 5.2-5 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄漏）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
石 油 类	0	0.0008	0	0.0002	0	0.0001
	5	0.0033	5	0.0004	10	0.0001
	10	0.0008	10	0.0006	20	0.0002
	15	0.0000	15	0.0006	30	0.0003
	20	0.0000	20	0.0006	40	0.0003
	25	0.0000	25	0.0004	50	0.0002

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
	30	0.0000	30	0.0003	60	0.0002
	35	0.0000	35	0.0001	70	0.0001
	40	0.0000	40	0.0001	80	0.0001
	45	0.0000	45	0.0000	90	0.0000
	50	0.0000	50	0.0000	100	0.0000

图 5.2-3 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。泄漏后的石油类在地下水中运移 100d、1000d、3650d 后，浓度均未超标，但泄漏事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。集输管线等必须采取必要的措施，加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的土壤、地下水。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.2.5 地下水环境评价结论

本项目管线试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。运营期的采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，采出水和井下作业废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后，回注地层。在正常情况下，本项目产生的废水不外排，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，本项目对地下水环境的影响较小。

本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景，结合评价区水文地质条件，进行了预测分析，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，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，在落实相关保护措施的情况下，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.3 地表水环境影响评价

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

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管线试压废水。

（1）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 288m³。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至哈得公寓生活污水处理装置处理，采用（AO+MBR）生物接触氧化+膜反应工艺，生活污水达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 中 C 级标准后泵送至哈得作业区现有蓄水池，冬储夏灌。

（2）管线试压废水

本项目管线分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收

集后，进入下一段管线循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水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

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水。采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排，不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本项目运营期新增采出水最大量为 $338.06 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水输送至哈四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）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，哈四联合站污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水依托处理环境可行性评价

本项目井下作业废水产生量 114t，哈四联合站隔油池处理能力满足本项目需求，井下作业废水可依托处理。

综上，本项目运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境评价结论

采取上述水污染控制措施后，本项目运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1 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 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护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 土壤影响识别

（1）项目类型

本项目属于陆上石油开采项目，根据导则附表 A.1，井场、站场建设属于 I 类项目，油气集输管线、注水管线、洗井水回收管线和中压注水管线建设属于 II 类项目，注气管线属于 IV 类项目。

（2）影响类型及途径

根据《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》（HJ 349-2023），本项目涉及土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目施工期主要为井场、站场及管线敷设，施工过程中，落实各类环保措施，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。

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，均不向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况油气集输管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目油气集输管线、注水管线中采出液盐分含量较高，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。

本项目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。

本项目不同时段对土壤影响类型与途径见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	-	-	-	-	-	√
运营期	-	-	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

5.4.2 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为土方开挖、场地平整以及管线敷设、车辆行驶和机械施工等人为对土壤的扰动以及各种废弃物处置不当对土壤的污染影响。

(1) 井场、站场工程施工对土壤的环境影响

井场、站场工程在土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目井场施工过程中，临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱；永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

(2) 管线敷设对土壤环境的影响

本项目管线工程一般区域管线施工作业带宽度控制在 8m 范围内，涉及天然林区域管线施工作业带宽度应尽可能控制在 6m 范围内，管沟开挖过程中以机械开挖为主，穿越特殊区域采取人工开挖。施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。

(3) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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，使风蚀荒漠化的过程加剧；

（4）废弃污染物污染影响分析

本项目施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本项目施工期产生的废水主要为管线试压废水和生活污水；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾以及废铅酸蓄电池等。根据前述分析，本项目施工期间产生的废水和固废均能妥善处理，因此在落实以上环保措施的情况下，施工期的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

5.4.3 运营期土壤环境影响分析

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，输油管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管线两端设置有压力和远传信号，当发生管线破裂时，可远程关闭，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，预计从管线中泄漏的量为 3.67m^3 。项目所在区块地层水水型为 CaCl_2 型，氯根最高位 149000mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.67 \times 149000 \times 111 \div 71 = 854903\text{g}$ 。

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

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b -表层土壤容重, kg/m^3 ;

A -预测评价范围, m^2 ;

D -表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n -持续年份, a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg;

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.40 \times 10^3 \text{kg/m}^3$, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的最大现状值为 2.3g/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 0.206g/kg, 叠加现状值后的预测值为 2.506g/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现有水平。

(2) 污染影响型

①预测情景

本项目实施后, 由于严格按照要求采取防渗措施, 在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。因此, 垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况, 根据企业的实际情况分析, 结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征, 本次评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染, 作为预测情景。

②预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测, 预测公式如下:

A.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，%。

B.初始条件

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

C.边界条件

第一类 Dirichlet 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：

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

③预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-2。

④模型边界条件的概化

上边界条件选择定压力水头，下边界条件选择自由排水。

⑤土壤模型概况

结合区域水文地质调查及本项目土壤现状调查结果，将区域土壤概化为一层，埋深 300cm 砂土层。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自带数据。土壤模型具体参数见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	质地	θ _s	θ _r	α (cm ⁻¹)	n	K _s (cm/d)	经验参数 l	土壤密度 (g/cm ³)
0~300	砂	0.46	0.034	0.016	1.37	6	0.5	1.4

⑥预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

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
集输管线泄漏	石油烃	850000	瞬时

⑦预测分析结果

非正常状况下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 **T1: 365d, T2: 730d, T3: 2190d, T4: 2920d, T5: 3650d**，观测点 N1~N5 距地面深度分别为 **N1: 1cm, N2: 30cm, N3: 100cm, N4: 150cm, N5: 300cm**，污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~图 5.4-2。

图 5.4-1 不同深度观测点石油类运移预测结果

(N1: 1cm, N2: 30cm, N3: 100cm, N4: 150cm, N5: 300cm)

图 5.4-2 不同时间石油类浓度沿土壤迁移情况

(T1: 365d, T2: 730d, T3: 2190d, T4: 2920d, T5: 3650d)

由上述土壤预测结果可知，石油烃泄漏瞬间，土壤深度 1cm 处的土壤立即被污染，石油烃到达土壤深度为 30cm 时，需要 2.34d，石油烃到达土壤深度为 100cm 时，需要 32.78d，石油烃到达土壤深度为 150cm 时，需要 82.20d，石油烃到达土壤深度为 300cm 时，需要 336.32d，随着时间的增加不同深度的石油烃浓度不断增加至饱和。

因此，非正常状况下，集输管线破损泄漏后的石油烃会对土壤造成一定影响。运营期应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。若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。项目运行过程在工程做好防渗、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项目对土壤环境影响可接受。

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，在生活污水、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 土壤环境影响评价结论

综上，本项目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，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。本项目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。

5.4.6 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-4。

表 5.4-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影 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	(0.301)hm ²				永久占地/中型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化 污染影响型：/				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□； 其他（生态影响）				
	全部污染物	全盐量、石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类☑；II 类□；III类□；IV类□				井场、站场
		I 类□；II 类☑；III类□；IV类☑				管线
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				污染影响型
		敏感□；较敏感☑；不敏感□				生态影响型
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				污染影响型
		一级□；二级☑；三级□				生态影响型
现 现 状 调 查 内 容	资料收集	a)☑; b)☑; c)☑; d)☑				
	理化特性	见表 4.5-1				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见监测点位布置图
		表层样点数	3	4	0~0.2m	
柱状样点数		3	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m		

工作内容		完成情况			备注
现状评价	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）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+ pH+石油烃+土壤盐分含量			
	评价因子	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他（）			
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他（）			
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求			
影响预测	预测因子	石油类、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（输油管线事故泄漏）；影响程度（石油烃泄漏瞬间，土壤深度 1cm 处的土壤立即被污染，石油烃到达土壤深度为 30cm 时，需要 2.34d，石油烃到达土壤深度为 100cm 时，需要 32.78d，石油烃到达土壤深度为 150cm 时，需要 82.20d，石油烃到达土壤深度为 300cm 时，需要 336.32d，随着时间的增加不同深度的石油烃浓度不断增加至饱和。）			污染影响型
		影响范围（集输管线以泄漏点为中心 20m×20m 范围）影响程度（在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.206g/kg，叠加现状值后的预测值为 2.506g/kg）			生态影响型
	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	代表性井场、站场
		代表性井场、站场	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬 盐分含量、pH	1 次/5 年	
	信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周

围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

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

5.5.1.2 车辆尾气和焊接烟气

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

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

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

拟建工程位于沙雅县境内，距离本项目最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
沙雅	51639	基本站	***	***	175	981	2023	风速、风向、总云量、干球温度

根据沙雅县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 近 20 年平均温度月变化统计表

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	平均
温度(℃)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.5℃，4~10 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7℃，12 月份平均气温最低，为-8.7℃。

(2) 风速

近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

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	年均
平均风速	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.6

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.6m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.5-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
----	---	-----	----	-----	---	-----	----	-----	---	-----	----	-----	---	-----	----	-----	---

1 月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2 月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3 月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4 月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5 月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6 月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7 月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8 月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9 月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10 月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11 月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12 月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

图 5.2-1 沙雅县各季风向玫瑰图

由表 5.5-4 和图 5.2-1 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 SW 风向。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表 5.5-5 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2

土地利用类型		荒漠/草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测源强

根据工程分析确定，运营期本项目代表性井场计量间、计量间、配水间产生的无组织排放污染物参源强参数见表 5.5-6。预测及计算结果见表 5.5-7。

表 5.5-6 无组织排放参数一览表（面源，100%负荷）

名称	面源起点坐标		海拔 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排 放高度 (m)	与正北 向夹角 (°)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						H ₂ S	NMHC
采油井 HD4-64-1X			945	40	40	6	0	0.00000065	0.0014
注水井 HD4-13-1H			945	40	40	6	15	0.00000065	0.0012
注气井 HD4-95H			950	40	40	6	30	0.00000065	0.0002
HD4-H94 井 (新建 1 座 阀组)			948	40	40	6	10	0.00000065	0.0008
4#计量间			948	52	35	6	30	0.00000065	0.0035
8#计量间			950	30	17	6	60	0.00000065	0.0018
4#配水间			950	52	35	6	60	/	0.0012
站外配水间			950	30	15	6	0	/	0.0033
哈四联合站	83.71395131	40.75704696	946	450	300	6	50	0.00000065	0.0102

表 5.5-7 P_{max} 及 D10%预测及计算结果一览表

名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准(μg/m ³)	P _{max} (%)	D10% (m)	最大浓度出现 距离 (m)
采油井 HD4-64-1X	NMHC	1.6807	2000	0.08	/	27
	H ₂ S	0.0008	10	0.01	/	
注水井 HD4-13-1H	NMHC	1.4401	2000	0.07	/	27
	H ₂ S	0.0008	10	0.01	/	

注气井 HD4-95H	NMHC	0.2400	2000	0.01	/	27
	H2S	0.0008	10	0.01	/	
HD4-H94 井 (新建 1 座阀组)	NMHC	0.9603	2000	0.05	/	27
	H2S	0.0008	10	0.01	/	
4#计量间	NMHC	3.9891	2000	0.20	/	63
	H2S	0.0007	10	0.01	/	
8#计量间	NMHC	4.175	2000	0.21	/	17
	H2S	0.0015	10	0.02	/	
4#配水间	NMHC	1.3680	2000	0.07	/	63
站外配水间	NMHC	7.8211	2000	0.39	/	15
哈四联合站	NMHC	2.6277	2000	0.13	/	348
	H2S	0.0002	10	0.002	/	

经估算，无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在站外配水间 15m 处，最大浓度为 7.8211 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度占标率为 0.39%，非甲烷总烃场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准；无组织硫化氢最大落地浓度出现在 8#计量间 17m 处，最大浓度为 0.0015 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度占标率为 0.02%，浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求。

综上，本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.3 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-8。

表 5.5-8 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/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	4.0	0.4912
2	无组织废气	硫化氢	密闭集输	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求	0.001	0.00000516

5.5.2.4 非正常工况影响分析

（1）污染源强

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，凝析油、天然气通过放喷管线直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管线直接进入放喷池。本次评价将 HD4-64-1 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.5-9。

表 5.5-9 非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	面源起点坐标		海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/min	排放工况	评价因子	应对措施
			X	Y								
1	放喷口	井口压力过高								非正常工况	非甲烷总烃	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-10。

表 5.5-10 非正常排放 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	放喷口	非甲烷总烃	6263.90	313.20	313.20	10	500

由表 5.2-8 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 $6263.90\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 313.20%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场及站场阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-11。

表 5.5-11 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、H ₂ S）				包括二次 PM _{2.5} □ 不含二次 PM _{2.5} ☑				
评价标准	评价标准		国家标准□		地方标准□		附录 D ☑		其他标准☑		
现状评价	环境功能区		一类区□			二类区☑			一类区和二类区□		
	评价基准年		（2023）年								
	环境空气质量现状调查数据来源		长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑					现状补充监测☑	
	现状评价		达标区□					不达标区☑			
污染源调查	调查内容		本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□		
大气环境影响评价与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□		EDMS/AEDT□		CALPUFF□	网格模型□	其他☑	
	预测范围		边长≥50km□		边长 5～50km □		边长=5km☑				
	预测因子		预测因子（非甲烷总烃）				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% ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐			C _{本项目} 最大标率>10% ☐
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☐			C _{本项目} 最大标率>30% ☐
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长/h	C _{本项目} 占标率≤100% ☐			C _{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 _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC、H ₂ S）			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	距厂界最远（ ）m				
	污染源年排放量	SO ₂ : ()t/a	NO _x : ()t/a	颗粒物: ()t/a	无组织 NMHC: (0.4912) t/a H ₂ S: (0.00000516) t/a 有组织 NMHC: ()t/a	

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

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 5.6-1。

表 5.6-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

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 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
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

通过类比分析可知，各施工阶段噪声预测结果如下：

在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间，昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025) 场界噪声限值要求；设备安装施工期间，昼间 40m、夜间 200m 即可满足该标准限值要求。

进一步分析厂界噪声贡献值，施工期各噪声源对厂界的贡献值昼间为 63～69dB(A)，夜间为 62～68dB(A)，昼间满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025) 场界噪声限值要求，夜间超出该标准限值要求。

本项目各井场周边 200m 范围内无村庄等声环境敏感目标，且施工周期较短，施工期间通过采取设备定期保养维护、基础减振等措施，可进一步降低噪声对周边环境的影响。

5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目拟建井场产噪设备主要为采油井场采油树、注水井场注水泵、增压机，注气井场注氮橇、压缩机等，井场布置基本一致，本次选择 HD4-64-1（采油井）、HD4-26-1（注水井）、HD4-H94（注气井）进行预测。

5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021），在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c ——指向性校正，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

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

式中： L_{eq} ——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	降噪效果[dB(A)]
			X	Y	Z			
1	采油树 HD4-64-1X	采油树	8	27	3	85	基础减振	15
2	注水井 HD4-64-2	注水泵	18	18	2	95	基础减振	15
3	注气井 HD4-H94	注氮橇	52	24	2	95	基础减振	15
4		压缩机等	76	23	2	95	基础减振	15
5	哈四联合站	柱塞泵	193	336	2	95	基础减振	15
6		喂水泵	189	347	2	95	基础减振	15
7	配水间	注水泵	35	20	2	95	基础减振	15

5.6.2.3 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，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

由表 5.6-3 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 29.2~49.6dB(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。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，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 声环境影响评价结论

综上所述，本项目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、站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。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级 ☐		计权等效连续感觉噪声级 ☐	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		国外标准 ☐	
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☐		中期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☐		现场实测加模型计算法 ☒		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒				其他 ☐	
	预测范围	200 m ☐		大于 200 m ☐		小于 200 m ☒	
	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 $\sqrt{\quad}$; “()”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾以及废铅酸蓄电池。

井场和站场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、管沟回填, 无弃方; 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分收集后, 由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。生活垃圾集中收集后, 由施工单位委托有资质的第三方环

保公司合规处置。废铅酸蓄电池属于 HW31 含铅废物，应集中收集后交由有危险废物处置资质的单位接收处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

本项目运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油和废油桶，均属于危险废物。

落地油危险废物代码为：071-001-08。主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。本项目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，落地油回收率为 100%，落地油使用桶装收集后交由有危废处置资质的单位接收处置。

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材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，根据工程分析，本项目产生废弃防渗材料最大量约 0.75t/a。废防渗材料属于危险废物，危废代码：900-249-08。作业施工结束后，由施工单位将废防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。

拟建工程井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油、废油桶，类比同类型井场、站场，拟建工程废润滑油产生量约为 0.5t/a，废油桶产生量约为 1t/a。废油桶危废代码：900-249-08，危废代码：900-217-08。废油桶委托交由有危废处置资质的单位处置，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

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。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 3.4-8。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危废收集、贮存过程影响分析

本项目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）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），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》（HJ 2025-2012）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翔实。具体要求如下：

- 1) 危险废物标签应以醒目的字样标注“危险废物”。
- 2) 危险废物标签应包含废物名称、废物类别、废物代码、废物形态、危险特性、主要成分、有害成分、注意事项、产生/收集单位名称、联系人、联系方式、产生日期、废物重量和备注。
- 3) 危险废物标签宜设置危险废物数字识别码和二维码。
- 4) 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。具体见图 5.7-1。
- 5) 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- 6) 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；

贮存危险废物场所还应包含三角形警告性图形标志和文字性辅助标志，其中三角形警告性图形标志应符合 GB 15562.2 中的要求，具体见 5.7-2。

图 5.7-1 危险废物标签样式示意图

图 5.7-2 危险废物贮存设施标志示意图

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）和《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）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；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）和《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）中相关要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落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。

综上，本项目固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目施工期和退役期不涉及危险物质；运营期涉及的危险物质主要为原

油、天然气、 H_2S ；退役期不涉及危险物质。运营期原油、天然气、 H_2S 主要存储于新建的输油管线内；天然气还存储于新建的注气管线内。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。单井集输管线、注气管线均以同类型单根管线最长为典型代表。本项目注气井与气举井均采用处理净化后的天然气作为气源。

注根据克拉伯龙方程，计算管线带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目危险物质分布情况一览表

序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	HD4-89-1X 输油管线	DN80, 6.4MPa, 1.6km	原油	-	7.22	2500	0.00289	Q<1
			天然气	74-82-8	0.63	10	0.063	
			H_2S	7783-06-4	1.75×10^{-6}	2.5	7.0×10^{-6}	
			Q 值Σ				0.066	
2	HD4-H94 至 HD4-95H 注气管线	DN80, 10MPa, 1.5km	天然气	74-82-8	0.93	10	0.093	Q<1
			H_2S	7783-06-4	2.56×10^{-6}	2.5	1.02×10^{-6}	
			Q 值Σ				0.093	

注：根据资料本项目区块原油密度为 0.898g/cm^3 ，天然气相对密度为 1.23kg/Nm^3 ，硫化氢密度 3.4mg/m^3 。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目风险潜势为 I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

表 5.8-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%~87%和 11%~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长间接接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复	

	苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。			
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm³	稳定性	稳定

	爆炸极限	1.1%~8.7% (V%)	自燃温度	280°C~380°C
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50: >4300mg/kg (大鼠经口) LC50: 无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

表 5.8-3 天然气危险特性表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.04
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42°C 的温水中复温。不要涂擦 不			

	要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。			
消防措施	有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
	熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇 乙醚等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	自燃温度	538℃
	爆炸极限	5.3%~15%(V%)		
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、氟、氯；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50:50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
	废弃物性质：危险废物。			

废弃处置	废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规 定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将 瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢， 防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆 排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧 化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源 公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止 溜放。

表 5.8-4 硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施表

5.8.3.2 生产系统危险性识别

(1) 站场

本项目 4 座计量间阀组自动化改造，2 座计量间自动化改造，5#计量间阀组地面工艺流程改造。在哈四联合站内新建柱塞泵 7 台、喂水泵 3 台、污水回收装置 1 台，在配水间新建移动式注水橇 8 座、五井式配水阀组 9 座。计量间内主要工艺设施包括：分离计量橇、集油阀组，为了站场安全，还设置了放喷装置，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放喷管线通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后，可有效降低站场的事故风险。采取上述措施后，可有效降低站场的事故风险。

(2) 输油管线

油井采出液通过单井输油管线输送至现有集输干线，最终输至联合站进行处理。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有输油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管线泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

(3) 注气管线

注气管线采用埋地敷设方式。注气集输过程中常见的事故有注气管线因腐蚀穿孔而造成天然气泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管线泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的天然气泄漏，直接污染周围大气环境。泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

(4) 注水、洗井水回收管线

本项目新建注水管线输送介质为达标采出水，不涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定的有毒有害和易燃易爆的危险物质，无重大环境风险源。但考虑到采出水含有少量的石油类和较高的盐分，若发生泄漏，存在对地下水 and 地表水污染的风险，因此，本次环境风险评价对其产生的环境影响进行简单分析。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括集输管线泄漏以及天然气、硫化氢泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。集输管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，注气管线发生泄漏会对大气等产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，注水管线发生泄漏可能会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-5。

表 5.8-5 危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
运营期	泄漏	集输、注气管线	原油、天然气、H ₂ S	阀组站工艺设备、集输管线发生泄漏，油气中天然气泄漏、硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气、硫化氢中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气
	泄漏	注水管线	采出水	注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响	土壤、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

本项目油气集输管线、计量间工艺设备内为采出液，主要为原油以及含硫化氢的天然气，在管线压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液中的天然气、硫化氢气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距

离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目采出液含有硫化氢，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

本项目的油气集输管线、注气管线、气举管线发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本项目各类集输管线长度较短，且井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。且由于井场及管线大多数位于灌木林，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本项目不涉及地表水环境风险事故。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。

（1）油气集输管线对地下水的环境影响分析

集输管线发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基

本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90% 以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

（2）注水管线、洗井水回收管线发生泄漏

本项目注水管线、洗井水回收管线发生采出水泄漏事故能否对地下水环境产生影响，取决于采出水中盐类及油类物质在土壤中的迁移转化以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

5.8.5.4 对土壤环境的影响分析

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

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

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

一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚)。

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

5.8.5.5 对植被及公益林的影响

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

本项目各类管线穿越公益林,管线施工完成后,地方主管部门对公益林进行恢复,由于集输管线沿巡井进行敷设,便于进行巡检,项目对公益林段采取加强巡检频次,及时关注公益林植被生长状况等风险防范措施,能及时发现油品泄漏并及时采取措施,基本不会对周围植被产生影响。

5.8.6 环境风险防控措施

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

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

5.8.6.1 井场风险防范措施

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

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

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

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

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

5.8.6.2 管线事故风险预防措施

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.8.6.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

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

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携带硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

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

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

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

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

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度 [$150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)] 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，

包括适用的呼吸器具。

5.8.6.4 与交叉管线风险防范措施

与其他管线并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管线保护措施。与已建管线的并行间距一般不应小于 6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m，管线并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管线敷设且利用已建管线伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管线；

（2）并行管段管线施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管线侧，防止施工机具频繁碾压已建管线；

（3）与已建管线并行、交叉段施工前与管线管理单位充分沟通，并确定管线位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完成管线组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

（4）管线交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管线进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管线的防腐层完成，保证管线本体的安全；

（5）交叉段管线尽量采用弹性敷设通过，管线交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管线埋设深度；

（6）管线并行、交叉处阴极保护设置，考虑管线间的相互影响，进行优化设计；

（7）并行已建管线段管线施工对已建管线防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管线和新建管线统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管线管理单位意见并认可。

5.8.6.5 公益林环境风险防范措施

对于公益林要采取有效风险防范措施，针对工程沿线植物资源分布的特点，对不同的保护对象提出如下保护措施：

管线施工过程中，尽可能不破坏地形、地貌；施工完毕后，尽可能将施工地带

地形、地貌恢复至施工前的地形地貌。

(2) 加强施工人员的环保意识。在开挖过程中，不随意砍伐植物，如发现国家重点保护植物，要报告当地环保部门，立即组织抢救，应进行异地移栽保护。

(3) 加强环境管理。加大宣传力度，采取各种方式，如宣传栏、挂牌等，让施工人员了解植物的显著特征，识别分布在此地的国家重点保护植物。对已经发现的保护物种，环境监理的工作就显得十分重要，尤其是在施工期，工程单位与环保部门要合作，建立完善的管理体系，使之有法可依，执法有效，确保国家重点保护植物资源的安全。

(4) 发生火灾启动场站和集输管线专项应急预案时多伴生发生溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件，在现场应急处置中应结合溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件应急处置措施，减少对环境污染。

(5) 当发生突发环境事件时，质量健康安全环保部负责确定环境事件所需应急物资装备的种类、规格和数量，确定最小储备定额，生产运行部根据定额清单（管理区二级应急物资库：包含正压式呼吸器 10 套、毛毡 100 张、吸油棉 3 袋、围油绳 500 米等）落实环境事件应急物资储备，并按照相关规定进行日常维护和管理。

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

(7) 管线两端的阀门与监控系统联动，在林区发生泄漏事故时，远程关闭事故管线进油口阀门，两端的截止阀，在保证安全的前提下对破裂口用楔子、卡箍法堵漏，随后用高标号速冻水泥覆盖加固或用贮油桶收容泄漏油料。

5.8.6.6 重视和加强管理

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

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

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

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免

因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 本项目实施后，将本项目相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

5.8.6.7 应急联动

本项目位于阿克苏地区沙雅县，建设单位应根据项目区域各油气管线规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

(1) 本项目区规划建设油气管线相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

(2) 整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

(3) 与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

(4) 本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.6.8 环境风险应急处置措施

(1) 伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

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

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

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

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时：

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；
- ②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；
- ③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；
- ④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

- ①井场站场发生事故经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；
- ②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；
- ③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；
- ④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（4）井场泄漏处置

1) 伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

- ①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；
- ②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；
- ③对泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；
- ④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；
- ⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；
- ⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；
- ⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；
- ⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 管线泄漏处置

1) 管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

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

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

④组织输油管线泄漏的围控、处置；

⑤原油管线泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2) 管线泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管线进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

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

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

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

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

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

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.6.9 风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。哈得采油气管理区编制有《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2025-004-L），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（1）工程事故类型为原油泄漏对区域大气环境造成影响。

（2）信息处理巡检人员发现输送管线泄漏后，应立即上报应急管理办公室，应急管理办公室接到报告后，首报应急管理办公室组长，同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令，应急管理办公室成员、各部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后，填写《应急报警记录表》。

（3）面对套管被腐蚀破坏井筒，在采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施后，事故风险较低。

5.8.7 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、硫化氢，主要存在于密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括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。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。本项目所在区域地势平坦，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，在严格落实本项目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；建设单位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。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-6。

表 5.8-6 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项目			
建设地点	沙雅县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、硫化氢，主要存在于密闭集输管线内。			
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。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，定期进行管线壁厚和防腐情况检测；纳入现有环境风险应急预案，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。			
结论：本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、硫化氢，主要存在于密闭输油管线内。可能发生的风险事故包括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。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。本项目所在区域地势平坦，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，在严格落实本项目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；建设单位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 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场、站场

(1) 本项目站场扩建新增占地类型主要为沙地和灌木林地，施工过程中须严格控制占地面积，减少扰动面积，减少对公益林和荒漠植被影响。

(2) 加强区域内的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(3) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外荒漠植物。

(4) 施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，严格控制施工作业带宽度，控制扰动面积。本环评要求，井场、站场在施工过程中，减少对周边荒漠植被的碾压破坏，并安排专人监察。

(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。

(6) 对井场、站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.1.1.2 管线

(1) 项目设计时优先采取避让措施，尽量减少对公益林和天然荒漠植被的占用和扰动。

(2) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(3) 工程管线施工临时占用公益林，应向相关部门办理占地相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

(4) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作为燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，尽量恢复，优化原有的自然环境

和绿地占有水平。

(5) 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，减小施工作业带宽度。考虑采取加大管线埋深，加厚管壁等措施。

(6) 一般地段项目管线工程施工作业带宽度控制在 8m 范围内，管线穿越公益林和定向钻穿越生态保护红线区管线工程施工作业带宽度尽可能缩减至 6m 范围内。

(7) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。

(8) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管线，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

6.1.1.3 公益林的生态保护措施

本项目新建管线 5.14km 占用沙雅县地方公益林，需采取以下措施：

(1) 项目施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《森林法》和《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）及阿行署办〔2008〕27 号文件〈印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知〉（阿地油区委〔2009〕3 号）文件等有关规定，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。

(2) 在下一阶段的设计中，建设单位应进一步对穿越公益林的线路进行优化，避开植被茂盛的区域，尽量减少公益林的占用，井场站场、道路和管线占地优先避让胡杨林。

(3) 施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极遵守有关生态公益林资源保护工程管护目标、管护措施；积极配合护林员管护沿线森林资源；主动或配合做好森林“三防”工作；保护好野生动植物及其栖息环境；防止毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为的发生，杜绝非法征占用林地。

(4) 管线工程施工时采用小型机械或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等施工方式，尽量缩减管线施工作业带宽度至 6m。

(5) 在重点公益林分布区域施工时，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料。

(6) 工程完工后，要对本工程占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。公路沿线可设置一些警示牌，增强公众保护公益林的意识。

(7) 建设单位日常做好管线巡检，防止公益林区管线风险事故的发生。注意施工及生活用火安全，做好森林火灾的防范工作。

6.1.1.4 生态保护红线区的生态保护措施

(1) 穿越生态保护红线区段管线全部采用定向钻穿越，不新增占地，减少扰动范围，采取增加管道壁厚的措施，将管道环境风险降至最低。

(2) 合理布设定向钻出、入土点施工场地，定向钻出入土点距离生态保护红线边界 50m 之外，穿越生态保护红线段定向钻深度在 8~12m 左右，生态保护红线段不扰动地表，不会对地表植被产生影响。

(3) 生态保护区段尽可能减少施工人员、施工器械的数量。施工活动开始之前，应制定详细的施工方案，严格限定施工人员的活动区域，控制施工动土范围，管线穿越生态保护红线区时尽可能缩减施工作业带宽度至 6m。

(4) 在生态保护红线区内不准给施工机械加油或存放油品储罐，不准进行清洗施工机械、排放管道试压水等排放污水行为。机械设备若有漏油现象要及时清理，避免造成大的污染。

(5) 加强宣传教育，增强施工人员的环保意识，严禁在生态保护红线内及周边惊扰、捕猎野生动物。施工期间采取降噪措施，尽量选用低噪声施工机械施工，减少对生态保护红线内野生动物的干扰。

(6) 施工结束后，及时对施工场地等进行生态恢复。

6.1.1.5 水土流失防治措施

(1) 工程措施

井场、站场工程区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，防止水土流失。

（2）场地平整

针对井场、站场除砾石压盖面积外的施工场地，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，防止水土流失。

（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，在施工作业区四周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。

6.1.1.6 对野生动植物的生态保护措施

（1）合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

（2）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

（3）管线施工范围应严格限制在 6~8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

（4）在施工区域设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强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。

（5）注意施工后的地表修复，管线回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管线回填后应注意恢复原有地表的平整度。

（6）建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积，以减少占地和保护野生动、植物。施工过程中发现肉苁蓉和胀果甘草重点保护野生植物禁止

砍伐，发现塔里木兔避免惊扰、严禁捕杀。

6.1.1.7 防沙治沙措施

本项目所在区域沙化土地类型属于半固定沙地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025 年 1 月 1 日起实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- ②《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）；
- ③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；
- ④《国家林业局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）；
- ⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则：

- ①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。
- ②因地制宜，分区施策：根据哈得逊油田不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。
- ③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。
- ④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B.制定方案的目标：维持砾幕完整性，防止下伏沙活化。

(3) 防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，结合本工程实际建设的道路草方格维修及计量间周边草方格工程，自项目实施后分三个阶段，提出针对性的防沙治沙措施及实施计划。鉴于项目区处于半固定沙地、水资源极度匮乏，不适宜人工种植灌木，故各阶段以工程固沙（草方格/沙障）维护与增设为核心，辅以施工扰动区封育和长效管护措施，具体见下表：

表 6.1-1 防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

阶段	措施类型	具体措施	实施内容
第一阶段	工程措施	维修及新建草方格沙障	①对新建油井道路两侧现有草方格进行维修，总长度 1.65 km，修复破损区域，补充麦草/芦苇材料；②在新建 4#计量间站外人行道南侧设置 20 m 宽草方格，面积按设计实施（竖向面积 201 m ² ，人行道 142 m）。
	封育措施	施工扰动区围封保护	对井场、站场及临时占地范围内的裸露地表设置临时围栏，禁止车辆和人员随意进入，利用自然风力积沙形成表层结皮，促进地表稳定。
第二阶段	工程措施	完善沙障系统	定期巡查已建草方格，对因风蚀损坏或沙埋失效的区段进行补设；在沙丘活化迹象明显处增设带状草方格或高立式沙障，加密局部防护。
	管护措施	加强巡查维护	定期检查草方格完整度，及时修复缺损。
第三阶段	工程措施	巩固防护体系	对老化、腐朽的草方格进行更新替换，更换新材料；对计量间周边人行道草方格进行整体加固，必要时增设砾石辅助固沙。
	管护措施	建立长效机制	培训 1~2 名专职管护人员，负责日常巡检、修复记录；与地方防沙治沙部门联动，定期评估固沙效果，动态调整维护方案。

施工期间严格划定车辆行驶路线，不得随意碾压地表；临时用地使用过程中如发现沙化加剧，立即报告当地主管部门，并采取增设沙障等应急措施。所有工程措施以水土保持方案批复内容为准，工程量及位置按设计图纸执行。

6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，哈得采油气管理区 QHSE 管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目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。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、生态保护红线区、重点公益林和天然林油等处，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，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生。对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩散蔓延。

④在管线上方设置警示标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤对集输管道进行日常巡查，保护管道不受深根系植被的破坏，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦建设单位必须对事故风险严加防范和控制，加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少事故影响和损失。

（3）生态修复方案

①管线和井场站场临时占地区域施工完毕后，须进行生态恢复，植被恢复以自然恢复为主。

②项目占用公益林的区域，应实行占补平衡。工程完工后尽量恢复原有林地，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

③实施分区域、分类型精准修复。针对项目区所涉及的农田生态系统、荒漠生态系统、灌丛生态系统和城镇生态系统制定差异化的恢复策略，荒漠区应注重保护

地表结皮与灌丛，优先采用耐旱固沙物种进行植被恢复。

④强生态恢复前，应对压占区域的土壤进行必要处理，包括平整、压实疏松区域，必要时进行表土回填或土壤改良。为植被自然恢复或人工辅助恢复创造适宜的土壤条件。

⑤在公益林周边和生态脆弱区采用人工辅助恢复措施，选用本地原生、适应当地气候土壤的植物物种进行补植、补播，避免引入外来入侵物种。

⑥建设单位应为生态修复的责任主体，负责修复方案的实施、长期管护及监测，应在项目总投资中保障生态修复专项费用，确保资金到位。

6.1.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，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。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施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对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。

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

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

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

施工期产生的废水主要为管线试压废水和施工人员生活污水。

管线施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物为 SS。管线试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至哈得公寓生活污水处理装置处理，生活污水水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 中 C 级标准后泵送至哈得作业区现有蓄水池，冬储夏灌。

其他施工期水环境保护措施：

①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。

②严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

综上，本项目施工期采取的水污染防治措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.2.1 源头控制措施

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

①采出水输送至哈四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）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。

②定期对井场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管线，防止油、水、气泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管线进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 分区防治措施

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 GB16889、GB18597、GB18598、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。

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

表 6.2-1 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 6.2-2 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 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

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

将工程区域整体划分为一般防渗区、简单防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 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。

本项目建议的防渗分区划分详见表 6.2-4。

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

项目		防渗要求
一般防渗区	井口装置区地面	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

6.2.2.3 管线刺漏防范措施

（1）各井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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

（3）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线

的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。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) 一旦管线发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4 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，本项目地下水跟踪监测井可充分依托区域现有监测井。监测计划详见表 6.2-5。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

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	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 HJ164 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		

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

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环

境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管线等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 2 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入哈得采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）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，污染地下水环境。

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

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管线试压废水。

（1）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 288m³。拟建工程不设施工营地，现场施工期间施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至哈得公寓生活污水处理装置处理。

（2）管线试压废水

本项目管线分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本项目运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水。

（1）采出水处理

本项目运营期采出水输送至哈四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）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，哈四联合站污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水处理

本项目井下作业废水产生量 114t，哈四联合站隔油池处理能力满足本项目需求，井下作业废水可依托处理。处理后的井下作业废水均不外排。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

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，措施可行。

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）施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，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。

本项目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

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；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。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，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项目主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

(1) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采气的废弃井封堵，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。

(2) 退役期地下集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

6.5.1.1 地面施工大气污染防治措施

(1) 场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

(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) 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）。

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

(5) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟开挖不宜过深，及时开挖、回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(8) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

(9) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(10) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、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）站场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

（2）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。

（3）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，NMHC、H₂S 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，塔里木油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

②管控要求，塔里木油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_s 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、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。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

（5）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，加强油气集输管线密闭性能，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，从而减少温室气体排放。

（6）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，加强油气集输管线密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及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，本项目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。

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

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

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）各产噪设备（泥浆泵、发电机等）做好基础减振，定期进行维护泥浆泵、钻机和发电机等高噪声设备。

（2）管线的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）相关标准。

（3）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，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输, 运输线路应该尽量避开村庄等环境保护目标。

本项目施工期是短期的、暂时的, 噪声影响将随着各施工活动的结束而消除, 施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响, 保护措施切实可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采气树、注水泵、注氮橇、压缩机等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下:

(1) 对噪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。

(3) 加强设备检查维修, 保证其正常运行

(4) 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。

综上, 运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响, 措施可行。

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) 加强设备检查维修, 保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理, 合理规划运输路线, 禁止运输车辆随意高声鸣笛。

综上所述, 采取的噪声污染防治措施是可行的。

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

(1) 井场和站场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、管沟回填, 无弃方;

(2) 施工废料首先考虑回收利用, 不可回收利用部分收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

(3) 生活垃圾集中收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

(4) 废铅酸蓄电池属于 HW31 含铅废物，应集中收集后交由有危险废物处置资质的单位接收处置。

经类比哈得区块同类项目，采取以上固体废物处理措施后，不会对周围环境产生明显影响，措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油和废油桶，均属于危险废物。

落地油危险废物代码为：071-001-08。主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。本项目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，落地油回收率为 100%，落地油使用桶装收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本项目产生的废弃防渗材料最大量约 0.75t/a。废防渗材料属于危险废物，危废代码：900-249-08。废弃防渗材料由施工单位收集后，交由有危废处置资质的单位处置。

本项目废润滑油产生量约为 0.5t/a，废油桶产生量约为 1t/a。废油桶危废代码：900-249-08，危废代码：900-217-08。废油桶委托交由有危废处置资质的单位处置，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

本项目产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令 2021 年第 23 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。并严格按照《危险废物转移管理办法》《危险

废物管理计划和管理台账制定 技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送至生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7. 温室气体排放影响评价

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

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

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

本项目不涉及。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

本项目事故及非正常工况下的放空燃烧，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

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

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

(5) CH₄ 回收利用量

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

本项目未实施 CH₄ 回收利用，该部分回收利用量均为 0。

(6) CO₂ 回收利用量

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

本项目不涉及，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

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

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	4#计量间事故状态下的燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	无组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场和站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木油田哈得逊油田压舱石工程 2026 年产能建设项目	包括油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： ①火炬燃烧排放 ②CH ₄ 逃逸排放 ③净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算事故导致的火炬气燃烧（主要为站场事故状态下的放空燃烧）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_事故火炬}$ —由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

$E_{CH_4_事故火炬}$ —事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

$GWP_{CH_4-CH_4}$ —CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100

年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWPC_{H4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\text{正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i—火炬系统序号；

Q 正常火炬—正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO₂}-火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH₄}-为火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

CC 非 CO₂-火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

根据以下公式计算：

$$CC_g = \sum_n \left(\frac{12 \times CN_n \times V_n}{22.4} \times 10 \right)$$

式中：

n 为待测气体的各种气体组分；

CC_g 为待测气体 g 的含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

V_n 为待测气体每种气体组分 n 的体积浓度，取值范围 0~1；

CN_n 为气体组分 n 化学分子式中碳原子的数目；

12 为碳的摩尔质量，单位为 kg/kmol。

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J—事故次数；

$GF_{\text{事故}j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 $\text{Nm}^3/\text{小时}$ ；

$T_{\text{事故}j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非CO}_2)j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(\text{CO}_2)j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为 4#计量间事故状态下火炬的放空燃烧气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速 (万 Nm^3/h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合 物的总含碳量(吨 碳/万 Nm^3)	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气 中 CO_2 的体积 浓度	火炬气 中 CH_4 的体积 浓度	E_{CO_2} (吨 CO_2)	E_{CH_4} (吨 CO_2)
1	4# 计量 间	事 故 工 况	0.18	48	5.91	0.98	0.0296	0.7396	0.18	48

根据表中参数，结合公式计算可知，本项目 4#计量间火炬燃烧排放温室气体总量为 209.54 吨 CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

本项目运营期 CH_4 逃逸排放主要来自站场装置逃逸排放的 CH_4 。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

式中： $E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j ——不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；本项目取 0.23（吨/年·个）。

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个； $EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；本项目取 2.5（吨/年·个）。

本项目开采逃逸的 CH_4 为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oils, \text{井口装置}} \times EF_{oil, \text{井口装置}} \\ &= 3 \times 0.23 tCH_4 = 0.69 tCH_4 \end{aligned}$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.69t，折算成 CO_2 排放量为 $0.69 \times 21 = 14.49t$ 。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{热力}}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

② 计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 4.098MWh；根据生态环境部 国家统计局《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号），2023 年度新疆电力二氧化碳排放因子为

0.6021kgCO₂/KWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 2.467t。

(5) 碳排放核算结果汇总

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

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

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG\text{-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{-回收}}$ -企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则本项目实施后 CO₂ 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO ₂ ）	占比（%）
塔里木油田 哈得逊油田 压舱石工程 2026 年产能 建设项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0
	火炬燃烧排放	209.54	92.51
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	14.49	6.40
	CH ₄ 回收利用量	0	0

	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	2.467	1.09
	合计	227.26	100.00

由上表 7.1-4 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 226.497t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；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，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7.2.3 节能降耗技术

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

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

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

（3）选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，与实际功率和负荷相适应，

达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 226.497t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管线泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本项目采出液、原油密闭拉运输送。事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

废水包括采出水、井下作业废水。采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，采出水和井下作业废水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。

(3) 固废

本项目产生的落地油、废防渗材料、废润滑油和废油桶属于危险废物，交由有危废处置资质单位接收处置，其中废润滑油进入原油处理系统资源回用。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本项目退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管线、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。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。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

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

本项目总投资为 5630.87 万元，其中环保投资 553.9 万元，占总投资的 9.84%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1 主要环保投资估算 单位：万元

类别	时段	污染源		环保措施	治理效果	投资
生态	施工期、退役期	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	103.9
废水处理	施工期	试压废水、生活污水		生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理设施，新建管线的试压废水可用作场地降尘用水	施工废水、生活污水不外排	20
	运营期	采出水、井下作业废水		采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，废水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。	废水不外排	40
	施工期	简单防渗区	井场撬装设备间	实施地面硬化	地面硬化	40
		管道防腐		直管全部采用三层结构（3PE）挤压聚乙烯加强级防腐层，冷弯管采用 3PE 防腐层的成品直管防腐管经冷弯机弯制而成。热煨弯管外防腐宜采用“无溶剂环氧涂料+聚乙烯胶粘带”复合防腐层结构。	防腐性能良好	45
	运营期	无组织排放		装置做好日常维护，做	NMHC≤4.0mg/m ³	30
废气	施工期、退役期	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	45

				好密闭措施、日常巡检	硫化氢≤0.06mg/m ³	
噪声	运营期	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界：	40
			机泵		昼间≤65dB(A)	
					夜间≤55dB(A)	
固体废物	施工期、退役期	地面工程施工		施工期固废清运、处置	妥善处理	20
	运营期	落地油、废防渗材料		落地油回收率为100%，落地油和废防渗材料收集后交由有危废处置资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。	妥善处理	50
环境管理	运营期	环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		60
				环保培训，演练		60
环保投资合计						553.9

8.4 环境经济效益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9. 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构与职责

本项目日常环境管理工作纳入哈得采油气管理区开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.2 施工期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管线沿线施工的环境管理工作，监督管线沿线各项环保措施的落实情况。

（1）合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

（2）管线开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

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

9.1.3 运营期的环境管理任务

哈得采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）运营期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1250-2022) 中相关内容, 制定危险废物管理计划和管理台账, 并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动, 推广先进技术和科研成果, 对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作, 建立完整、规范、准确的环境基础资料, 环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故, 并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果, 协同有关部门制定防治污染事故的措施, 并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上, 加强对退役井场、管线的环境管理工作, 监督退役期各项环保措施的落实情况。

加强封井施工质量管理, 避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏, 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。

加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等, 做到“工完、料尽、场地清”。

加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理, 合理规划运输路线, 禁止运输车辆随意高声鸣笛。

组织开展环境保护宣传教育, 对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响, 减少运营期事故的发生, 确保管线安全运行, 建立科学有效的环境管理体制, 落实各项环保和 & 安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求, 结合区域环境特征, 分别对施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	哈得采油气管理区QHSE管理委员会及沙雅县生态环境局
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物捕猎。		
		植被	保护灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等。		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等。		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。		
		废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理装置处理。		
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟、井场和站场回填		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池处理，废水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层，不外排。	建设单位	哈得采油气管理区QHSE管理委员会及沙雅县生态环境局
		废气	密闭集输		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案		
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	哈得采油气管理区QHSE管理委员会及沙雅县生态环境局
		固体废物	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，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；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		

9.1.6 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。

建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期间介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《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）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时哈得采油气管理区应

进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王林生

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①新建 3 座标准化油井井场（其中 1 口新井，2 口老井转采油井），新建输油管线 1.9km；利旧 3 口老井注气，新建注气管线 2.9km；新增 7 口注水井（其中新井 2 口，老井转注水井 5 口），新建注水管线 14.5km、洗井水回收管线 8.73km；②新建 1 座阀组，扩建 4#计量间，2 座计量间自动化改造，改造 3 座配水间和 3 套计量间阀组，改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统；③实行分压注水改造：在哈四联站内新建 6 台柱塞泵、3 台喂水泵、1 座注水泵棚、1 座移动式预装式变电站，扩建 8 座已建配水间，新建中压注水管线 10km；④配套建设电力、自控、通信与安防、建（构）筑物、消防、道路、防腐等工程。项目建成后产油： $31.03 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产气： $0.1518 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，注水： $214 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气： $0.6014 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

（2）排污信息

本项目污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本项目污染物排放量情况见表 3.4-10。

本项目污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公

开。

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

9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污 染物	产生量(t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集 输	无组织 排放废 气	NMHC	0.4912	0.4912	大气
			硫化氢	0.00000516	0.00000516	
废水	采出水		废水量	338.06 × 10 ⁴	0	随原油一起输送至哈四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）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。
	井下作业废水		井下作 业废水	114	0	采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。
固体废 物	井场作 业	落地油	-	0.2	0	委托有资质单位处理
	井场作 业	废防渗 材料	-	2	0	
噪声	分离器、 机泵	机械噪 声	-	60~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

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

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注	执行标准
环境空气	哈得公寓生活下风向 5km 范围内	1 次/半年		NMHC、硫化氢	环境质量监测	NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m ³ 的标准，硫化氢参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

						中标准
废气	哈四联合站厂界	1 次/季度	竣工环保验收后开始	NMHC、硫化氢	污染源监测	NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；硫化氢执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
噪声	代表性井场厂界	1 次/季度		连续等效 A 声级 (dB)	污染源监测	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准
土壤	哈四联合站	1 次/5 年		石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	环境质量监测	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)
地下水	项目区下游	每半年一次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬等。	环境质量监测	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准
生态	公益林周边	每半年一次		生态恢复情况	环境质量监测	-

本项目事故预案中需包括应急监测程序，本项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

(1) 必须按照本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，施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①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、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书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

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日起施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政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。建设单位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。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位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

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	-	-
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	不外排	-
	2	生活污水	生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理装置处理。	不外排	-
噪	1	装载机、运	选用低噪声设备、合理安排施工作业时	-	-

声		输车辆等施工设备	间，运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。		
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	-	-
	2	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。	-	-
	3	生活垃圾	收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。	-	-
生态	1	生态恢复	检查管线沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废水	1	采出水	输送至哈四联合站污水处理系统处理	不外排	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）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池	不外排	
废气	1	井场、站场无组织废气	采用密闭设备，加强管道、阀门的检修和维护	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
				硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准
噪声	1	井场	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区排放限值
固废	1	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	2	废防渗材料		-	
防渗	1	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”	满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐	防腐性能良好	-
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求	-

				设置	
环境 管理 与 监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	优先回收利用，不能回收利用的送至生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10. 结论

10.1 建设项目情况

本项目位于哈得逊油田，中心地理坐标为：***。行政区划隶属于沙雅县管辖，项目西北方向距沙雅县城中心约 90km。

本项目主要建设内容为：①油气集输工程：新建 3 座标准化油井井场（含 1 口新井，2 口老井转采油井），新建输油管线 1.9km，扩建 4#计量间，自动化改造 2 座计量间，改造 3 套计量间阀组；②注水工程：新增 7 口注水井（含 2 口新井，5 口老井转注水井），新建注水管线 14.5km、洗井水回收管线 8.73km，改造 3 座配水间；③利旧 3 口老井注气，新建注气管线 2.9km，在 HD4-H94 井场新建 1 座供气阀组，改造哈一联合站计量分配阀组和哈四联合站伴生气系统；④分压注水改造工程：在哈四联站内新建 6 台柱塞泵、3 台喂水泵、1 座注水泵棚、1 座移动式预装式变电站，改造 2 座注水泵房、2 座罐间阀室，扩建 8 座配水间（新建 8 座移动式注水橇、9 座五井式配水阀组），新建中压注水管线 10km；⑤配套建设电力、自控、通信与安防、建（构）筑物、消防、道路、防腐等工程。项目建成后产油： $31.03 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产气： $0.1518 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，注水： $214 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气： $0.6014 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

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 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）和《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于哈得逊油田，不占用水源地、风景名胜区等环境敏感区，新建管线定向钻无害化穿越生态保护红线区 500m，不在红线内新增占地。项目不在划定的禁止开发区域范围内，符合《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》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为沙雅县境内塔里木河冲积平原和塔克拉玛干沙漠平原区，地势较为平坦。项目所在区域涉及塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区和塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。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、世界自然遗产等法定生态保护区，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。项目生态评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，新建管线需定向钻无害化穿越生态保护红线区 500m。新建管线工程临时占用沙雅县地方公益林，占用面积 3.65hm²。生态保护目标主要为区域内重要野生动植物、公益林、水土流失重点治理区和生态保护红线区等。

拟建工程区植被类型主要以荒漠类灌木、小半灌木及多年生草本植物为主，地面植被稀少，植被覆盖度约为 5%~30%；新增征地涉及的土地利用类型主要为沙地和灌木林地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于半固定沙地；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物肉苁蓉和胀果甘草，未见到国家二级保护动物塔里木兔，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥和荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是城镇生态系统、灌丛生态系统、荒漠生态系统和草地生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标主要是由于区域潜水蒸发量大、补给量小，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，导致超标。

（3）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的

污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（4）环境空气质量现状

项目所在区域为非达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，硫化氢 1 小时平均浓度、日均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（5）声环境质量现状

评价期内，新建井场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
废气	油气集输	无组织废气	NMHC	0.4912	0.4912	大气
			硫化氢	0.00000516	0.00000516	
废水	采出水	废水量		338.06×10^4	0	采出水输送至哈四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）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。
	井下作业废水	井下作业废水		114	0	井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
						(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层,不外排。
固体废物	采油、集输、油气处理	落地油	-	0.075	0	委托有危险废物资质单位处理
		废防渗材料	-	0.75	0	
		废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	进入原油处理系统资源回用
噪声	采油树、泵类等	机械噪声	-	80~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本项目不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要为公益林、区域重要物种、水土流失重点治理区和生态保护红线。项目建设对生态环境的影响主要来自施工期占地影响,项目总占地 23.622hm²,其中永久性占地面积为 0.301hm²,临时占地面积 23.321hm²,占地类型主要为灌木林地和沙地,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,临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照相关部门的要求对占用公益林采取相应补偿措施后,本项目的建设对区域公益林的生态影响在可接受范围内。区域的野生动物种类较少,少有大型野生动物在本区域出现,项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后,生态环境影响可接受。

(2) 地下水环境影响分析

在正常状况下,本项目在设计、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,本项目对地下水环境的影响较小;在非正常状况下,在及时采取水污染应急控制措施后,本项目对水环境的影响属于可接受范围。

（3）地表水环境影响分析

运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。

（4）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下新疆阿克苏地区沙雅县短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方和废铅酸蓄电池。井场和站场平整、管沟开挖产生土方用于井场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处

置。生活垃圾集中收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油、废油桶，均属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置，其中废润滑油进入原油处理系统资源回用。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

本项目可能发生的环境风险主要包括集输管线泄漏以及天然气、硫化氢泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。集输管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，注气管线发生泄漏会对大气等产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，注水管线发生泄漏可能会对地下水造成影响。本项目区所在区域地势平坦，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，在严格落实本项目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。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；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；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；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；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，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施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本项目采出水输送至哈四联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈四联合站隔油池，采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排。

大气污染防治措施：本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。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。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。生活垃圾集中收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。废铅酸蓄电池、落地油、废防渗材料、废油桶委托有危险废物处置资质的单位接收处置，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情

况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、硫化氢气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，正在开展。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为 5630.87 万元，其中环保投资 553.9 万元，占总投资 9.84%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.11 项目可行性结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，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。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告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，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。