塔里木富满油田果探1区块奥陶系油藏试采项目

生态环境影响报告书

（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10月

1 概述

1.1 项目背景

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。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。

按照塔里木油田分公司总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。富满油田作为塔北-塔中大油气区的主力区块，2025 年预计建成产油 $400\times10^4t/a$、产气 $1.46\times10^9m^3/a$ 的规模，稳产 7 年，富满油田分为富满油田 I 区、富满油田II区及富满油田III区，其中富满油田 I 区包括跃满、富源、富源 I、哈得、玉科等区块，富满油田II区包括果勒西、果勒、果勒东 I、满深、富源III、富源IV等区块。果探 1 井区位于果勒区块。

为了满足富满油田产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 4967.2 万元（不含税）在新疆阿克苏地区沙雅县境内富满油田内实施“塔里木富满油田果探 1 区块奥陶系油藏试采项目”。

项目分期实施，一期建设内容：一期建设内容：①本工程老井利用 5 口（果探 1 井、富深 101 井、富深 102 井、富深 103 井、富深 105H 井，无地面配套设施）；②新建 5 座采油井场（果探 1 井、富深 101 井、富深 102 井、富深 103 井、富深 105H 井）；③新建富深 101 阀组站（8 井式阀组站）；④新建单井集输管道 5 条，线路总长度约 19.15km；⑤新建集输干线管道 1 条，线路长度约 22.51km；⑥配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。二期建设内容：二期新建 110kV 深地变至富深 101 阀组站 35kV 供电干线 22.8km。

果探 1 区块采出液处理规模最大为 $6.81\times10^4t/a$（2027 年），原油处理规模最大为 $6.5\times10^4t/a$（2027 年），气处理规模最大为 $0.22\times10^8Nm^3/a$（2027 年）

1.2 环境影响评价工作过程

本工程位于沙雅县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，属于环境敏感区。

根据《中华人民共和国生态环境法典》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业07陆地石油开采0711”中的“石油开采新区块开发、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国生态环境法典》和《建设项目环境保护管理条例》中规定，2026年5月8日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《塔里木富满油田果探1区块奥陶系油藏试采项目环境影响报告书》。

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，新疆昇腾环保科技有限公司于2026年7月、8月对本工程评价区域环境空气、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，建设单位于2026年3月24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，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2026年9月14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，张贴了公告。根据建设单位提供的《塔

里木富满油田果探 1 区块奥陶系油藏试采项目公众参与说明》，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《塔里木富满油田果探 1 区块奥陶系油藏试采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。

本报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

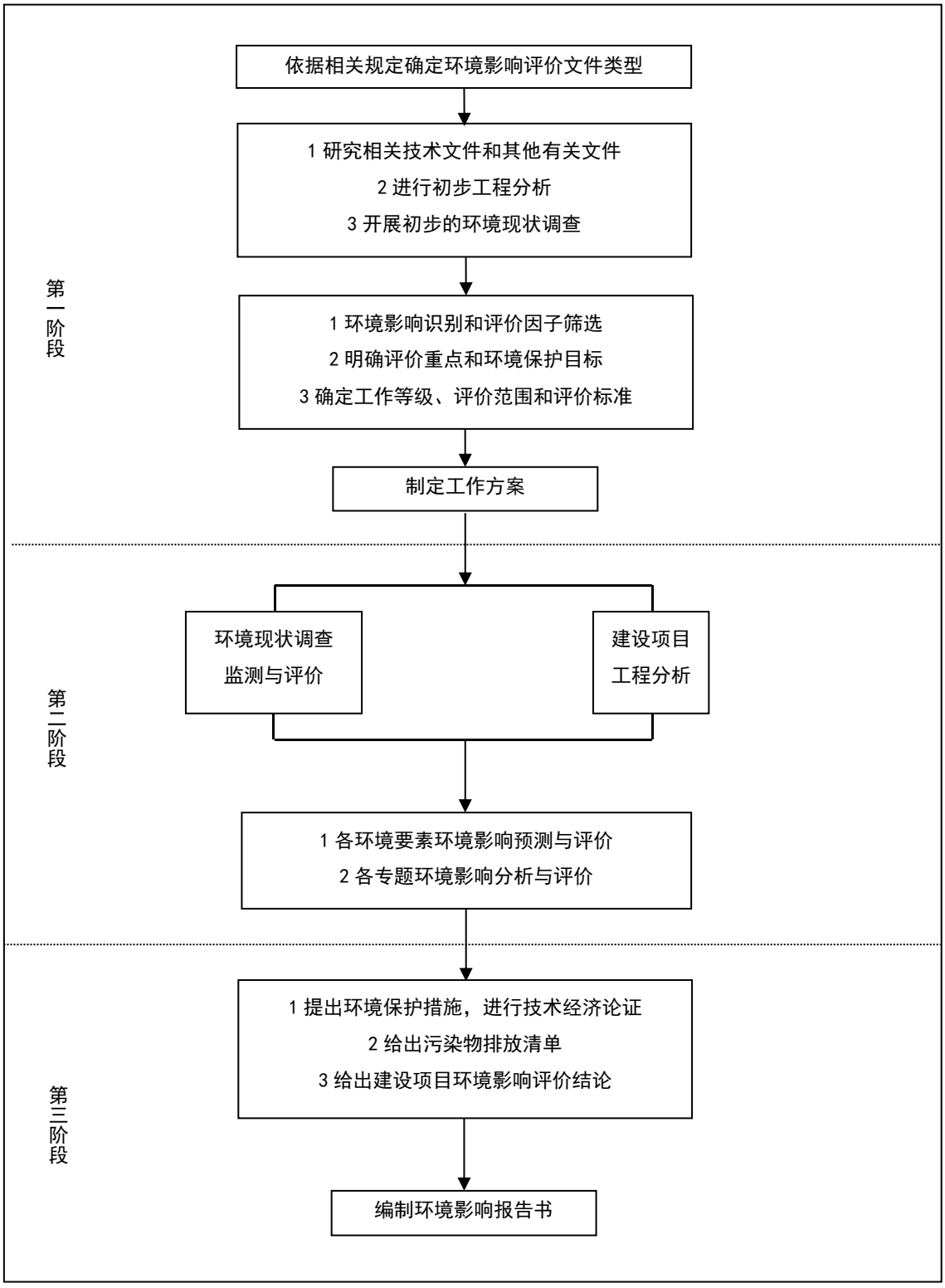


图 1.2-1　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 产业政策符合性分析

本工程为石油开采项目，属于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）》，本工程属于第一类“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。

1.3.2 政策、法规符合性分析

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号）、《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）、《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）等相关政策、法律法规相关要求。

1.3.3 规划符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，属于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纲要》《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。

1.3.4 选址合理性分析判定结论

本工程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，避开了生态保护红线，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。本工程推荐方案选址、选线基本合理。

1.3.5 生态环境分区管控符合性判定结论

本工程距生态保护红线区（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）约13.77km，不在生态保护红线内；工程采取密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；本工程采出水随采出液一起最终进入满深联合站处理达标

后回注地层，井下作业废水依托哈四联隔油池或富源7井废液处理站处理后回注地层，废水不向外环境排放；本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防治措施，改善区域环境空气质量；工程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

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的施工扬尘、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非甲烷总烃、H_2S，采出水、井下作业废水、落地油、废防渗材料等对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于井场、集输管线建设等工艺过程，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，本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内。重点保护目标是：评价范围内分布的荒漠动植物及其生境、塔里木河流域水土流失重点治理区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号）、《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；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，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、生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，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 国家法律、法规

（1） 《中华人民共和国生态环境法典》，2026.8.15 实施；

（2） 《中华人民共和国环境保护税法》，2018.10.26 修正；

（3） 《中华人民共和国水法》，2016.7.2 修订；

（4） 《中华人民共和国节约能源法》，2018.10.26 修订；

（5） 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018.10.26 修订；

（6） 《中华人民共和国水土保持法》，2011.3.1 实施；

（7） 《中华人民共和国土地管理法》，2019.8.26 修订；

（8） 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018.10.26 修正）；

（9） 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1 施行；

（10）《中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）》，2023.5.1 实施；

（11）《中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）》，2025.7.1 实施

2.1.2 行政法规

（1） 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号），2017.10.1 实施；

（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），2017.10.7 实施；

（3） 《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），2021.9.1 实施；

（4） 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号），2015.4.16 实施；

（5） 《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 实施；

（6） 《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），2016.5.28 实施；

（7） 《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），2018.6.16；

（8） 《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），2021.11.2；

（9） 《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021.12.1 实施；

（10）《排污许可管理条例》（国务院令第 736 号），2021.3.1 实施；

（11）《危险化学品安全管理条例》（国务院令第 645 号），2013.12.7 修正；

（12）《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），2021.9.1 实施；

（13）《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），2016.2.6 实施；

（14）《突发事件应急预案管理办法》（国办发〔2024〕5 号），2024.1.31 实施；

（15）《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》，2024.3.6 实施；

（16）《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令第 687 号），2017.10.7 修订；

2.1.3 部门规章

（1） 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号），2025.1.1 实施；

（2） 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委 2023 年第 7 号令），2024.2.1 实施；

（3） 《印发〈固体废物综合治理行动计划〉的通知》（国发〔2025〕14 号）；

（4） 《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（环境部公告 2026 年第 2 号）；

（5） 《排污许可管理办法》（生态环境部 部令 第 32 号），2024.4.1 实施；

（6） 《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》（环办环评〔2023〕52 号）；

（7） 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 31 号），2022.2.8 施行；

（8） 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号），2022.1.1；

（9） 《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）；

（10）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；

（11）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号，2021年9月7日发布并实施）；

（12）《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年8月4日发布并实施）；

（13）《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年2月1日发布并实施）；

（14）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》(生态环境部 部令第16号），2021.1.1；

（15）《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》（环大气〔2020〕33号）；

（16）《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年12月13日发布并实施）；

（17）《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤〔2019〕25号），2019.3.28；

（18）《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）；

（19）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部4号令），2019.1.1施行；

（20）《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），2018.1.25；

（21）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号，2017年11月14日发布并实施）；

（22）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告2017年第43号），2017.08.29；

（23）《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年10月26日发布并实施）；

（24）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第34号），2015.6.5实施；

（25）《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），2015.1.8；

（26）《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》（环发〔2014〕197号，2014年12月30日发布并实施）；

（27）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环境部公告2013年第31号，2013年5月24日实施）；

（28）《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年8月8日发布并实施）；

（29）《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年7月3日发布并实施）；

2.1.4 地方性法规及部门规章

（1） 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》（2018年9月21日修正，2017年1月1日施行）；

（2） 《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年1月1日施行；

（3） 《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年7月1日施行；

（4） 《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日修正，2013年10月1日施行）；

（5） 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）》（2018年9月21日修正）；

（6） 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第163号），2010年5月1日起施行；

（7） 《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）；

（8） 《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年4月17日发布并实施）；

（9） 《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年1月29日发布并实施）；

（10） 《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年3月1日发布并实施）；

（11） 《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年9月4日；

（12） 《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号）；

（13） 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75号，2022年9月18日施行）；

（14） 《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（新环发〔2016〕126号，2016年8月24日发布并实施）；

（15） 《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）；

（16） 《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年9月6日；

（17） 《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年9月11日；

（18） （《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年9月4日；

（19） 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号），2018年12月20日；

（20） 《关于印发<新疆国家重点保护野生植物名录>的通知》（新林护字〔2022〕8 号），2022 年 2 月 9 日；

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

（22） 《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389 号），2011 年 7 月 29 日；

（23） 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》；

（24） 《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157 号，2024 年 11 月发布）；

（25） 《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 年 10 月 28 日；

（26） 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（27） 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（28） 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（29） 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》；

（30） 《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》；

（31） 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（32） 《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），2022.7.25。

2.1.5 技术导则及规范

（1） 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2） 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3） 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4） 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5） 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（6） 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（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）；

（8） 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9） 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（10） 《水土保持综合治理技术规范》（GB/T16453.1~6-2008）；

（11） 《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2018）；

（12） 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（13） 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（14） 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

（15） 《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；

（16） 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；

（17） 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）；

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

（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）；

（20） 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

（21） 《油田注水工程设计规范》（GB50391-2014）；

（22） 《石油天然气工业套管和油管的维护和使用》（GB/T 17745-2011）；

（23） 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）；

（24） 《油田注水工程施工技术规范》（SY/T 4122-2020）；

（25） 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2005）；

（26） 《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）；

（27） 《生物多样性观测技术导则》（HJ710.1~13-2014）；

（28） 《污染源源强核算技术指南·准则》（HJ884-2018）；

（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）；

（30） 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

（31） 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）；

（32） 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）；

（33）《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部办公厅2021年6月11日印发。

2.1.6 其他相关文件

（1） 塔里木富满油田果探1区块奥陶系油藏试采项目委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2） 塔里木富满油田果探1区块奥陶系油藏试采项目相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

通过本次环评工作，拟达到如下目的：

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

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

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

（4）评价本工程与国家产业政策、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，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以管线敷设、配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响因素识别

注：“--”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”为正影响较大；

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 2.3-2　项目评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	昼、夜间等效声级（Ld、Ln）
油气开采、集输工程	现状调查	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、甲烷总烃、H_2S	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：pH、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、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。	昼、夜间等效声级（Ld、Ln）
	施工期	颗粒物	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	昼、夜间等效声级（Ld、Ln）

					性、生态系统完整性等	
	运营期	非甲烷总烃、H_2S	/	pH、石油烃(C_{10}-C_{40})、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）

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

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.4-1。

表 2.4-1 区域生态功能区划

项目		主要内容
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区
	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
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源
主要生态环境问题		风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表 2.4-1 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“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”。

2.4.1.2 水环境功能区划

本工程位于塔克拉玛干沙漠北缘，与地表水无水力联系。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

2.4.1.3 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026），项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.4 声环境功能区划

项目区域以油气开采为主要功能，声环境属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区。

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 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 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；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》标准；H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准限值。指标标准取值见表 2.4-2。

表 2.4-2　　环境空气质量标准

序号	评价因子	平均时间	过渡阶段二级浓度限值	标准来源
1	二氧化硫（SO_2）	年平均	60μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
		日平均	150μg/m³	
		1 小时平均	500μg/m³	
2	二氧化氮（NO_2）	年平均	40μg/m³	
		日平均	80μg/m³	
		1 小时平均	200μg/m³	
3	一氧化碳（CO）	日平均	4mg/m³	
		1 小时平均	10 mg/m³	
4	臭氧（O_3）	日最大 8 小时平均	160μg/m³	
		1 小时平均	200μg/m³	
5	颗粒物（PM_{10}）	年平均	60μg/m³	
		日平均	120μg/m³	
6	颗粒物（$PM_{2.5}$）	年平均	30μg/m³	
		日平均	60μg/m³	
7	非甲烷总烃（NMHC）	1 小时平均	2000μg/m³	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	硫化氢（H_2S）	1 小时平均	10μg/m³	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（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 2.4-3。

表 2.4-3　　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（COD_{Mn} 法，以 O_2 计）	≤3.0	24	钾	/
10	氨氮（以 N 计）	≤0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤0.2	26	镁	/
12	钠	≤200	27	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）。

表 2.4-4　　声环境评价标准

适用区域	标准值 dB(A)		标准来源
	昼间	夜间	
环境噪声	60	50	GB3096-2008

（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，本工程占地范围内、外均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第二类用地筛选值标准，见表 2.4-5。

表 2. 4-5　　建设用地土壤污染风险筛选值和管制值

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值（mg/kg）		管制值（mg/kg）	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物						
1	砷	7440-38-2	20	60	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
挥发性有机物						
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	27639	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	27398	0.12	0.43	1.2	4.3

26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3 106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a，h]蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	/	826	4500	5000	9000

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。

运营期井场非甲烷总烃无组织排放执行《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；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6　　大气污染物排放标准值

时期	污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）		标准来源
施工期	颗粒物	1.0		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值
运营期	非甲烷总烃（厂界）	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	H_2S（厂界）	0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准
	非甲烷总烃（厂界内）	10	监控点处 1h 平均浓度值	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
		30	监控点处任意一次浓度值	

（2）废水

施工期生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置；运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

运营期采出水的主要污染物为 SS、石油类，采出水随采出液一起进入满深联合站污水处理设施处理达到《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 类水质标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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。

表 2.4-7　　废水污染物排放标准一览表

类别	污染源	项目	排放限值	单位	标准来源
废水	采出水、井下作业废水	悬浮固体含量	≤35.0	mg/L	《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 类水质主要控制指标
		悬浮物颗粒直径中值	≤5.5	μm	
		含油量	≤100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	≤0.076	mm/a	

（3）噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），即昼间 70dB（A），夜间 55dB；运营期采用《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）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物贮存执行《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）；生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级判定

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	不涉及	/
	d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	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	不涉及	/
	f）当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本工程新增占地规模小于 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	三级	三级
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、	不涉及	/

	临时占地时，评价等级可下调一级		
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定本工程采油井场、阀组站、集输管线的生态环境评价工作等级为三级。

2.5.1.2 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）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），本工程以井场、阀组站等场界周围 50m 范围，集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

2.5.2.1 评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

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），拟建项目采油井场、阀组站地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类，集输管线地下水环境影响评价项目类别为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，本工程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、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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，确定本工程地下水评价等级。

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 本工程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
采油井场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
阀组站	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
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

根据表 2.5-4，本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.2.2 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），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本项目采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价范围为 6~20km^2，因此本项目根据采油井场所在区域地下水流向为西南向东北，选取井场上游 1km、两侧各 2km、下游 4km，集输管线两侧 200m 作为地下水评价范围。

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），本工程属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的生产废水、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

2.5.4.1 评价等级判定

（1）建设项目类别

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)，本项目采油井场、建设内容属于常规石油开采井场，属于I类项目；集输管线属于II类项目。

（2）影响类型

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)，本项目采油井场、阀组站、集输管线所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”，本项目永久占地面积约0.974hm^2（≤5hm^2），占地规模为小型。

（4）建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目井场及管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点，因此，环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

采油井场、阀组站、集输管线所在区域土壤含盐量大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（5）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5。

表 2.5-5　　污染影响型评价工作等级分级表

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

表 2.5-6　　土壤环境生态影响评价工作等级分级表

项目类别 敏感程度	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

污染影响型：

本项目采油井场、阀组站等工程建设内容类别为I类项目，项目占地规模为小型，环境敏感程度为不敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为二级；

集输管线类别为II类项目，项目占地规模为小型，环境敏感程度为不敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为三级。

生态影响型：

本项目采油井场、阀组站等工程建设内容类别为I类项目，环境敏感程度为敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为一级；

集输管线类别为II类项目，环境敏感程度为敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为二级。

2.5.4.2 土壤环境影响评价范围

（1）污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），采油井场、阀组站等土壤环境（污染影响型）影响评价范围为井场外扩 200m，单井集输管线边界两侧向外延 50m 范围。

（2）生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境（生态影响型）影响评价范围为井场、阀组站边界外扩 5km；管线边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围。

2.5.5 环境空气影响评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级判定

（1）评价等级

本工程新增废气排放源主要为井场采油和集输过程中非甲烷总烃、H_2S 无组织排放。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，选非甲烷总烃（NMHC）、H_2S 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 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/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 5.2 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、日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 2.5-7。

表 2.5-7　　评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-8。

表 2.5-8　　估算模型参数表

废气污染源参数见表 2.5-9。

表 2.5-9　主要废气污染源参数一览表（面源）

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

经计算可知，本项目最大占标率为 6.36%（来自富深 101 阀组站无组织排放的非甲烷总烃），1%≤Pmax=6.36%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的评价工作分级判据要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5km。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、运营期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本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》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为井场边界外扩 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

2.5.7.1 评价等级判定

（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。在不同站场的同一种物质，按其在单个站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：

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

式中：q_1，q_2，….，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，….，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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥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，本工程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，主要存在于新建的集输管线中。

本工程为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间距离均较远，新建管线主要为单井至阀室的集输管线，井场设有控制（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、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。

表 2.5-12　　本工程各危险单元 Q 值情况一览表

根据上表计算结果，本工程 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。

（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。

表 2.5-13　　各环境要素评价范围一览表

2.6 环境保护目标

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1　　环境保护目标

图 2.5-1　　评价范围图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据本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 本工程：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，以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、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 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 富满油田开发现状

（1）勘探开发进程

富满油田整体处于北部坳陷地构造斜坡位置，位于阿瓦提坳陷和满加尔坳陷之间。矿权面积 $1.6\times10^4km^2$，有利区面积 $1.1\times10^4km^2$。

富满油田自 2014 年发现以来，连续 8 年实现勘探持续突破，含油范围向南、向西、向东不断扩大，是塔里木油田近期最大的原油增储上产区块，该区奥陶系油气勘探开发经历阶段如下：

预探阶段（2014-2016 年）：2014 年，跃满区块沿断裂带部署的跃满 3 井钻探获得高产。

评价阶段（2017-2023 年）：2017 年～2023 年部署的跃满 20、富源 210H 井相继获得成功。2020 年满深 1 井获得战略突破，发现了 FI17 超级富油气断裂带，南段满深 1 井区提交了亿吨级探明储量，富满油田进入快速增储上产阶段。同时，围绕满深 1 井区向东部油气富集区整体部署实施了大面积三维地震，2021～2023 年，果勒 3、富源 3、满深 7、满深 8 等井相继获得高产油气流，发现了 FI5、FI16、FI19、FI20 富油气断裂带，富源 218、满深 505、富源 6、富源 4 等井相继试油投产成功，实现了次级断裂带的突破，富东 1、富东 2 井的试油成功推进了断控高能滩体的勘探突破，实现了断控区全面发现，含油气规模向南、向东持续扩大，形成新的规模增储区。

开发阶段（2018 年至今）：2022 年，富满油田年产量突破 250 万吨，以每年 50 万吨的速度净增。按照勘探开发程度，富满油田平面上分为 3 个区：

I 区：包含哈得、跃满、富源、富源Ⅱ、玉科等已开发区块，目前已形成 160×10^4t 产能规模；

Ⅱ区：含果勒、果勒西、满深、果勒东Ⅰ、富源Ⅲ、富源Ⅳ等区块，果勒 301H、果勒 302H、满深 1 和满深 3 等井已获得高产；

Ⅲ区：正探索，已部署阿满 3 井。

富满油田采用“衰竭式开发+注水开发”的开采方式，截至目前，富满油田日产液 5030t，日产油 4789t，日产气 $145\times10^4m^3$，综合含水 4.8%，气油比 $278m^3/t$，区块累计产油 418.29×10^4t，累计产气 $12.17\times10^8m^3$。

图 3.1-1　　富满油田分区平面布置图

（2）井场、油气处理工程建设情况

富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”布局，油气均输往哈一联处理外输，南区已建接转站 15 座，油气处理外输以哈一联为中心，油气集输以转油站、接转站和集输干线为支撑，辐射周边油井。

富满油田开发现状见图 3.1-2。

图 3.1-2　　富满油田开发现状

一横：跃满西-跃满-哈一联集输干线（已建北线）。

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

一中心：哈-联碳酸盐岩油气处理、外输系统。

富满油田已建联合站 3 座（哈一联合站、富源联合站、哈四联合站），转油站 1 座(跃满转油站)，已建接转站 15 座（富源 1 号接转站、富源 2 号接转站、富源 3 号接转站、哈得 1 号接转站、哈得 2 号接转站、跃满西 1 号接转站、满深 1 号接转站、满深 2 号接转站、满深 3 号接转站、满深 4 号接转站、满深 5 号接转站、满深 6 号计转站、满深 7 号计转站、富源东 2 号接转站、满深 8 号接转站），区域内油气通过接转站、转油站油气分离、增压后，经油气分输管道输至哈一联合站、进富源联合站行油气处理及外输，油气外输管道搭接至已建塔轮线。

（3）公用工程建设情况

①给排水

生产过程中不涉及用水，排水主要为采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入哈四联合站、富源联合站处理达标后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至富源区块钻试修废液处理站处理。

②供电

富满油田周边相关的电源点 110kV 变电站 4 座：哈一联变电站、哈四联电站、富源变电站，满深变电站，35kV 变电站 3 座：满深变电站、满深 3 号变电站、满深 5 号变电站；35kV 线路 3 条：35kV 哈玉线、35kV 骨架网电、35kV 玉满线。

（4）辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

按照富满油田整体规划，富满油田已形成东、西两条集输干线。2023 年底富源联合站建成前油气处理依托哈一联，2024 年起南区油气处理依托富源联，北区油气处理依托哈一联。

②内部道路建设情况

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

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

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

已建成砂石道路：富源联-满深 2 号接转站-满深 4 接转站主干道路，满深 3 号接转站-满深 8 接转站主干道路，满深 6 号接转站至满深 7 号接转站连接道路。

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

3.1.2 富满油田“三同时”执行情况

目前富满油田已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1　　富满油田环保手续履行情况一览表

3.1.3 富满油田环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对富满油田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）占地影响回顾分析

开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

通过对富满油田各区块不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，因油田开发引起土地利用类型变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，大部分保持原有荒漠景观，局部新增工矿用地。

单井永久占地 40×60m，临时占地 120×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 5m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，富满油田各区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井场位于荒漠地区内，植物

群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏影响，正在逐步的自然恢复过程中。

（3）野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，富满油田内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如沙蜥、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 40m×60m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。因沙地生态环境极其脆弱，永久用地的硬化地面起到了防风固沙的作用，且优于铺设沙障措施效果。

图 3.1-3　　现有站场情况

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。据现场调查，同时在流动沙丘地带及荒漠地带在管垄上方铺设了 10m 左右的草方格（1m×1m），一定程度上起到了很好的防风固沙作用。

图 3.1-4　　临时占地恢复情况

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。道路沿线草方格出现破损的情况，本次评价已提出整改方案，要求定期对草方格、沙障进行维护。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，富满油田各区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，运营期来自井场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“ 跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以富满油田历年的环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；

生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

运营期富满油田采出水经哈一联合站、满深联合站污水回注系统处理，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）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至哈四联隔油池或富源7井废液处理站处置，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准要求后回注，未外排。

根据塔里木油田分公司的规定，落地原油100%进行回收；目前生产过程中产生的含油污泥和罐底油泥均委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司等有资质单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

本次评价搜集富满油田历年的环评中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

综上所述，富满油田在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；富满油田开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

（1）现有污染源达标分析

根据现场调查，富满油田内现有的各井场油气集输全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状有组织废气污染物达标情况分析。有组织监测结果见表 3.1-2。

表 3.1-2　　代表性场站有组织废气监测结果一览表

由表 3.1-3 可知，富满油田站场及井场加热炉烟气中颗粒物、SO_2、NOx 、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表 3.1-3。

表 3.1-3　富满油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

各井场、站场监测点厂界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）中边界污染物控制要求，H_2S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 新扩改建项目二级标准。

（2）环境空气质量变化趋势与分析

以富满油田近 5 年的环评中环境空气质量监测数据及本次评价环境空气质量环境质量现状监测数据为依据，富满油田区域 SO_2、NO_2、PM_{10} 监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，SO_2、NO_2 日均值全部满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，PM_{10} 日均值全部超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，PM_{10} 超标主要是由于当地气候条件干燥、季节性沙尘天气影响。历次监测中，非甲烷总烃、H_2S 上下波动，变化不大，非甲烷总烃全部满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准要求，H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

综上所述，说明各井场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃、硫化氢并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。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达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油污泥由轮台县三和源石油技术服务有限责任公司等有资质单位负责接收、转运和处置；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。废润滑油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生废润滑油，全部打入原油处理系统资源回用。富满油田各区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效地处理。

根据评价期间现状调查结果部分井场遗留废弃物，没有及时清运，本次评价已提出整改方案，要求按计划清理井场遗留废弃物，平整恢复。综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

图 3.1-5　　危险废物处置相关材料

3.1.3.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声对周围环境造成的影响在可接受范围。根据《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-4　　富满油田井场、站场噪声排放情况一览表

运营期富满油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站的各类机泵。由上表可知，富满油田井场、计转站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境影响回顾

富满油田隶属于哈得采油气管理区管理。塔里木油田分公司哈得采油气管理区编制了《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》，在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局进行了备案（备案编号：652924-2025-004-L）。富满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 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司哈得采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023 年 8 月 19 日，登记编号：9165280071554911XG053Y）、满深油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023 年 9 月 3 日，登记编号：9165280071554911XG052Y）、富源油气运维中心固定污染源排污登记回执（2023 年 9 月 3 日，登记编号：9165280071554911XG051W）、综合管理部固定污染源排污登记回执（2023 年 8 月 19 日，登记编号：9165280071554911XG054W）；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），哈得采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.4 区块污染物排放量

根据哈得采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，富满油田污染物年排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5　　富满油田污染物排放情况一览表（单位：t/a）

3.1.5 存在环保问题及整改措施

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

油区部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大；道路沿线草方格出现破损的情况。

整改方案：

按相关要求修复井场道路并定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘；进一步加强富满油田生态恢复工作，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。整改期限为 1 年。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

现有工程果探 1 井、富深 101 井、富深 102 井、富深 103 井、富深 105H 井均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。

果探 1 井钻井性质为勘探井，井型为直井，原设计井深 8410m，实际完钻井深 8159m，目的层为奥陶系鹰山组，完钻层位为奥陶系鹰山组。2025 年 4 月 16 日，阿克苏地区生态环境局以“阿地环审〔2025〕143 号”文对该项目予以批复。2025 年 5 月 31 日开钻，2025 年 9 月 12 日完钻，2025 年 9 月 19 日钻井完井，于 2026 年 3 月完成自主验收工作，根据现场踏勘结果，井场已完成土地平整及现场清理工作，现正待实施地面工程。

富深 101 井为勘探井，井型为直井，设计井深 8430m，目的层为奥陶系鹰山组、蓬莱坝组。2026 年 1 月 19 日，阿克苏地区生态环境局以“阿地环审〔2026〕10 号”文对该项目予以批复。钻井工作正在进行，暂未验收。

富深 102 井为勘探井，井型为直井，设计井深 8430m，目的层为奥陶系鹰山组 3-4 段、蓬莱坝组。2026 年 3 月 31 日，阿克苏地区生态环境局以“阿地环审〔2026〕172 号”文对该项目予以批复。钻井工作正在进行，暂未验收。

富深 103 井为勘探井，井型为直井，设计井深 8430m，目的层为奥陶系鹰山组 3-4 段、蓬莱坝组。2026 年 3 月 31 日，阿克苏地区生态环境局以“阿地环审〔2026〕171 号”文对该项目予以批复。钻井工作正在进行，暂未验收。

富深 105H 井为勘探井，井型为直井，设计井深 8430m，目的层为奥陶系鹰山组 3-4 段、蓬莱坝组。2026 年 8 月 18 日，阿克苏地区生态环境局以“阿地环审〔2026〕467 号”文对该项目予以批复。钻井工作正在进行，暂未验收。

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-1 所示。

表 3.2-1　　现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

3.2.3 现有工程工艺流程及污染物达标排放情况

3.2.3.1 果探 1 井

果探 1 井钻井工程，包括钻前场地平整、钻井工程、试油、完井等。现阶段钻井工程已结束。

钻井期间的废气主要为汽车尾气、测试放喷废气及施工扬尘等。运输车辆进出施工区域减缓车速，拉运物料采用篷布苫盖；井场物料采用篷布苫盖，井场及道路定时洒水抑尘；钻前进行场地平整；井场开挖土方作业避开大风天气；油气测试期间伴生天然气通过放喷管线引至放喷池进行燃烧。

废水污染源主要包括钻井作业产生的钻井废水、酸化压裂废水和生活污水。生活污水排入生活污水池，经现场污水处理一体化设施进行处理达标后用于井场降尘；该井试油完井返排液（压裂返排液）经收集罐收集后，作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用；钻井废水与钻井废弃泥浆、岩屑一同进入泥浆不落地系统处理，不外排。

钻井期噪声主要产生于钻井作业及道路建设等施工活动中。其噪声源主要包括钻井中的柴油发电机、柴油机及钻井设备，以及建设中的挖土机、推土机、装载车等。在钻井过程中，加强设备维护，各机械设备、设施、钻机和振动筛等均安装隔振垫，钻井泵加衬弹性垫料；合理布置施工现场，未在同一地点安排大量施工机械；强化施工管理，减少人为噪声，限制鸣笛减少车辆噪声。

钻井过程中产生的固体废物主要有钻井泥浆岩屑、生活垃圾、废油及含油废物等。开挖应急池、放喷池产生的多余土方用于场地平整；非磺化水基泥浆钻井岩屑废弃物排入防渗岩屑暂存池自然干化，经检测各污染因子满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）要求后，用于铺垫井场；磺化泥浆钻井岩屑废弃物经不落地收集系统收集后，暂存于地罐中，定期拉运至巴州山水源工程技术有限公司（塔河南岸环保站）处置；钻井期间产生的废矿物油及其包装物、沾油废物、废烧碱包装袋在井队危废暂存间暂存，交由新疆特友再生资源回收有限责任公司处置；钻井期间产生的生产生活垃圾现场分类收集后交由轮台县青山外物业管理有限公司进行处置。

目前，果探1井完成验收工作。根据验收监测，果探1井厂界外无组织排放废气非甲烷总烃监测结果均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9企业边界污染物控制要求；硫化氢监测结果均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1恶臭污染物厂界二级新改扩建标准值。厂界四周昼间、夜间的噪声监测范围值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类要求。井场内、外常年下风向土壤中各项因子监测值均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1及表1中建设用地土壤污染风险筛选值第二类用地限值要求。

3.2.3.2 富深101井、富深102井、富深103井、富深105H井

富深101井、富深102井、富深103井、富深105H井已完成环评手续，污染物治理情况均摘自环境影响报告表相关内容。

钻井期间的废气主要为运输车辆产生的扬尘、钻井柴油发电机废气、测试放喷废气、井控废气、锅炉烟气、井场储罐产生的无组织废气等。运输车辆产生的扬尘主要采取洒水降尘。运输车辆减速行驶，为减少道路扬尘影响。对于井场也需定期进行洒水降尘，以降低钻井和井场建设过程中产生的扬尘对施工人员和周边植被的影响。做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；避开大风天气进行作业。钻井作业期间应对车辆进行适当的苫盖，以降低扬尘的影响。油气测试期间天然气通过放喷管线燃烧后放空，加强放喷管线、放喷池的运营维护，定期检查气体燃烧放空设备，确保天然气充分燃烧；柴油发电机定期检修，运行良好，燃用符合质量标准的

燃料；施工期井场采用密闭储罐；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，本项目生物质蒸汽锅炉采用生物质成型燃料，废气经旋风除尘+布袋除尘器处理后经 8m 排气筒（可拆卸）排放；燃油蒸汽锅炉采用低硫油为燃料，燃烧后废气经 8 米排气筒（可拆卸式排气筒）排放。

工程钻井过程中产生的废水有钻井废水、酸化压裂返排液、锅炉排污水和生活污水。钻井废水与钻井岩屑随钻井泥浆带出，排入泥浆罐用于钻井液配制，完井后拉运至下一口井再利用，不外排；酸化压裂返排液采用专用废液收集罐暂存，定期运至富源 7 环保处理站处置；生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 的 B 级标准，用于荒漠生态恢复。锅炉排污水用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配置。

钻井期噪声主要有柴油发电机噪声、钻机噪声、泥浆泵噪声、压裂车噪声等。在钻井过程中，加强设备维护，各机械设备、设施、钻机和振动筛等均安装隔振垫，钻井泵加衬弹性垫料；合理布置施工现场，未在同一地点安排大量施工机械；强化施工管理，减少人为噪声，限制鸣笛减少车辆噪声。

钻井过程中产生的固体废物主要有泥浆、钻井泥浆岩屑、生活垃圾、废油及含油废物等。泥浆采用“泥浆不落地”工艺收集，排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。膨润土体系钻井岩屑排入膨润土岩屑池干化，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准，后用于井场平整；磺化泥浆钻井岩屑在井场环保罐暂存，定期转运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处置，处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路。生活垃圾集中收集，定期送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂。撬装式污水处理站污泥经脱水装置脱水后，收集、合规暂存，定期送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂。含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料为危险废物收集后，由有危废处置资质单位接收处置；锅炉灰渣及除尘灰由钻井队单位集中收集后外售综合利用。

3.2.4 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程各环保设施全部稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称及建设单位

项目名称：塔里木富满油田果探 1 区块奥陶系油藏试采项目

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

本工程相关建设内容位于富满油田果探 1 区块，行政区划隶属于沙雅县管辖，工程区中心西北距沙雅县城中心约 77.8km，位置见图 3.3-1。

3.3.1.4 建设内容及建设规模

本工程分期建设。

一期建设内容：①本工程老井利用 5 口（果探 1 井、富深 101 井、富深 102 井、富深 103 井、富深 105H 井，无地面配套设施）；②新建 5 座采油井场（果探 1 井、富深 101 井、富深 102 井、富深 103 井、富深 105H 井）；③新建富深 101 阀组站（8 井式阀组站）；④新建单井集输管道 5 条，线路总长度约 19.15km；⑤新建集输干线管道 1 条，线路长度约 22.51km；⑥配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。

二期建设内容：二期新建 110kV 深地变至富深 101 阀组站 35kV 供电干线 22.8km。

建设规模：果探 1 区块采出液处理规模最大为 6.81×10^4t/a（2027 年），原油处理规模最大为 6.5×10^4t/a（2027 年），气处理规模最大为 0.22×10^8Nm^3/a（2027 年）。

3.3.1.5 建设周期

本工程计划 2026 年 11 月开始施工，2027 年 1 月完工，施工周期 3 个月。

3.3.1.6 项目投资

本工程总投资 4967.2 万元（不含税）。

3.3.1.7 劳动组织及定员

本工程采油井场和集输管线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。

图 3.3-1　　地理位置图

3.3.2 油藏特性

（1）原油特性

果探 1 区块原油性质具有“轻质、低粘度、低含硫、含胶质＋沥青质、含蜡”的特点。具体见表 3.3-1。

表 3.3-1　　原油性质表

（2）天然气特性

天然气相对密度 0.7084，甲烷含量 79.65%，H_2S 含量范围 2200~11000mg/m^3，平均 7100mg/m^3。

表 3.3-2　　天然气组分分析表

（3）地层水性质

果探 1 区块地层水为总矿化度平均 3.146×10^{4}mg/L 的碳酸氢钠型地层水，具体性质如下表。

表 3.3-3　　地层水性质表

3.3.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.3-4。

表 3.3-4　　主要技术经济指标表

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本项目分期建设。其中，一期建设内容：①本工程老井利用 5 口（果探 1 井、富深 101 井、富深 102 井、富深 103 井、富深 105H 井，无地面配套设施）；②新建 5 座采油井场（果探 1、富深 101、富深 102、富深 103、富深 105H）；③新建富深 101 阀组站（8 井式阀组站）；④新建单井集输管道 5 条，线路总长度约 19.15km；

⑤新建集输干线管道 1 条，线路长度约 22.51km；⑥配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。

二期建设内容：二期新建 110kV 深地变至富深 101 阀组站 35kV 供电干线 22.8km；具体见表 3.3-5。

表 3.3-5　　工程组成表（一期）

表 3.3-6　　工程组成表（二期）

3.3.4.2 开发方案及总体布局

根据本项目的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用满深联合站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。采用“井口→阀组站→联合站”的布站方式，富深 101 阀组站内通过 8 井式集油配水阀组橇+计量分离器对单井来气液进行计量，计量后气液混输至满深联合站处理。

总体布局方案见图 3.3-2。

图 3.3-2　　总体布局方案

3.3.4.3 开发指标预测

果探 1 区块产能预测见表 3.3-7，单井配产见表 3.3-8。

表 3.3-7　　果探 1 区块产能预测表

表 3.3-8　　果探 1 区块单井配产

3.3.4.4 主体工程

3.3.4.4.1　井场、阀组站工程

（1）采油井场

拟建工程新建 5 座采油井场（果探 1、富深 101、富深 102、富深 103、富深 105H）。井口出液（48MPa，24℃~25℃）通过油嘴套节流后（5.5MPa 以下，24℃~27℃），通过集输管道输送至富深 101 阀组站。在油井井场设摄像头远程监控。所有的油井套压、油井回压、出油温度集成控制信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场 RTU，再传至联合站、运维中心。

（2）富深 101 阀组站

在富深 101 阀组站西北侧新建 1 座 8 井式阀组站，阀组站设计压力 6.3MPa，来液温度 15-25℃，预计处理量液 241t/d，气 $8.3\times10^4Nm^3/d$。

阀组站内新建放空火炬 1 座，作为新建计量分离器的放空使用。

（3）满深联合站

果探 1 区块产液混输至满深联，接入满深联已建进站阀组生产汇管上的预留阀门（DN300）。本工程接入后，新增 1 个 DN300 预留阀门，方便后期扩建。

主要工程内容见表 3.3-9。

表 3.3-9　　拟建工程井场、站场主要工程内容一览表

3.3.4.4.2　管线工程

一期新建集输管道 6 条。新建单井集输管道 5 条，线路总长度约 19.15km；新建集输干线管道 1 条，线路长度约 22.51km。

表 3.3-10　　集输管线部署一览表

图 3.3-3　　线路走向示意图

3.3.4.4.3　封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。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，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。采用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，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.5 公辅工程

3.3.4.5.1　供电工程

（1）一期

本项目一期供电依托巴派 35kV 钻井线路，巴派公司已经将 35kV 钻井线路架设至富深 101、富深 102、富深 103 和果探 1 井场，富深 105H 由巴派公司建设钻井网电，就近 T 接自已建线路，钻井结束后转为生产用电。

每个采油井场附近新建 50kVA 杆架式变电站 1 座，为井场配电。在杆架式变电站处设一级配电箱，为井场 RTU 控制箱、摄像机和电伴热提供电源。

富深 101 阀组站新建供电线路和 125kVA 杆架式变电站 1 座，为阀组站配电。在杆架式变电站处设一级配电箱，为阀组站 RTU 控制箱、摄像机、阀组橇和电伴热提供电源。

（2）二期

二期建设油田 35kV 供电干线，由 110kV 深地变 35kV 系统提供电源，为后续开发奠定电力骨架基础，建设时间根据试采情况确定。在 110kV 深地变 35kV 系统扩建 1 个出线间隔，并配套敷设控制电缆，综合自动化和五防系统扩容调试；新建供电干线采用高压电缆（300m）出站，35kV 架空供电干线 22.8km。

3.3.4.5.2　给排水

（1）给水

一期工程施工期工程用水主要包括生活用水及管线试压用水。生活用水由罐车拉至井场和生活区，单座井场工程、场站井队人数约 15 人，施工周期 90 天，按生活用水量 100L/d·人计，本项目 5 座井场、1 座阀组站生活用水量总计约 810m^3；管线试压用水约为 104.15m^3。

二期工程施工期工程用水主要包括生活用水。生活用水由罐车拉至生活区，施工人数约 10 人，施工周期 90 天，按生活用水量 100L/d·人计，二期生活用水量约 90m^3。

运营期无生产用水、生活用水量。

（2）排水

一期工程施工期废水主要为生活污水、试压废水。施工期生活污水排水量为 648m^3，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置；管线试压废水约为 104.15m^3，试压结束后用于洒水抑尘；

二期生活施工期废水主要为生活污水。施工期生活污水排水量为 72m³，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置；

运营期采出水随油气混合物输送至满深联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

3.3.4.5.3　防腐保温工程

（1）站内管道防腐保温

地上管托、管卡及管道支吊架等碳钢附件外防腐采用氟碳涂层配套体系，防腐层结构见下表，涂色执行《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T 0043-2020）的要求。

地上保温碳钢管道、阀门外防腐采用无溶剂环氧涂料+环氧云铁中间漆。管道保温采用憎水型复合硅酸盐管壳（井场管道厚 30mm，站场管道厚 50mm），防护采用铝合金薄板（厚 0.7mm）。阀门保温采用憎水型复合硅酸盐毡（井场阀门厚 30mm，站场阀门厚 50mm）与铝合金薄板（厚 0.8mm）预制成型的可拆卸式保温盒。

埋地保温碳钢管道及钢塑转换接头碳钢部位防腐采用无溶剂环氧涂料。钢管两端各预留 100mm～150mm 不涂无溶剂环氧涂料。补口方式与两侧管道防腐方式一致。保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料管壳（厚 30mm），防护层采用玻璃钢（厚 3.0mm）。

（2）线路管道防腐保温

线路埋地玻璃钢管道保温防护结构采用管中管法预制的硬质聚氨酯泡沫塑料（厚 30mm）+高密度聚乙烯管（DN80 管道厚 3.0mm，DN200 管道厚 3.9mm），管端预留 140mm～150mm。

保温管端部应加辐射交联聚乙烯防水帽密封防水，玻璃钢管道保温层补口采用硬质聚氨酯泡沫塑料瓦块捆扎法，防护层补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套（厚 2.2mm，宽 650mm）。

（3）表面处理

碳钢表面应采用喷砂除锈，用于表面处理的磨料应能产生规定的锚纹深度，磨料在使用过程中应始终保持清洁、无油污、无污染并干燥。除锈等级应达到《涂覆

涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定第 1 部分：未涂覆过的钢材表面和全面清除原有涂层后的钢材表面的锈蚀等级和处理等级》（GB/T 8923.1-2011）规定的 Sa2.5 级；无法进行喷砂处理的局部边角位置可采用动力或手动工具进行表面处理，除锈等级应达到 St3 级。施工操作应执行《涂装前钢材表面处理规范》（SY/T 0407-2024）的要求。

基材表面锚纹深度应符合涂料说明书的要求，当无规定时，碳钢表面锚纹深度宜为 40μm～75μm。

表面处理后，应采用干燥、洁净、无油污的压缩空气将表面吹扫干净，清洁度等级应达到《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的评定试验 第 3 部分：涂覆涂料前钢材表面的灰尘评定（压敏粘带法）》（GB/T 18570.3-2005）规定的 2 级。

3.3.4.5.4　自控工程

（1）新建井场

根据哈得采油气管理区运行管理模式，新建 5 口油井井场按油井标准化设置井场 RTU 及通信传输设施，井场 RTU 及通信传输设施由井场 RTU 控制柜配套提供，负责对现场温度、压力、有毒气体泄漏浓度等进行实时采集，井场工艺生产数据经过有线和无线方式接入所在井场的 RTU 控制系统进行监控。RTU 控制系统生产数据通过光缆通讯方式上传至满深油气运维中心 DCS 系统进行监控、管理并执行 DCS 系统发出的控制命令，同时上传至哈得采油气管理区调控中心进行监视、管理。

（2）新建阀组站

根据哈得采油气管理区运行管理模式，新建富深 101 阀组站 RTU 及通信传输设施，阀组站 RTU 及通信传输设施由阀组站 RTU 控制柜配套提供，负责对橇装设备（包含温度、压力、阀门等信号）、有毒及可燃气体泄漏浓度等进行实时采集，阀组站工艺生产数据经过有线方式接入所在阀组站的 RTU 控制系统进行监控。RTU 控制系统生产数据通过光缆通讯方式上传至满深油气运维中心 DCS 系统进行监控、管理并执行 DCS 系统发出的控制命令，同时上传至哈得采油气管理区调控中心进行监视、管理。

3.3.4.5.5　道路工程

项目一期设置施工便道，与管线并行，道路长 20.62km。

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 满深联合站

（1）基本情况

满深联合站包含在《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程》中，新疆维吾尔自治区生态环境厅2022年4月24日以（新环审〔2022〕71号）予以批复。项目包含1套200×10^{4}m^3/d天然气处理装置、1套200×10^{4}t/a原油处理装置、8t/d（干基）硫磺回收装置、1500m^3/d采出水处理系统。满深联合站于2023年11月13日申请取得排污许可证（许可证编号：91652800715549l1XG115Q），制定了企业自行监测方案并严格执行，同时按照要求定期进行年报填报并公示。2024年10月20日完成自主验收工作。

2025年2月，在满深联合站现有厂区内扩建一套50×10^{4}m^3/d低压伴生气处理装置，建设内容包含在《富满油田伴生气处理能力提升工程环境影响报告书》中，已取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2025〕371号，2025年8月25日）。项目建成后，满深联合站天然气处理装置为2套，设计规模为250×10^{4}m^3/d，操作弹性60%～120%，最大处理量为300×10^{4}Nm^3/d。目前，项目正在建设。

2025年5月，在满深联合站现有厂区内实施满深联合站硫磺回收装置扩建工程，新建1套20t/d二级常规克劳斯硫磺回收装置、新建1套尾气处理装置，项目建成后满深联合站硫磺回收装置为2套，总回收能力28t/d。该项目已取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2025〕500号，2025年11月19日）。目前，项目正在建设。

（2）工艺流程

①原油处理系统

原油处理系统工艺包括气提脱硫、热化学沉降脱水和负压闪蒸稳定三部分，具体工艺流程如下：

1）气提脱硫

富满油田各单井及混输管道汇集的采出液（5℃，0.5MPa，20%含水率）首先进入满深联合站进站气液分离器中进行气液分离，气液分离器操作压力0.5MPa，操作温度5℃。利用采出液中气相和液相密度不同，从分离器顶部出来的气相进入后续

天然气处理系统处理，分离出的液相与富满油田计转站来液混合后，通过计量泵向混合液中分别加入破乳剂和缓蚀剂，随后混合液依次进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换。

含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器均为管壳式换热器，管程为原油，壳程分别为高压伴生气和导热油，通过热量交换，将原油由 5℃加热至 25℃，再加热至 60℃，随后送入后续原油气提塔设备中。

经过换热后的原油从原油气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化天然气（50℃，0.40MPa）从原油气提塔底部进入，在原油气提塔内，原油与净化后的天然气逆向接触，气提塔操作温度 60℃，操作压力 0.25MPa，停留时间 10min。在气提塔内，加入净化天然气（H_2S 含量极低），导致塔内气相空间中 H_2S 分压降低，根据亨利定律（在一定温度，当气液之间达到相平衡时，溶质气体在气相中的分压与该气体在液相中的浓度成正比），H_2S 在原油中的浓度将降低，加快了 H_2S 从原油中向气相的传质。同时气提气在塔内自下而上运动，对原油中已分离出的 H_2S 组分起到一定程度的冲击携带作用，有利于 H_2S 的分出。气提塔顶部携带 H_2S 的气提气（58℃，0.25MPa）自压进入天然气处理系统，塔底脱除 H_2S 的原油（58℃，0.25MPa）进入后续脱水单元。

2）热化学沉降脱水

自气提塔底部的脱硫原油通过提升泵提压至 0.45MPa 后，进入热化学脱水球罐中进行脱水。热化学脱水球罐操作温度 55～60℃，操作压力 0.45～0.5MPa，停留时间 1h。热化学脱水球罐内部设置有脱水填料，同时利用前期加入的破乳剂，能有效加快油水的重力分离。经过热化学脱水球罐分离后，油相从球罐中部出来后进入后续原油稳定塔中，分离的水相从球罐底部进入后续水处理系统。

3）负压闪蒸稳定

从球罐中脱水后的原油（50～55℃，0.4MPa）直接进入原油稳定塔，原油稳定塔内操作压力为-0.04MPa，操作温度为 50～55℃，停留时间 10min，主要工作原理为利用压缩机抽气，将原油稳定塔压力控制在负压，将原油中的轻组分抽出，降低饱和蒸汽压，达到原油稳定的目的。稳定后的原油通过稳定原油提升泵增压后（50～55℃，0.35MPa）进入外输系统。原油稳定塔塔顶气（50～55℃，-0.04MPa）经原稳

压缩机增压后（100.4℃，0.4MPa）进入压缩机出口空冷器冷却，冷却后的塔顶气及混烃（45℃，0.35MPa）进入三相分离器进行油气水分离，分离出的气（45℃，0.35MPa）自压进入天然气处理系统，分离出的混烃增压后（45℃，1.2MPa）进入天然气处理系统，分离出的水进入后续水处理系统。

②天然气处理系统

天然气处理系统工艺包括前置增压、胺法脱硫、脱水脱烃、乙二醇再生、硫磺回收，具体工艺流程如下：

1）前置增压

满深联合站天然气处理系统来气包括低压进站气和中压进站气，其中低压进站气包括气提气、原稳气和原油分离伴生气，中压进站气来自果勒、果勒东I、满深、富源II转油站。低压进站气来气压力在0.25～0.3MPa，中压进站气来气压力在2.10～2.55MPa。

低压气（0.25～0.3MPa）首先进入进站分离器进行气液分离，分离出的液相返回原油处理系统，气相进入低压气压缩机增压至2.1MPa后，与进站中压气汇合。汇合后的中压气进入中压进站分离器进行气液分离，分离出的液相返回原油处理系统，气相经中压气压缩机增压至8.2MPa后送至后续脱硫单元。低压气压缩机和中压气压缩机组为往复式压缩机，驱动方式为电动机驱动。

2）胺法脱硫

增压单元过来的天然气（20～50℃、8.2MPa）首先经过伴生气预冷换热器与混烃换热后预冷至30℃，然后依次进入生产分离器、过滤分离器，主要是去除天然气中可能夹带的游离水和机械杂质，生产分离器为重力分离，过滤分离器过滤精度为1μm，生产分离器产生的液烃进入原油处理系统进一步处理。经过滤后的天然气进入MDEA吸收塔下部，在塔内天然气与MDEA贫液逆流接触，气体中绝大部分H_2S和部分CO_2被MDEA贫液吸收脱除，从吸收塔顶出来的湿净化天然气进入湿净化气分离器进行分液，净化后的湿天然气（40.35℃，8.5MPa）送至后续脱水脱烃装置。MDEA吸收塔底部的液体送至MDEA闪蒸罐进行闪蒸处理。

吸收了酸气的MDEA溶液（45.8℃，8.55MPa）从MDEA吸收塔底部抽出，经MDEA吸收塔塔底液位调节阀后，压力降至约0.6MPa进入MDEA闪蒸罐下部，闪

蒸出部分溶解的烃类气体，闪蒸气经减压后，送至低压气进站分离器。溶液中溶解的原油在闪蒸罐内分离并撇出溶液系统进入零位罐中。

从闪蒸罐底部抽出的 MDEA 富液首先进入胺液过滤撬过滤出携带的机械杂质、降解产物，然后进入贫/富液换热器与 MDEA 再生塔底来的贫液换热，温度升至约 85℃后进入 MDEA 再生塔，与再生塔底重沸器换热后成气液两相，上升气相气提出富液中的 H_2S 和 CO_2 气体，返回到塔的上部，再生热量由再生塔重沸器提供，再生塔重沸器由导热油系统供热。

由 MDEA 再生塔顶部出来的 112.5℃的酸性气体经再生塔顶空冷器冷却至 45℃后进入 MDEA 再生回流罐，分离出酸性冷凝水后的酸气送至硫磺回收单元进行处理，分离出的酸性冷凝水由再生塔回流泵送至 MDEA 再生塔顶部作回流，为维持溶液浓度，补充除盐水加至酸水回流泵入口酸水管道中。

热 MDEA 贫液自 MDEA 再生塔底部引出，然后经过贫/富液换热器与 MDEA 富液换热至 73.9℃左右，经贫液增压泵增压后送至贫液空冷器冷至 45℃。冷却后的 MDEA 贫液进入 MDEA 循环泵升压后，送至 MDEA 吸收塔顶回流，完成整个溶液系统的循环。

3）脱水脱烃

脱硫装置来气（8.5MPa，40.5℃）通过一级烃气换热器与二级烃气换热器过来的低温混烃热交换后冷却至 25℃，随后进入预冷分离器进行气液分离，预冷分离器底部分离出的废水进采出水处理系统进行处理，出口的湿净化气经丙烷制冷撬降温至-15℃后进入低温分离器；低温分离器分离出的低温干气经过气气换热器换热后复热至 16.5℃，去脱硫单元复热外输。低温分离器分出的液相（8.4MPa，-15℃）与预冷分离器液相通过二级烃气换热器复热至-6℃，再与脱硫单元来的净化湿气通过一级烃气换热器复热至 29.5℃后进入三相分离器进行三相分离，低压闪蒸气去增压装置；乙二醇富液进乙二醇再生装置，混烃进混烃缓冲罐进行气液分离后，混烃闪蒸罐中闪蒸气去增压单元，闪蒸罐中液烃通过管道外输。

为防止节流降温形成水合物，分别在气气换热器管程、烃气换热器管程和丙烷制冷前管线注入乙二醇贫液。

4）乙二醇再生

自脱水脱烃装置分离出来的乙二醇富液（37℃，0.02MPa）进入富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液由富液提升泵增压至 0.2MPa 后依次进入机械过滤器 A、活性炭过滤器和机械过滤器 B，除去乙二醇富液中可能存在的机械杂质及降解产物。过滤后的乙二醇富液首先进入再生塔塔顶换热至 45℃，再进入贫/富液换热器换热至 80℃从中部进入乙二醇再生塔，经再生塔底重沸器加热后形成气液两相，被导热油加热至约 137℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的气相（117℃，0.02MPa）经再生塔顶空冷器冷却到 90℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，冷凝液相去原油处理系统。从重沸器底部出来的乙二醇贫液经贫/富液换热器换热到 86℃，后经塔底空冷器冷却至 40℃进入乙二醇贫液缓冲罐循环使用。

自乙二醇贫液缓冲罐来的乙二醇贫液经注醇泵增压至 12MPa 注入至脱水脱烃装置注醇点。

5）硫磺回收

硫磺回收单元采用络合铁催化氧化脱硫工艺。来自脱硫单元的酸性尾气经酸气分离器分离，气体中的冷凝物和少量液体被去除，避免大量的 MDEA 胺液进入吸收氧化塔，分离出的冷凝液由酸水回流泵增压后输至 MDEA 再生回流罐，酸气进入吸收氧化塔。空气经氧化空气鼓风机橇增压，再经氧化风空冷器冷却后进入吸收氧化。

吸收氧化塔设有 3 个扇形内外筒，其中内筒为吸收区，外筒为氧化区。吸收氧化塔中盛装有 Fe^{3+}的水配比溶液，由于含硫黄溶液与新鲜溶液之间存在密度差，同时在鼓入空气的推动作用下，内筒中的含硫黄溶液向下流动，新鲜溶液自外筒向内筒流动，即溶液可在塔内进行自循环。酸气通过多组喷头均匀分布在 3 个吸收区内，从喷头喷出的酸气与向下流动的水配比溶液反应，吸收酸气中的 H_2S，生成单质硫，同时铁离子从 Fe^{3+}变成 Fe^{2+}。空气通过多组喷头均匀分布到氧化区内，从喷头喷出的空气在上升的过程中，与从吸收区排出的反应后的水配比溶液反应，使得铁离子从 Fe^{2+}变成 Fe^{3+}。去除 H_2S 后的尾气上升到吸收氧化塔上部，通过吸收氧化塔顶部的排气筒外排。

为稳定吸收氧化塔内配比溶液的 pH 值，通过药剂罐定期向吸收氧化塔中加入氢氧化钾溶液。同时为防止铁离子生成 FeS 沉淀的副反应，通过药剂罐定期向吸收氧化塔中加入复合螯合剂，螯合剂能够与铁离子和亚铁离子形成稳定的化学键，使

得铁离子在宽泛的 pH 值范围内保持稳定。

沉积在吸收氧化塔底部的硫单质通过硫浆泵泵入真空带式过滤机中，过滤出的液体通过溶液回收泵打回吸收氧化塔，含水率 30%的硫膏装车外运至塔三联硫磺精制装置进行硫磺精制后统一外销。

上述发生在吸收氧化塔内部的反应主要包括吸收和再生两部分，其反应方程式为：

$H_2S+1/2O_2 \rightarrow H_2O+S$

吸收部分：

H_2S（g）$+2Fe^{3+} \rightarrow 2H^{+}+S+2Fe^{+2}$

再生部分：

$1/2O_2$（l）$+H_2O+2Fe^{2+} \rightarrow 2OH^{-}+2Fe^{3+}$

③采出水处理工艺流程

原油系统来水根据水质情况向管道中注入絮凝剂或破乳剂，然后进入压力缓冲除油装置中进行水量、水质调节，经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮物。压力缓冲除油装置出水经污水提升泵提升至一级过滤器，装置内装有粗粒化提料，使细微油珠聚结成大颗粒。压力缓冲除油装置和压力式聚结除油装置顶部收集的浮油经管道自流至原油系统零位罐。处理达标后的水进入净化水缓冲罐，出水口设置杀菌剂加药点，对外输水进行杀菌处理，最终净化水经外输调水泵输送至调水管道最终回注地层。

④依托可行性分析

拟建工程采出油、采出水、伴生气最终进入满深联合站处理。依托可行性分析见下表。

表 3.3-11　　满深联合站运行负荷统计表

由上表可知，满深联合站处理能力可满足拟建工程生产需求，故本项目采出油、采出水、伴生气依托满深联合站处理可行。

图 3.3-4　　满深联合站平面布置图

3.3.4.6.2　富源 7 井废液处理站

本项目运营期的井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理。

富源 7 井废液站于 2025 年 4 月 30 日取得巴州生态环境局批复（巴环评价函〔2025〕82 号），并于 2026 年 6 月 2 日通过企业自主验收；富源 7 井废液站年处理能力为 23.76 万 m^3，处理工艺为：氧化破胶－混凝－气浮分离－多级过滤，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。

富源 7 井废液处理工艺流程见图 3.3-5。

图 3. 3-5　富源 7 井废液处理工艺流程图

本项目产生的井下作业废水为 190t/a，小于富源 7 井废液站处理富余量，依托可行。

3.3.4.6.3　哈四联合站

哈四联合站位于哈得油田中部，占地约 8.2hm^2，是哈得油田第 1 座联合站，于 2000 年 7 月 28 日投产，经过 2000 年、2002 年、2005 年前后三次产能建设以及 2007 年伴生气回收处理系统的建设，哈四联已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水，供热的大型联合站。

哈四联目前的规模：原油处理能力 100×10^4t/a，清水处理能力 2000m^3/d，污水处理能力 9100m^3/d，注水能力 7000m^3/d，伴生气处理能力 $10\times10^4m^3$/a，淡化水处理能力 240m^3/d。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。

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

工艺流程见图 3.3-6。

图 3.3-6　　哈四联污水处理系统工艺流程图

本工程每年产生井下作业废水 190t，依托哈四联污水处理系统处理可行。

3.3.4.6.4　危废贮存场依托可行性

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油桶均属于危险废物，集中收集后拉运至哈得采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。哈得采油气管理区危废贮存场属于《哈得油气开发部环保设施完善项目》建设内容，该项目已于 2022 年 6 月 14 日取得阿克苏地区生态环境局《关于哈得油气开发部环保设施完善项目环境影响报告表的批复》（阿地环审〔2022〕311 号），并于 2024 年 7 月 2 日通过企业自主验收。哈得采油气管理区危废贮存场含油污泥最大暂存量为 60 吨，废旧油桶最大暂存量为 4 吨，目前尚有较大暂存余量，本项目营运期落地油产生量为 0.125t/a、废防渗材料产生量为 2.5t/a、废润滑油桶产生量为 0.2t/a，小于哈得采油气管理区危废贮存场现有暂存富余量，依托可行。

3.4 工程分析

本项目主要包括钻前工程、油气集输工程等。

3.4.1 工艺流程及产排污节点

本工程施工期分为井场、阀组站建设、管线敷设，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1 施工期

3.4.1.1.1　井场、阀组站建设

设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，生活垃圾收集后统一送沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.1.1.2　管线敷设

本工程一期新建 5 条单井集输管线、1 条集输干线。

管线施工工艺流程简介：

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。施工时按管道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。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

考虑沿途地形、工程地质、水文及气象等自然条件，管道开挖前对施工作业带进行扫线平整，确定本工程一般地段管顶距扫线后地平埋深不小于 1.2m。根据沿线地质及地下水情况，结合《玻璃纤维管线管采购、施工及验收技术规范》（Q/SY TZ0389-2022）规定，一般段沟底宽推为 0.7m，双管同沟敷设段沟底宽度为 1m，三管同沟敷设段沟底宽度为 1.3m，四管同沟敷设段沟底宽度为 1.6m。结合本工程沿线地质情况及附近其他项目经验，推荐管沟边坡坡度为 1:1。

一般地段管沟推荐采取机械开挖，部分特殊地段采用人工开挖。管沟开挖前，先确定地下设施分布情况，经确认不涉及其他地下设施，且有足够的操作空间的地段可采用机械方式开挖；在能够确定地下设施准确位置的地方，在地下设施两侧各 5m 范围内采用人工方式开挖，并对开挖出来的地下设施给予必要的保护；对于光缆等重要地下设施，开挖前应征得其产权部门同意，必要时应在其监督下开挖。

一般地段管沟开挖时，将挖出的土方堆放到布管对面一侧，堆土距沟边不应小于 1m，以防止管沟受土压垮塌或土堆垮塌入管沟内。

④管线组装

本工程新建 5 条单井集油管线、1 条集输干线，均采用玻璃钢管，钢管的制造符合《SY/T 6267-2018 高压玻璃纤维管线管》的要求。

⑤管道下沟

管子下沟时，应用两条绳索顺下，绳索间距宜为两根管子长度，绳索的固定位置宜为两根管子的加厚区。下沟时，管道的弯曲半径应大于管子最小弯曲半径，避免过大的弯曲造成管体扭曲或接头松动。下沟的管子应均匀压在坚实稳定的垫层或沟底基础上，使管子下部和沟底完整、连续接触，严禁悬空。

玻璃钢管在装有弯头处设置止推座。

⑥吹扫与试压

管道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，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道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道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 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

本工程管道沿线涉及沥青路穿越 1 处，砂石路穿越 1 处。

管道穿越公路严格执行《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）有关规定。

管道穿越位置宜选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。管道穿越公路路基应尽量垂直交叉通过，如必须斜交，斜交角不宜小于 60°；在特殊情况下，不应小于 45°。当管道必须穿越公路桥梁时，应不小于 30°。路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。

管道穿越沥青路、水泥路时，推荐采用顶管方式穿越，套管采用钢筋混凝土套管进行保护，钢筋混凝土套管内径为 1000m，套管规格推荐采用 DRCP III1000×2000 GB/T 11836，接头形式为 C 型钢承口。穿越砂砾石路时，推荐采用开挖加套管方式

穿越，采用钢套管进行保护，套管规格为 D323.9mm×7.1mm L245M 螺旋缝埋弧焊钢管，保护套管顶距路面的间距不小于 1.2m，距公路边沟底面不小于 1m。套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m；当有路边沟时，套管端部伸出边沟外不小于 2m。为防止套管内积气，套管内填充细沙。

管道安装前需完成套管内部清理作业，清除套管内铁锈、焊渣、尘土、积水及杂物，保证套管内部干燥、洁净、无尖锐凸起，避免划伤管道保温层。同时对主管道进行外观检查，确认管道无变形、破损，保温层完好无损，管口封堵完好，杜绝杂物进入管道内部。

⑧管沟回填

管道敷设结束后回填，及时用细土和细砂回填。管沟回填应分为两次进行。在距管壁 300mm 内，回填土最大粒径不应超过 10mm；第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管子两侧和管顶上部；回填土厚度以每次 300mm 为宜，逐层夯实。当回填到管顶以上 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，每千米抽查 10 处。

管沟应在左右对称的情况下回填。先将管道两侧拱腋下均匀回填，然后在管道两侧同时分层夯实，夯实密实度至少为 90%以上，确保对管身形成完全支撑。

若是在春季融雪或雨季施工，应对开挖出来的土方进行保护，防止水土流失。每段管沟的开挖应和管道连接、下沟回填紧密结合，施工完一段开挖一段。

根据《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）要求及以往工程经验，为了合理利用土地资源，根据管径、地形地貌、地表植被等情况，结合项目所在地周边其它项目实施情况，管道施工作业带宽度如下：

管道施工作业带宽度为 8m，对流动沙丘、高大沙垄、松软沙地及施工车辆掉头处等，可根据实际情况适当增加宽度。

⑨作业带扫线

纵坡取值常规采用 2%～3%，全线最大纵坡严禁大于 8%，满足运管车等车辆通行；所有基准洼地高程必须现场实测，选取稳定天然洼地，排除局部临时风蚀小坑。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械、运输车辆尾气、焊接烟尘、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。废水污染源主要为试压废水及生活污水，试压废水用于洒水抑尘；生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声。固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣等施工废料、水泥基础及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾收集后统一送沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理；水泥基础拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

图 3.4-1　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

图 3.4-7　　管道施工示意图

图 3.4-7　　管线与已建管线穿越示意图

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业等。

3.4.1.2.1　油气开采及集输

根据富满油田奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择开采方式为：衰竭式开采方式。

井口出液通过油嘴套节流后，通过集输管道输送至富深 101 阀组站。油井套压、油压、油井回压、出油温度、紧急切断阀参数等均上传。油井出油管道上压变设置高压（5.5MPa）及低压（1.0MPa）报警并联锁关闭紧急切断阀，可根据现场实际生产情况调节参数，以便更好地监控油井生产情况。井场设置发球装置，便于通球清蜡（富深 101 井距阀组站 200m，因此未设置发球装置）。

站外单井来液先进入 8 井式集油配水阀组橇，需要计量的单井通过电动三通阀的计量管线去计量分离器进行计量，计量后与不需要计量的单井通过生产汇管输送至满深联。阀组站内预留低压来水配水功能，当后期该区块需要注水时，来水通过

8 井式集油配水阀组橇的预留接口实现对每口单井进行注水。此时单井集油管线当做反输水管线进行单井输水，实现注采合一，一管双用。

3.4.1.2.2 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为采油井场无组织废气，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层，井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理；噪声污染源主要为采油树运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油、井下作业产生的废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、定期清蜡作业产生的含油蜡渣，属于危险废物，其中，落地油、废防渗材料、废润滑油桶、含油蜡渣由有危废处置资质单位接收处置。废润滑油全部打入原油处理系统资源回用。维修过程产生的含油抹布手套，全过程不按危险废物管理。

表 3.4-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

3.4.1.2.3 硫平衡

本项目井场硫化氢浓度相对较高，H_2S 含量平均 7100mg/m^3。年最大产气量为 0.22×10^{8}Nm^3/a，总含硫量为 156.2t/a。天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，根据计算，无组织排放 H_2S 0.0027t/a，硫含量 0.0025t/a，剩余部分全部进入联合站处理。硫平衡图如下：

图 3.4-1 项目硫平衡图（单位：t/a）

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。

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；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。

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

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目施工内容主要为井场工程、管线工程、供电工程等，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

井场施工以及管线开挖过程中需要占用土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成了区域植被覆盖度的降低和造成生物量的损失；施工过程中由于车辆运输、机械设备噪声等，造成区域野生动物受到惊吓，导致区域生物多样性发生了微弱变化。施工过程中对地表的扰动，破坏了原有生态系统的平衡，对区域生态系统造成了一定的影响。

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

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

项目一期工程永久占地主要为富深 103、富深 105H、富深 101、富深 102、果探 1 井场，富深 101 阀组站永久占地 1600m^2，井场永久占地 8000m^2，占地类型全部为沙地；二期工程永久占地主要为户外开关站和变台，永久占地面积 140m^2，占地类型全部为沙地。

项目一期工程临时占地主要为富深 101 阀组站站外固沙带、单井集输管道、集输干线、施工便道。其中，项目富深 101 阀组站站外固沙带宽 20m，4800m^2；单井集输管线总长度 19.15km，施工带宽带为 8m，则管沟开挖占地 153200m^2；集输干线总长度 22.51km，施工带宽带为 8m，则管沟开挖占地 180080m^2；施工便道 20.62km，路基宽度 4.5m，占地 92790m^2。综上，一期工程临时占地面积合计 430870m^2，占地类型全部为沙地。

项目二期工程临时占地为 35kV 供电线路，面积为 27693.5m^2，占地类型全部为沙地。

表 3.4-2　　工程永久占地和临时占地组成一览表

根据估算，本工程总占地约 468303.5m^2，其中永久占地 9740m^2，临时占地 458563.5m^2。工程占地类型主要为沙地等。

3.4.2.2 废气污染源及治理措施

本工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气、施工车辆尾气等。

（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）机械设备、车辆尾气及焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、CmHn 等；燃油机械设备废气执行《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）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。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。

3.4.2.3 废水污染源及治理措施

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

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程各类管线共计 41.66km，试压废水约为 104.15m^3，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

1）一期工程

单个井场工程、站场施工人数约 15 人，施工周期 90 天，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 810m^3。生活污水产生量按用水量的 80%计算则总产生量为 648m^3。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS 等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5 为 200mg/L、NH_3-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；各污染物的产量 COD 为 0.26t、BOD_5 为 0.13t、NH_3-N 为 0.02t、SS 为 0.13t。

2）二期工程

二期生活施工期废水主要为生活污水。施工期生活污水排水量为 72m^3，类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5 为 200mg/L、NH_3-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；各污染物的产量 COD 为 0.03t、BOD_5 为 0.01t、NH_3-N 为 0.002t、SS 为 0.01t。

施工期生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

3.4.2.4 噪声污染源及治理措施

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、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

3.4.2.5 固体废物及治理措施

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、水泥基础、施工废料、施工人员生活垃圾。

（1）施工土石方

1）井场

本工程施工期开挖土方主要产生于井场设备基础建设、管沟开挖等环节。本工程部署井场 5 座。工程区永久占地为 0.96hm^2，场平高度约为 1m，开挖量为 9600m^3，全部用于回填，场地平整。井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 960m^3，所有砾石均外购自沙雅县周边的砂石料厂。

2）站场

富深 101 阀组站场地平整土方量：挖方 979.89m^3，填方 2707.75m^3，借方 1727.86m^3。

3）集输管线

本项目新建管线 41.66km，挖深 1.4m，管沟底宽 0.7m，则挖方量 61000m^3，全部用于回填，无弃方。

4）道路

本项目施工便道长 20.62km：原状土就地推筑后压实。

预计本项目共开挖土方 71579.89m^3，回填土方 74267.75m^3，外借土方 2687.86m^3，无弃方。开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填，借方来源于外购，不再单独设置取、弃土场。

本项目土石方平衡见下表 3.4-4。

表 3.4-4　　土方挖填方平衡表（单位：m^3）

（2）施工废料

根据类比调查，管线工程施工废料的产生量约为 0.2t/km，施工废料产生量约为 8.332t；单井、站场施工废料产生量约为 0.5t，合计 3.0t；首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

（3）水泥基础

施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础，施工过程中产生的水泥基础单井产生量约 2t，合计 10t，拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

（4）生活垃圾

本工程单个井场工程、站场施工人数约 15 人，施工周期 90 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。则本项目施工期生活垃圾产生量共计 4.05t，生活垃圾集中收集，统一送沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

综上所述，本工程施工期各种污染物产生和排放情况见表 3.4-5。

表 3.4-5　　本工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884—2018）等要求对无组织废气进行源强核算。

源强核算过程：

（1）无组织非甲烷总烃核算

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（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言，VOCS 主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

式中：

$E_{设备}$——设备与管道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；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-6 设备与管道组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表

$WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.4-7 所示。

表 3.4-7　　拟建工程无组织废气核算一览表

经核算，拟建工程 5 座井场非甲烷总烃无组织年排放量共计为 0.2705t/a。

富深 101 阀组站非甲烷总烃无组织年排放量为 0.2509t/a；

综上，本项目非甲烷总烃排放量为 0.5214t/a。

（2）无组织硫化氢核算

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

拟建工程单座井场（果探 1 井场、富深 103 井场、富深 105H 井场、富深 102 井场）无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0063kg/h，天然气中 H_2S 占比 0.5%，H_2S 排放速率为 0.000032kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，年排放量共计为 0.0003t/a；4 座井场 H_2S 年排放量共计为 0.0012t/a。

拟建工程单座井场（富深 101 井场）无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0056kg/h，天然气中 H_2S 占比 0.5%，H_2S 排放速率为 0.000028kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，年排放量共计为 0.0002t/a；

富深 101 阀组站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0286kg/h，天然气中 H_2S 占比 0.5%，H_2S 排放速率为 0.00014kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，年排放量共计为 0.0013t/a。

综上，本项目合计排放 H_2S 0.0027t/a。

项目无组织废气产排情况见表 3.4-8。

表 3.4-8　　项目无组织废气产排情况一览表

3.4.3.2 废水污染源及治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。

根据项目预测开发指标，项目采出水最大为 14.25m^3/d（5201.25t/a），主要污染物为 SS、石油类。采出水随油气混合物输送至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。

（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 3.4-9　石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

本项目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，则每年产生单井井下作业废水 38t。拟建工程新建采油井场 5 座，则每年产生井下作业废水 190t。井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.4-10。

表 3.4-10　拟建工程运营期废水产生情况一览表

3.4.3.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程产噪设备主要为采油树噪声、巡检车辆噪声等：采油树噪声属气流噪声，噪声源强范围为 65dB（A）。选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

表 3.4-11　本项目单座井场噪声污染源强一览表

3.4.3.4 固体废物及治理措施

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

（1）落地油

本工程运营期产生的落地油主要来源于井下作业环节、采油环节、集输环节。

井下作业环节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，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。本工程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，本工程共5口井，产生落地油量为0.125t/a。本次评价要求落地油回收率为100%，收集后委托有资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

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0.5t/a·井。则本工程5口井产生废弃防渗材料最大量约2.5t/a，集中收集后，委托有资质单位接收处置。

（3）含油蜡渣

果探1区块原油性质具有“轻质、低粘度、低含硫、含胶质＋沥青质、含蜡”的特点。该区块平均含蜡量为8.56%，若不及时清理，结蜡会缩小油管过流断面，增大流体流动阻力，造成气井产能下降，严重时可堵塞井筒，导致停产，同时会加剧井下管柱腐蚀，损坏井下工具设备。因此生产运行期间需根据井下结蜡情况，开展定期清蜡作业，保障气井安全稳定生产。本项目运营期单井每年清蜡2次，每次清蜡产生含油蜡渣15kg/井·次，每年产生含油蜡渣0.15t/a。本工程采用机械清蜡工艺，机械清蜡刮下来的蜡裹挟原油、铁屑、地层泥沙，属危险废物。

（4）废润滑油

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油，类比同类型井场，本项目废润滑油产生量约为0.75t/a，全部打入原油处理系统资源回用。

（5）废润滑油桶

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油桶，类比同类型井场，本项目废润滑油桶产生量约为0.2t/a，集中收集后，委托有资质单位接收处置。

（6）含油抹布手套

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量含油抹布手套，类比同类型井场，本项目含油抹布手套产生量约为 0.01t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》危险废物豁免管理清单，含油抹布手套未分类收集，全过程不按危险废物管理。

危险废物情况见表 3.4-12。

表 3.4-12　拟建工程危险废物及防治措施情况一览表

综上所述，本工程运营期各种污染物产生和排放情况见表 3.4-13。

表 3.4-13　运营期污染物排放汇总

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 废气污染源及治理措施

（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 废水污染源及治理措施

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 噪声污染源及治理措施

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 固体废物及治理措施

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 生态恢复措施

单井开采后，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

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

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本工程井场非正常排放见表 3.4-14。

表 3.4-14　　井场非正常排放情况一览表

本工程运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，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。现哈得采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

3.4.6 清洁生产水平分析

3.4.6.1 运行期清洁生产分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入联合站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-15 至表 3.4-16。

表 3.4-15　　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

表 3.4-16　　采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

3.4.6.2 评价指标体系计算及结论

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

式中：

P_1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2=\sum_{i=1}^{n} F_i$$

式中：

P_2——定性评价二级指标考核总分值；

F_i——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P_1——定量评价指标考核总分值；

P_2———定性评价指标考核总分值。

由表计算得出：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分。

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 3.4-17。

表 3.4-17　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

根据计算，本工程在执行各类环境保护、节能降耗措施后，综合评价指数得分 94 分，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

本工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-18。

表 3.4-18　　富满油田污染物排放情况一览表　　单位：t/a

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“十五五”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、NH_3-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，本工程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 0.5214t/a。

运营期产生的采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：VOCs 0.5214t/a。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本工程为石油开采项目，属于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）》，本工程属于第一类“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。

3.5.2 相关政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

本工程位于富满油田果探 1 区内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。本工程主要建设井场、站场及集输管线，主要目的是满足富满油田产能开发的需要，开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区划目标相协调。

3.5.2.2 相关政策符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）、《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）、《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）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2）等文件符合性分析见下表。

表 3.5-1　　与相关政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	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	本工程运营期采出水随采出液一起进入满深联合站达到《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 类水质标准要求后回注地层；采用专用废水回收罐收集后运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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；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。	本工程建设布局合理，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，输送至满深联合站集中处理	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	本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	本评价已提出生态影响减	符合

	生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	缓措施	
	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运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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。	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	本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。	根据《全国矿产资源规划（2021-2025 年）》，本项目属于规划中的塔里木盆地富满油田果探 1 区块油气能源资源基地。项目的建设是为加强富满油田油气能源资源基地油气田勘探开发，满足促进增储上产需求的。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本工程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	本工程油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线	符合

	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	未穿越红线，不在生态保护红线范围内，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，哈得采油气管理区制定有《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号：652924-2025-004-L）	
《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
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2）	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永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响；本项目位于哈得片区富满油田，根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，富满油田不涉及基本农田	符合
	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
《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	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	本工程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	本工程采用密闭集输工艺	符合

号）	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		
	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。	本工程不涉及	符合
《固体废物综合治理行动计划》	严格落实产业、环保、节能等政策，依法依规淘汰落后产能。强化工业园区固体废物源头管控。大力推行绿色设计，支持企业改进生产工艺和装备，强化工业生产精细化管控，降低固体废物产生强度。	本工程严格执行国家及地方产业、环保与节能政策，选用先进生产工艺与装备，不属于落后产能淘汰范畴。工程推行绿色设计，通过工艺优化与精细化生产管理，有效降低了固体废物产生强度	符合
	加强工业固体废物规范化管理。完善工业固体废物管理台账制度，强化全链条跟踪管控。推行工业固体废物分类收集贮存，防范混堆混排。禁止向生活垃圾收集设施中投放工业固体废物。严格执行工业固体废物、危险废物跨省转移审批制度。规范各类企业危险废物收集管理。	本工程建立了完善的工业固体废物管理台账，对固体废物的产生、收集、贮存、转移、处置全过程进行跟踪记录。工程实施工业固体废物分类收集、分区贮存，杜绝混堆混排行为，严禁将工业固体废物投放至生活垃圾收集设	符合

		施。危险废物收集、暂存、转运环节均符合相关规范要求	

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	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	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
	对伴生有 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	果探 1 区块气藏中 CO_2 含量为 2.18~2.56%，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

（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

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维	石油、天然气开发项目的选址与布局应	本工程属于塔里木油田	符合

吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	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。	“十四五”规划中富满油田，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	
	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。	本工程井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%。工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。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；H_2S无组织排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。	符合

	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田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。 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）等相关标准要求。	本项目采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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	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%。	本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。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，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。井场泵类定期维护保养产生的废润滑油桶集中收集后，委托有资质单位接收处置；废润滑油打入原油处理系统资源回用	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、基础减震等措施的情况下，本工程井场厂界噪声排放能	符合

		达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求。	

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纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。本工程与相关规划符合性分析结果见表 3.5-4、表 3.5-5。

表 3.5-4　　本工程与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	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》	加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油(气)等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。 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。	本工程属于塔里木盆地油气开采项目，项目位于富满油田。	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	油气生产储备。推动中石油、中石化以及符合条件的经营主体在库车、沙雅、新和、拜城、温宿、柯坪等县（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，扩大新区块开发力度，支持油田公司勘探开发向深层进发，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	本工程属于塔里木盆地油气开采项目，项目位于沙雅县	符合

	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。		
《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控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排，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。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求	符合
《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	本项目采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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，废水均不向外环境排放；按照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	符合
	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	符合
	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	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区石油天	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	本工程为塔里木盆地油气勘探开采项	符合

然气发展“十四五”规划》	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—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。	目，促进油气增储上产	
《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，特别是永久基本农田，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外，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。	本项目位于哈得片区富满油田，根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，富满油田不涉及基本农田	符合
	加强永久基本农田保护和建设。以永久基本农田为基础，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，逐步把永久基本农田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。完善永久基本农田储备区制度，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永久基本农田，在永久基本农田集中分布地区，不得规划新建可能造成污染的建设项目。	本项目位于哈得片区富满油田，根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，富满油田不涉及基本农田	符合
	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	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对	符合

	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。	区域生态影响可接受	
	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、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	本工程不在生态保护红线范围内	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年—2035 年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。严保永久基本农田保护红线：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永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。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。阿克苏地区生态保护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	本项目位于哈得片区富满油田，根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，富满油田不涉及基本农田；未处于城镇开发边界，不在生态保护红线范围内	符合

表 3.5-5　本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	本工程	符合性
《塔里	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天	本工程为石油开	符合

木油田“十四五”发展规划》	然气、塔北－塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	采项目，可保证油气快速上产	
《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，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质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。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本工程废气主要为井场无组织废气，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，采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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。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；运营期无固体废物产生。项目采取分区防渗措施	符合

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《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 3.5-6、表 3.5-7 及图 3.5-1。

根据分析结果，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-6　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	符合性
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，本工程不在划定的生态保护红线内，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 和图 3.5-2。	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。	本工程采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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。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；本工程所在区域属于	符合

			大气环境质量不达标区域，本工程油气采取密闭集输工艺，本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。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	
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。	本工程采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，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；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；井场永久占地面积较小，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；本工程开发符合资源利用上线要求	符合
管控维度		管控要求	本项目情况	符合性
A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设	〔A1.1-1〕禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本工程为石油开采项目，符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》	符合

	的活动	〔A1.1-2〕禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准。	符合
		〔A1.1-3〕禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区	本项目不涉及饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域。	符合
		〔A1.1-4〕禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目未在文件规定的禁止区内进行石油开发。	符合
		〔A1.1-5〕禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：（一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；（二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；（三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；（四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；（五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	本项目不涉及湿地。	符合
		〔A1.1-6〕禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于“三高”项目，各项污染物均可达标排放	符合
		〔A1.1-7〕坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于“三高”项目	符合
		〔A1.1-8〕严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园	本项目不涉及危险化学品	符合

		区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。		
		〔A1.1-9〕严禁新疆维吾尔自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	本工程为石油开采项目，不涉及生态保护红线、不占用农田耕地，不在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流河岸线 1km 范围内。 本项目位于哈得片区富满油田，根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，富满油田不涉及基本农田	符合
		〔A1.1-10〕推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及。	符合
		〔A1.1-11〕国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输依托等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	本项目不涉及。	符合

		〔A1.2-1〕严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目不属于高耗水、高污染行业。	符合
		〔A1.2-2〕建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本工程为石油开采项目，新增用地不涉及永久基本农田、耕地、林地、草地等	符合
	A1.2 限制开发建设的活动	〔A1.2-3〕以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	本工程为石油开采项目，不涉及用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块	符合
		〔A1.2-4〕严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及湿地	符合
		〔A1.2-5〕严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及自然保护地	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	〔A1.3-1〕任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本项目不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库	符合
		〔A1.3-2〕对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本项目符合国家产业政策，不存在严重污染水环境的途径	符合
		〔A1.3-3〕根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格	本项目不涉及	符合

		执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。		
		〔A1.3-4〕城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本工程为石油开采项目，开发区域位于富满油田内	符合
	A1.4 其他布局要求	〔A1.4-1〕一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目符合相关规划，不属于负面清单	符合
		〔A1.4-2〕新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目不涉及	符合
		〔A1.4-3〕危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本项目不涉及	符合
A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	〔A2.1-1〕新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	本项目符合“三线一单”、产业政策，不涉及重金属污染物总量排放	符合
		〔A2.1-2〕以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目不涉及	符合
		〔A2.1-3〕促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染	本项目各项污染物均可达标排放，最大程度的对固体废物、废水进行了处置和利用，生产过程各项污	符合

		物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接；促进大气污染防治协同增效。	染物均采用了必要可行的处理措施	
		〔A2.1-4〕严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	本项目不涉及	符合
	A2.2 污染控制措施要求	〔A2.2-1〕推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目不涉及	符合
		〔A2.2-2〕实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气	本项目不排放氮氧化物	符合

		旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。		
		〔A2.2-3〕强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	本项目不位于大气污染联防联控区	符合
		〔A2.2-4〕强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目不开采地下水	符合
		〔A2.2-5〕持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业，重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	本项目施工期生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置，不外排；运营期井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理；	符合
		〔A2.2-6〕推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本项目施工期生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置，不外排；运营期井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理；	符合

		〔A2.2-7〕强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目不涉及地下水的开采；项目不属于化工、矿产、危险废物处置、垃圾填埋行业。	符合
		〔A2.2-8〕严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目正常生产过程中不会造成土壤污染。	符合
		〔A2.2-9〕加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及。	符合
A3 环境风险防控	A3.1 人居环境要求	〔A3.1-1〕建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	本项目不位于“乌一昌一石”区域	符合
		〔A3.1-2〕对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政	本项目不涉及河流、饮用水水源地，项目需依法制定环境污染突发事件应急预案，最大程度的避免环境污染事故的发生，事故发生后依法依规采取应急处置措施，最大程度避免了水污染事故的发生。	符合
		府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水		

		环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。		
	A3.2 联防联控要求	〔A3.2-1〕提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目不涉及饮用水安全相关内容。	符合
		〔A3.2-2〕依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目位于富满油田内	符合

		〔A3.2-3〕加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	本项目采取了各项污染物控制措施，确保各项污染物均可稳定达标排放，各类固体废物均得到了有效的处置，依法开展环境报建手续，依法申领排污许可证，依法制定各项环境保护应急预案	符合
		〔A3.2-4〕加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	本项目危险废物的收集、贮存、转移、运输环节应按危险废物环境管理要求进行严格管理。	符合
		〔A3.2-5〕强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目建成后，应将本项目全部纳入企业现有《突发环境事件应急预案》体系中，完成预案的修订、备案与更新工作，确保预案与改造后生产工况、环境风险水平相匹配，有效防范和应对各类突发环境事件。	符合
A4 资源利用要求	A4.1 水资源	〔A4.1-4〕地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目不利用地下水。	符合

	A4.2 土地资源	〔A4.2-1〕土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目位于富满油田内，土地资源上线指标控制在最终批复的总体规划控制指标内	符合
	A4.3 能源利用	〔A4.3-1〕单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。	本项目已采取必要的降碳措施	符合
		〔A4.3-2〕到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。	本项目生产过程中最大程度减少水、电资源的消耗，降低运行成本，提高生产效率。	符合
		〔A4.3-3〕到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上。	本项目不使用化石能源	符合
		〔A4.3-4〕鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。	本项目能耗主要是电能消耗，无其他化石能源的消耗	符合
		〔A4.3-5〕以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	本项目不属于钢铁、建材、石油化工等重点行业	符合
		〔A4.3-6〕深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	本项目不使用散煤，生产过程中全部使用电能进行生产，优化生产方式和管理，最大程度的降低生产成本和能源消耗。	符合
	A4.4 禁燃区要求	〔A4.4-1〕在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本项目不涉及销售、燃用高污染燃料	符合
	A4.5 资源综合利用	〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、	厂内固体废物妥善安全处理。危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	符合

		建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。		

表 3.5-7　本工程与环境管控单元符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65292430001 沙雅县一般管控单元	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。	本项目位于哈得片区富满油田，根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，富满油田不涉及基本农田	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	符合
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目位于哈得片区富满油田，根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，富满油田不涉及基本农田	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	符合
		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	本项目不涉及	符合
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目不涉及	符合
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	符合
		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	本项目不涉及	符合

		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	本项目不涉及	符合
		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	本项目制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		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	本项目不涉及涉重金属行业，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	符合

综上所述，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

图 3.5-1　　环境管控单元图

3.6 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

本工程开发区域位于富满油田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围以外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地，评价范围内植被覆盖度较低，拟建井场及管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

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

（2）井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求，根据现场调查，井口距高压线及其他永久性设施大于 75m，周边无村庄、铁路及高速公路，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（办水保〔2013〕188 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线；管线周边无居民集中区域。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③本项目充分利用区域现有道路。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道选线可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，区域以油气开采为主，项目周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。

4.1.2 地形地貌

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

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

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

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20～60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km^2，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星

布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km^2，其次还有 166.67km^2 的野生甘草、200km^2 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km^2，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10～50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝柽柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程所在区域位于塔里木河以南、塔克拉玛干沙漠区。

4.1.3 工程地质

富满油田位于继承性坳陷区，地层发育齐全，自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，奥陶系地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中－下统一间房组及鹰山组，主力产层为奥陶系一间房组－鹰山组。

4.1.4 水文及水文地质

（1）地表水系

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km^2，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。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（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有 20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河（季节性输水）及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 20 世纪 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓（1/4000～1/5000），因此造成河床较二十世纪五六十年代平均抬高 1.2～1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

本工程距塔里木河最近距离为 37.5km。

（2）地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。例如，盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代，第四系沉积厚度一般为 1000～1500m，其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为 500～1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，期间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深 1～3m，矿化度在 1～3g/L，是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水单井出水量一般为 100～500m^3/d，含水层在 10～100m 之间。沙漠腹地亦有承压水存在，含水层在 200m～500m 之间，单井最大涌水量 700～4000m^3/d。地下水流方向由西向东，含水层岩性为粉细砂、

夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层，总厚度超过 300m，没有区域性隔水层，深层地下水矿化度大于 10g/L。

（3）地下水的补给、径流与排泄

富满油田所在的塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由西南向东北缓慢径流，至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特马湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾进行垂直排泄。

（4）地下水化学特征

在塔里木盆地中，地下水的水化学特征环带状水平分带规律表现尤为明显。但在占据塔里木盆地 58%以上的塔克拉玛干沙漠中，地下水的水化学特征除环带状水平分带规律外，还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分带规律。在现代河床两侧和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以 Cl·SO_4·HCO_3-Na 型、Cl·SO_4·HCO_3-Na·Mg 型或 Cl·SO_4-Na·Mg 型、Cl·SO_4-Na 型水为主，矿化度＜1g/L 或 1～3g/L。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为 Cl·SO_4-Na 型或 Cl-Na 型，矿化度逐渐增大到 3～5g/L 或 5～10g/L。在广袤的沙漠中地下水化学类型多为 Cl·SO_4-Na 型（或 Cl·SO_4-Na·Mg 型），矿化度多在 3～5g/L 或 5～10g/L。

4.1.5 气候气象

富满油田所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。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	12℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	60.8mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	956.5hPa	-	-	-

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围及时间

评价单位于 2026 年 3 月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为站场周围 50m。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法，本次遥感数据采用卫星遥感影像，分析方法为首先应用 ArcGIS 进行手工解译，然后进行现场校验。

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了访谈法及查询资料，评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1　　区域生态功能区划

项　目		主要内容
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区
	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
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源
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
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表 4.2-1 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“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”。

项目主要是为井场、站场、管线建设，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

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，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统，生态系统结构简单。

（2）生态系统特征

荒漠生态系统分布于评价区北部荒漠戈壁中，环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和半干旱地区，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。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，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

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容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性，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。

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。生态现状调查范围内土地利用类型为裸地，见图 4.2-2 项目区土地利用现状图。

图 4.2-1　　项目在新疆生态功能区划图中的位置

4.2.5 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落，植被覆盖度＜5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，无国家和地方保护植物。项目区域植被类型图见图 4.2-3，生态调查评价范围内野生植物情况见表 4.2-3。

表 4.2-2　　生态调查评价范围内野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
柽柳科	多枝柽柳	Tamarix ramosissima	—
禾本科	芦苇	Phragmites australis	—

4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）区域野生动物调查

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

拟建工程位于塔里木盆地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、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。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 8 种，其中爬行类 3 种、鸟类 3 种、哺乳动物 2 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表 4.2-3。

图 4.2-2　　项目区土地利用类型图

图 4.2-3　　项目区域植被类型图

表 4.2-3　　项目区域主要野生动物名录

（2）野生动物重要物种

①种类组成

根据《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）、《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》（生态环境部公告 2023 年第 15 号），该区域特有种中南疆沙蜥被列入中国生物多样性红色名录，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.2-4。

表 4.2-4　　评价区域重点野生保护动物

在油田开发区域，因油气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，项目区偶尔可见到南疆沙蜥的活动。

②生理生态特征

表 4.2-5　　评价区域重点野生保护动物

4.2.7 生态敏感区调查与评价

（1）生态保护红线

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建工程距生态保护红线区（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）约 13.77km，不在生态保护红线内，位置关系示意见图 4.2-4。

（2）水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），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、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（3）塔里木河上游湿地自然保护区

塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河沙雅县境内 164.38km 流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经 81°44′45"～83°39′06"、北纬 41°09′55"～40°40′05"，总面积为 256840hm^2，海拔 950～1020m。

塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。塔里木河上游湿地自然保护区属于大型湿地自然保护区，保护区面积 256840hm^2，其中核心区面积为 71586hm^2，占保护区总面积的 27.87%；缓冲区面积为 149468hm^2，占保护区面积的 58.08%，实验区面积为 36086hm^2，占保护区面积 14.05%。

本工程东北距塔里木河上游湿地自然保护区最近为 27.7km，位置关系示意见图 4.2-5。

图 4.2-4　　本项目与沙雅县生态红线的位置关系图

图 4.2-5　　项目区与沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区的位置关系图

（4）沙雅国家沙漠公园

沙漠公园是以沙漠景观为主体，以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的，在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上，开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。

2014 年 9 月，沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县盖孜库木乡塔里木古河道范围内，面积为 27800 公顷。建于沙雅县盖孜库木乡，位于塔里木古河道范围内，距离沙雅县城 60 公里。规划面积 27800 公顷，建设期限为 2014 年-2020 年，规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

本工程西北距沙雅国家沙漠公园最近距离为 6.3km，不在沙雅国家沙漠公园内，位置关系示意见图 4.2-6。

（5）沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（中华人民共和国主席令第五十五号）《国家沙化土地封禁保护区管理办法》（林沙发〔2015〕66 号）有关规定，2016 年 12 月 28 日，国家林业局正式将沙雅县盖孜库木乡南部 2.1 万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区（国家林业局公告（2016 年第 22 号）），距离沙雅县城约 46km，地处塔里木河南岸，塔克拉玛干沙漠北缘。

封禁意义：对封禁区人为活动频繁地段采取全封方式修建围栏，对风沙流动频繁地段采取机械固沙埋设草方格沙障，通过采取固沙压沙、生态修复等方式，促进封禁保护区内植被的自然恢复和地表皮的形成，拯救现有天然荒漠植被，环保生态环境，遏制沙化扩展趋势。

2016 年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目（新林计字〔2016〕66 号），主要包括刺丝围栏 40.34km，维修刺丝围栏 3.2km，草方格沙障 69.03hm^2，建设护管站 1 座，建筑面积 289.21m^2，检查哨卡 1 座，建设输电线路 4.638km，维修道路 4.43km，设置警示牌 147 个，安装监控设备 1 套，购置相关检测、保护等设施设备。

封禁期限：永久。

图 4.2-6　　项目区与沙雅县国家沙漠公园的位置关系图

图 4.2-7　　项目区与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区的位置关系图

本工程西北距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区最近约 8.78km，不在保护区，位置关系示意见图 4.2-7。

4.2.8 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠，属于流动沙地，见图 4.2-8、图 4.2-9。

塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 362366 平方千米，占全疆沙漠的 82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积 3435.59 万公顷，其中：流动沙地 2618.66 万公顷，半固定沙地 549.82 万公顷，固定沙地 247.10 万公顷，沙化耕地 11.83 万公顷，非生物工程治沙地 8.18 万公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占新疆沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50～80 米之间，少数高达 200～300 米。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月形沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月形沙丘等。沙漠边缘地区年降水量 60～80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

图 4.2-9　　本项目与第六次沙化监测沙化土地类型关系图

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年水土流失动态监测年报》，2022 年沙雅县轻度以上风力侵蚀总面积 23822.19km^2，占全县土地总面积的 31.60%。其中水力侵蚀面积为 3652.71km^2，占土壤侵蚀总面积的 74.71%。2022 年沙雅县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 42112.65km^2，占全县土地总面积的 74.19%。其中水力侵蚀面积为 2107.56km^2，占土壤侵蚀总面积的 5.00%；风力侵蚀面积为 40005.09km^2，占土壤侵蚀总面积的 95.00%。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对富满油田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化。

4.3 地下水环境质量现状调查与评价

地下水环境质量现状评价采用现状监测及引用监测数据的方式进行调查。

4.3.1 地下水环境质量现状调查与评价

4.3.1.1 监测点及监测时间

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，潜水含水层的水质监测点位不少于 5 个，水位监测点位数量是水质监测点数量的 2 倍，即 10 个。

因此拟建项目地下水监测设水质监测点 10 个，水位监测点 12 个。具体点位情况详见表 4.3-1 和图 4.3-1。

监测点 W1~W3 现状监测点，监测时间为 2026 年 7 月 17 日。

W4-W5 为引用《满深联合站硫磺回收装置扩建工程环境影响报告书》，监测时间为 2025 年 2 月 20 日；W6~W10 点水位数据引用《果勒 5 井集输工程》（2023 年 11 月监测），W11~W12 点水位数据引用《塔里木富满油田富源 210 单元黑油油藏注气重力驱先导试验地面工程环境影响报告书》。根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，哈得片区地下水流方向由西向东。

表 4.3-1　　项目区地下水监测点基本信息表

4.3.1.2 监测项目及分析方法

监测分析地下水环境中：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}离子的浓度。

基本水质因子：pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、石油类、氰化物、氨氮、铁、锌、铜、锰、镉、铅、六价铬、汞、砷、硒、镍、钴、挥发酚、总大肠菌群、菌落总数、苯并〔a〕芘、钼等。

分析方法：采样及分析方法依照国家环保局《环境水质监测质量保证手册》和《水和废水监测分析方法》的规定进行。

4.3.1.3 评价标准

评价标准选用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，其中石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

4.3.1.4 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。其单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数为：

$$S_{i,j}=\frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

对于以评价标准为区间值的水质参数时，其单项指数式为：

pHj≤7.0 时，$$S_{PH,j}=\frac{7.0-PH_j}{7.0-PH_{sd}}$$

pHj＞7.0 时，$$S_{PH,j}=\frac{PH_j-7.0}{PH_{su}-7.0}$$

式中：$S_{i,j}$-某污染物的污染指数；

C_{ij}-某污染物的实际浓度，mg/l；

C_{si}-某污染物的评价标准，mg/l；

图 4.3-1　　果探 1 区地下水环境质量现状监测布点图

表 4.3-2　　果探 1 区块地下水水质监测与评价结果一览表　　单位：mg/L（pH 除外）

表 4.3-3　　果探 1 区块地下水水质监测与评价结果一览表

4.3.1.5 监测及评价结果

评价因子污染指数值计算结果见表 4.3-2~3。由监测及评价结果可知：塔里木富满油田果探 1 区块地下水监测因子总硬度、溶解性总固体、钠离子、氯化物、硫酸盐、氟化物出现不同程度的超标，其余各项监测指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

超标原因与区域原生水文地质条件有关，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。

4.3.1.6 八大离子监测结果

根据水样送检结果，八大离子分析结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　塔里木富满油田果探 1 区块地下水八大离子分析结果

4.3.2 包气带污染现状调查

（1）监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。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。

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场和已建场站，本次实测果探 1 井场占地内外包气带土壤数据，监测时间为 2026 年 7 月。取样点在本项目果探 1 井场占地外 200m 处进行包气带分层取样调查。监测布点见表 4.3-5。

表 4.3-5　　果探 1 井场包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
占地内	0~20cm	污染控制点
占地外	0~20cm	清洁对照点

（2）监测因子、时间与频次

监测因子：石油类、pH。

监测时间：2026 年 7 月，监测一天，采样一次。

（3）监测结果

包气带监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6　果探 1 井场包气带现状监测结果一览表（单位：mg/L，pH 无量纲）

从表 4.3-6 调查结果可知，评价区域内已建井场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.4 土壤类型及分布调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源：二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为荒漠风沙土。区域土壤类型见图 4.4-1。荒漠风沙土是风沙地区风成沙性母质上发育的土壤，它是在风的搬迁、堆积下形成的。风沙土的土壤颗粒十分均匀，有机质含量低，平均在 5.6g/kg 左右，重矿物含量低，但种类较多。荒漠地区的风沙土，还往往含有一定的盐分。

图 4.4-1　　项目区土壤类型图

4.4.1 土壤理化性质调查

本项目土壤影响类型兼有污染影响及生态影响，根据项目工程分析情况及土壤类型，针对项目富深 102 井场外、富深 101 阀组外的土壤理化性质进行分析，见表 4.4-1。

表 4.4-1　　富深 102 井场外、富深 101 阀组外的表层土壤理化性质

4.4.2 土壤环境现状监测

4.4.2.1 土壤现状监测点位

按照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，本次监测点位布设兼顾生态影响型一级评价（占地内 5 个表层样，占地外 6 个表层样）及污染影响型二级评价（占地内 3 个柱状样，1 个表层样；占地外 2 个表层样）的现状监测布点类型及数量要求。监测单位为新疆昇腾环保科技有限公司。

本项目占地范围内、外的工业用地土壤监测项目包括《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值和管控值（基本项目）45 个项目和特征因子 pH、全盐量、石油烃（C10-C40）、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍。

本项目监测点位与监测项目见表 4.4-2、图 4.4-2、图 4.4-3。

图 4.4-2　　土壤生态型和污染型监测布点示意图

表 4.4-2　　项目土壤监测点布设一览表

4.4.2.2 监测时间

本次评价土壤检测委托新疆昇腾环保科技有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2026 年 7 月 19 日。

4.4.2.3 监测因子

①占地范围内

检测项目：土壤盐分含量、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，

氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃等共计 47 项因子。其余监测点位土壤盐分含量、特征因子石油烃。检测项目：pH、全盐量、石油烃（C10~C40）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍共 10 项。

图 4.4-3　项目区土壤监测布点图

②占地范围外

检测项目：pH、石油烃、土壤盐分含量共计 3 项因子。

4.4.2.4 评价标准

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。

占地范围外土壤石油烃执行《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。

4.4.2.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

4.4.2.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.4-3～4.4-7。

表 4.4-3 占地范围内富深 105H 井场表层样土壤环境质量评价（单位 mg/kg）

表 4.4-4 果探 1 井占地范围内表层样土壤环境质量评价 （单位 mg/kg）

表 4.4-5 占地范围内柱状样、占地单位外表层土壤中石油烃环境质量评价

表 4.4-6 占地范围内柱状样、占地单位外表层土壤中水溶性总盐量环境质量评价

表 4.4-7 占地范围内柱状样、占地单位外表层土壤中 pH 环境质量评价

综上可以看出：

（1）占地内外的土壤污染物监测结果

从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低。所有监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；

项目区占地范围外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。

（2）酸碱化、盐化程度监测结果

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，在干旱、半荒漠和荒漠地区，项目区占地范围内、外土壤含盐量 SSC 范围 100.6～169g/kg，土壤含盐量≥10，属于极重度盐化。

按照土壤酸化碱化分级标准，项目区占地范围内的土壤 pH 范围为 7.2~7.7，在 5.5≤pH＜8.5 范围内，属于无酸化或碱化。

4.5 环境空气质量现状调查与评价

4.5.1 区域大气环境质量达标判定

本项目位于沙雅县，本次评价采用 2025 年阿克苏地区政府发布的环境空气质量公报中的数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.5-1。

表 4.5-1 区域空气质量现状评价结果一览表

阿克苏地区 2025 年环境空气中 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，$PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度值超标。参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定：“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”。可知，本工程所在区域属于不达标区。

4.5.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次环评采用实测数据。监测点位基本信息见表 4.5-2 和图 4.5-1。

表 4.5-2 补充监测点位基本信息（单位：mg/m^3）

（2）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 2.0mg/m^3，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m^3）的浓度限值要求。

（3）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，μg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

（4）评价结果

监测及评价结果见表 4.5-3。

表 4.5-3　　H_2S、NMHC 监测评价结果监测结果表

从上表可以看出，本项目区域特征污染物 H_2S 小时平均值满足《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（10μg/m^3）的浓度限值要求；NMHC 小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定的一次浓度限值 2000μg/m^3 要求；监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S、NMHC 均达标。

图 4.5-1　　项目区大气监测布点图

4.6 声环境现状调查与评价

（1）调查范围

本项目声环境现状调查范围为拟建项目厂界。

（2）监测点布置

本次评价，在井场和站场共布设 7 个噪声监测点，噪声监测布点见图 4.6-1。

（3）监测时间及监测单位

监测时间：2026 年 7 月 19 日-7 月 20 日，分别在昼间和夜间进行监测。

监测单位：新疆昇腾环保科技有限公司。

（4）评价标准与评价方法

评价标准采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区标准，评价方法采用监测值与标准值直接比较的方法。

（5）监测及评价结果

声环境质量现状监测及评价结果，见表 4.6-1。

表 4.6-1　　项目区噪声现状监测结果一览表单位：dB(A)

从上表的监测结果及分析可以看出，井场和站场昼间、夜间 Leq（dB（A））均达标，小于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类噪声标准限值，说明项目区声环境质量现状良好。

图 4.6-1　项目区噪声监测布点图

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 项目占地影响分析

本项目永久占地面积为 9740m^2，主要为井场占地、户外开关站和变台；项目临时占地面积为 458563.5m^2，主要是施工营地、井场施工、管沟开挖占地。

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

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油气田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，需经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能再次恢复稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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

5.1.1.2 对土壤环境影响

本工程施工过程中最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设等临时占地，电力工程施工对土壤环境的影响。管道敷设、电力工程临时占地主要土壤类型为荒漠风沙土。施工过程对土壤的影响主要为：

（1）对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层）远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

（2）对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

（3）固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤的影响也是值得注意的，有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长时期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此，管道施工后必须要求将残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

（4）对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本工程在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，本工程的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，本工程建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使

本工程施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将本工程对生态环境的影响降至最小。

5.1.1.3 对植被的环境影响

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。根据项目建设的特点，对植被环境影响最大的是井场施工、管线施工等工程对地表植被的扰动和破坏。项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。对地表植被影响较小。

富满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）占地影响

由影响因素分析和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。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的裸地。在井场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目投入运营后，其中有 0.96hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。施工期地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本项目永久性占地面积为 0.974hm^2、临时占地 45.856hm^2，工程占地类型主要为裸地，植被类型为稀疏草地、覆盖度较低。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—永久性生物量损失，t；

S_i—占地面积，hm^2；

W_i—单位面积生物量，t/hm^2。

本工程井场、管线及施工营地区域主要为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 5%，平均生物量 0.4t/hm^2。

表 5.1-1　　项目建设各类型占地的生物量损失一览表

本项目的实施将造成 0.390t 永久植被损失和 18.3424t 临时植被损失。加强施工管理，认真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。

（3）管线修建对植被的影响

本项目新建单井集输管线 19.15km，集输干线 22.51km，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是原油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0～20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。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。荒漠区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、自然植被减少，使规划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。但评价区植被密度极低，植被覆盖度很小，施工过程中遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏。

因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

（6）事故排放对植被的影响

油田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

5.1.1.4 对野生动物的环境影响

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。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设工程对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于施工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、乌鸦等，一般在离作业区 50m 以外远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程井场建设的各个过程，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它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

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

施工过程中如遇到保护动物时，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。

5.1.1.5 水土流失影响分析

本项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

（1）扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地

范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

（2）破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

（3）扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域内地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.1.6 对生态功能区划的影响分析

依据《新疆生态功能区划》，本项目位于“71.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”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠尤其资源勘探开发，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”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是油气管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区。施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受。

5.1.1.7 项目实施对周边沙化土地的影响

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

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

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

5.1.1.8 洪水影响分析

在管道沿线的低山沟谷、山前冲积平原出山口及山间洼地中的冲沟及冲沟汇流处，降水形式常以暴雨为主，河沟洪水挟带泥沙，形成特有的暴雨洪流危害，对岸边形成冲刷破坏。并具有短时间内破坏建筑设施、道路工程、管道工程设施等特征。这些地段很容易对管道造成威胁。这些河流还有一个特点是非雨季没有水或水量很小，但进入雨季，山洪暴发，水量剧增，并夹带泥沙石头，对管道破坏极大。

井场和管道不在洪水威胁较大的区域，在区域防洪设计的基础上适当提高井场标高，提高了主要设备和建筑物标高；各级防汛指挥机构要求昼夜值班，实行 24h 工作制度，组织成立抗洪抢险队伍，以便及时有效地开展工作。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目新增永久用地较小，且现状为钻井井场，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。

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

（2）生态系统完整性影响评价

本工程的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由

于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于油气田的开发植被覆盖度降低，同时油气田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油气田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

（3）景观影响分析

区域经过油气田开发，已经形成了采掘工业、自然景观交替的景观。本工程井场设施及永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

项目建设完成后，井场和集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响，因而项目油气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

（4）小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，遭破坏的生态环境一般在三年内可以得到基本的恢复。

生态环境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

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 区域地质

5.2.1.1 含水层类型及其富水性

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》，本项目位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内以单一结构的潜水含水层为主。评价区地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水。潜水含水层富水性贫乏，涌水量小于 $100m^3/d$。

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》中评价区附近的 GL6、GL7、GL10 钻孔揭露的含水层岩性为第四系全新统风积细砂。根据该三个钻孔的抽水试验结果可得，评价区内潜水含水层的平均渗透系数 0.34m/d；钻孔揭露的含水层厚度平均约 37.84m；换算涌水量 14.58-79.30m^3/d（降深 5m、井径 8 寸）；水量贫乏。

5.2.1.2 地下水的补给、径流和排泄条件

评价区所处的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定了地下水的补给、径流、排泄条件。

（1）地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹地，无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下 2 个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有 25～35mm，年平均蒸发量高达 3000～4000mm，蒸降比高达 116 以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

（2）地下水径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在含水层的孔隙中总体上由西南向东北方向径流，水力坡度 1‰。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

（3）地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

①北部（向下游的）地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

评价区内地下水埋深小于 5m。在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水面的垂直蒸发也是地下水的重要排泄方式之一。

③地下水人工开采排泄

沙漠区地下水原本不存在人工开采。但在塔中地区随着塔中油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，水源地供水井和绿化供水井每年都在开采地下水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

5.2.1.3 地下水动态特征

评价区内地下水埋深较浅，降水稀少，蒸发强烈，9 月为低水位期，3 月为高水位期，地下水位变幅 1~2m，平均水位变幅 1.65m。

5.2.1.4 地下水水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成分的控制。评价区位于塔克拉玛干沙漠腹地，区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍较浅，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，决定了评价区潜水的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较为单一，均为 $SO_4 \cdot HCO_3$-Na·Ca 型水。TDS 在 9g/L 左右，为水质较差的咸水。

区域水文地质图见图 5.2-1，水文地质剖面图见图 5.2-2、图 5.2-3

图 5.2-1　　区域水文地质图

图 5.2-2　　水文地质剖面图 I-I’

图 5.2-3　　水文地质剖面图 II-II’

5.2.1.5 场地包气带特征

参照《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》中位于调查范围内的勘探孔 GL7 的钻孔柱状图，本项目地表出露的地层比较简单，均为

第四系全新统风积物，钻孔揭露的岩性单一，为细砂。细砂呈灰褐色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度在一般在 1-30m，最大揭露厚度为 40m。见图 5.2-4。

图 5.2-4　　GL7 钻孔柱状图

5.2.2 施工期地下水环境影响预测和评价

5.2.2.1 污染模拟情景假设

（1）正常状况

项目施工期污染源主要为施工人员的生活污水、试压废水。

①生活污水

施工人员的生活污水排入防渗生活污水收集池暂存后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。正常状况下不会对地下水环境造成污染。

②试压废水

管道分段试压，管道试压水循环使用，主要污染物为 SS。在最后一条管线试压完毕后集中收集，用于场地洒水抑尘，不外排。正常状况下不会对地下水环境造成污染。

（2）非正常状况

非正常状况发生少量的“跑、冒、滴、漏”可及时发现并得到处置，也不会下渗污染地下水。因此，施工期正常状况和非正常状况少量的“跑、冒、滴、漏”基本不会对地下水造成污染。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 预测情景分析

（1）正常状况

①废水

本项目运营期不新增生活污水，废水主要为采出水和井下作业废水。

采出水是伴随着原油从地层开采出来，经气液分离后的采出液（油、水）依托满深联合站采出水处理系统处理，处理后回注地层，污染物主要为化学需氧量、氨氮、石油类、总氮、挥发酚，正常状况下不会对地下水产生影响。

井下作业废水主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。采用专用废水回收罐收集后送至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站妥善处置。正常状况下不会对地下水产生影响。

②井场落地油

根据油田公司作业要求，必须带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故正常状况下落地油对开发区域地下水的影响很小。

③输油管线

本项目正常状况下，输油管线采用玻璃钢保温管，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对区域地下水环境产生污染影响。

（2）非正常状况

①油水窜层对地下水的污染影响

非正常状况本项目可能对地下水环境造成影响的是油田开发到中后期时，井筒套管被腐蚀破坏，发生油水窜层。但此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，此外井筒采用双层套管，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，事故风险较低。但这一现象仍应引起重视，评价区内的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。

综上所述，本次不再进行对非正常状况油水窜层对地下水的污染影响进行预测。

②输油管线原油泄漏事故对地下水的影响

通常输油管线泄漏原油以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征等因素。

③井场发生井喷对地下水的影响

井喷时污染物集中于井口周围地表，可及时发现，采取应急处置措施后，对地下水环境影响较小。此外，类比施工期发生井喷污染预测评价结果可知不会对含水

层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，对地下水污染较轻微，因此，本次不再进行赘述。

综上所述，非正常状况情景设置为输油管线接口破损导致原油泄漏。

5.2.3.2 地下水环境影响预测

输油管线内为原油，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，标准 0.05mg/L。

（1）源强计算

参照风险评价技术导则推荐的液体泄漏速率公式计算管道刺漏量，公式如下所述：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常取 0.6～0.64；

A——裂口面积，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中要求，裂口孔径取管径的 10%，计算裂口面积为 0.00005024m^2；

P——管道压力，取最大值 2.13×10^6Pa；

P_0——环境压力，取 1.01325×10^5Pa；

g——重力加速度；

ρ——液体密度；

h——裂口之上液位高度，m。

由上述公式求出管道的刺漏速度 QL 为 2.89kg/s，根据油田事故处置要求，持续时间取 10min，油水混合物取平均密度 0.765g/cm^3，则泄漏体积约为 2.27m^3，油水混合物管道刺漏泄出的油水混合物首先附着在地表，形成油饼。极少部分含油水渗漏至含水层，石油类通过溶解在地下水中，通过地下水流作用对区域地下水产生影响。由于石油类在水中的最大溶解度为 18mg/L，出于保守考虑，污染物浓度取 18mg/L。

（2）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的污染物浓度，g/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 37.84m；

mM—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性渗透系数取 0.34m/d。水力坡度 I 取最大值 1‰；因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=0.34m/d×1‰/0.21=0.0016m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；取 n=0.21；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度 α m=10m，纵向弥散系数 D_L=α m×u=0.016m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数 D_T=0.0016m^2/d；

π —圆周率。

（3）预测结果

输油管线原油泄漏对地下水的影响见表 5.2-2 和图 5.2-5。

表 5.2-2　　预测结果

根据预测结果，100d 时，石油类的污染晕超标范围 31m^2，影响范围 42m^2；1000d 时，石油类的污染晕超标范围 160m^2，影响范围 265m^2；7300d 时，石油类的污染晕超标范围 231m^2，影响范围 977m^2。

根据工程分析介绍，输油管线采用玻璃钢管，螺纹连接，玻璃钢管线保温采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+2mm 聚乙烯外护层，发生泄漏事故的几率极小，且经调查管线两侧 493m 无地下水保护目标。

5.2.4 地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国生态环境法典》和《中华人民共和国生态环境法典》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①集输管线可根据具体条件和重要性确定密封形式。

②井场内对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

（2）施工期水污染保护措施

项目施工期，工程建设过程中，无污染物的堆放和排放，因此，项目施工期不会形成对地下水的大范围污染影响。但在施工过程中，要注意保护地下水的措施。

①基础工程尽量选在枯水期施工，避免在汛期施工。

②工程承包合同中应明确施工材料（水泥、钢材、油料等）的运输过程中防止洒漏条款，临时堆放场地不得设在河沟附近，以免随雨水冲入水体造成污染。

③设置必要的排水沟用以疏导施工废水，排水沟土质边坡及时夯实。应妥善收集并及时处理结构渗水，施工现场的淤泥渣土等固体废弃物，应当按要求运到指定地点处置。

④施工场地设置临时沉砂池或配置专用泥浆污水处理设备，将含泥沙的雨水、泥浆经沉砂池处理后排放。

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

（3）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）11.2.2 分区防控措施中要求：已颁布污染控制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，因此本项目应按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗分区。

根据以上原则，本项目污染防治分区见表 5.2-3 和表 5.2-4。

表 5.2-3　施工期项目防渗分区及防渗要求

表 5.2-4　运营期项目防渗分区及防渗要求

（4）管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由控制系统实现管线的生产运行管理和控制，并与所属的总控室 SCADA 管理系统通信，上传管线的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，随时通过监控系统观察管线输送情况。

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

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

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（5）地下水环境监测与管理

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）和《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）的要求，本次共布设 3 眼地下水监控井，具体监测点位见表 5.2-5。

表 5. 2-5　　地下水监测点布控一览表

监测项目为：根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（6）应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

A.地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估。

B.特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施；

A.当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

B.组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

C.对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.5 地下水评价结论

本次地下水评价，在搜集当地水文地质条件资料的基础上，运用解析法预测了运营期输油管线泄漏对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响。针对可能出现的事故情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

依据《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018），结合项目特点，确定本项目属于水污染影响型，评价等级为三级 B。

采出水及原油经新建管线输送至富深 101 阀组，然后利用新建管线输送至满深联合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站妥善处置。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，采出水随原油一起输送至满深联合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

满深联合站采出水设计处理规模为 1500m^3/d，富余处理能力为 1140m^3/d。本项目采出水产生量为 14.25m^3/d，依托可行。

（2）井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集，运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理。

哈四联污水处理能力 9100m^3/d，采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺；富源 7 井废液处理站年处理能力为 23.76 万 m^3/a，处理工艺为氧化破胶-混凝-气浮分离-多级过滤，本项目井下作业废水的产生量为 38m^3/次，依托可行。

综上，本工程评价范围内无地表水体，采取的废水处置措施有效且采出水、井下作业废水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 土壤影响识别

5.4.1.1 项目类型

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)，本项目采油井场、阀组站、集输管线所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。本项目采油井场、阀组站等工程建设内容类别为I类项目，集输管线类别为II类项目。

5.4.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为非甲烷总烃、H_2S，不涉及重金属排放；运营期无废水外排，不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下管线破裂会造成原油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

由表 5.4-1 可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.4.1.3 影响源及影响因子

本项目集输管线输送介质为原油和伴生气，管线连接处破裂时，原油（石油烃）会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.4-2 土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

5.4.2 土地利用类型调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本次评价的土壤现状调查范围为井场及管线两侧外 0.2km 范围。

（2）敏感目标

本工程井场外扩 200m 范围及管线两侧 200m 范围内无土壤保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，项目永久占地及管线周边主要为沙地，分布有少量的沙生植被，本工程占地范围暂无规划。

②土地利用历史

根据调查，项目井场部署和管线敷设之前现状为沙地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

本项目占地范围暂无土地利用规划。

（4）土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源，二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为荒漠风沙土。

5.4.3 土壤环境影响评价

项目运行期主要为油气开采、集输，预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生原油渗漏进入土壤。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析（污染影响类）

非正常状况下，项目采油树法兰连接处等可视场所发生泄漏，建设单位可以及时采取修复措施，不能任由原油泄漏漫流入土壤，不存在随意漫流的情况。因此，只有当管线等非可视部位发生破损，才有可能造成污染物持续渗入土壤。

5.4.3.2.1 溢油过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果

无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.4-1。

图 5.4-1　　管道溢油污染过程示意图

①溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

②溢油在潜水含水层中的污染过程分析

在溢油量大的条件下，溢油有可能透过包气带达到地下水含水层。到达含水层后，由于原油在水中溶解性差，凝析油主要集聚在含水层水表面，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。凝析油继续下渗量很少，基本不会对地下水产生影响。

5.4.3.2.2　垂直入渗

①项目区浅层土壤岩性及厚度

项目区土壤类型为荒漠风沙土，项目区浅部地层主要由第四系全新统(Q)细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区包气带厚度 3m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比来自同类型集输管道在非正常工况下的数据，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1200mg/L。

⑤预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

5.4.3.3 非正常工况下土壤环境影响分析（生态影响类）

5.4.3.3.1 预测情景

事故工况，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，本次评价重点针对套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

5.4.3.3.2 预测源强

泄漏量管道内采出水全部渗入土壤，渗漏量为 14.25m^3/d，采取措施 1h 后停止泄漏，采出水中总矿化度为 3.146×10^4mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=0.59×31460=18561.4g。

5.4.3.3.3 预测模型

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

I.单位质量土壤中某种物质的增量

$$\triangle S=n（Is-Ls-Rs）/（\rho b\times A\times D）$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb-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。

II.单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\triangle S$$

式中：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。

5.4.3.3.4 预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 40m×50m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.68\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 28.2g/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 0.0008g/kg，叠加现状值后的预测值为 28.0008g/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，增量较小；且拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.4.4 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，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。

（2）过程防控措施

根据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）防渗要求，施工期和运营期防渗措施参照地下水分区防渗措施（井口为重点防渗区，防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1\times10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能；其他区域地面为简单防渗区，一般地面硬化）。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

5.4.5 结论与建议

本工程各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.4-3　　土壤环境影响评价自查表

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 多年气候统计资料分析

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

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

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5- 2　　近 20 年各月平均温度月变化统计表

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12℃，4～9 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。

（2）风速

区域内近 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

表 5.5-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.4m/s，5～6 月份平均风速最大为 1.8m/s，10～11 月份平均风速最低为 1.0m/s。

（3）风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-1。

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

由表 5.5-4 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。

5.5.2 评价等级判断

5.5.2.1 评价因子和评价标准筛选

本项目评价因子和评价标准见表 5.5-5。

表 5.5- 5　　评价因子和评价标准表

5.5.2.2 估算模型参数

估算模型参数见表 5.5-6。

表 5.5- 6　　估算模型参数表

5.5.2.3 污染源计算清单

本项目污染源计算清单见表 5.5-7。

表 5.5- 7　　本项目面源参数表

注：富深 102 井场设为坐标原点（0,0）。

5.5.2.4 估算模型计算结果

估算模型计算的各源最大值汇总见表 5.5-8。

表 5.5- 8　各源的最大值汇总

本工程各采油井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，同时项目位于同一区域，地形基本一致，预测结果基本一致，因此选取果探 1 井场为代表井场列出下风向不同距离计算结果，见表 5.5-9 和表 5.5-10。

表 5.5- 9　　果探 1 井场污染物估算模型计算结果表

表 5.5- 10 阀组站污染物估算模型计算结果表

由估算模型计算结果可知，井场无组织排放硫化氢下风向最大浓度为 0.09μg/m^3，占标率为 0.86%，非甲烷总烃下风向最大浓度为 16.98μg/m^3，占标率为 0.85%；阀组站无组织排放硫化氢下风向最大浓度为 0.62 μg/m^3，占标率为 6.22%，非甲烷总烃下风向最大浓度为 127.16μg/m^3，占标率为 6.36%。

5.5.2.5 评价等级和评价范围

（1）评价等级

由估算模型计算结果可知，本项目最大占标率 Pmax 为 6.36%（阀组站无组织排放的非甲烷总烃），评价等级为二级。

（2）评价范围

二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5km。

5.5.3 大气环境影响预测与评价

根据大气导则规定，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

5.5.3.1 污染物排放量核算

本项目大气污染物无组织排放量核算结果见表 5.5-11，年排放量核算结果见表 5.5-12。

表 5.5- 11　大气污染物无组织排放量核算表

表 5.5- 12　大气污染物年排放量核算表

5.5.4 大气环境影响评价结论

本项目无组织排放非甲烷总烃最大落地浓度为 127.16μg/m^3，占标率为 6.36%，硫化氢最大落地浓度为 0.62μg/m^3，占标率为 6.22%，大气环境影响可接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响评价自查表见下表。

表 5.5- 13　建设项目大气环境影响评价自查表

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工噪声影响分析

5.6.1.1 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括设备吊运安装、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》(HJ2034-2013)中表 A.2 和类比气田开发工程中阀组、管线敷设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.6-1。

表 5.6-1　　施工期主要施工设备噪声源不同距离声压级

②预测计算

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：

$$Lr=Lr_0-20\lg(r/r_0)$$

式中：Lr——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

Lr_o——距声源 r0 处的 A 声压级，dB(A)；

r——预测点与声源的距离，m；

r_0——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算本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 5.6-2。

表 5.6-2　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

③施工噪声影响分析

根据表 5.6-2 可知，各种施工机械设备预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工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》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。项目周边 500m 范围内无村庄、学校等敏感点，夜间施工不会对周围声环境产生不利影响。

此外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值，因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。

5.6.2 运营期声环境影响分析

5.6.2.1 噪声源强

本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环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为地面工程井场采油树，阀组站阀组橇、电磁加热撬等产生的噪声。

表 5.6-3　　项目主要噪声源强表（室外）

5.6.2.2 预测因子、方位

（1）预测因子：等效 A 声级

（2）预测方位：井场边界外 1m

5.6.2.3 预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中：$L_p(r)$ ——距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w ——倍频带声功率级，dB；

D_c ——指向性校正，dB；

A ——倍频带衰减，dB；

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）噪声预测点位

预测井场四周边界噪声值，并给出井场边界噪声最大值的位置，以井场西南角为坐标原点(0,0)。

5.6.2.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.6-4。

表 5.6-4　　噪声预测结果（单位：dB(A)）

根据预测结果，项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值为 19.3~28.4dB(A)，富深 101 阀组站噪声源对厂界的噪声贡献值为 22.5~31.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

建设项目声环境影响评价自查表见表 5.6-5。

表 5.6-5　　声环境影响评价自查表

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

（1）固体废物影响分析

施工期会产生施工土方、水泥基础、施工废料、生活垃圾等。

施工土方：拟建工程开挖 71579.89m^3，回填土方 74267.75m^3，外借土方 2687.86m^3，无多余土方，管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

水泥基础：施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础，施工过程中产生的水泥基础单井产生量约 2t，合计 10t，拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

施工废料：主要包括管材边角料等。根据类比调查，管线工程施工废料的产生量约为 0.2t/km，施工废料产生量约为 8.332t；单井、站场施工废料产生量约为 0.5t，合计 3.0t；首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

生活垃圾：项目施工期生活垃圾产生量约 4.05t，集中收集后定期送沙雅县生活垃圾填埋场处置。

（2）施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，生活垃圾集中收集，施工现场不遗留，定期送运至沙雅县生活垃圾填埋场处置。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油、废润滑油桶。根据《国家危险废物名录(2025 年版)》和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油、废润滑油桶均属于危险废物。

废润滑油打入原油处理系统资源回用；落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油桶等危废产生周期较长，因此项目运营期不设危废暂存间，集中收集后拉运至哈得采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。

（1）危险废物贮存及运输

本项目建成运行后，哈得采油气管理区应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物转移管理办法》《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）及其他有关规定收集、转运，更换时布置托盘，确保危险废物不落地。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

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

B、危险废物类别：按危险废物种类选择；

C、材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

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

本项目产生的危险废物按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物分类收集后交由有资质单位处理。

（2）危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物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，沿线无水体、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》(HJ2025-2012)中的相关要求。

危废外运时，公司应当向生态环境局提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接收单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号，编号由十四位阿拉伯数字组成。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动完成后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

运营期产生的含油抹布手套，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》危险废物豁免管理清单，含油抹布手套全过程不按危险废物管理。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆

等物质泄漏所造成的环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节“2.5.7 环境风险评价工作等级”判定内容，项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为Ⅰ。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　　物质危险性一览表

5.8.3.2 危险物质分布情况

拟建工程危险物质主要分布于集输管线内。

5.8.4 环境风险事故情形分析

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-2。

表 5.8-2　　油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 集输管道破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，哈得采油气管理区负责管理拟建项目的运

行管理，制订有生态突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取生态突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

（2）地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.2 井喷事故风险分析

（1）井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1～2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

（3）井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 环境风险防范措施及应急要求

各种事故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。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.8.6.1.1 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，严格遵守井下作业的安全规定。

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、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、消防铁锹和其它消防器材。

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。

5.8.6.1.2 管道泄漏事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

②管道敷设前，应加强对管道质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格证书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

（2）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，避免爆管事故发生。

②每半年检查一次管道安全保护系统，使管道在超压时能得到安全处理。

③对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

④定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

⑤建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施工前，应对施工周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。施工操作期间，宜用防爆的轴流风机对周围可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.8.6.1.3 H_2S 气体泄漏风险防范措施

①硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

a.作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m^3（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m^3（或 20ppm），进入作业区域应注意是否有报警信号。

b.作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

d.当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m^3（或 20ppm）时，应迅速疏散人员。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。

e.当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/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

a.在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

b.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。

c.应特别注意低洼的工作区域，由于较重的硫化氢在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

d.当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/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。

③泄漏事故风险防范措施

a.操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便地取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

b.严格执行“禁止吸烟”的规定。

c.配备满足要求的正压式空气呼吸器、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒。

e.设置硫化氢监测报警装置，实现泄漏早期预警；发生泄漏时优先切断上下游阀门，对泄漏设备实施隔离截断；发生泄漏后迅速组织人员向上风侧撤离并清点人员，落实警戒管控，形成监测预警、源头截断、控险处置、人员撤离的应急控制措施。

5.8.6.2 环境风险监控要求

（1）本项目现场设置可燃气体、有毒气体泄漏监测报警仪。

（2）地下水环境风险监控，结合地下水评价章节，在场界或者风险装置下游设置监控井；

（3）应急监测依托当地生态环境部门或者合作的第三方环境检测机构。

5.8.6.3 环境风险应急处置措施

（1）管线泄漏事故应急措施

①在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置做紧急停工处理，防止污染扩散。

③查明风向，确定并封锁受污染区域。

④现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品。首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

⑤安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度，确定危害程度，及时报告指挥部。

⑥根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

（2）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油气田停产，并拉响警报。启动生态突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

5.8.6.4 生态突发环境事件应急预案

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害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。哈得采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号652924-2025-004-L)。本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有生态突发环境事件应急预案中，对现有生态突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的 CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，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，油类物质渗流至地下水。

（2）环境敏感性及事故环境影响

项目周边属于环境低度敏感区，拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳及采出液中硫

化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容生态突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有生态突发环境事件应急预案中，对现有生态突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，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和应急预案，可将环境风险概率降到最低。综上，拟建工程环境风险是可防控的。

环境风险自查表见表 5.8-3。

表 5.8- 3　环境风险简单分析内容表

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1 生态保护措施

6.1.1.1.1 针对站场、管线、道路工程生态防护措施：

（1）井场、管线、道路临时工程选址、选线未发现需避让保护野生植物，植被密集区，对油气田区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（2）严格控制工程占地面积，井场、站场永久性占地 9600m^2；阀组站临时施工占地 4800m^2；单井集输管线施工作业带宽度应控制在 8m 以内，集输干线施工作业带宽度应控制在 8m 以内。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（4）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（5）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

（6）结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

（7）工程征占草地应先的当地林草部门同意，方可进行施工作业。

6.1.1.1.2 针对永久占地

（1）对永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，对规划占地范围外的区域严禁占用，避免破坏自然植被。

（2）本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

6.1.1.1.3　针对临时占地

（1）管线和道路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。

（2）管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

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

（4）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（5）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.1.4　野生动植物生态保护措施

（1）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。

（2）管线施工范围应严格限制范围。施工机械和车辆应严格按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。

（3）在临时占地范围内设置“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。

（4）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。

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

6.1.1.1.5　管线工程生态治理措施

（1）管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（2）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

典型的生态保护措施设计方案见图 6.1-1、图 6.1-2。

图 6.1-1　　井场的典型生态保护措施设计图

图 6.1-2　　管线的典型生态保护措施设计图

6.1.1.1.6　其他生态保护措施要求

（1）在项目施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

（2）项目结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.2 水土流失防治措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。油气田开发建设区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保护法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

（2）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

（3）工程防治措施

①集输管道经过冲沟发育地区，管道需要进行水工保护。管道穿越冲沟（渠），对岩质构造设混凝土连续覆盖防护。

②管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③井场工程区场地平整：针对井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，防治水土流失。

④地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多惜土。

⑤对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑥施工作业结束后，并将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

（4）各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.1.1.3 防沙治沙措施

（1）阀组站工程区

①工程措施

A、砾石压盖

阀组站内采取方砖（巡检路）、砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

B、场地平整

阀组站工程区场地平整：针对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，防治水土流失。

固沙带

阀组站工程区外，设置宽 20m 的草方格固沙带，减缓风蚀水土流失。

②临时措施

A、洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，井场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。项目拟对施工区域进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

B、限行彩条旗

为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，本方案设计在井场、阀组站施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

C、水土保持宣传牌

施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（2）管道工程区

①工程措施

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

②临时措施

A、防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

B、限行彩条旗

为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，本方案设计在施工作业区一侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

C、洒水降尘

项目区降水量少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本方案拟对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

D、草方格

本工程针对位于沙漠中的工程，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，管线中心线外各 8m。

6.1.2 营运期生态恢复措施

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

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

（2）及时做好井场清理平整工作。

（3）井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.1.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场区域撒播草籽，增加植被覆盖度。根据《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)》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）对完成采气的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油(气)设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.1.4 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

（1）对气田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

（2）按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表沙生植被的破坏。

（3）施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

（4）施工机械不得在道路、井场以外行驶和作业，保持地表不被扰动。通过采取以上措施，拟建工程井场及井场、管线施工占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物动物影响较小。

6.1.5 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场、阀组站生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据井场周边植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集气管线，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井集输管线施工作业带宽度应控制在 8m 以内，集输干线施工作业带宽度应控制在 8m 以内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

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

施工期废水主要包括管线试压废水和生活污水。

管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。拟建工程施工期间无废水直接外排。

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《中华人民共和国生态环境法典》和《中华人民共和国生态环境法典》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，确保固井质量满足《固井质量评价方法》(SY/T 6592-2004）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水，防止发生井漏等事故。

⑤加强对管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

⑥定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。

（2）分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。

（3）地下水跟踪监控措施

根据《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 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则设置地下水跟踪监测计划。

（4）应急响应

应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

①地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

②特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

①当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地生态环境主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

②组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

③对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理装置处理，达标后回注地层。废弃地下管线维持现状，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。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于荒漠洒水降尘。

（2）施工队生活污水

生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本项目采出水随采出液输至满深联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈四联隔油池或富源7井废液处理站处理。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，避免事故泄漏污染土壤和地下水。

满深联合站采出水处理装置运行稳定，可稳定达到《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，采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求，且区域地层可回注水量仍有较大缺口，项目采出水处理依托满深联合站可行。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站采出水处理装置处理，达标后回注地层。

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）井场施工结束后，及时清理施工过程中的固体废弃物和生活垃圾；

（2）井场竣工投运前，对永久和临时占地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

（3）生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。

（4）施工期结束前应对临时占地进行土地整理，恢复原状，保持土体紧实度。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，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

①建设单位应当按照《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》要求，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。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

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关要求，依托哈得采油气管理区现有土壤环境监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1　　土壤跟踪监测点位布设情况一览表

类比现状同类油气开发项目采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站处理，达标后回注地层；对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气污染防治措施

施工期产生的大气污染物主要分为两类，一是施工扬尘，主要来源于物料运输、装卸、堆放过程以及施工垃圾清运和运输车辆产生的道路扬尘等；二是施工机械和运输车辆运作过程中产生的少量 SO_2、NOx、CO 等废气。为有效防治本项目施工可能产生的环境空气污染，环评要求采取以下防治措施：

（1）对进出车辆要求在固定道路上行驶，施工场地内施工便道及车辆进出入口、施工场地尽量采用混凝土硬化，可有效降低运输扬尘。

（2）工地应有专人负责路面洒水，一般洒水频率不得少于 2 次/天，如遇连续高温或风速较大等天气，应增加洒水频次来有效控制扬尘污染。

（3）在施工工地现场出入口设置车辆冲洗设施，冲洗设施包括冲洗平台、冲洗设备、排水沟、沉淀池、循环用水装置等，并定期清理废水和泥浆。

（4）施工前一定要对项目施工区设置临时围挡，严禁敞开式作业。可有效减小扬尘对周围环境的影响，尤其是大风天气，此设施的防尘效果显著。

（5）对易产生扬尘的物料如水泥、混凝土等采取遮盖措施；土石方临时堆放点用塑料布或毡布等遮盖，渣土等建筑垃圾必须定期清运，清运过程中运输车辆必须符合密闭要求，保证扬尘不飞散。

（6）运输废渣、弃土的车辆装车高度不得超过车厢挡板高度，使用编织布在车厢顶部加装顶盖，车辆行驶速度一般不大于 25km/h，以减少施工扬尘。对不慎洒落的沙土和建筑材料，应对地面进行清理。

（7）应尽量选用低能耗、高效率的燃油施工设备和运输车辆，使用清洁能源作为其燃料，并注重日常保养和维护，确保其良好运转状态，从而降低燃油施工设备和运输车辆运行时产生的尾气影响。

（8）政府发布重污染天气黄色预警时施工现场应停止土石方作业，检查物料和裸露场地的覆盖状况；市政府发布重污染天气橙色预警或风速达到五级以上（含五级）大风天气时，施工现场应停止工地室外作业及室内喷涂粉刷作业，并对作业面进行覆盖。同时，施工单位应启动重污染天气应急预案，采取应急措施。

（9）施工现场其余裸露场地必须采取密闭式防尘网覆盖、固化、硬化或绿化等抑尘措施，严禁存在裸露场地。抑尘处理措施必须牢固耐用，并及时检修。

经采取以上措施后，施工期废气排放对周边环境的影响可降至最低，且随施工结束而消除。

6.5.2 运营期大气污染防治措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

（1）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，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）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。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

类比富满油田同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《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，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求。

综上，拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括管线工程，高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

（1）合理控制施工作业时间；

（2）各产噪设备（发电机等）做好基础减振，定期进行维护发电机等高噪声设备；

（3）运输车辆控制车速，沿线通过村庄时应避免鸣笛。

根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.6.2 运营期噪声防治措施

营运期噪声源主要包括井场采油树、阀组站阀组橇、电磁加热撬等产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（2）对采油树采取减振方式，或者选择低噪声型设备。

（3）撬装设备采用基础减震降噪措施。

根据噪声预测结果，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 退役期噪声防治措施

①选用低噪声机械和车辆。

②加强设备检查维修，保证其正常运行。

③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物处置措施

（1）施工土方

拟建工程开挖土方 71579.89m^3，回填土方 74267.75m^3，借方 2687.86m^3，无多余土方，管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运，措施可行。

（2）水泥基础

施工过程中产生的水泥基础，拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理，措施可行。

（3）施工废料

施工废料集中收集后首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理，措施可行。

（4）生活垃圾

施工期生活垃圾由施工单位集中收集后定期拉运至沙雅县生活垃圾填埋场处置，措施可行。

6.7.2 运营期固体废物处置措施

（1）固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2025 年版)》和《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019)，本工程运营期产生落地油（HW08 071-001-08）产生量 0.125t/a、含油蜡渣（HW08 071-002-08）产生量 0.15t/a、废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量 2.5t/a、设备维护产生的废润滑油（HW08 900-217-08）产生量 0.75t/a、废润滑油桶（HW08 900-249-08）产生量 0.2t/a，属于危险废物。

废润滑油打入原油处理系统资源回用；落地油、含油蜡渣、废防渗材料、废润滑油桶收集后直接交由有资质处理。

（2）危险废物贮存及运输

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，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。

本工程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，沿线无水体、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》(HJ2025-2012)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》(生态环境部令 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。本项目含油废物全部有资质单位进行处置。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。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）废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量 0.5t/a，属于危险废物，桶装收集后交由有资质单位处理。

（3）对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 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 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程不涉及。

（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 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本项目阀组站内新建放空火炬 1 座，作为新建计量分离器的放空使用，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备

吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

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

（5）CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4。CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程不涉及，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 CO_2 排放量

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

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程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	计量分离器的放空	CO_2、CH_4	无组织

2	CH_4 逃逸排放	井场法兰、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 排放核算边界

本工程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

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 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，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为计量分离器的放空的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 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 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG-火炬}$-火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$-事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

G_{WPCH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 G_{WPCH4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

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 Nm^3；

$CC_{非CO2}$-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-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 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0～1；

V_{CH4}-为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

式中：

J-事故次数；

$GF_{事故,j}$-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3/小时；

$T_{事故,j}$-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO2)j}$-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；

$V_{(CO2)j}$-第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4}-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计量分离器的放空火炬气排放量。相关参数如下表。

火炬气流速 12.26 万 Nm^3/d，小时流速 5108.33Nm^3/h。

表 7.1-3　　火炬燃烧排放活动相关参数一览表

根据表中参数，结合公式计算可知，计量分离器的放空过程中火炬燃烧排放温室气体量为 10.17 吨 CO_2。甲烷排放量为 0.0649 吨，折算 CO_2 为 1.36 吨；合计 CO_2 为 11.53 吨。

（2）CH_4 逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中，

E_{CH4}－开采逃逸－原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 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·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·个）。

②计算过程

本工程涉及逃逸的 CH_4 的装置有 5 座井口装置，单个井口装置 CH_4 逃逸量为 0.23（吨/年），合计甲烷逃逸排放 1.15 吨，折算为 CO_2 为 24.15 吨。

（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

$$E_{CO_2_净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

E_{CO2}-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；

$AD_{电力}$-企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$-电力供应的 CO 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

$$E_{CO_2_净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中:

E_{CO2}-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；

$AD_{热力}$-企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$-热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ。

②计算结果

拟建工程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 24.6×10^4kWh，电力排放因子根据《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》》（2024 年第 33 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6021 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 148.12t。

（3）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_S \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：

E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

E_{CO2}-燃烧－核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG-火炬}$－企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$－企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$－企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO2-回收}$-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净电}$-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净热}$-报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施 CO_2 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4　　CO_2 排放总量汇总一览表

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程 CO_2 总排放量为 183.8 吨。

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

本工程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 CO_2 排放量。具体措施主要有：

（1）井场内新增设备综合考虑规划期内油气产量，合理配置，确保不同台阶流量下，泵仍在高效区工作。泵的选型满足国家对泵效的技术要求。

（2）井场内地上工艺管道采用保温设计，选用了导热系数小、吸水率低、强度高、不易燃无腐蚀的材料；

（3）选用密闭性能好，使用寿命长的阀门、计量设备，避免泄漏、降低能耗。

（4）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。

（5）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。

（6）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。

（7）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO_2 总排放量为 183.8 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目所在区域环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益协调统一和可持续展。

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本工程运营期废水包括采出水依托满深联合站污水处理系统处理，井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

（3）固体废物

本工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油、废润滑油桶等；其中落地油、废防渗材料、废润滑油桶、含油蜡渣收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油打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。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，最大限度减少污染物排放。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。

8.1.2 环境损失分析

本工程在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 经济效益分析

本工程投资 4967.2 万元，环保投资 250 万元，环保投资占总投资的比例为 5.03%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.3 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张的形势，同时，油气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。本工程的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，经估算该项目环境保护投资约 250 万元，环境保护投资占总投资的 5.03%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8.5 环境保护措施的投资估算

本工程总投资为 4967.2 万元，环保投资共 250 万元，约占总投资的 5.03％，投资情况见表 8.4-1。

表 8.4-1　环保投资估算

9 环境管理与监测计划

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

9.1 环境管理

9.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保部门，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

拟建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。

9.1.3 监督机构

阿克苏地区生态环境局负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响报告书，指导阿克苏地区生态环境局沙雅县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法定代表人：王林生

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得采油气管理区现行生态突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本工程环境监测计划见表9.4-3。

9.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；

企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；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

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本工程污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 9.3-1。

表 9.3-1　　污染源排放清单

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，可以为生态环境部门进行环境规划、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。

通过对本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，同时对废水、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。本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

运营期间需对生产过程中产生的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。建议环境监测计划见表 9.4-1。

表 9.4-1　　运营期环境监测计划

9.5 环保设施“三同时”验收

（1）环境工程设计

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

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

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

②验收条件

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

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

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.5-1。

表 9.5-1　　三同时验收一览表

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木富满油田果探 1 区块奥陶系油藏试采项目

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

建设性质：滚动开发（改扩建）

建设内容：本工程分期建设。一期建设内容：①本工程老井利用 5 口（果探 1 井、富深 101 井、富深 102 井、富深 103 井、富深 105H 井，无地面配套设施）；②新建 5 座采油井场（果探 1、富深 101、富深 102、富深 103、富深 105H）；③新建富深 101 阀组站（8 井式阀组站）；④新建单井集输管道 5 条，线路总长度约 19.15km；⑤新建集输干线管道 1 条，线路长度约 22.51km；⑥配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。二期建设内容：二期新建 110kV 深地变至富深 101 阀组站 35kV 供电干线 22.8km。

建设规模：果探 1 区块采出液处理规模最大为 6.81×10^4t/a（2027 年），原油处理规模最大为 6.5×10^4t/a（2027 年），气处理规模最大为 0.22×10^8Nm^3/a（2027 年）。

项目投资和环保投资：总投资 4967.2 万元（不含税），环保投资 250 万元，环保投资占总投资的比例为 5.03%。

劳动定员：新建各井场为无人值守，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 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。

本工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《《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纲要》。本工程位于富满油田果探 1 区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，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

本工程地处天山南坡中段前山盆地，行政区划隶属于沙雅县管辖，工程所在区域地势较为平坦，属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本工程距离最近的生态保护红线是北侧 13.77km 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。生态保护目标主要为区域重要野生动植物和水土流失重点治理区等，本工程临时占用面积 45.856hm^2，永久占用面积 0.974hm^2。

本工程采油井场和集输管线所在区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。评价范围内涉及的土地利用类型主要为裸地；根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠，属于流动沙地；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，偶尔可见到重点野生保护动物南疆沙蜥的活动。

（2）地下水环境质量现状

由监测及评价结果可知：塔里木富满油田果探 1 区块地下水监测因子总硬度、溶解性总固体、钠离子、氯化物、硫酸盐出现不同程度的超标，其他监测点现状各项监测指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

超标原因与区域原生水文地质条件有关，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。

由包气带监测结果可知，评价区域内已建井场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

（3）土壤环境质量现状

从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低。所有监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；

项目区占地范围外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。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，在干旱、半荒漠和荒漠地区，项目区占地范围内、外土壤含盐量 SSC 范围 100.6～169g/kg，土壤含盐量≥10，属于极重度盐化。

按照土壤酸化碱化分级标准，项目区占地范围内的土壤 pH 范围为 7.2~7.7，在 5.5≤pH＜8.5 范围内，属于无酸化或碱化。

（4）环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 的标准；H_2S 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的标准。

（5）声环境质量现状

评价期内，井场和站场昼间、夜间 Leq（dB（A））均达标，小于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类噪声标准限值，说明项目区声环境质量现状良好。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1　运营期污染物排放汇总

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本工程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。生态保护目标主要区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地 46.83 公顷，其中永久性占地面积为 0.974 公顷，临时占地面积 45.856 公顷，占地类型主要为沙

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。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，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

（5）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层，废水均不向外环境排放。

（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；本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生管线泄漏等事故，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，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）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非甲烷总烃、H_2S 短期浓度贡献

值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施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管沟开挖产生的土方、施工废料、水泥基础及生活垃圾。土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾收集后统一送沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理；水泥基础拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

运营期固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油、井下作业产生的废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油、废润滑油桶等，属于危险废物。

其中，落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油桶等，均由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油打入原油处理系统资源回用。

固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

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

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，本工程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、硫化氢，存在于集输管线内。可能发生的环境风险主要包括可能发生的环境风险主要包括管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆

炸事故产生的 CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；钻井作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，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，油类物质渗流至地下水。本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；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，和编制应急预案并备案，本工程实施后，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，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本工程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：本工程采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层，井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层。

大气污染防治措施：本工程采用密闭集输流程，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：落地油、废防渗材料，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

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、H_2S 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

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过三次网络公示、两次报纸公示征求公众意见。公众参与期间未收到与项目环评有关的意见。

10.8 环境影响经济损益分析

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，经估算本工程总投资为 4967.2 万元（不含税），其中环保投资 250 万元，占总投资 5.03%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了生态环境监测计划，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。

10.10 项目可行性结论

塔里木富满油田果探 1 区块奥陶系油藏试采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书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度，本工程建设在环境保护方面可行。