1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，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。

作为塔北－塔中大油气区的主力区块，富满油田 2025 年预计建成产油 $400\times10^4t/a$、产气 $400\times10^4Nm^3/d$ 的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有跃满、玉科、哈得、富源、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。富满油田富源区块位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠北缘，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距离沙雅县城约 108km。

为推动满深 502H 井区的正式开发，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司提出实施“塔里木富满油田满深 502H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整”（以下简称“本项目”）。

满深 502 井区共涉及采油井 32 座，15 口注气井。本项目估算总投资 54885 万元，本次主要建设内容为：①钻井 7 口井，其中新建井 5 口，2 口老井侧钻，部署 15 口注气井（其中 13 口为老井，2 口为新建采油井转注气井，依托第三方注气）；②新建 5 座标准化常温抗硫集输井场，配套通球装置，新建 2 套空气源热泵加热装置备用；③新建集输管道 48.2km；④新建 35kV 支线 0.75km，35kV 支线 1.2km，新建 10kV 柱上变压站 3 座，新建 35kV 柱上变压站 2 座；⑥配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐及消防等公用工程。本项目建成后新建产能 $6.6\times10^4t/a$（单井平均 31.4t/d），区块峰值年产油规模 41.37×10^4t、伴生气 $3.63\times10^8Nm^3$，年度最大注氮规模 $3.38\times10^8Nm^3$。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于陆地石油开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。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），

拟建项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”建设项目，应编制生态环境影响报告书。

2026 年 10 月 13 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作。

接受委托后，天合公司组织有关专业技术人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即委托新疆中测测试有限责任公司开展工程区域环境质量现状监测工作。与此同时，项目组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。在此基础上完成了《塔里木富满油田满深 502H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整生态环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。

环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

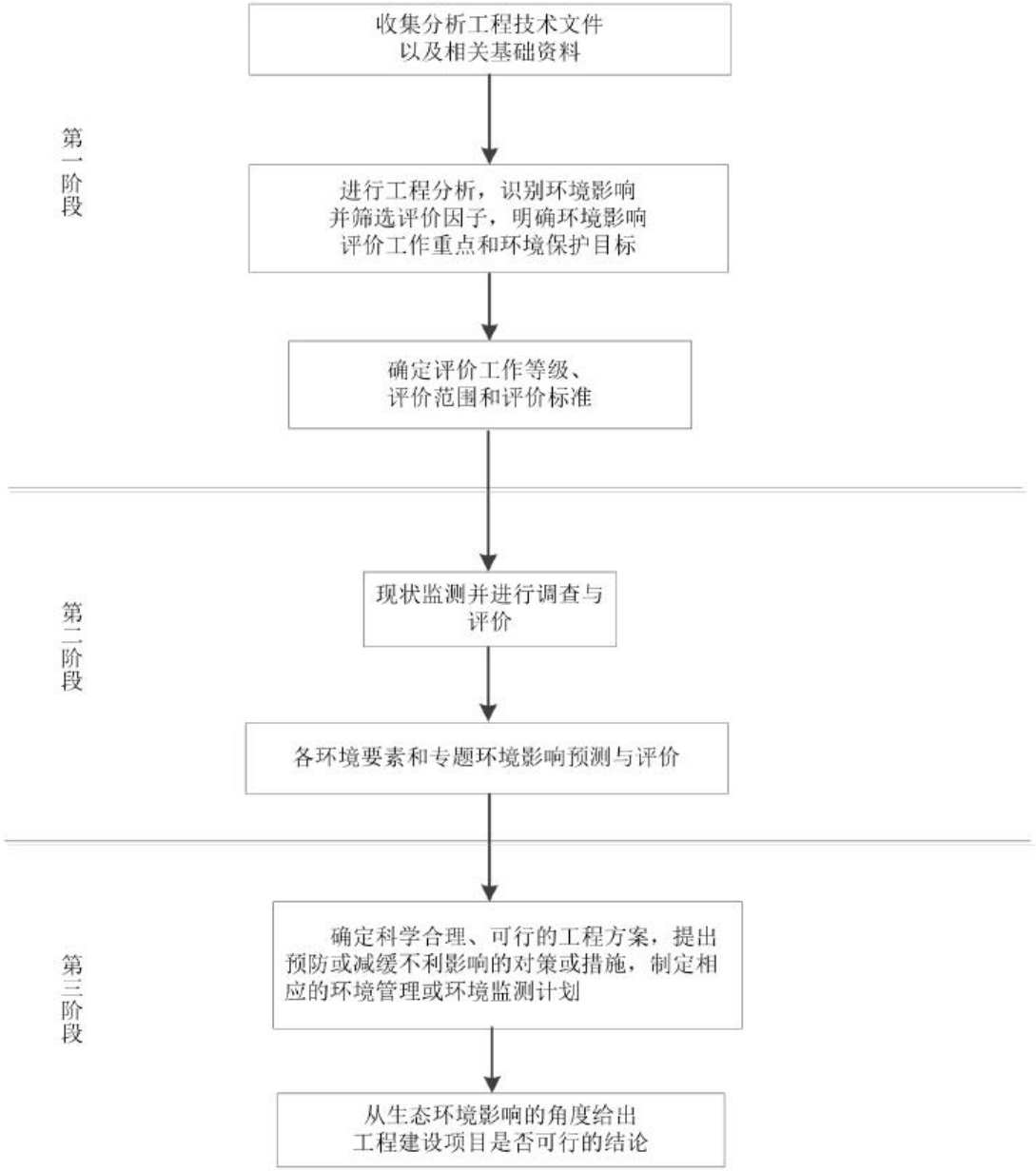

图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ 349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于陆地天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

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

（3）规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区沙雅县，属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《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》等的相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线。井场及管线占地不涉及基本农田等。选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《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）、《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）的通知》，本项目位于 ZH65292430001 沙雅县一般管控单元，不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区地下水、土壤、声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量不达标，超标污染物为颗粒物，超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多，本项目符合生态环境分区管控要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气、钻井废水、酸化压裂返排液、试压废水、生活污水、生活垃圾、钻井固体废弃物、危险废物等污染问题；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢，井下作业废水、采出水、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不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，不在划定的生态保护红线内。重点保护目标是：评价范围内分布的重要物种、水土流失重点治理区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合阿克苏地区生态环境分区管控要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，截至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址选线合理，其建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1　　环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国生态环境法典	14 届人大第 4 次会议	2026-08-15
2	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
3	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
4	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
5	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
6	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
7	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
9	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
10	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
11	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
12	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
13	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）	14 届人大第 12 次会议	2025-07-01
14	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大第 15 次会议	2010-10-01

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2　环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第278号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令第736号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2021〕32号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令第748号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令第666号	2016-02-06
15	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
16	中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
17	国务院关于印发《固体废物综合治理行动计划》的通知	国发〔2025〕14号	2025-12-27
二	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第36号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令第7号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实	环环评〔2018〕11号	2018-01-25

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	施意见		
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
13	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	危险废物转移管理办法	生态环境部、公安部、交通运输部 23 号令	2022-1-1
16	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
17	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
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	2019-06-30
19	关于发布《危险废物排除管理清单（2026 年版）》的公告	生态环境部公告 2026 年第 2 号	2026-01-07
20	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
21	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
22	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
23	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
24	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
25	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
26	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
27	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
28	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
三	**地方性法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		议	
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
10	关于印发《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》的通知	新政办发〔2024〕58 号	2024-12-10
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
18	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020-07-29
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
20	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138 号	2020-09-04
21	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	法》办法		
22	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
23	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
24	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
25	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
26	阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
27	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25
28	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会 公告（第 43 号）	2025-01-01
29	美丽新疆建设“十五五”规划	新政发〔2026〕73 号	2026-09-01

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3　　环境保护技术规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ 2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ 2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ 2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ 2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ 19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ 610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ 349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ 169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ 964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T 16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB 50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB 18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T 6276-2014	2015-03-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T 3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB 18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T 5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T 301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB 50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T 6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T 6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ 710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）生态环境影响评价委托书，塔里木油田分公司油气工艺研究院；

（2）塔里木富满油田满深 502H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整设计文件，中国石油工程建设有限公司华北分公司。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及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）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.2.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据本项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响因素识别结果一览表

环境因素 \ 单项工程		施工期				运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	油气开采、集输工程	封井工程
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	—	—	—	—	—
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	—
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	—	-1D	-1D	-1D	-1C	—

生态环境	地表扰动	-1C	—	—	-1C	—	-1D
	植被覆盖度	-1C	—	—	-1C	—	+1C
	生物多样性	-1C	—	—	-1C	-1C	+1C
	生物量损失	-1C	—	—	-1C	—	+1C
	生态系统完整性	-1C	—	—	-1C	-1C	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态敏感区、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生物多样性、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响，以及对植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　本项目评价因子一览表

单项工程 / 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、集输工程		
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO_2、NO_x、非甲烷总烃	SO_2、NO_x、非甲烷总烃、HCl	颗粒物	非甲烷总烃、甲醇	颗粒物
地下水	耗氧量、氨氮	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	ppH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	耗氧量、氨氮、石油类等	耗氧量、氨氮、石油类等	石油类

土壤	—	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	—	石油烃、盐分含量	石油烃
生态	地表扰动及类型、生态系统完整性	—	—	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性
噪声	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV_3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。

2.4.1.2 地下水环境功能区划

根据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

2.4.1.3 地表水环境功能区划

本项目区周边无常年地表水体分布。

2.4.1.4 环境空气功能区划

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

2.4.1.5 声环境功能区划

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 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）（生态环境部公告〔2026〕13 号）过渡阶段浓度限值二级标准。NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准，H_2S 执行《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。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m3）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）
2	二氧化氮（NO_2）	40	80	200	
3	细颗粒物（$PM_{2.5}$）	30	60	/	
4	可吸入颗粒物（PM_{10}）	60	120	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O_3）	/	160	200	
7	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（2）水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准。具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2　　地下水质量标准值

序号	项目	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	钾	/	/	17	挥发性酚类（以苯酚计）	mg/L	≤0.002
2	钠	mg/L	≤200	18	氰化物	mg/L	≤0.05
3	钙	/	/	19	氟化物	mg/L	≤1.0
4	镁	/	/	20	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤20
5	CO_3^{2-}	/	/	21	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤1.0
6	HCO_3^-	/	/	22	铬（六价）	mg/L	≤0.05
7	Cl^-	/	/	23	砷	mg/L	≤0.01
8	SO_4^{2-}	/	/	24	铅	mg/L	≤0.01
9	硫酸盐	mg/L	≤250	25	镉	mg/L	≤0.005
10	氯化物	mg/L	≤250	26	铁	mg/L	≤0.3
11	pH	无量纲	6.5~8.5	27	汞	mg/L	≤0.001
12	总硬度	mg/L	≤450	28	钡	mg/L	≤0.70
13	溶解性总固体	mg/L	≤1000	29	高锰酸盐指数	/	/
14	耗氧量（CODMn 法，以 O_2 计）	mg/L	≤3.0	30	锰	mg/L	≤0.1
15	氨氮	mg/L	≤0.5	31	总大肠菌群	CFU/100mL	≤3.0
16	石油类	mg/L	≤0.05	32	菌落总数	CFU/mL	≤100
注：根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中 8.4.1.1“对于不属于 GB/T14848-2017 水质指标的评价因子，可参照国家（行业、地方）相关标准”，因此石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。							

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）土壤环境

1）土壤环境质量标准

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018），油田内井场、站场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准

（试行）》（GB 36600-2018）表 1 第二类用地筛选值标准，见表 2.4-3；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 筛选值标准（pH＞7.5），见表 2.4-4。各点位石油烃（C_{10}~C_{40}）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-3 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目	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	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铅	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1,2 二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15

序号	污染物项目	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
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
42	䓛	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃（C_{10}~C_{40}）	826	4500	5000	9000

表 2.4-4　《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目[①②]		风险筛选值（单位：mg/kg）			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25

序号	污染物项目[①②]		风险筛选值（单位：mg/kg）			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。 ②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。						

2）土壤盐化、酸化、碱化分级标准

具体见表 2.4-5、表 2.4-6。

表 2.4-5　　土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（g/kg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC＜1	SSC＜2
轻度盐化	1≤SSC＜2	2≤SSC＜3
中度盐化	2≤SSC＜4	3≤SSC＜5
重度盐化	4≤SSC＜6	5≤SSC＜10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10
注：根据区域自然背景状况适当调整。		

表 2.4-6　　土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH＜3.5	极重度酸化
3.5≤pH＜4.0	重度酸化
4.0≤pH＜4.5	中度酸化
4.5≤pH＜5.5	轻度酸化
5.5≤pH＜8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH＜9.0	轻度碱化
9.0≤pH＜9.5	中度碱化
9.5≤pH＜10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化
注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。	

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期土石方等作业产生的颗粒物（扬尘）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求；钻井期间，泥浆系统的保温利用生物质锅炉所产蒸汽实现，生物质锅炉烟气中污染物排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中燃气锅炉废气污染物排放浓度限值要求，燃油锅炉为备用供热设施，燃油锅炉烟气中污染物排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中燃油锅炉废气污染物排放浓度限值要求。

运营期井场边界非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB 39728-2020）中企业边界污染物控制要求，无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。

具体标准限值见表 2.4-7。

表 2.4-7　　大气污染物排放标准限值

时段	污染物		排放浓度限值（mg/m^3）	标准来源
施工期	扬尘	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）
	生物质锅炉烟气	颗粒物	20	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中燃气锅炉废气污染物排放浓度限值
		二氧化硫	50	
		氮氧化物	200	
		烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	
	燃油锅炉烟气	颗粒物	30	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中燃油锅炉废气污染物排放浓度限值
		二氧化硫	200	
		氮氧化物	250	
		烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	
运营期	非甲烷总烃（无组织）		4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）
	H_2S（无组织）		0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）

（2）废水

项目运营期产生的采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达标后回注油层；井下作业废水集中收集进入哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理，不向外环

境排放，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率≥2.0μm²的标准，标准值见表 2.4-8。工作人员由油田内部调剂，不新增生活污水。

表 2.4-8《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（μm²）	<0.01	〔0.01,0.05)	〔0.05,0.5)	〔0.5,2.0)	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量 mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤0.076				

（3）噪声

施工期噪声排放参考执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中噪声排放限值，即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)；

运营期井场及站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准，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，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB 16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

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	地表水为三级 B	/

序号	导则规定	本项目情况	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		
	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	本项目新增占地规模小于 20km^2	/
	g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	三级	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	不涉及水生生态影响	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	线性工程不涉及生态敏感区	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

由表 2.5-1 可知，本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以新建井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

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），本项目新建采油井场类别为I类；输油管线类别为II类。

②地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-2　　地下水环境敏感程度分级

敏感程度	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[a]。
不敏感	上述地区之外的其他地区。
[a]“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-3），确定本项目地下水评价等级见表 2.5-4。

表 2.5-3　　地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-4　　本项目地下水评价工作等级一览表

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

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），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。本次评价采用查表法确定评价范围。

项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，井场评价范围确定为：各井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧各外扩 1km 的范围。

集输管线评价范围确定为：管线两侧向外延伸 200m 的范围。

具体评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）以及本次现状监测数据，项目所在区域土壤中 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg，属于土壤盐化地区。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

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、站场建设属于I类项目，集输管线建设属于II类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），“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不足 5hm^2，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

土壤污染影响型项目敏感程度分级依据见表 2.5-5；项目区 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地、居民区等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

表 2.5-5　　污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

②生态影响型

土壤生态影响型项目敏感程度分级依据见表 2.5-6。

根据监测数据，项目区域 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

表 2.5-6　　生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度[a]＞2.5 且常年地下水位平均埋深<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
[a]是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-7 和表 2.5-8。

表 2.5-7　　生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-8　　污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

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

根据导则要求，本项目土壤环境生态影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。土壤环境污染影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 0.2m 范围，同时兼顾管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场无组织废气，主要污染物为非甲烷总烃、甲醇。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》（HJ 2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）、甲醇为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i}——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 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 2.5-9。

表 2.5-9　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表 2.5-10。

表 2.5-10　　估算模型参数表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	--
2	最高环境温度/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	土地利用类型		荒漠
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

估算污染源参数见表 2.5-11。

表 2.5-11　　面源参数表

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
井场无组织废气（以			951	40	40	0	6	8760	NMHC	0.017
									H_2S	0.000197

ManS503-H9 为例）										

估算结果见表 2.5-12。

表 2.5-12　　估算模式计算结果

污染源名称	NMHC			H_2S		
	浓度 ($\mu g/m^3$)	Pi(%)	$D_{10\%}$(m)	浓度($\mu g/m^3$)	Pi(%)	$D_{10\%}$(m)
井场无组织废气（以 ManS503-H9 为例）	20.4020	1.07	/	0.2364	2.36	/

由上表数据可知，本项目 $1\% \leq P_{max}=2.36\% < 10\%$，因此确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，并结合本工程特点，最终确定将以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场装置噪声。

本项目所在区域声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类声环境功能区，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

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

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

2.5.7.1 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》（HJ 169-2018），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 2.5-13。

表 2.5-13　　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

2.5.7.2 危险物质数量与临界量比值（Q）

本工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录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：

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

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 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气、硫化氢。天然气主要存在于新建的采油管线中。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井集输管线，各站场和

井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、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。

本项目不涉及危险物质的存储。本项目原油密度取 0.794g/cm^3，伴生气平均相对密度 0.7593kg/m^3，伴生气中硫化氢含量平均为 0.43%。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

式中：

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 5.5Mpa 和 5.0Mp；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，298.15K；

R：气体常数。

本工程辨识结果详见表 2.5-14。

表 2.5-14　　本项目各危险单元 Q 值情况一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	q/Q 值	Q 值划分
1	满深 3-H14 井至满深 3-1 阀组集输管道（DN100，5.5MPa，1.8km）	原油	--	11.2	2500	0.0045	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.690	10	0.0690	
		硫化氢	7783-06-4	0.003	2.5	0.0012	
		Q 值Σ				0.0747	
2	满深 5-H10C 井至满深 5-1 阀组集输管道（DN80，5.5MPa，2.4km）	原油	--	9.57	2500	0.0038	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.589	10	0.0589	
		硫化氢	7783-06-4	0.0026	2.5	0.0010	
		Q 值Σ				0.0637	
3	满深 301-H2 井至满深 3-1 阀组集输管道（DN80，5.5MPa，2.3km）	原油	--	9.17	2500	0.0037	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.564	10	0.0564	
		硫化氢	7783-06-4	0.0025	2.5	0.0010	
		Q 值Σ				0.0611	
4	满深 503-H9 井至满深 2 接转站集	原油	--	12.37	2500	0.0049	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.760	10	0.076	

	输管道（DN80，5.5MPa，3.1km）	硫化氢	7783-06-4	0.0033	2.5	0.0013	
		Q 值Σ				0.0822	
5	满深 502-H9 井至满深 2 接转站集输管道（DN100，5.5MPa，7.6km）	原油	--	47.37	2500	0.0189	Q＜1
		甲烷	74-82-8	2.910	10	0.0291	
		硫化氢	7783-06-4	0.0125	2.5	0.005	
		Q 值Σ				0.053	
6	满深 3-1 阀组站至满深 2 接转站集输管道（DN200，5.5MPa，5.8km）	原油	--	144.6	2500	0.0578	Q＜1
		甲烷	74-82-8	8.892	10	0.889	
		硫化氢	7783-06-4	0.0382	2.5	0.0153	
		Q 值Σ				0.962	
7	满深 301-H1C 井至满深 2 接转站集输管道（DN80，5.5MPa，4.3km）	原油	--	17.2	2500	0.0069	Q＜1
		甲烷	74-82-8	1.055	10	0.106	
		硫化氢	7783-06-4	0.0045	2.5	0.0018	
		Q 值Σ				0.115	
8	满深 502-H10 井至满深 5-1 阀组集输管道（DN100，5.5MPa，4.4km）	原油	--	27.4	2500	0.011	Q＜1
		甲烷	74-82-8	1.686	10	0.169	
		硫化氢	7783-06-4	0.0073	2.5	0.0029	
		Q 值Σ				0.183	
9	满深 2 接转站至满深联气集输管道（DN200，5.0MPa，16.5km）	甲烷	74-82-8	23.39	10	2.339	Q＞1
		硫化氢	7783-06-4	0.0077	2.5	0.003	
		Q 值Σ				2.342	

根据上表计算结果，本项目（Q）为 2.342（1≤Q＜10）。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。

2.5.7.3 行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，建设项目行业及生产工艺分值见表 2.5-11。将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.5-15　　行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、氨基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套

冶炼等	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”。项目涉及油气管线。经计算，建设项目 M 分值为 10，根据导则附录 C 划分要求，M 值划分为 M3。

2.5.7.4 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，危险物质及工艺系统危险性等级（P）确定方法见表 2.5-16。

表 2.5-16　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

本工程危险物质数量与临界量比值 1≤Q＜10，行业及生产工艺（M）划分为 M3，由表 2.5-12 可知，建设项目危险物质及工艺系统危险性为 P4。

2.5.7.5 环境敏感程度（E）分级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），项目环境敏感程度（E）分级包括大气环境、地表水环境、地下水环境，分别进行分级判定。

（1）大气环境

本项目大气环境敏感性分级判定见表 2.5-17。

表 2.5-17　　大气环境敏感程度分级表

分级	大气环境敏感性判据	本项目判定
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政	井场边界外延 500m 范围内

	办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人	和管线边界外延 200m 范围内无居民，判定本项目大气环境敏感分级为 E3 级。
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人	
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人	

根据上表可知，本项目大气环境敏感分级为 E3 级。

（2）地表水环境

地表水功能敏感性分区见表 2.5-18，环境敏感目标分级见表 2.5-19，地表水环境敏感程度分级见表 2.5-20。

表 2.5-18　　地表水功能敏感性分区表

分级	地表水环境敏感特征判据	本项目判定
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的	项目周边无地表水体，废水不外排。判定本项目地表水环境敏感性为 F3 级。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的	
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区	

根据上表可知，项目地表水环境敏感特征为低敏感 F3 级。

表 2.5-19　　环境敏感目标分级表

分级	环境敏感目标	本项目判定
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁	项目不涉及类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。判定本项目环境敏感目标敏感性为 S3 级。

	等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域	
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域	
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标	

根据上表可知，项目环境敏感目标分级为 S3 级。

表 2.5-20　　地表水环境敏感程度分级表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

根据上表可知，本项目地表水环境敏感程度分级为 E3 级。

（3）地下水环境

项目地下水功能敏感性分区表 2.5-21，包气带防污性能分级见表 2.5-22，地下水环境敏感程度分级见表 2.5-23。

表 2.5-21　　地下水功能敏感性分区表

分级	地下水环境敏感特征	本项目判定
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区.	项目周边不存在敏感与较敏感区域。判定本项目地下水环境敏感特征为不敏感 G3。
较敏感 G2	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（如热水、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 [a]	
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区	
[a]“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区		

根据上表可知，项目地下水环境敏感特征为不敏感 G3。

表 2.5-22　　包气带防污性能分级表

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目判定
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定	本项目占地内包气带为细砂、粉砂，分布较连续、稳定。由《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中附录 B 可知，根据资料包气带垂向渗透系数为 0.25×10^{-3}～0.167×10—^{3}cm/s。判定本项目包气带防污性能分级为 D1
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定	
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件	
Mb：岩土层单层厚度；K：渗透系数		D1

根据上表可知，项目包气带防污性能分级为 D1。

表 2.5-23　　地下水环境敏感程度分级表

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

根据上表可知，本项目地下水环境敏感程度分级为 E2 级。

2.5.7.6 环境风险潜势划分

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。建设项目环境风险潜势划分依据，见表 2.5-24。

表 2.5-24　　建设项目环境风险潜势划分表

环境敏感程度（E）	危险物质和工艺系统的危险性（P）			
	极度危害 P1	高度危害 P2	中度危害 P3	轻度危害 P4
环境高度敏感区（E1）	IV^{+}	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV^{+}为极高环境风险。				

本项目危险物质和工艺系统的危险性（P）为 P4，根据上表可知，本项目大气环境、地表水环境风险潜势均为I，地下水环境风险潜势为II。

2.5.7.7 环境风险评价等级划分及评价范围

综上，大气环境、地表水环境敏感程度均为 E3，地下水环境敏感程度为 E2，根据上表可知，本项目大气环境、地表水环境潜势均为I，地下水环境潜势为II。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，项目大气、地表水环境风险评价等级为简单分析，地下水环境风险评价等级为三级，同地下水评价范围。

图 2.5-1　　评价范围图

2.6 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为施工期和运营期地下水保护目标；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将井场外延 2km 范围的土壤作为运营期土壤环境（生态型）保护目标；将塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种（苍鹰、鹅喉羚、蒙原羚、红隼）作为施工期、运营期和退役期生态保护目标；拟建项目风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-3。

表 2.6-1　　施工期和运营期地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口（人）	井深(m)	备注	功能要求
	方位	距离（m）				
评价范围内潜水含水层	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类

表 2.6-2　　运营期土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场占地外 2000m 范围内	不使区域盐碱化程度进一步加深，不加剧区域荒漠化程度

表 2.6-3　　施工期、运营期和退役期生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离（m）
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	各井场边界外扩 50m，管线中心线两侧 300m	--

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

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

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

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环境保护措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了实测法、类比法、产污系数法等。

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

满深 502H 井区位于富满油田内部，其产能输送依托富满油田内部集输系统，采出液依托油田内部联合站处理，鉴于此，本文以富满油田为整体，对该区块的开发现状进行介绍，并对环境影响进行回顾分析。

3.1.1 油田区块开发现状

3.1.1.1 富满油田开发现状

富满油田地面骨架已形成“两横两纵两中心”布局，2025 年油气当量突破 500 万吨，成为国内 8000 米以深开发标杆。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。目前，南区已建接转站 7 座，已建油气骨架管道 260km。

富满油田开发现状见图 3.1-1。

图 3.1-1 富满油田开发现状

两横：跃满西—跃满转油站—富源 1—富源 2—哈一联集输干线，果勒西—满深联。

两纵：满深 1 接转站—富源 3 接转站—哈一联集输干线（满哈一线），满深 3 接转站—满深 5 接转站—哈一联集输干线（满哈二线）；在满深联建成后，富源 3 接转站同时可输至哈一联或满深联;满深 3 接转站同时可以输至哈一联或满深联(根据需求实际调控）。

两中心：哈一联、满深联。

外输：哈一联—塔轮管线、满深联—哈一联（油增压）—塔轮管线。

当前该区域输油/气管线流向为：满深 1 接转站—满深联；满深 4 接转站—满深 2 接转站—满深联；满深 6 接转站—满深 5 接转站—满深 3 接转站—满深联；满深 8 接转站—满深 7 接转站—满深 3 接转站—满深联；哈得 32 接转站—哈一联。

富满油田已建转油站 1 座（跃满转油站），已建接转站 13 座（富源 1 号接转站、富源 2 号接转站、富源 3 号接转站、哈得 1 号接转站、哈得 2 号接转站、跃满西 1 号接转站、ManS1 号接转站、ManS2 号接转站、ManS3 号接转站、ManS4 号接转站、ManS5 号接转站、富源东 2 号接转站、ManS8 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进行油气处理及外输，油气外输管道搭接至已建塔轮线。

3.1.1.2 满深 502H 井区开发现状

ManS502H 井区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，塔克拉玛干沙漠北缘、塔里木河南岸。生产运行管理由塔里木油田分公司哈得采油气管理区负责。

本次调整的满深 502H 井区，属 F_I17 断裂带，地处塔克拉玛干沙漠北缘沙雅县境内，是埋深超 7800 米的世界级超深断控缝洞型油藏，主力产层为奥陶系一间房+鹰山组。

满深 502H 井区已建单井依托站场主要为满深 2 接转站、满深 3-1 阀组站、满深 5-1 阀组站、满深 3 接转站。根据资料满深 502H 井区生产井产液在 24t/d~106.2t/d，产气 6144Nm³/d~77711Nm³/d，单井油压（油嘴前）3.2MPa~48MPa，井口温度 20℃~48℃，单井回压（油嘴后）2.7MPa~4.2MPa，油嘴后温度 16℃~30℃。

图 3.1-2　满深 502H 井区相对位置示意图

表 3.1-1　满深 502H 井区已建单井生产现状表

序号	井号	开采方式	日产混液（t）	日产气（m³）	日产油（t）	含水（%）	连接站场
1	满深 502H	自喷	35.0	10219.0	34.9	0.2	满深 2 接转站
2	满深 502-H4	自喷	31.3	6240.6	31.2	0.2	满深 2 接转站
3	满深 502-H6	自喷	35.0	6144.0	0.0	0.2	满深 2 接转站
4	满深 301-H4	/	/	/	/	/	满深 2 接转站
5	满深 503-H3	自喷	/	/	/	/	满深 2 接转站
6	满深 503-H1	自喷	67.2	40260.0	67.1	0.2	满深 2 接转站
7	满深 503-H4	自喷	106.2	37014.0	106.0	0.2	满深 2 接转站
8	满深 503-H5	自喷	38.0	12334.0	37.9	0.2	满深 2 接转站
9	满深 503-H7	自喷	69.0	26100.0	68.9	0.2	满深 2 接转站
10	满深 503H	自喷	36.0	15713.0	35.9	0.2	满深 2 接转站
11	满深 503-H2	自喷	60.0	30872.0	59.9	0.2	满深 2 接转站
12	满深 3-H9	自喷	70.0	20182.0	69.9	0.2	满深 2 接转站
13	满深 3-H3	自喷	46.0	14258.0	45.9	0.2	满深 2 接转站
14	满深 301H	自喷	35.0	16854.0	34.9	0.2	满深 2 接转站
15	满深 3-H2	自喷	96.0	36864.0	95.8	0.2	满深 3-1 阀组
16	满深 3	自喷	58.0	77711.0	57.9	0.2	满深 3-1 阀组
17	满深 3-H13	自喷	87.0	38181.0	86.8	0.2	满深 3-1 阀组

序号	井号	开采方式	日产混液（t）	日产气（m³）	日产油（t）	含水（%）	连接站场
18	满深 3-H12	自喷	70.0	20480.0	69.9	0.2	满深 3-1 阀组
19	满深 3-H1	自喷	75.0	24576.0	74.9	0.2	满深 3-1 阀组
20	满深 3-H4	自喷	78.0	19017.0	77.8	0.2	满深 3-1 阀组
21	满深 2-H3	自喷	/	/	/	/	满深 3-1 阀组
22	满深 2-H2	自喷	46.1	15729.1	46.0	0.2	满深 3-1 阀组
23	满深 3-H6JS	自喷	24.0	12356.0	24.0	0.2	满深 3-1 阀组
24	满深 3-H7	自喷	85.8	24576.0	85.6	0.2	满深 3-1 阀组
25	满深 3-H8	自喷	84.0	36864.0	83.8	0.2	满深 3-1 阀组
26	满深 3-H10	自喷	/	/	/	/	满深 3-1 阀组
27	满深 5-H8	自喷	47.0	29243.4	46.9	0.2	满深 5-1 阀组
28	满深 502-H8	/	/	/	/	/	满深 5-1 阀组
29	满深 5-H9	自喷	78.0	38870.0	77.8	0.2	满深 5-1 阀组
30	满深 5-H7	自喷	65.0	37606.3	64.9	0.2	满深 5-1 阀组
31	满深 502-H7	自喷	/	/	/	/	满深 5-1 阀组
32	满深 5-H11	自喷	/	/	/	/	满深 5-1 阀组
33	满深 502-H1	自喷	/	/	/	/	满深 5-1 阀组
34	满深 502-H3	自喷	/	/	/	/	满深 5-1 阀组

3.1.1.3 区块公辅工程建设情况

（1）给排水

生产过程中不涉及用水，营运期废水主要为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标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至富源 7 井废液处理站处理。

（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、哈四变电站、富源变电站，ManS 变电站，35kV 变电站 3 座：ManS 变电站、ManS3 号变电站、ManS5 号变电站；35kV 线路 3 条：35kV 哈玉线、35kV 骨架网电、35kV 玉满线。

（3）集输管线及运输情况

按照富满油田整体规划，富满油田地面骨架已形成“二横二纵二中心”布局。2023 年底满深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满深联合站，北区油气处理依托哈一联合站。

（4）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：满深联-富源 3 号接转站主干道路，富源 3 号接转站－哈一联主干道路，哈四联－ManS3 号接转站主干道路，ManS3 号接转站主干道路，ManS1 号接转站主干道路，ManS3 号接转站－ManS3 井区主干道路，ManS1 井－ManS4 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：满深联－ManS2 号接转站-满深 4 接转站主干道路，ManS3 号接转站－满深 8 接转站主干道路。

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 区块“三同时”执行情况

目前富满油田满深 502H 井区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下表 3.1-2 所示

表 3.1-2　满深 502H“三同时”执行情况表

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收
	审批单位	批准文号	批准时间	批准时间
哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2020〕344 号	2020/6/20	2022 年 7 月 25 日河北省众联能源环保科技有限公司完成验收
富满油田 ManS－果勒东区块初步开发方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2021〕186 号	2021/11/5	2024 年 10 月完成自主验收
富满油田果勒东I区奥陶系油藏试采方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2021〕197 号	2021/12/8	2023 年 6 月完成自主验收
满深区块 ManS2-H4 等 8 口井地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕579 号	2022/12/7	2024 年 5 月完成自主验收
满深区块 11 口井地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕595 号	2022/12/14	2024 年 3 月完成自主验收
富满油田 ManS4-满深 501H 井区开发地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕518 号	2023/8/15	2025 年 4 月 30 日完成一期自主验收；2025 年 7 月 22 日完成二期自主验收
ManS503-H4 井集输工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2025〕313 号	2025/7/18	正在建设中

排污许可证	满深油气运维中心固定污染源排污登记回执（2026 年 7 月 27 日，登记编号：91652800715549l1XG052Y）
环境风险应急预案	2026 年 5 月 14 日对《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652924-2026 078-LT

3.1.3 区块环境影响回顾性评价

根据《富满油田果勒东I区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案》《富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程》及区内已有单井钻井竣工环保验收调查报告表中评价结论，结合环评组现场调查情况，本次分环境要素对富源区块现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

建设单位根据《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施土地管理办法》及相关法律法规，结合占地情况，向当地自然资源局办理了征占地手续。钻井工程结束后，井场内钻井设施及生活区进行拆除清理，并进行平整恢复，目前逐步自然恢复。

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

（2）水环境影响回顾评价

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

根据总体开发方案，油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出水经联合站污水处理系统处理，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/T 5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用

带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。故在正常生产情况下，试油、洗井、采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

（3）大气环境影响回顾评价

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

运营期间，ManS502H 区块没有设置井场燃气加热炉，主要废气污染源为场站无组织挥发性烃类排放。根据区域环境空气质量报告，各项污染物的监测值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级浓度限值。

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，井口密封并设置紧急截断阀，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

根据 2026 年《塔里木油田分公司环境影响后评价报告书（阿克苏地区东部区域）》进行的污染源监测数据，对本次区块选取个别有代表性的现状有组织废气污染物达标情况进行分析，有组织监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3　**代表性场站有组织废气监测结果一览表**

序号	污染源	监测时间	监测因子	浓度范围（mg/m^3）	执行标准	标准限值（mg/m^3）	达标情况
1	满深 805 井场加热炉	2026.1.23~2.24	颗粒物	3.1~3.3	《锅炉大气污染物排放标准》	20	达标
2			SO_2	<3		50	达标

3			NOx	50~52	（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值	200	达标
4			林格曼黑度	<1		1	达标
5	ManS8-H2 井场加热炉	2026.1.25~2.26	颗粒物	3.1~3.6		20	达标
6			SO_2	<3		50	达标
7			NOx	60~62		200	达标
8			林格曼黑度	<1		1	达标
9	满深联合站 2#有机热载体加热炉废气	2026.1.27~2.28	颗粒物	7.0~7.1		20	达标
10			SO_2	<3		50	达标
11			NOx	33~34		200	达标
12			林格曼黑度	<1		1	达标
13	满深联合站 3#有机热载体加热炉废气	2026.1.20~2.21	颗粒物	7.3~7.5		20	达标
14			SO_2	<3		50	达标
15			NOx	40		200	达标
16			林格曼黑度	<1		1	达标

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、NO_X、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

富满油田内已正常生产的油井及集输管线定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，能够有效控制无组织非甲烷总烃的排放。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，对本次区块选取个别有代表性的现状井场无组织废气污染物达标情况进行分析，无组织监测结果见表 3.1-4。

表 3.1-4　富满油田站有组织废气监测结果一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度	主要措施	达标情况
ManS1 井场	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	达标
		非甲烷总烃	0.18~0.25		达标
ManS1 号接转站	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	达标
		非甲烷总烃	0.20~0.25		达标

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，H2S 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。

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，能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中对无组织非甲烷总烃的防控

要求，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。

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

（4）声环境影响回顾评价

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

富满油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、接转站及联合站的各类机泵。根据验收期间富满油田同类型井场、接转站的监测数据可知，富满油田井场、接转站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围声环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-5　富满油田井场、站场噪声排放情况一览表

站场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
ManS3-H13 井	昼间	35~40	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	33~36			达标
ManS2-H1 井	昼间	38~43	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	36~38			达标
接转站	昼间	42~47	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~45			达标

（5）固体废物环境影响回顾评价

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

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

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

（6）土壤环境影响回顾评价

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

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

分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

1）“大气沉降”途径阻断措施

各井、站场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下减少无组织废气逸散排放。

2）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水在联合站处理后，直接回注单井或者经污水外输泵外输至满深联合站。

②重点罐区设置了围堰、地面硬化等措施。

3）“垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料存储区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③区块产生的油泥（砂）、清管废渣等危险废物均第一时间转运至库车畅源生态环保科技有限责任公司接收并进行达标处理。通过采取上述措施，大大降低了危险废物暂存对土壤的污染风险。

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

（7）环境风险回顾评价

富满油田满深区块隶属于塔里木油田分公司哈得采油气管理区管理，哈得采油气管理区于 2026 年 5 月 14 日对《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652924-2026078-LT。富满油田满深区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急

培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，截至目前，本项目所在区块暂未发生井喷、管线断裂等大型的突发环境风险事故，仅发生过管线的跑冒滴漏这类小型突发环境风险事故，通过定期巡检管线，及时发现，将造成污染的土壤及时收集后送有资质单位接收处置。

（8）环境管理回顾评价

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

①环保设施运行记录

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

②排污许可手续

从评价调查及收集资料可以看出，富满油田满深区块基本能做到排污口规范化。废气排放口管理较规范，废气监测口的设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。

富满油田满深区块属于哈得采油气管理区管理，哈得油气开发部按照法律法规规定申领排污许可证工作。哈得采油气管理区位于阿克苏地区沙雅县境内，沙雅县生态环境分局于 2026 年 7 月 27 日颁发哈得采油气管理区污染源排污许可证（证书编号：91652800715549l1XG052Y）；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），哈得采油气管理区管理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排污口规范化管理

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

④自行监测

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

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

⑤档案管理

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

3.1.4 区块污染物排放情况

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，富满油田现有污染物年排放情况见表 3.1-6。

表 3.1-6　富满油田污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
哈得采油气管理区现有污染物排放量	0.0639	13.609	2.706	3.30	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

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

（1）环境问题

①满深区块部分单井、站场、管线和道路临时占地处于自然恢复状态，部分固沙草方格存在破损、倒伏现象，导致部分井场道路被沙埋。

②部分工程未完成三同时环境管理工作，满深联制氮站目前尚未验收。

（2）“以新带老”措施

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

①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，本次方案在对 ManS3-H14-满深 3-1 阀组、ManS5-H10C-满深 5-1 阀组、ManS301-H2-满深 3-1 阀组站、ManS503-H9-满深 2 接转站、ManS502-H9-满深 2 接转站和 ManS502-H10-满深 5-1 阀组的井场钻前道路沙埋段两侧采取草方格防护，保护长度为 3.09km。沙漠地段道路两侧共设置 50m 宽草方格。同时后续及时落实各项目环评、批复提出的生态环境保护措施。减少对区域环境的影响。

②加强满深区块三同时环境管理工作。建议对区块环境影响评价分期、分批开展竣工环境保护验收工作；满深联制氮站尽快组织开展竣工环境保护验收工作。

3.2 现有工程

本项目涉及老井利用 13 口，分别为满深 5-H9、满深 502-H7、满深 502-H1、满深 502H、满深 502-H4、满深 502-H6、满深 503-H1、满深 503-H5、满深 503H、满深 3-H3、满深 3-H2、满深 3、满深 3-H1 转为注气井，注入方式为油管注入，均已完成区块环评并开展验收工作。

3.2.1 现有工程概况

3.2.1.1 满深 2 接转站（果勒东 I2 号计转站）

满深 2 接转站包含在《富满油田果勒东I区奥陶系油藏试采方案地面工程方案环境影响报告书》内，新疆维吾尔自治区生态环境厅以（新环审〔2021〕197 号）予以批复。2023 年以《富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书》对满深 2 接转站进行了扩建，阿克苏地区生态环境局 2023 年 8 月 15 日以（阿地环审〔2023〕518 号）予以批复，目前正在开展自主验收中。

满深 2 接转站设计规模：液 1350t/d，气 80×10⁴Nm³/d。主体工艺流程：单井来液需计量单井先经计量分离器橇（8 井式+6 井式+4 井式（待施工），剩余 3 空头）计量，计量后与未计量单井进生产分离器橇进行油气水三相分离，分离出的含水原油进入低压分离器，闪蒸后进入外输油泵增压外输，分离出的伴生气自压外输。低压分离器闪蒸出来的天然气经闪蒸气压缩机增压后输送至天然气单元。

接转站设备设施如下表 3.2-1 所示。井场工艺流程图如图 3.2-1。

图 3.2-1　满深 5 接转站原油处理系统框图

表 3.2-1　满深 5 接转站主要设备一览表

序号	设备名称及规格	单位	数量
1	8（6）井式集油阀组模块（DN100　4.0MPa）	座	2
2	4 井式集油阀组橇（DN100　4MPa）待施工	座	1
3	生产分离器模块（WE3.0×10-3.8MPa）	座	1
4	低压分离器橇（WE2.4×11-1.0MPa）	座	1
5	外输油泵 q_v=30m³/h，h=450m	台	2
6	外输油泵 q_v=50m³/h，h=450m	台	1
7	油缓蚀剂加药橇（设计压力 4.0MPa，5L/h）	座	1
8	气缓蚀剂加药橇（设计压力 5.0MPa，5L/h）	座	1
9	甲醇橇（设计压力 5.0MPa，10L/h）	座	1
10	发球筒（DN250/300×7700mm，5.0MPa）	座	1
11	放空火炬（0.3m×25m，50×10⁴Nm³/d）	座	1
12	闪蒸气压缩机橇（排量为 2.0×10⁴Nm³/d）	座	1
13	50m³ 储罐	座	10

3.2.1.2 老井基本情况

现有老井利用 13 口。井场基本情况如表 3.2-1 所示。

表 3.2-2　现有老井基本情况一览表

号　序	老井名称	接入接转站	接入联合站	备注
1	满深 5-H9	满深 5-1 阀组站	满深联合站	转注气
2	满深 502-H7	满深 5-1 阀组站		转注气
3	满深 502-H1	满深 5-1 阀组站		转注气
4	满深 502H	满深 2 接转站		转注气
5	满深 502-H4	满深 2 接转站		转注气

6	满深 502-H6	满深 2 接转站		转注气
7	满深 503-H1	满深 2 接转站		转注气
8	满深 503-H5	满深 2 接转站		转注气
9	满深 503H	满深 2 接转站		转注气
10	满深 3-H3	满深 2 接转站		转注气
11	满深 3-H2	满深 3-1 阀组站		转注气
12	满深 3	满深 3-1 阀组站		转注气
13	满深 3-H1	满深 3-1 阀组站		转注气

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下表 3.2-3 所示。

表 3.2-3　现有工程环评及验收情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评批复文号	验收情况
1	满深 5-H9	富满油田满深一果勒东区块初步开发方案	新环审〔2021〕186 号	2024 年 10 月完成自主验收
2	满深 502-H7	富满油田满深 4一满深 501H 井区开发地面工程	阿地环审〔2023〕518 号	正在开展验收工作
3	满深 502-H1	满深区块 11 口井地面工程	阿地环审〔2022〕595 号	2024 年 3 月完成自主验收
4	满深 502H	富满油田果勒东I区奥陶系油藏试采方案地面工程	新环审〔2021〕197 号	2023 年 3 月完成自主验收
5	满深 502-H4	富满油田满深 4一满深 501H 井区开发地面工程	阿地环审〔2023〕518 号	正在开展验收工作
6	满深 502-H6	富满油田满深 4一满深 501H 井区开发地面工程	阿地环审〔2023〕518 号	正在开展验收工作
7	满深 503-H1	满深区块 11 口井地面工程	阿地环审〔2022〕595 号	2024 年 3 月完成自主验收
8	满深 503-H5	满深区块 ManS2-H4 等 8 口井地面工程	阿地环审〔2022〕579 号	2024 年 5 月完成自主验收
9	满深 503H	满油田果勒东I区奥陶系油藏试采方案地面工程	新环审〔2021〕197 号	2023 年 3 月完成自主验收
10	满深 3-H3	富满油田满深一果勒东区块初步开发方案	新环审〔2021〕186 号	2024 年 10 月完成自主验收

11	满深 3-H2	富满油田满深－果勒东区块初步开发方案	新环审〔2021〕186 号	2024 年 10 月完成自主验收
12	满深 3	哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程环境影响报告表	阿地环函字〔2020〕344 号	2022 年 7 月完成自主验收
13	满深 3-H1	富满油田满深 4－满深 501H 井区开发地面工程	阿地环审〔2023〕518 号	正在开展验收工作
14	满深 2 号接转站	富满油田满深 4－满深 501H 井区开发地面工程	阿地环审〔2023〕518 号	正在开展验收工作
15	满深联合站	富满油田奥陶系碳酸盐油藏开发地面骨架工程	新环审〔2022〕71 号	2024 年 10 月完成自主验收
16	满深 5-1 阀组站	富满油田满深 505 井区次级断裂开发先导试验方案	阿地环审〔2024〕225 号	正在开展验收工作
17	满深 3-1 阀组站	富满油田满深 4－满深 501H 井区开发地面工程	阿地环审〔2023〕518 号	正在开展验收工作

3.2.3 现有工程污染物达标情况

3.2.3.1 满深 2 接转站

现有工程废气主要为井场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为分离器、外输泵等设备噪声，固废主要为油泥砂、清管废渣等。

根据验收监测及企业自行监测数据，现有井场四周厂界无组织废气中无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准；现有井场、站场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

现有站场现场踏勘期间，无历史遗留废弃物产生，结合塔里木油田公司现场工作人员反馈，各站场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.3.2 老井污染物达标情况

老井现状维持采油流程，井口气液混合物采取混输模式，通过管道输送至满深联合站集中处理。

井场现状排污主要为无组织废气、井场机泵噪声以及采出水。结合区块历年项目竣工环境保护验收调查报告，标准化采油井场边界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中边界污染物控制要求，噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准限值要求；采出水经哈一联合站已建采出水处理系统处理后可满足《《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后，回注油层。

满深 502H 区块老井井场符合标准化建设要求，场地平整规整，场内道路采用砖块铺装，井口区域实施水泥硬化，剩余空地均铺设砂砾石，施工临时占地区域已全部恢复。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，目前与本项目有关的现有工程污染物排放情况见表 3.2-3：

表 3.2-3　　现有工程污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
2 号接转站	0	0	0	0.482	0.002	0	0
井场				0.7440	0.011		

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

据现场调查，本项目现有 13 口老井均自喷生产，计划后续转注气井，现场踏勘期间，井场未见固体废物残留；满深 5 接转站稳定运行，现场调查未发现火炬冒黑烟现象，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目基本情况

（1）项目名称：塔里木富满油田满深 502H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整

（2）建设性质：改扩建

（3）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

（4）项目投资：本项目建设总投资估算为 54885 万元。

（5）建设地点：本项目位于富满油田 ManS502H 井区。行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县管辖，地处塔克拉玛干沙漠北缘戈壁荒漠地区，西北距离沙雅县城约 107km。满深 502H 井区相对位置示意图见图 3.3-1。

图 3.3-1 项目地理位置图

（6）建设周期：滚动开发

（7）劳动组织及定员：本项目由塔里木油田公司哈得采油气管理区进行全面管理，运营期不新增劳动定员。

3.3.1.2 建设内容及规模

满深 502 井区共涉及采油井 32 座，15 口注气井。本项目估算总投资 54885 万元，本次主要建设内容为：①钻井 7 口井，其中新建井 5 口，2 口老井侧钻，部署 15 口注气井（其中 13 口为老井，2 口为新建采油井转注气井，依托第三方注气）；②新建 5 座标准化常温抗硫集输井场，配套通球装置，新建 2 套空气源热泵加热装置备用；③新建集输管道 48.2km；④新建 35kV 支线 0.75km，35kV 支线 1.2km，新建 10kV 柱上变压站 3 座，新建 35kV 柱上变压站 2 座；⑤新建井场道路 3.09km；⑥配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐及消防等公用工程。本项目建成后新建产能 6.6×10^4t/a（单井平均 31.4t/d），区块峰值年产油规模 41.37×10^4t、伴生气 3.63×10^8Nm³，年度最大注氮规模 3.38×10^8Nm³。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 地层特征

满深 502H 井区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。目的层系为奥陶系。奥陶系已钻遇地层可细分为上统桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中统一间房组，中－下统鹰山组，其中主力含油层系为一间房组和鹰山组。

3.3.2.1 构造特征

富满油田主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河－哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。跃满－富源－富源III区块位于富满油田的北部，区块内奥陶系一间房组整体表现为一个向东南倾斜的斜坡。

富满油田满深 502H 井区位于塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带 F_I17 断裂带北部，平面上，储层沿断裂呈条带状分布，远离断裂储层发育变差。纵向上，储层受断裂及溶蚀作用影响，沿断裂方向缝洞十分发育，呈“板状”特征，具有明显的穿层性，局部厚度可达上千米。根据野外露头及实际钻、录、测井资料显示，垂直断裂方向储层表现为断裂破碎带特征，宽度分布 100~500m。断裂破碎带内部结构通常具有“三段”式特征：中部是由角砾岩支撑的核部，物性最好，易放空；两侧依次为裂缝－孔洞段和裂缝基岩段，物性逐渐变差，钻遇裂缝基岩段初始见气测显示，但无工程异常，裂缝孔洞段会发生钻井液漏失。

3.3.2.2 储层特征

满深 502H 井区地处塔克拉玛干沙漠北缘，奥陶系储层主要受走滑断裂控制。富满油田满深 502H 井区奥陶系油藏储层为奥陶系一间房组～鹰山组碳酸盐岩缝洞型储层，吐木休克组～桑塔木组泥灰岩、泥岩作为直接盖层在全区稳定分布，形成一套优质的储盖组合。

3.3.2.3 油藏特征

满深 502H 井区，属 F_I17 断裂带，是埋深超 7800 米的世界级超深断控缝洞型油藏，主力产层为奥陶系一间房+鹰山组。油藏纵向连通性好，油气富集于断裂带

中部，具备超高温、超高压特征，产出轻质原油伴生气重烃含量高，常规注水无法建立有效驱替体系。

3.3.2.4 流体性质参数

（1）原油性质

满深 502H 井区原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、高含蜡”特征。原油密度分布范围 0.778~0.809g/cm^3（20℃），平均为 0.794g/cm^3，属于轻质油；动力粘度（50℃）0.892~1.911mPa•s，平均 1.359mPa•s，属于低粘度原油；原油凝固点分布范围-26.0~-2.0℃，平均-11.8℃，凝固点较低；原油含硫量分布范围 0.068%~0.350%，平均 0.119%，属于低含硫原油；原油含蜡量分布范围 7.6%~13.8%，平均 10.60%，属于高含蜡原油；胶质+沥青质含量分布范围 0.07%~0.86%，平均 0.23%，属于低胶质+沥青质原油。

（2）天然气性质

满深 502H 井区单井天然气相对密度为 0.6726~0.8883，平均 0.7593；甲烷含量为 65.66%~83.46%，平均 76.51%；乙烷以上含量 9.46%~25.78%，平均 15.94%；氮气含量 2.26%~7.54%，平均 4.05%；二氧化碳含量 1.16%~3.98%，平均 2.43%；硫化氢含量 0.13%~2.63%，平均 0.43%。

（3）地层水性质

满深 502H 井区试油试采目前尚未见地层水。参考邻区化验地层水平均密度 1.07g/cm^3，总矿化度介于 10.62×10^4~10.75×10^{4}mg/L，平均 10.69×10^{4}mg/L，氯根平均含量为 6.36×10^{4}mg/L，水型为 $CaCl_2$ 型。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-1。

表 3.3-1　本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	备注
1	建设规模及开发指标	新钻井	口	5	
		老井侧钻	口	2	
2		新建标准化井场数量	座	5	
3		新建 2 套空气源	套	2	备用

序号	项目		单位	数量	备注
		热泵			
5		采油井转注气井	口	15	13 口为老井，2 口为新建采油井转注气井
6		新建集输管线	km	48.2	集油管线 8 条，31.7km。集气管线 16.5km。
7		新建井场道路	km	3.09	
8		产油规模	10^4t/a	41.37	2027 年最大
9		注气规模	$10^8m^3/a$	3.38	注气峰值
10		天然气产能	$10^4m^3/a$	3.63	2035 年最大
11	能耗指标	年耗电量	MW·h/a	47452.65	
13	综合指标	总投资	万元	54885	不含税
12		环保投资	万元	404	
13		永久占地面积	hm^2	0.925	
14		临时占地面积	hm^2	55.429	
15		劳动定员	人	不新增	
16		工作制度	h	8760	

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要工程内容

本项目工程内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、封井工程、公辅工程、环保工程等。具体工程组成见表 3.3-2。

表 3.3-2　　工程组成一览表

工程名称			工程内容及规模
主体工程	钻前工程		井场平整、通井场道路建设、设备基础施工、池体开挖与防渗工程建设以及营地建设等
	钻井工程		钻井 7 口（其中新钻井 5 口：ManS3-H14、ManS301-H2、ManS503-H9、ManS502-H10、ManS502-H9，侧钻井 2 口：ManS5-H10C、ManS301-H1C），总进尺 43096m（43731m 可研 0 版），采用塔标I四开井身结构，目的层为奥陶系一间房—鹰山组
	储层改造工程		射孔采用管柱传输射孔，储层改造采用酸化压裂工艺
	油气集输工程	采油井场	新建 5 座标准化常温抗硫集输井场，配套通球装置，单座井场占地面积约 1600m^2，井场内主要工艺设施包括：井口紧急切断阀、清管装置、超压安全阀、手动放空阀、孔板流量计和焚烧池等。新建 2 套空气源热泵加热装置备用。

		注气井场	部署注气井 15 口（其中 13 口为老井，2 口为新建采油井转注气井），依托第三方注气服务
		管道工程	新建集输管道 9 条，共计 48.2km，其中 8 条新建油集输管线均采用玻璃钢管，管径 DN80/DN100/DN200，设计压力为 5.5MPa，共 31.7km；1 条新建气集输管线采用无缝钢管，管径 DN200，设计压力为 5.0MPa。
公辅工程	给水工程		井场施工期及运营期用水均采用罐车自区块附近站场水源井拉运。
	排水工程		施工期：钻井废水全部回用；酸化压裂返排液采用专用罐收集后运至富源 7 井废液处理站处置；管道试压废水用作场地降尘用水；锅炉排污水用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制；施工人员生活污水在生活污水池暂存，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，用于荒漠灌溉。 运营期：井场设备外壁擦洗废水用作场地降尘用水；采出水依托满深联合站采出水处理系统处理，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理。
	供配电工程		施工期用电优先选用网电，柴油发电机备用。 新建电力线路总长约 1.95km，新建柱上变压器 5 座（35kV 柱上式变电站 2 座，10kV 柱上式变电站 3 座，均为油浸式电力变压器）。
	自控工程		新建井场均设置 1 套远程终端单元（RTU），13 口注气井现有 RTU 控制系统扩容，阀组站生产数据、井场生产数据等通过通信设备传输到满深油气运维中心，并上传至哈得采油气管理区调控中心进行统一监控及管理。
	通信工程		采油井场等，新建通信光缆
	消防工程		新建井场分别设置一定数量的移动式灭火设备。
	暖通工程		施工期生活区采取电采暖方式，井场泥浆系统的保温伴热利用生物质锅炉所产蒸汽实现，燃油锅炉备用。新建 2 套空气源热泵加热装置备用。
	道路及运输		新建砂石路面通井场道路 3.09km，运营期新建井场均可依托油田现有主干、支干道配合钻前砂石路进场。
环保工程	废气		施工期：施工场地洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；科学设定测试放喷时间，测试放喷气体充分燃烧后排放；焊接作业时使用无毒低尘焊条；生物质蒸汽锅炉采用生物质成型燃料，废气经旋风除尘+布袋除尘器处理后通过 8m 高排气筒排放（可拆卸）排放，燃油蒸汽锅炉为备用设备，运行时采用低硫油为燃料，燃烧后废气经 8m 高排气筒（可拆卸式）排放。 运营期：井场采出气液采取密闭管道集输工艺，加强巡检和工艺设备管理。

		退役期：采取洒水抑尘等措施。
	废水	施工期：钻井废水全部回用；酸化压裂返排液采用专用废液收集罐，运至富源 7 井废液处理站处置；管道试压废水用作场地降尘用水；锅炉排污水用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制；施工人员生活污水在生活污水池暂存，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，用于荒漠灌溉。 运营期：采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关要求后回注地层；井场设备擦洗废水用作场地降尘用水。 退役期：无废水产生。
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；加强机械设备及运输车辆维护。 运营期：选用低噪声设备，根据设备设施特点采取基础减振等降噪措施。 退役期：合理安排作业时间。
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；钻井岩屑随钻井泥浆带出，采用“泥浆不落地”工艺收集，泥浆排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；聚合物体系废弃钻井岩屑和泥浆经干化满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于井场平整；聚磺体系钻井岩屑在井场环保罐暂存，现场处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设；废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废贮存点内，由钻井队委托有危废处置资质单位接收处置；锅炉灰渣、废布袋由厂家回收处理；生活垃圾及撬装式污水处理站污泥（含水量≤60%）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焚烧。 运营期：落地油、废防渗材料、废润滑油桶、清管废渣、废变压器油等危险废物分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。
	环境风险	施工期：井场设置放喷池、火炬。 运营期：井场和站场实施严格分区防渗；管道上方设置标识，定

		期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪；新建井场柱上油浸入式变压器均设置小型集油坑或挡油设施，有效容积不小于单台油量的 100%，并按照按 《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597—2023） 进行防渗，等效防渗层渗透系数不大于 1×10^{-10} cm/s。完善突发环境事件应急预案，定期组织演练。 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。
	生态	施工期：合理规划钻井井场及生活区临时用地，严格控制施工作业带宽度；不设置取土场，合理利用开挖土方，做到土方平衡；临时堆土采用防尘网苫盖；设置限行彩条旗；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复；加强施工管理，严禁乱碾乱压，防止对占地范围外的自然植被造成破坏。 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除。
	防渗	严格落实分区防渗措施。

3.3.4.2 工程总体布局

本项目各采油井产出的气液介质，经新建集油管线就近接入阀组站，或输送至满深 2 接转站，在站内完成油气分离后分输至满深联合站进行集中处理；经净化处理后的原油和天然气，通过配套外输管线接入塔轮干线，实现统一外输与外销。

满深 502H 井区总体布局图建图 3.3-2。

图 3.3-2 总体布局示意图

3.3.4.3 开发指标预测

满深 502H 井区动用地质储量共计 2761.81 万吨，本次部署新井 7 口（2 口侧钻井），新建产能 6.6 万吨，40 万吨稳产 4 年（2027-2030 年），采油速度 1.50%，期末累产油 770.30 万吨，累产气 41.84 亿方，设计注气井 15 口，年注气峰值 3.38 亿方，累注气 51.93 亿方，期末采出程度 27.89%，最终采收率 30.58%。满深 502H 井区油藏井位部署图见图 3.3-3。本项目新井年度实施安排及配产指标见表 3.3-3，满深 502H 井区逐年开发指标预测表见表 3.3-4。本项目各单井注气量表见表 3.3-5 所示。

图 3.3-3 502H 井区油藏井位部署图

表 3.3-3 本项目新井年度实施安排及配产指标表

序号	油藏单元	新井	进尺	方案配产日产油	新建产能（10^4t）	部署年度

				（t/d）		
1	满深 3	满深 3-H14	8360	31.17	0.94	2027
2	满深 502H	满深 5-H10C	1120	31.36	0.94	2027
3		满深 502-H9	8480	29.93	0.90	2027
4		满深 502-H10	8480	33.45	1.00	2029
5	满深 301H	满深 301-H2	8110	30.55	0.92	2027
6	满深 503H	满深 301-H1C	1231	30.57	0.92	2028
7		满深 503-H9	7950	32.73	0.98	2027

表 3.3-4　满深 502H 井区逐年开发指标预测表

时间	总井数	新井数	采油总井数	采油开井数	注入井总井数	年产油	年产气	年产液	年注气
（年）	（口）	（口）	（口）	（口）	（口）	10^4t	10^8m^3	10^4t	10^8m^3
2027	22	5	22	22	8	41.37	2.21	42.21	1.39
2028	26	1	21	21	10	40.61	2.19	41.44	2.46
2029	32	1	17	17	15	40.26	2.17	41.30	2.99
2030	32		17	17	15	40.13	2.23	41.29	3.16
2031	32		17	17	15	39.81	2.23	41.05	3.26
2032	32		17	17	15	39.29	2.51	40.54	3.38
2033	32		17	17	15	38.40	3.19	39.67	2.89
2034	32		17	17	15	36.43	3.53	37.68	2.80
2035	32		17	17	15	33.90	3.63	35.09	2.79
2036	32		17	17	15	31.82	3.56	32.97	2.79
2037	32		17	17	15	29.87	3.43	30.98	2.79
2038	32		17	17	15	28.05	2.94	29.12	2.77
2039	32		17	17	15	25.99	2.42	27.01	2.58
2040	32		17	17	15	24.11	1.98	25.09	2.63
2041	32		17	17	15	22.40	1.39	23.33	2.45
2042	32		17	17	15	20.78	1.27	21.67	2.48
2043	32		17	17	15	19.31	1.12	20.16	2.31
2044	32		17	17	15	17.96	1.05	18.77	2.15
2045	32		17	17	15	16.73	0.97	17.50	2.01
2046	32		17	17	15	15.53	0.90	16.26	1.86

表 3.3-5　　本项目各单井逐年注气量表

序号	油藏单元	井号	井别（单元注气/注气吞吐）	年注气量（$10^8Nm^3/a$）																			
				2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	满深 502H	满深 5-H9	单元注气	0.25	0.34	0.27	0.28	0.28	0.29	0.25	0.23	0.23	0.22	0.21	0.21	0.18	0.17	0.15	0.14	0.13	0.11	0.09	0.08
2	满深 502H	满深 502-H7	单元注气	0.25	0.34	0.27	0.28	0.28	0.29	0.25	0.23	0.23	0.22	0.21	0.21	0.18	0.17	0.15	0.14	0.13	0.11	0.09	0.08
3	满深 502H	满深 502-H1	单元注气			0.27	0.28	0.28	0.29	0.25	0.23	0.23	0.22	0.21	0.21	0.18	0.17	0.15	0.14	0.13	0.11	0.09	0.08
4	满深 502H	满深 502H	单元注气	0.25	0.34	0.27	0.28	0.28	0.29	0.25	0.23	0.23	0.22	0.21	0.21	0.18	0.17	0.15	0.14	0.13	0.11	0.09	0.08
5	满深 502-H4	满深 502-H4	单井吞吐	0.07	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.08	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
6	满深 503H	满深 502-H6	单元注气		0.26	0.17	0.19	0.20	0.21	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.19	0.20	0.19	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16
7	满深 503H	满深 503-H1	单元注气			0.17	0.19	0.20	0.21	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.19	0.20	0.19	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16
8	满深 503H	满深 503-H5	单元注气			0.17	0.19	0.20	0.21	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.19	0.20	0.19	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16
9	满深 503H	满深 503H	单元注气		0.26	0.17	0.19	0.20	0.21	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.19	0.20	0.19	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16
10	满深 503H	满深 3-H3	单元注气	0.25	0.26	0.17	0.19	0.20	0.21	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.19	0.20	0.19	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16
11	满深	满深 503-H9	单元注气			0.17	0.19	0.20	0.21	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.19	0.20	0.19	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16

	503H																						
12	满深 301H	满深 301-H2	单元注气			0.06	0.09	0.11	0.10	0.10	0.10	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
13	满深 3	满深 3-H2	单元注气	0.11	0.19	0.23	0.24	0.25	0.25	0.21	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.18	0.18	0.17	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14
14	满深 3	满深 3	单元注气	0.11	0.19	0.23	0.24	0.25	0.25	0.21	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.18	0.18	0.17	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14
15	满深 3	满深 3-H1	单元注气	0.11	0.19	0.23	0.24	0.25	0.25	0.21	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.18	0.18	0.17	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14
合计				1.4	2.46	2.95	3.17	3.28	3.37	2.89	2.8	2.79	2.8	2.77	2.77	2.56	2.59	2.41	2.46	2.33	2.16	1.99	1.86

3.3.4.4 主体工程

3.3.4.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括井场平整、井场道路建设、设备基础施工、池体开挖与防渗工程建设以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设内容主要为场地平整、橇装房安装等。主要工程内容及工程量见表 3.3-6。

表 3.3-6　　钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场	140m×100m	m^2	14000	
2	岩屑池	1000m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	岩屑储罐	200m^3	个	1	磺化泥浆钻井岩屑
4	主放喷池	100m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
5	副放喷池	100m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
6	生活污水池	200m^3	个	1	撬装组合型钢板池
7	生活区	50m×70m	m^2	3500	设置活动板房若干
8	危废暂存间	8m^2	座	1	井场设一体化撬装危废暂存间，面积为 8m^2。

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机等，具体见表 3.3-7。

表 3.3-7　　钻前工程主要施工机械

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
装载机	—	—	辆	2
挖掘机	—	—	辆	2
推土机	—	—	辆	2

3.3.4.4.2 钻井工程

（1）井位部署

本项目新钻井 5 口，老井侧钻 2 口。具体井位部署见表 3.3-8。

表 3.3-8　井位部署情况

序号	井号	井型	井口坐标		目的层	进尺（m）
			经度	纬度		
1	ManS3-H14	水平井			奥陶系一间房—鹰山组	8360
2	ManS301-H2	水平井			奥陶系一间房—鹰山组	8110

3	ManS503-H9	水平井			奥陶系一间房—鹰山组	7950
4	ManS502-H10	水平井			奥陶系一间房—鹰山组	8480
5	ManS502-H9	水平井			奥陶系一间房—鹰山组	8480
6	ManS5-H10C（老井侧钻）	水平井			奥陶系一间房—鹰山组	865
7	ManS301-H1C（老井侧钻）	水平井			奥陶系一间房—鹰山组	851

（2）井身结构

ManS3-H14 井、ManS301-H2 井、ManS503-H9 井、ManS502-H10 井、ManS502-H9 井均采用塔标I四开井身结构，采用塔标I四开井身结构。一开 171/2″钻头钻至 1200 米左右，下 133/8″套管封固疏松地层；二开 121/4″钻头钻穿二叠系以下 50 米中完，下 95/8″+97/8″复合套管，其中 97/8″套管使用 300 米；三开 81/2″钻头钻进一间房组顶面垂深以下 8—10 米中完，下 7″尾管封固目的层以上地层；四开 6″钻头钻至完钻井深，采用 5″套管+筛管完井。

侧钻井设计采用侧一开井身结构，满深 5-H10C 井裸眼侧钻，满深 301-H1C 井在 7″套管内开窗，6″或 65/8″钻头钻至完钻井深，下入 5″套管+筛管完井。

（3）钻井液体系

一开采用膨润土~聚合物体系；二开上部采用聚合物体系，白垩系底转换为氯化钾聚磺体系；三开采用氯化钾聚磺体系；四开/侧一开采用聚磺体系。

（4）完井方式

采用打孔筛管完井，可根据实钻地质力学认识优化调整。

（5）固井方式

一开内插法固井，二开单级/双级固井，三开尾管固井，四开/侧一开不固井，套管+筛管完井。

（6）钻机选型

新井鹰 1-2 段以浅井选择 ZJ70 及以上钻机，鹰 3-4 段井选择 ZJ80 及以上钻机；侧钻井选择 ZJ80 及以上钻机。

（7）钻井周期

新井钻井周期约 128 天，完井周期约 138 天。侧钻井钻井周期约 64 天，完井周期约 79 天。

（8）主要设备设施

钻井工程主要设备设施包括机械钻机、运输车辆、配套设施等，具体见表 3.3-9。

表 3.3-9　　钻井工程主要设备设施

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
机械钻机	ZJ70 及以上，ZJ80 及以上	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	—	800	kW	4 台
机械传动装置	—	—	—	1 套
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
固井水泥罐		68	m^3	7 个
柴油罐		45	m^3	3 个
泥浆罐		60	m^3	4 个
泥浆循环罐		71	m^3	10 个
生活水罐		18	m^3	1 个
生产水罐		60	m^3	5 个
振动筛	—	—	m^3/h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1 台
泥浆不落地系统	—	—	—	1 套
油基泥浆岩屑铁罐	—	50	m^3	1 个
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	1 台
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
采油树	—	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	—	1 套
凝析油储罐	—	40	m^3	4 个
放空管	—	—	—	1 套
生物质锅炉	—	—	—	1 台
燃油锅炉	—	—	—	1 台

（9）原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机备用。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗情况与井身结构有关，钻井期原辅材料消耗情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　　钻井工程原辅材料消耗情况一览表

序号	材料名称	单位	数量	备注
1	水	m^3	3658	主要用于配制泥浆等水 1638m^3 ，酸化压裂用水 1000m^3，生活用水 720m^3，生物质锅炉补水 300m^3
2	柴油	t	100	备用柴油发电机燃料 100t，暂存于柴油储罐内，柴油罐（3 个，45m^3/个）
3	生物质	t	1100	作为生物质锅炉燃料
4	水泥+硅粉	t	2181	固井材料
5	膨润土	t	77	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性，用于配制泥浆
6	烧碱/NaOH	t	4	用于调节钻井液 pH 值
7	纯碱/Na_2CO_3	t	4	用于调节钻井液 pH 值
8	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	11	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性。钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
9	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	4	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性。钻井液增黏合降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	3	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	10	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗炎性能好，钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	7	酚醛树脂和腐植酸缩合物，钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	123	主要成分 $BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm^3，钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	18	主要成分 $CaCO_3$，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染，钻井液加重剂

15	防塌剂（胶体）/SY-A01 等	t	5	棕黑色胶状物，均匀分散，无漂浮固状物
16	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	9	粉状，可吸附在黏土上阻止页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好，钻井液防塌剂
17	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	7	仿烃类衍生物复配，钻井液润滑剂
18	氯化钾	t	51	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌，提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
19	超细碳酸钙	t	4	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙，钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
20	固体润滑剂/SHR-102 等	t	1	特种树脂，黑色粉末，钻井液抗盐抗高温降滤失剂
21	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	12	改性植物纤维，黄色粉末，堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂

3.3.4.4.3 储层改造工程

（1）储层改造工艺

储层改造工艺采用常规酸化解堵改造工艺，前期酸化增产增注效果较好，有必要进行储层改造，采取酸化解堵改造工艺，提高地层渗流能力，使堵塞物在较小压差下排出地层，从而疏通地层孔喉，提高产能。

（2）改造液体系设计

压裂液采用胍胶压裂液、黄原胶非交联压裂液、变粘压裂液，酸液采用胶凝酸、交联酸、自生酸、变粘酸。酸化液使用浓度 10%～12%的 HCl，酸化作业时施工排量为 0.9～1.3m^3/min，井口最大施工压力不超过 76mPa。

（3）排液措施

采用自喷返排，根据油压选取 5～8mm 油嘴逐级增大至敞放排液；严格执行塔里木油田分公司 QHSE 要求，酸化废水全部入罐回收做无害化处理，不得出现跑、冒、滴、漏等污染事故，要求做到不落地、零污染。

（4）主要设备设施

储层改造主要施工设备为加压泵组、酸罐车、压裂车及配套设施等，设备设施情况见表 3.3-11。

表 3.3-11　　储层改造工程主要设备设施

工程内容	设备或部件名称	规格型号	数量	备注
储层改造工程	运输车辆	—	5 辆	—
	电缆绞车	—	1 辆	—

工程内容	设备或部件名称	规格型号	数量	备注
	供液系统	—	1 套	—
	酸罐车	20m³	6 辆	—
	压裂车	—	6 辆	—
	压裂液在线混配车	—	1 辆	
	加压泵组	—	2 套	—
	废液收集罐	30m³	5 个	—
	钻采一体化井口装置		1 套	—
	三相计量分离器		1 套	—
	原油储罐	50m³	4 个	—
	放空火炬		1 个	—

3.3.4.4.4 油气集输工程

（1）采油井场

本项目新建标准化常温抗硫集输井场 5 座（ManS3-H14 井、ManS301-H2 井、ManS503-H9 井、ManS502-H10 井、ManS502-H9 井）。采用“采油井口→井场阀组→接转站→联合站”的布站工艺。

①井场主要工艺设施

新建井场工程量见表 3.3-12。

表 3.3-12　　单座井场（常温抗硫标准化采油井场）主要工艺设施

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	采油树	—	座	1	
2	简易收球装置（抗硫）	DN80, PN63	套	1	
3	非侵入管夹式温度变送器	-	台	1	
4	抗硫不锈钢压力表	-	台	2	
5	智能压力变送器	-	台	1	
6	有毒气体探测器	电化学式	台	1	
7	RTU 控制系统	-	套	1	（含控制器、10.4 寸工业级触摸屏、工业级交换机、开关电源、I/O 卡件、通信模块、Zigbee 无线数据采集模块等）

序号	名称	规格	单位	数量	备注
8	35kV 户外智能断路器	-	台	1	带控制箱，带远传功能
9	35kV 户外隔离开关	-	组	1	35kV 户外隔离开关
10	35kV 智能单相接地故障指示器	-	套	1	
11	35kV 避雷器	-	组	1	
12	35kV 柱上式变电站	-	座	1	含电力变压器 35/0.4kV 50kVA、熔断器、避雷器等
13	配套通信系统	-	套	1	含安防及工业电视监控系统、数据传输系统、火灾自动报警系统

（2）井场平面布置

新建井场均为无人值守标准化井场，场内主要建构筑物情况见表 3.3-13。

表 3.3-13　　单座井场主要建构筑物一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	井口区	m^2	64	
2	通信杆	座	1	RTU，通信设施
3	单井通球装置	座	1	

井场总体布置为：平面布置参照塔里木油田公司标准化“I-2 型常温抗硫集输井场（DN806.3MPa）”进行设计，由采油井、通信杆（RTU，通信设施）等组成，井场用地范围为 40m×40m。

井场采用标准化井场流程，井口出液通过油嘴套节流，通过单井集输管道输送至新建阀组站。

井场平面布置图见图 3.3-4。

图 3.3-4 井场平面布置图

根据井区的井位部署，结合周边已建地面集输系统，遵循充分依托已建集输设施、就近接入的原则，将满深 502H 井区采出气液就近接入附近阀组站和接转站，计量方式采用计量阀组轮井。注气系统采用“深冷制氮+二段增压”工艺路线，在满深联制氮站集中建设制氮站，井场注气依托第三方注气服务。

（2）注气井场

本项目部署注气井 15 口（其中 13 口为老井，2 口为新建采油井转注气井），注气井场工艺设备、制氮设施、增压设施及注气管网等内容均依托第三方服务外包模式。单井注氮气管道来气通过流量调节阀调节计量后，经采油树原生产翼油管注入，利旧原生产翼紧急切断阀，紧急工况联锁关井。单井日配注气量 5~10×$10^4$$Nm^3$，井口注气压力 35~50MPa。

注气工艺原理图见图 3.3-5。

图 3.3-5　注气工艺原理图

（3）集输管道

本工程新建油气集输管道共计 9 条，线路全长约 48.2km，均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。其中 2027~2029 年新建油集输管道共计 8 条，线路长度约 31.7km，管径 DN80/DN100/DN200，设计压力 5.5MPa，线路用管推荐采用玻璃钢管；2033 年新建满深 2 接转站-满深联集气管线复线 1 条，线路长度约 16.5km，管径 DN200，设计压力 5.0MPa，线路用管推荐采用 L245NS 无缝钢管。

新建集输管道工程量具体如表 3.3-14 所示。本项目管线走向分布见图 3.3-6。

表 3.3-14 集输管线部署一览表

序号	管道类型	起点	终点	设计压力（MPa）	规格（mm）	管道材质	长度（km）
1	集油管道	满深 3-H14	满深 3-1 阀组	5.5	DN100	玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN100 30mm 厚保温	1.8
2		满深 5-H10C	满深 5-1 阀组		DN80	玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN80 30mm 厚保温	2.4
3		满深 301-H2	满深 3-1 阀组		DN80		2.3
4		满深 503-H9	满深 2 接转站		DN80		3.1
5		满深 502-H9	满深 2 接转站		DN100	玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN100	7.6
6		满深 3-1 阀组站	满深 2 接转站		DN200	玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN200	5.8
7		满深 301-H1C	满深 2 接转站		DN80	玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN80 30mm 厚保温	4.3
8		满深 502-H10	满深 5-1 阀组		DN100	玻璃钢管（酸酐固化）PN55 DN100 30mm 厚保温	4.4
小计							31.7
9	气集输管	满深 2 接转站	满深联	5.0	DN200	D219.1mm×8mm L245NS 无缝钢管	16.5

	道						
合计							48.2

图 3.3-6　管道线路走向示意图

3.3.4.4.5 封井工程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。退役后应严格按照《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/T 6646-2017）等的要求进行施工作业，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，避免发生油水窜层；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 给排水工程

（1）给水

本项目施工期及运营期用水由区块附近站场水源井拉运。

①施工期

施工期用水包括钻井用水、酸化压裂作业用水、管道试压用水、锅炉用水以及生活用水。钻井作业耗用新鲜水量约为 8190m^3（1638m^3/井，580m^3/侧钻井），酸化压裂作业用水量共计约 7000m^3（1000m^3/井），管道试压用水量约为 125.32m^3；单台锅炉每日补水量约为 3m^3，本次考虑最不利情况，即钻井作业于供暖季实施，新井按完井周期约为 138 天计，侧钻井按完井周期约为 79 天计，钻井期间锅炉总补水量约 2544m^3；钻井队人数约 60 人，生活用水量按 100L/人•d 计，新井按完井周期约为 138 天计，侧钻井按完井周期约为 79 天计，则本项目施工期生活用水量共计约 5088m^3。

综上，本项目施工期用水量共计约 22947.32m^3。

②运营期

本次新建井场为无人值守场站，运营期不新增生活用水。

（2）排水

①施工期

本项目施工期废水包括钻井废水、酸化压裂返排液、管道试压废水、锅炉排污水以及生活污水。钻井废水产生量约为 2585.76m^3，可由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂返排液产生量约为 4200m^3，酸化压裂返排液排入回收罐运至富源 7 井废液处理站处置；管道试压废水产生量约为 125.32m^3，试压结束后可用于施工区域洒水降尘；锅炉排污水量约为 0.3m^3/d，钻井期间总排水量约为 254.4m^3，锅炉排污水水质简单，可用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制；生活污水产生量按照生活用水量的 85%计算，约为 4324.8m^3，在生活污水池暂存，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，用于荒漠灌溉。

②运营期

本项目运营期不新增工作人员，无新增生活污水。油气开采产生的废水包含采出水、井下作业废水以及井场设备擦洗废水，采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关要求后回注地层，井场设备外壁擦洗废水中主要污染物为 SS，可用作场地降尘水。

3.3.4.5.2 供配电工程

本项目钻井期用电优先选用网电，柴油发电机备用。

本项目 5 口采油井分布在 35kV 深地 1 线、10kV 满油甲线沿线，可依托已建变电站和已建供电线路供电。新建 35kV 支线（JL/G1A-95/20）0.75km、10kV 支线（JL/G1A-120/20）1.2km 作为井场用电供电线路。新建杆上变压器 5 座。

3.3.4.5.3 自控工程

新建井场均采用橇装化、模块化设计，实现无人值守、无人操作、远程控制的自动化控制水平。新建井场均设置 1 套远程终端单元（RTU），15 口注气井现有 RTU 控制系统扩容，阀组站生产数据、井场生产数据等通过通信设备传输到满深油气运维中心，并上传至哈得采油气管理区调控中心进行统一监控及管理。

3.3.4.5.4 通信工程

本项目新建 5 座采油井场，新建通信光缆 21.5km，本工程新建光缆共 5 条，采用与工艺管道同沟直埋的方式进行敷设，局部采用单独直埋的方式进行敷设。

新建 5 座采油井场配套建设标准通信系统，包含数据传输系统（自控数据、视频数据、火灾报警数据、电力数据）、工业电视系统、火灾自动报警系统、光缆线路，安防系统等。

3.3.4.5.5 消防工程

新建采油井场属于五级站，不设消防给水系统，按需求配置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备，每座井场设 4 具 MF/ABCE8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器（2 具灭火器为 1 箱）。

3.3.4.5.6 暖通

本项目施工期间生活区供暖方式采取电采暖，井场泥浆系统的保温伴热利用生物质锅炉所产蒸汽实现，燃油锅炉备用。

运营期无需新增热工设备及管网建设。

3.3.4.5.7 道路及运输

本项目各站均有砂砾石道路作为依托。本次计划新建各单井进场道路共计 3.09km，起点为各单井井场，终点为已建道路衔接处，采用砂石路面。

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 满深联合站（富源联合站）

（1）基本情况

满深联合站于 2023 年 11 月建成投产，是富满油田南部新区新建的 1 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠北缘富满油田内，占地面积 $17.47\times10^4m^2$，设计原油处理规模 $200\times10^4t/a$，天然气处理规模 $240\times10^4m^3/d$，采出水

处理规模 1500m³/d。满深联合站包含在《富满油田奥陶系碳酸盐油藏开发地面骨架工程》中，新疆维吾尔自治区生态环境厅 2022 年 4 月 24 日以（新环审〔2022〕71 号）予以批复，2024 年 10 月 20 日完成自主验收工作。满深联合站已于 2023 年 11 月 13 日申请取得排污许可证（许可证编号：91652800715549l1XG115Q）。

（2）工艺流程

①原油处理流程

满深联合站原油处理工艺包括气提脱硫、热化学沉降脱水和负压闪蒸稳定三个部分，各单井及混输管道汇集的采出液进站进行气液分离，分离出的液相与富满油田接转站来液混合后计量，进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换，经过换热后的原油在气提塔内净化脱硫，自气提塔底部的脱硫原油通过提升泵进入热化学脱水球罐中进行脱水，分离后的油相从球罐中部出来后进入原油稳定塔中，利用压缩机抽气，将原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进入外输系统输送至哈一联。

②天然气处理流程

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、ManS、富源II转油站。低压气进站进行气液分离，分离出的气相与中压气混合，再次气液分离，分离出的液相返回原油处理系统，分离出的气相增压后进入过滤分离器过滤，随后进入 MDEA 吸收塔脱硫净化，净化后的湿天然气通过一级烃气换热器与二级烃气换热器过来的低温混烃热交换后，进入三相分离器进行气、水分离，分离出的气相进入二级烃气换热器与低温分离器过来的低温混烃进行热交换后进入预冷分离器，分离出的气相经丙烷制冷撬降温后进入低温分离器，分离出的低温干气经过气气换热器换热后复热进入外输系统输送至哈一联。

③采出水处理流程

满深联合站采出水处理系统总设计能力 1500m³/d，采取“压力除油+过滤+沉降”处理工艺，原油系统来水根据水质情况向管道中注入絮凝剂或破乳剂，然后进入压力缓冲除油装置中进行水量、水质调节，经初步沉降去除大部分浮油和大颗粒悬浮

物。压力缓冲除油装置出水经污水提升泵提升至压力式聚结除油装置，装置内装有粗粒化提料，使细微油珠聚结成大颗粒。压力缓冲除油装置和压力式聚结除油装置顶部收集的浮油经管道自流至原油系统零位罐。处理达标后的水进入净化水缓冲罐，出水口设置杀菌剂加药点，对外输水进行杀菌处理，最终净化水经外输调水泵输送至调水管道最终回注地层。

④满深联合站供水系统

拟建工程用水依托满深联合站内现有供水系统。联合站用水来源于沙雅县城乡水厂，供水规模为 3700m^3/d，实际生产使用负荷约 400mm^3/d，负荷富裕 3300m^3/d。水厂来水首先进入站内水处理间一级多介质过滤器过滤掉水中的泥沙等，然后进入 2 座 1500m^3 消防及生产生活水罐暂存，可满足拟建工程用水需求：用量包括新鲜水 164m^3/d。

满深联合站除盐水系统采用反渗透装置制水，设计产水能力为 360m^3/d，实际生产使用负荷约 130m^3/d，负荷富余 230m^3/d。反渗透装置排污水排入公寓一体化生活污水处理，满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 中 C 级排放标准后用于联合站和倒班公寓植被绿化。拟建工程除盐水用量 15.3m^3/d（蒸汽发生器补水），已建除盐水系统满足扩建后全站供水需求。

满深联合站已建有除氧水系统，设有全自动常温过滤式除氧器一台（采用特制海绵铁滤料）及除氧水箱一座（容积 12m^3），连续出水量 4m^3/h，除氧水装置排污水排入公寓一体化生活污水处理，满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 中 C 级排放标准后用于联合站和倒班公寓植被绿化。现有设施无除氧水需求，除氧水系统可满足拟建工程用水需求：除氧水 15.8m^3/d（凝结水补水）

（3）依托可行性

①原油依托可行性分析

本项目部署 5 口井（ManS3-H14 井、ManS301-H2 井、ManS503-H9 井、ManS502-H10 井、ManS502-H9 井）的原油处理依托满深联合站原油处理系统处理，设计处理规模为 200×10^4t/a，预计剩余处理能力为 200×10^4t/a，本工程新建 5 口井新建产能 6.6×10^4t/a，依托可行。

②采出水依托可行性分析

本项目新增 5 口井（ManS3-H14 井、ManS301-H2 井、ManS503-H9 井、ManS502-H10 井、ManS502-H9 井）的采出水依托满深联合站采出水处理系统处理，设计处理规模 1500m³/d，预计剩余处理能力为 1500m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中指标要求。本工程采出水量最大的约 48.87t/d，依托可行。

③天然气依托可行性分析

本项目新增 5 口井（ManS3-H14 井、ManS301-H2 井、ManS503-H9 井、ManS502-H10 井、ManS502-H9 井）的天然气依托满深联合站天然气处理系统处理，设计处理规模 240×10⁴m³/d，预计剩余处理能力为 240×10⁴m³/d，本工程部署 5 口井最高日产气 20.72×10⁴m³/d，依托可行。

表 3.3-15 本项目原油、采出水处理、天然气依托满深联合站可行性分析

产能	设计规模	实际建设规模	预计剩余处理能力	本工程新增处理量	可行性
原油	200×10⁴t/a	200×10⁴t/a	200×10⁴t/a	6.6×10⁴t/a	依托可行
采出水	1500m³/d	1500m³/d	1500m³/d	48.87t/d	依托可行
天然气	240×10⁴m³/d	240×10⁴m³/d	240×10⁴m³/d	20.72×10⁴m³/a	依托可行

由上表可知，满深联合站处理能力可满足本工程生产需求。

3.3.4.6.2 哈四联合站

（1）基本情况

哈四联位于哈得油田中部，占地约 8.2hm²，是哈得油田第 1 座联合站，于 2000 年投产。原新疆维吾尔自治区环境保护局 2000 年 9 月 28 日以（新环自函〔2000〕194 号）予以批复，于 2001 年 10 月 22 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收。哈四联一次扩建工程包含于 2005 年 4 月 26 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅的《中石油塔里木石油分公司哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响评价报告书》中，于 2007 年 10 月 22 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收；哈四联二次扩建工程包含于 2015 年 5 月 4 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅的《中国石油塔里木油田分公司哈得逊油田开发调整方案环境影响报告书》中，于 2025 年 3 月 12 日通过自主验收。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 100×10⁴t/a，清水处理能力 2000m³/d，污水处理能力 9100m³/d，注水能力 7000m³/d，伴生气处理能力 10×10⁴m³/a，淡化水处理能力 240m³/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。

（2）工艺流程

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

工艺流程见图 3.3-7。

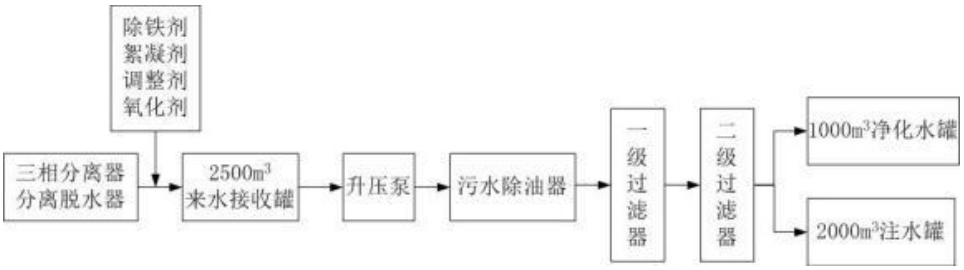

图 3.3-7 哈四联污水处理系统工艺流程简图

本项目每年产生井下作业废水（1.647m³/d）601.265t/a，依托哈四联污水处理系统处理可行。

表 3.3-16 本项目井下作业废水依托可行性分析

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	井下作业废水	9100m³/d	6900m³/d	76%	2200m³/d	1.647m³/d	可依托

3.3.4.6.3 富源 7 井废液处理站

（1）基本情况

富源 7 井废液处理站位于尉犁县，收集周边区域钻试修过程中产生的固废及废液。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），于 2026 年 6 月完成自主验收。

（2）钻试修废水处理工艺

富源 7 井废液处理站钻试修废水处理规模 720m³/d，钻试修废水处理工艺简介如下：

采取氧化破胶+混凝调质+气浮分离+多级过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的指标要求，用于油田油层回注用水。

废水处理工艺主要包括氧化破胶+混凝调质+气浮分离+多级过滤等工序，具体流程见图 3.3-8。

图 3.3-8　富源 7 井废液处理站钻试修废水处理工艺流程图

（3）依托可行性

本项目东北距离富源 7 井废液处理站约 74km，废液在进站后先进入废液存储罐中暂存，在进入装置处理之前，可根据来水的差异性进行调配水质。废液处理站设备采用撬装化设施，本项目钻井后期才开展酸化压裂工作，时间上可以衔接，依托可行。

本项目每年产生井下作业废水（1.647m³/d）601.265t/a，依托哈四联污水处理系统处理可行。

表 3.3-17 本项目井下作业废水依托可行性分析

产能	设计规模	现状处理量	预计剩余处理能力	本工程新增处理量	可行性
污水处理	720m³/d	0m³/d	720m³/d	1.647m³/d	依托可行

3.3.4.6.4 库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂

库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂于 2019 年 5 月 16 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于阿克苏地区静脉产业园（东区）一生活垃圾焚烧发电 PPP 项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2019〕9 号），2021 年 12 月 9 日开始试运营，于 2022 年 12 月完成环保验收工作。生活垃圾焚烧发电厂位于阿克苏地区静脉产业园（东区）内，库车市垃圾填埋场西南侧，国道 G3012 库车东立交出口北侧空地上，占地面积为 50009.79m²（约 75 亩）。生活垃圾焚烧发电厂设计

日处理生活垃圾 600 吨，配置 2 台 300t/d 的垃圾焚烧线和 1 台 10MW 汽轮发电机组，包括垃圾接收系统、焚烧处理线、烟气处理装置、灰渣输送系统、余热回收系统、汽轮发电机组、灰渣处理系统、渗滤液收集处理系统等。现状日处理生活垃圾 400 吨，本项目施工期撬装化污水处理装置污泥及生活垃圾产生量约为 25.5 吨，可满足项目处理要求。

本项目产生的撬装化污水处理装置污泥及生活垃圾依托该公司处理可行。

3.3.4.6.5 哈得采油气管理区危废贮存库

哈得采油气管理区危废贮存库位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，西北距哈德墩村 17.6km 处。

2022 年 5 月，河北省众联能源环保科技有限公司编制了《哈得油气开发部环保设施完善工程环境影响报告表》，2022 年 6 月 14 日，阿克苏地区生态环境局以“阿地环函字（2022）311 号”通过审批。危废贮存库于 2022 年 7 月 1 日开工，2023 年 4 月 30 日竣工，2024 年 7 月 2 日《哈得油气开发部环保设施完善项目竣工环境保护验收监测报告》通过专家评审，取得专家评审意见。

危废贮存库主要建设内容为：新建危废暂存间 2 座，总占地 8460m²，配套应急、消防、防渗及照明等工程，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s。危废贮存场主要存放含油污泥（071-001-08）、废旧油桶（900-249-08）、废油漆桶（900-041-49）、废铅蓄电池（900-052-31）。危险废物贮存规模为：含油污泥最大暂存量为 60t（桶装），废旧油桶最大暂存量为 4t，废油漆桶最大暂存量为 2t，废铅蓄电池最大暂存量为 3t。危险废物定期委托新疆金派环保科技有限公司、新疆沙运环保工程有限公司等有资质单位运输及处置。

本项目落地油产生量为 1.4t/a、废防渗材料产生量为 1.75t/a、废润滑油桶产生量为 0.042t/a，废变压器油产生量为 0.25t/a，哈得采油气管理区危废贮存库中含油污泥年最大储存量 60t、废润滑油桶年最大储存量 4t，目前尚有较大暂存余量。因此，哈得采油气管理区危废贮存库可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

拟建项目与依托工程位置关系见图 3.3-9。

图 3.3-9　　拟建项目与依托工程位置关系示意图

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

本项目施工期建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程、管道工程等，项目属于滚动开发区块建设项目，施工建设周期预计为 12 个月。

本项目施工期工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1.1 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和钻井井场。

（1）进场道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及防护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于沙雅县周边的砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本次修建进场道路合计约 3.09km，砂石路路基宽度为 4.5m。

（2）井场建设

根据井场平面布置，施工按以下流程进行：首先对井场进行初步平整；随后采用挖掘机开挖岩屑池、放喷池等池体，开挖产生的土方直接用于井场平整作业；同步开展钻机井架等设备及各橇装化装置的基础建设；最后由车辆拉运砾石对井场进行全面铺垫。

钻前工程废气污染源主要包括施工扬尘、施工机械和车辆尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；废水主要为生活污水，生活污水在生活污水池暂存，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》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准，用于荒漠灌溉；噪声主要为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，本次钻井目的层为奥陶系一间房组、鹰山组。目的层设计使用旋转导向工具钻进，若目的层漏失，则根据堵漏剂粒径评估是否改用单扶稳斜钻具组合钻进。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。项目钻井过程中需使用水基泥浆、磺化泥浆和油基泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1m 左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，钻遇非含油气砂岩层时多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为油气田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环孔内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

钻井工程主要废气为机械设备及运输车辆尾气、柴油发电机废气、锅炉烟气等，机械设备及运输车辆尾气、柴油发电机废气可通过优先采用网电、加强机械设备和车辆维护等措施减少其产生量，生物质锅炉烟气经旋风除尘+布袋除尘器处理后排放，启用燃油锅炉时采用低硫油为燃料。废水包括钻井废水、锅炉排污水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；锅炉排污水用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制；生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理达标后用于荒漠灌溉。噪声主要为施工机械和车辆噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。

本工程产生的岩屑随钻井泥浆带出，采用“泥浆不落地”工艺收集，泥浆排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；聚合物体系废弃钻井岩屑和泥浆经干化满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于井场平整；聚磺体系钻井岩屑在井场环保罐暂存，现场处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。

锅炉灰渣由钻井队集中收集后送至周边固废填埋场填埋；废布袋由厂家回收处理；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物收集后分类暂存于橇装式危废贮存点，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.4.1.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为射孔、酸化压裂、测试放喷等。

（1）射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中储层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

（2）酸化压裂

储层改造工程以酸化压裂作业为核心。作业前，所需酸液利用密闭罐车拉运至井场；以黄原胶等为主的压裂液添加剂，则通过在线混配车实现环保型交联压裂液的现场连续、精准配制。施工按工艺设计分段实施酸化疏通与压裂造缝。作业产生的返排液利用专用罐收集后，运至富源 7 井废液处理站处置。

对已钻遇的缝洞体，实施中小规模酸压以有效疏通现有通道；对未直接钻遇的储集体或低渗区，则采用大规模深度酸压或缝口暂堵转向工艺，以沟通更远的储层空间。对于底水发育的储层，为控制裂缝高度、避免沟通水层，则需采用控缝高避水酸压技术。

（3）测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程产生的废气包括酸化压裂废气、放喷天然气燃烧废气等；废水主要为生活污水及酸化压裂返排液，生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理达标后用于荒漠灌溉，酸化压裂返排液采用专用废液收集罐，运至富源 7 井废液处理站处置；噪声包括压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声等，通过定

期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物主要为生活垃圾，集中收集后送至库车景胜新能源环保有限公司处理处置。

钻前工程、钻井工程及储层改造工程施工工艺流程及产污环节示意图见图 3.4-1。

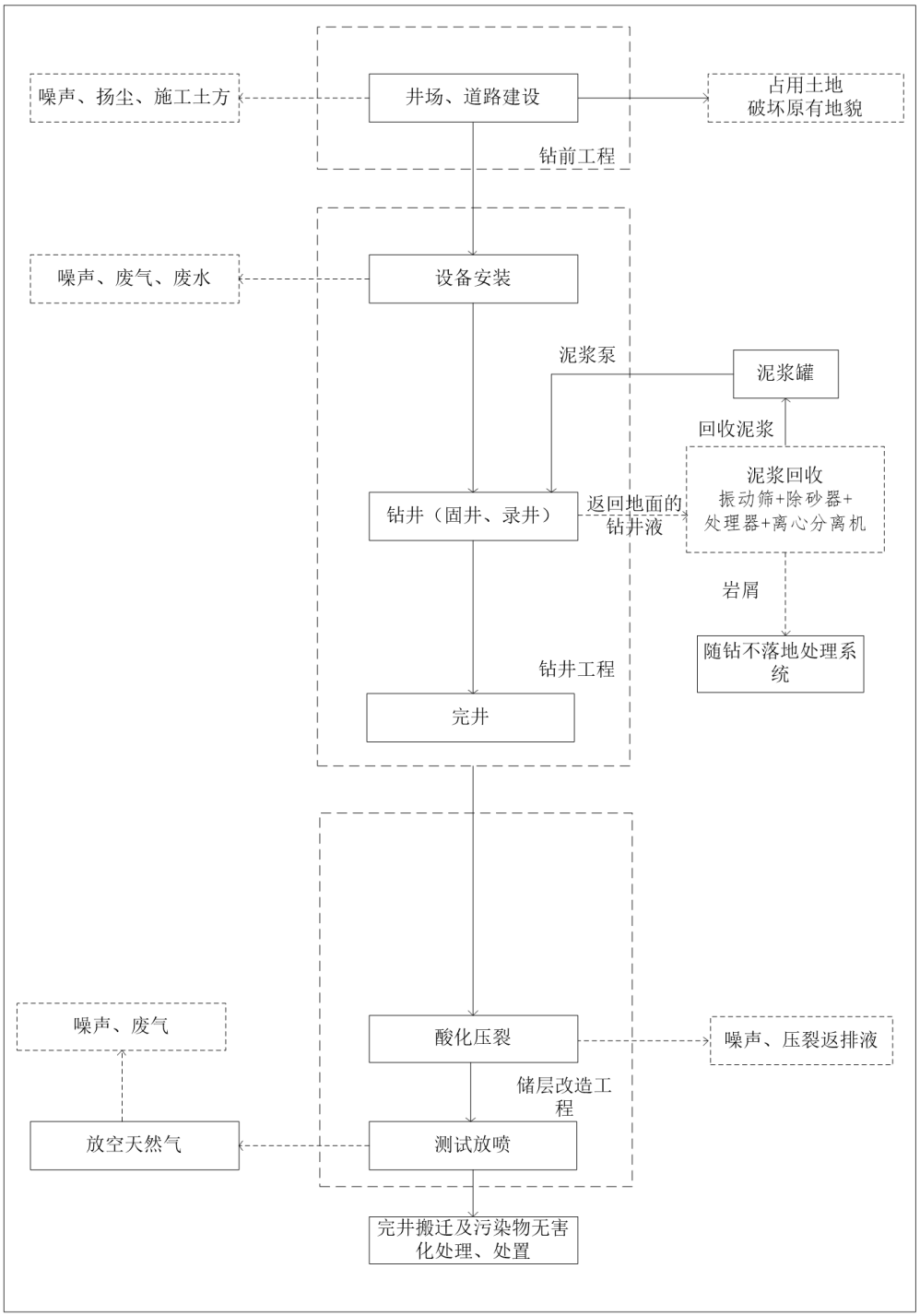

图 3.4-1　钻前工程、钻井工程及储层改造工程施工工艺流程及产污环节示意图

3.4.1.1.4 油气集输工程

（1）井场站场建设

本项目井（站）场地面工程施工内容主要包括场地清理平整，设备安装以及井场、站场内管线连接等。施工流程为准备→建设→安装→调试→验收。

施工准备：完成场地清理平整、放线，搭建临时设施，检验进场材料与设备；

土建基础：建设设备基础，完成场地硬化、排水沟等辅助设施施工；

设备安装：就位并固定橇装设备及辅助设备，焊接/连接井场、站场管线，完成压力试验；

辅助系统：敷设电气与自控线路，安装仪表、消防及环保设施，确保安全与功能配套；

调试验收：进行单机及联动调试，验证设备与系统协同运行及自控功能，收尾后进行工程验收。

井（站）场地面工程施工过程中废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，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，焊接作业时使用无毒低尘焊条；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，收集后统一清运至库车景胜新能源环保有限公司处理。

（2）管道敷设

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管线施工工艺流程详见图 3.4-2。

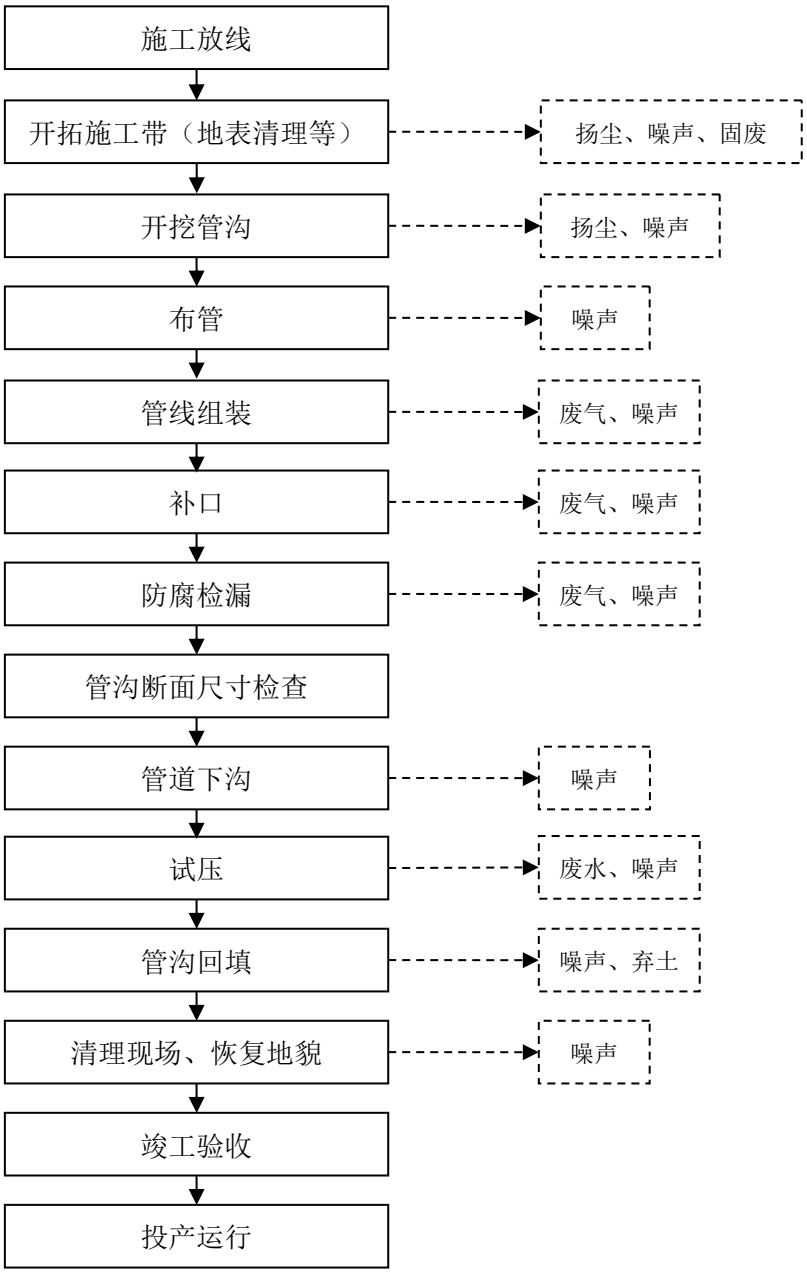

图 3.4-2　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

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

本项目管道工程施工时，施工作业带宽度考虑为 9m，施工作业带范围内对于影响机具通行或施工作业的杂物等应进行清理，沟、坎应予平整，有积水的低洼地段应排水填平。施工期间可充分依托区块已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 9m 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

管沟开挖应遵照施工时序施工，土建工程尽量避开雨天施工。施工过程中注意临时挡护和排水，增加水土保持的临时措施布置。对不同的土质，在开挖时应考虑施工机械的侧压、震动、管沟暴露时间等因素。

本项目考虑采用机械开挖+人工开挖的组合方式，管沟沟底宽度为 0.8m，边坡比取 1:0.75。临时弃土堆放距管沟开挖边缘应有一定距离，建议距管沟边缘距离至少不小于管沟的深度，以免引起沟壁垮塌，等施工图设计进行详细勘察后再具体调整。

有地下设施或石方地段宜先开挖管沟，每段回填后应及时进行水工保护施工。

施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

④管线组装

玻璃钢管现场接头宜采用承插粘接、法兰或专用机械式接头，接口不得承受附加弯矩及剪切荷载；玻璃钢管与钢管异材过渡必须采用钢塑转换接头，严禁管材直接对接，钢管侧焊接时应采取隔热降温措施，避免高温损伤玻璃钢端，金属段按管线防腐等级实施防腐处理。

管道连接作业完成后，应对接头外观、同轴度、密封面质量进行全数检查；隐蔽覆土前，按照规范要求开展分段压力试验及密封性检测，试验介质、稳压时间、合格判定标准严格执行对应非金属管道规范条款，接头部位无渗漏、无异常变形方可判定连接合格。

⑤管道下沟

沙雅地区冻土层最大厚度为 0.92m，管道一般要求敷设于冻土层以下。但考虑到管道泄漏后可能发生较严重的后果，综合考虑管道运行安全，管顶埋深不小于 1.2m。

管道的焊接、无损检测、补口完成后，应及时下沟。不能及时下沟时，应采取措施防止滚管。下沟前，应复查管沟深度，清除沟内塌方、石块、积水、冰雪等异物。

管道应使用吊管机等起重设备进行下沟，不得使用推土机或撬杠等非起重机具。吊具应使用尼龙吊带或橡胶滚轮吊篮，不得直接使用钢丝绳。当采用吊篮下沟时，应使用吊管机下沟，起吊高度以 1m 为宜，吊管机使用数量不宜少于 3 台，起吊点间距不应超过 12m。管道下沟过程中，应使用电火花检漏仪检查管道防腐层，检测电压应符合设计及现行有关标准的规定，如有破损或针孔应及时修补。

管道施工示意图见图 3.4-3。

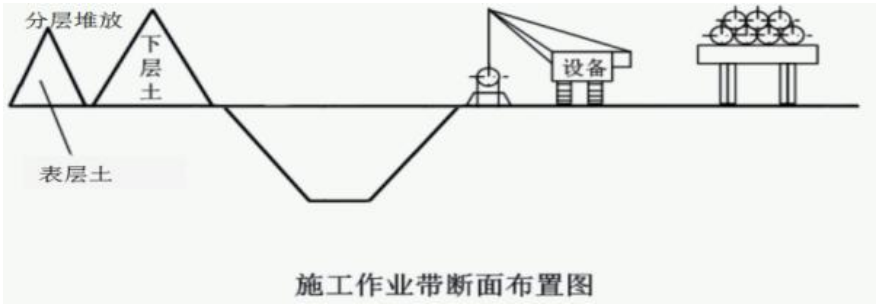

图 3.4-3　　管道施工示意图

⑥清管、试压

清管：新建集输管道试压前应进行清管和吹扫，清管次数不少于 2 次，吹扫气体速度不小于 20m/s，应确保将管道内的污物清除干净。

试压：管道强度试压采用洁净水。对于玻璃钢管，其试压用的洁净水，管道强度试验压力为 1.25 倍设计压力，稳压时间 4h，管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格。管道严密性试验压力为 1 倍设计压力，稳压时间为 24h，当管道无渗漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MPa 时为合格。

管道试压合格后，采用干燥无油的压缩空气对管道进行吹扫，以不再排出游离水为合格。

⑦穿越工程

a.已建管道和已建光纤、电缆穿越

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

b.道路穿越

本项目集气管线施工期间，需穿越油田内部道路 46 次，穿越长度 688m；穿越沥青路时采用采用顶管方式穿越，套管采用钢套管进行保护，套管规格采用 Q235B 低压流体输送用焊接钢管。

穿越砂砾石路时，推荐采用开挖+套管方式穿越，套管采用钢套管进行保护，套管规格采用 Q235B 低压流体输送用焊接钢管。

穿越道路时，保护套管顶距路面的间距不小于 1.2m，距道路边沟底面不小于 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，同时满足管理部门要求。

⑧管沟回填

管道敷设保温补口结束后回填，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。

若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。

管线工程施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程中使用合格无毒焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，试压结束后可用于洒水抑尘；固体废物包括管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废

渣等施工废料，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

3.4.1.2 运营期

3.4.1.2.1 油气开采

（1）油气开采

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+注气开发。

①衰竭式开采

地下油气通过井场采油树节流后，通过单井集输管线输至就近阀组/转接站，最终输送至满深联合站进行处理。

②注气

地层能量降低后本项目将根据注气开发指标选取 15 口注氮井进行注气开采。本项目注气依托第三方。

3.4.1.2.2 油气集输

本次新部署的 5 口采油井（新钻井），均采用气液混输工艺。

新建采油井场产能通过新建管线输至阀组站，经多相流流量计轮井计量后进入生产汇管，油气混输至满深 2 接转站，在满深 2 接转站内油气分离后分输至满深联。

油气开采及集输工艺流程图见图 3.4-4。

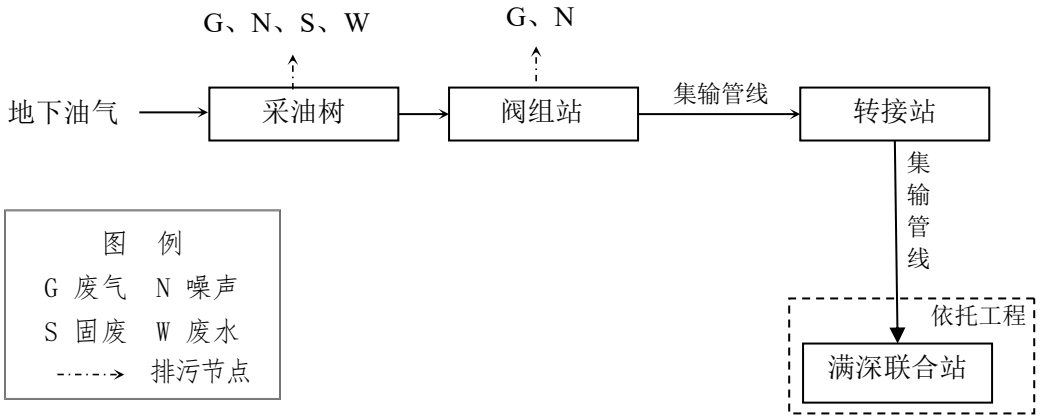

图 3.4-4 油气开采及集输工艺流程图

3.4.1.2.3 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。修井时一般需要将井管全部拔出，以便更换损坏的井管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

本项目运营期废气污染源主要为井场无组织废气，采取管道密闭集输工艺，通过加强设备管理、加强检修和维护等措施从源头减少阀门等处的泄漏挥发；废水污染源主要为采出水和井下作业废水，采出水经管道集输至满深联合站处理，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关标准后回注地层；噪声污染源主要为采油树等设备运行产生的噪声，可采取基础减振等降噪措施；固废污染源主要为井下作业、油气开采及集输过程产生的落地油和场地清理环节产生的废防渗材料，落地油和废防渗材料均属于危险废物，收集后交由有危废资质单位接收处置。

3.4.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。井场停采后需进行封井处理，井场及站场内的各类设备设施均应迁出现场。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

井场及站场内的工艺设备及橇装化设施可根据其运行状态结合油气田生产需求入库保存或转移至其他站场继续使用。

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

3.4.2 施工期环境影响因素分析

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

3.4.2.1 生态影响因素

道路建设、井场施工以及管线开挖等过程中均需要占用土地，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。

本项目占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。临时占地主要为管线和电力线施工、施工便道等的临时占地，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、通井场道路等的永久占地。

根据估算，本项目总占地约 55.429hm^2，其中永久占地 0.925hm^2、临时占地 54.504hm^2，详见表 3.4-1。

表 3.4-1　　项目占地情况一览表

序号	工程内容	新增占地面积（hm^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	0.8	6.2	7	单座井场永久占地为 40m×40m；钻井期井场临时占地面积为 140m×100m，新建井场共计 5 座，井场区域现状土地利用类型为未利用土地。
2	施工营地	0	1.75	1.75	5 个，生活区占地面积 50m×70m
3	集输管线	0	43.38	43.38	新建集输管线 48.2km，作业带宽度按 9m 计；管线沿线现状土地利用类型为未利用土地。

4	供电工程	0.125	1.32	1.445	新建 35kV 架空线路 0.75km，新建 10kV 架空线路 1.2km，电力线路沿线现状土地利用类型为裸土地。
5	道路	0	1.854	1.854	施工便道长度 3.09km，路面宽度 6m。施工便道沿线现状土地利用类型为未利用土地。
合计		0.925	54.504	55.429	

3.4.2.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、测试放喷废气、储层改造废气、焊接废气、施工机械及车辆尾气、锅炉烟气等。

①施工扬尘

施工扬尘主要产生于场地清理平整、池体开挖、管沟开挖、车辆运输等过程，场地清理平整、池体开挖、管沟开挖等作业周期较短，通过采取洒水抑尘，控制运输车辆行驶速度，加强开挖土方管理等措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②测试放喷废气

拟建项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放喷，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。

③储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

④机械、车辆尾气和焊接烟气

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_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运

输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械和车辆尾气、焊接烟气对周围大气环境的影响是有限的。

⑤锅炉烟气

钻井期冬季泥浆系统伴热采取生物质锅炉加热工艺，生物质锅炉烟气污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_x 等，生物质锅炉烟气采取低氮燃烧+袋式除尘处理后通过 8m 高排气筒排放。

①生物质耗量

本项目生物质锅炉生物质耗量计算公式如下：

$$A=\frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中：A 为生物质耗量，kg；

P 为生物质锅炉功率，MW，取 1.75MW（2.5t/h）；

ε为生物质锅炉热效率，生物质锅炉取 85.4%；

Q_L 为固体燃料收到基的低位热值，MJ/kg，根据生物质成分取 16.11MJ/kg；

t 为生物质锅炉运行时间，h。

本次评价按照最不利工况进行评价，每座井场生物质锅炉每小时生物质消耗量为 458kg/h，每天运行时间按最长 20h，每天燃料消耗量约为 9.2t，本项目钻井期间（5 口新钻井和 2 口侧钻井）冬季采用生物质锅炉加热的最大时间（即钻井期全部在冬季）共计钻井时间 848 天，则钻井期生物质成型颗粒最大消耗量 7802t。

②标干烟气量

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中表 5 中燃生物质锅炉基准烟气量核算方法中的经验公式估算法进行核算：

Vgy=0.393Qnet, ar+0.876（Qnet, ar≥12.54MJ/kg, Vdaf≥15%）

式中：Vgy—基准烟气量，（标 m3/kg）

Qnet，ar—燃料的低位发热值，MJ/kg，拟建项目燃料热值 16.11MJ/kg；

根据上面计算得出本项目生物质蒸汽锅炉的烟气量产生系数为 7.20723Nm^3/kg－燃料，则生物质蒸汽锅炉烟气量为 3301Nm^3/h。

③颗粒物

燃生物质锅炉颗粒物（烟尘）排放量按以下列公式计算：

$$E_A=\frac{R\times\frac{A_{ar}}{100}\times\frac{d_{fh}}{100}\times\left(1-\frac{\eta_c}{100}\right)}{1-\frac{C_{fh}}{100}}$$

式中：EA——核算时段内颗粒物（烟尘）排放量，t；

R——核算时段内锅炉燃料耗量，t（1100t/钻井期）；

Aar—收到基灰分的质量分数，%（7.22）；

dfh——锅炉烟气带出的飞灰份额，%（本项目使用的沸腾炉属于流化床炉的一种飞灰份额，40%～60%，取 50%）；

ηc——本项目采用袋式除尘器，%（根据《锅炉产排污量核算系数手册》-4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产污系数表－取值 99.7%）；

Cfh——飞灰中的可燃物含量，%（取 14%，参考《桉树类生物质燃烧飞灰可燃物含量分析方法研究》（第 35 卷第 2 期 2015 年 2 月）中的结论）。

由此计算得生物质锅炉烟气中颗粒物排放速率为 0.0577kg/h，排放浓度为 17.47mg/m^3，排放量为 0.979t/钻井期。

④二氧化硫

$$E_{SO2}=2R\times\frac{S_{ar}}{100}\times\left(1-\frac{q_4}{100}\right)\times\left(1-\frac{\eta_s}{100}\right)\times K$$

式中：ESO_2——核算时段内二氧化硫排放量，t；

R——核算时段内锅炉燃料耗量，1100t/钻井期；

Sar——收到基硫的质量分数，%，0.021%

（Sar=Sd×（100−Mar）/100=0.022×（100-6.48）/100）；

q4——锅炉机械不完全燃烧热损失，%（5%～15%，取 10%）；

ηs——脱硫效率，%（0%）；

K——燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，量纲一的量（0.30～0.50，取 0.40）。

计算可知本项目生物质锅炉烟气中二氧化硫排放量为 1.057t/钻井期，排放速率为 0.0623kg/h，排放浓度为 18.87mg/m^3。

⑤氮氧化物

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，生物质锅炉氮氧化物产污系数为 1.02kg/t，低氮燃烧去除效率为 30%，则本项目生物质锅炉氮氧化物排放速率为 0.327kg/h，排放浓度为 99.06mg/m^3，排放量为 5.571t/钻井期，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 2 燃气锅炉标准限值要求。

综上，钻井期生物质锅炉烟气各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 2 燃气锅炉标准限值要求；钻井期生物质锅炉烟气中二氧化硫排放量为 1.057t、颗粒物排放量为 0.979t、氮氧化物排放量为 5.571。

钻井结束后生物质锅炉随井队搬迁，从影响范围和程度来看，生物质锅炉烟气对周围大气环境的影响是有限的。

（2）废水污染源

施工期产生的废水包括钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水、锅炉排污水以及生活污水。

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有 pH、悬浮物、COD 等。井场产生的钻井废水约为 0.06m^3/m，本项目钻井总进尺为 43096m，产生的钻井废水量约为 2585.76m^3。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

②酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废水中主要含有石油类、SS 等。根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂废水返排率为 60%左右，项目钻井过程中单井井场改造液量为 1000m^3，则本项目酸化压裂废水产生量为 4200m^3。酸化压裂返排液排入回收罐运至富源 7 井废液处理站处置。

③管线试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目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 2.6m³ 计算，本项目各类管线共计 48.2km，试压废水约为 125.32m³，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。

④锅炉排污水

生物质锅炉排污水水量约为 0.3m³/d，水质简单，污染物主要为 SS、COD 及含盐量，可用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制。

本项目每座钻井设置 1 台 2.5t/h 生物质锅炉，所需蒸汽量约 2.5t/h，根据《热力输送系统节能监测》（GB/T 15910-2009）规定了蒸汽系统的节能监测项目，蒸汽损耗率按 5%计，损耗量为 3m³/d（锅炉每天运行 24h），其余蒸汽冷凝后（57m³/d）回用于锅炉蒸汽生产，则单井钻井期蒸汽损耗补水量为 420m³（按完井周期为 140d 计）。

⑤生活污水

井场工程井队人数约 60 人，单座新井钻井完井周期 138 天，单座侧钻井钻井完井周期 79 天，按生活用水量 100L/d 人计，生活用水量总计约 5088m³，生活污水产生量按用水量的 85%计算，则施工期生活污水总产生量为 4324.8m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS，其浓度分别为 400mg/L、200mg/L、25mg/L、220mg/L，各污染物的产生量分别为 1.729t、0.865t、0108t、0.951t。生活污水在生活污水池暂存，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，用于荒漠灌溉。

（3）固体废物污染源

本项目施工期产生的固体废物包括施工过程中产生的施工土石方、钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、锅炉灰渣、废布袋、生活垃圾、撬装式污水处理站污泥等。

①土石方

井场工程区：井场工程区土石方工程量主要来自场地找平、池体开挖、设备基础建设、砂砾石压盖等施工过程。土石方开挖量约为 1.05 万 m³，借方量约为 0.015 万 m³，填方量约为 1.145 万 m³。根据工程设计，挖方全部用于井场工程区地面的平整，无弃方产生。井场工程施工完成后需对裸露地面进行砂砾石压盖等措施处理，

砂砾石压盖厚度约 10cm，合计需砂砾石约 0.08 万 m^3，所需砂砾石外购自周边砂石料厂。

管道工程区：结合项目所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.2m，管沟深度按 1.5m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:0.75，管沟开挖长度为 48.2km，合计挖方约 13.376 万 m^3，所有挖方全部用于管沟回填，无弃方。管道工程区借方主要为管道下细沙垫层土方，借方量约为 0.386 万 m^3；回填土方量约为 13.762 万 m^3。

道路工程区：通井场道路路面结构层为土路基+25cm 砂砾料，路基宽度为 6m，路面宽度为 4.5m，道路长度为 3.09km，路基开挖深度为 0.5m，合计开挖土石方量为 0.927 万 m^3，借方量为 0.348 万 m^3，填方量为 1.275 万 m^3。路面回填所需砂砾料外购自周边砂石料厂。

输电线路区：根据建设单位提供的资料，本项目新建输电线路约 1.95km，开挖土石方量约为 0.012m^3，借方量为 0.0012 万 m^3，回填土石方量约为 0.0132 万 m^3，无弃方产生。

综上所述，本项目挖方量共计约 15.365 万 m^3，借方量共计约 0.8302 万 m^3，填方量共计约 16.1952 万 m^3。项目不设置取/弃土场，借方均外购自周边砂石料厂。拟建项目土石方平衡具体见表 3.4-2。

表 3.4-2　　土石方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方		弃方	
			数量	来源	数量	去向
井场工程区	1.05	1.145	0.095	外购自周边砂石料厂	0	—
管道工程区	13.376	13.762	0.386		0	—
道路工程区	0.927	1.275	0.348		0	—
电力线路工程区	0.012	0.0132	0.0012	—	0	—
合计	15.365	16.1952	0.8302	—	0	—

②钻井泥浆

根据计算，本项目钻井泥浆量为 5503m^3，其中聚合物泥浆量为 2380m^3，磺化泥浆量为 3123m^3，根据设计资料，泥浆循环量为 95%，则废弃钻井泥浆产生量为 275.2m^3，其中聚合物废弃钻井泥浆产生量为 119m^3，磺化泥浆产生量为 156.2m^3。

钻井期间一开至二开上部使用膨润土聚合体系泥浆，三开、四开及侧钻采用聚磺体系泥浆。井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”进行固液分离，泥浆分离后进入泥浆罐循环使用，使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用；聚合物体系钻井岩屑和废弃泥浆排入防渗岩屑池干化，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化钻井岩屑和废弃泥浆在井场环保罐暂存，通过现场无害化处理，经检测各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times\alpha$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——不同开次对应的钻头直径，m；取平均值 0.3m；

h——不同开次对应的钻尺深度，m；新井平均进尺为 8276m；侧钻井平均进尺为 858m；

α——膨胀系数，取 2.2。

根据计算，本项目钻井期内产生的岩屑量共 7078m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 3775m^3，聚磺泥浆钻井岩屑 3303m^3。

钻井期产生的岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配置；废弃聚合物泥浆和钻井岩屑经干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化岩屑和废弃泥浆在井场环保罐暂存，通过现场无害化处理，

经检测各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。

④施工废料

根据调查，集输工程施工过程中管材边角料、焊接废渣等施工废料的产生系数约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线约 48.2km，施工废料产生量约为 9.64t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

⑤锅炉灰渣

生物质锅炉灰渣属于一般固体废物，其产生量采用《污染源源强核算技术指南锅炉》（HJ 991-2018）中 8.1 物料衡算法计算：

$$E_{hc}=R\times\left(\frac{A_{ar}}{100}+\frac{q_4\times Q_{net,ar}}{100\times 33870}\right)$$

式中：E_{hc}——核算时段内灰渣产生量，t，根据飞灰份额 d_{fh} 可分别核算飞灰、炉渣产生量；

R——核算时段内锅炉燃料消耗量，t；本项目钻井期间燃料使用最大量约为 7802t。

A_{ar}——收到基灰分的质量分数，%，本项目取 7.22%；

q_4——锅炉机械不完全燃烧热损失，%，本项目取 10%；

$Q_{net,ar}$——收到基低位发热量，kJ/kg，生物质成型燃料热值为 16.11MJ/kg。

经计算得，本项目钻井期生物质锅炉灰渣最大产生量为 934.4t/钻井期，由钻井队集中收集后送至周边固废填埋场填埋。

⑥废布袋

用作颗粒物除尘的布袋除尘器破损时需更换布袋，产生量约为 0.1t/井（共 0.7t），产生后由厂家回收处理。

⑦废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，废机油属于危险废物，废物代码为 900-214-08，采用钢制铁桶收集后暂存于橇装式危废贮存点，最终由有资质的单位接收处置。类比同区域钻井工程，拟建项目钻井 7 口，废机油产生量预计为 2.1t。

⑧废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，烧碱废包装袋属于危险废物，废物代码为 900-047-49，收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有资质的单位接收处置。类比同区域钻井工程，拟建项目钻井 7 口，废烧碱包装袋产生量约为 0.7t。

⑨废防渗材料

钻井工程实施期间，为防止废油等污染物污染土壤和地下水，需在可能受污染区域铺设防渗材料，防渗材料可回收利用，但如果出现破损、老化等情况则需要对其进行妥善处置。废弃防渗材料属于危险废物，废物代码为 900-249-08，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本项目钻井 7 口，废防渗材料产生量为 1.4t，可将其妥善收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有相应资质的单位接收处置。

⑩生活垃圾

本项目新钻井 5 口，侧钻井 2 口，钻井施工天数分别约为 138 天和 79 天，施工人数按 60 人计，每人每天产生 0.5kg 生活垃圾，经计算得钻井期间生活垃圾总产生量为 25.44t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处理。

⑪撬装化污水处理装置污泥

本项目施工期撬装式污水处理站污泥经脱水装置脱水后，收集、合规暂存，产生量约为 0.84t，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处理。

（4）施工噪声源强

本项目施工期噪声主要包括土方施工、设备吊运安装、钻井、储层改造、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备运转产生的噪声，物料运输车辆交通噪声等。项目施工期主要施工机械设备及运输车辆噪声源强见表 3.4-3。

表 3.4-3　　项目施工期主要机械设备及运输车辆噪声源强

序号	噪声源名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕	序号	噪声源名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕
1	装载机	88/5	6	绞车	70/5
2	挖掘机	90/5	7	离心机	75/5
3	钻机	90/5	8	压裂车	80/5
4	泥浆泵	90/5	9	运输车辆	90/5
5	振动筛	90/5	10	吊装机	84/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

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 17837.55t/a（48.87t/d），主要污染物为 SS、石油类。本工程采出水依托满深联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层，不外排。

（2）井下作业废水

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似，清蜡、清砂均属于洗井范畴，本次主要分析洗井、修井、酸化、压裂等过程产生的废液。

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

表 3.4-4　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	119.94m³/井	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	废酸化液（酸化返排液）	26.56m³/井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	0

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中压裂液产生量为 119.94t/井次、酸化液产生量为 26.56/井次、洗井液产生量为 25.29t/井次。按井下

作业每 2 年 1 次计算，则每年产生井下作业废水 85.895t。本项目采油井场 7 座，则每年产生井下作业废水 601.27t。井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理，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 类水质标准后回注地层。

（3）设备擦洗废水

井场运营期用水主要为间歇性的设备外壁擦洗水，单座井场用水量为 4m^3/a（2m^3/次，2 次/a）；单座井场设备擦洗废水产生量为 4m^3/a，本项目 7 口井，设备擦洗废水产生量共计 28m^3/a 废水中主要污染物为 SS，不含有毒有害物质，此部分废水可用作场地降尘用水。

3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期产生的废气主要为井场、站场阀门、泵等组件处逸散的废气。井场、站场废气中主要污染物为非甲烷总烃、H_2S。

本次所涉及的改造井场以及站场其改造工程量均较小，改造后井场和站场工艺流程不发生变化，且排污量基本不受影响，因此本次主要对 5 座新建采油井场进行废气污染物排放量核算。

（1）非甲烷总烃

本次参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对井场阀门等组件处无组织逸散的非甲烷总烃量进行核算。

计算公式为：

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

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$——密封点 i 的总有机碳（TOC）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（TOC）平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-5　设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1；项目新建井场无组织非甲烷总烃排放量核算结果见表 3.4-6（新建井场涉及的阀门、法兰数量来自项目设计资料）。

表 3.4-6　本项目非甲烷总烃无组织排放量核算一览表

序号	排放源	设备类型	数量（个）	排放速率 $e_{TOC,i}$（kg/h）	年运行时间	年排放量（t/a）
1	单座井场	阀门	24	0.064	8760	0.040
		法兰	48	0.085	8760	0.107
		小计				0.148
7 座新建井场合计						1.036

本项目新建井场无组织非甲烷总烃排放量共计约 1.036t/a。

（2）H_2S

项目井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰、泵连接处泄漏，参照大连市环境科学设计研究院张秀青发表的《石化企业废气无组织排放源及排放量估算简介》计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_C=KCV\times（M/T）^{0.5}$$

G_C 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1～2，本项目取 2；

C 压力系数，取 0.182；

V 为设备和管道内部容积，m^3，井场核算值为 2；

M 为设备和管道内气体分子质量，本项目取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，本项目取 333。

经过核算，井场 G_C 取值为 0.16kg/h，硫化氢在天然气中占比平均为 0.43%，则单座井场无组织硫化氢排放速率为 0.16×0.0043kg/h=0.000688kg/h，年排放 0.006t；本项目新建 7 座采油井场无组织硫化氢年排放量共计为 0.042t/a。

3.4.3.3 固体废物污染源

本项目运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废分子筛、废铅酸电池、清管废渣。

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型采油井场落地油产生量约 0.2t/a，本项目共部署 7 座井场，运行后井场落地油总产生量约 1.4t/a，定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集，暂存于哈得采油气管理区危废贮存库定期委托有危废处置资质的单位处置。

（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，目前油气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，则本项目采油井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则本项目 7 口井产生废弃防渗材料最大量约 1.75t/a，属于危险废物。井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，暂存于哈得采油气管理区危废贮存库定期委托有危废处置资质的单位处置。

（3）废润滑油、废润滑油桶

本项目井场定期维护保养会产生一定量废润滑油、废润滑油桶，类比同类型井场、每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本项目共部署 7 口井，产生废润滑油产生量约为 0.35t/a，废润滑油桶产生量约为 0.042t/a，定期维护保养结束后，废润滑油桶收

集后暂存于哈得采油气管理区危废贮存库定期委托有危废处置资质的单位处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。

（4）废铅酸电池

运营期本项目为防止雷电过电压对信息设备的损害，浪涌保护器按三级配合设置，设置控、通信设备、UPS 装置等电子设备前端，UPS 老化后，需进行更换，一般 3—5 年更换一次，更换下的少量废铅酸蓄电池为危险废物，可委托持有危废处理资质的单位进行无害化处理。

（5）清管废渣

集输管线每 2—4 年清管 1 次，根据调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目新建管线共计 48.2km，每次废渣量约 55.43kg，由此计算可知废渣量约 0.028t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号）及《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》，清管废渣危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 251-001-08 清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物，本项目产生的清管废渣可委托持有危废处理资质的单位进行无害化处理进行。

（6）废变压器油

本项目新建 5 座采油井场、35kV 柱上式变电站（2 座）和 10kV 柱上式变电站（3 座）均单独在防火分区外建设柱上式变电站 1 座，油浸式电力变压器 1 台，变压器装机容量均为 50kVA。

油浸式变压器正常运行时不排油、不换油，变压器油使用寿命与设备同步。废变压器油仅在事故泄漏或设备维护、更换、拆解时产生。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废变压器油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 900-220-08（变压器维护、更换和拆解过程中产生的废变压器油），危险特性为毒性、易燃性。废变压器油源强按照 50kg/台·a 进行核算，本项目 5 台油浸式变压器共产生废变压器油约 0.25t/a，密闭收集后委托持有危废处理资质的单位进行无害化处置。

表 3.4-7　本项目主要固体废物及治理措施一览表

序号	危险废物名称	固废类别	产生量（t/a）	处置措施	排放量（t/a）

1	落地油	危险废物（HW08071-001-08）	1.4	落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废铅酸电池、清管废渣分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	危险废物（HW08 900-249-08）	1.75		
3	废润滑油桶	危险废物（HW08 900-249-08）	0.042		
4	废铅酸电池	危险废物（HW31 900-052-31）	少量		
5	清管废渣	危险废物（HW08 251-001-08）	0.028		
6	废润滑油	危险废物（HW08 900-214-08）	0.35	进入原油处理系统资源回用	
7	废变压器油	危险废物（HW08 900-220-08）	0.25	密闭收集后委托持有危废处理资质的单位进行无害化处置。	

3.4.3.4 运营期噪声源强

拟建工程实施后噪声污染源主要为采油井口等装置运行产生的噪声，拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A）。主要噪声源基本情况见表 3.4-8。

表 3.4-8　　运营期主要噪声源及其源强

噪声源分布	序号	噪声源名称	数量（台/套）	源强（dB(A)）	降噪措施	降噪效果（dB(A)）
井场	1	采油树	1	85	减振、消声	10

3.4.3.5 运营期污染物排放汇总

本项目运营期污染物排放情况汇总如下：

表 3.4-9　　运营期污染物排放情况汇总表

类别	工序	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气开采集输	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.036	1.036	环境空气
			H_2S	0.042	0.042	
废水	油气开采	采出水	废水	17837.55	0	采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层
	井下作业	井下作业废水	废水	601.27	0	拉运至哈四联隔油池，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》

类别	工序	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
						（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层
	设备擦洗	设备擦洗废水	废水	28	0	用作场地降尘用水
固体废物	油气开采集输及井下作业	落地油	危险废物	1.4	0	分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置
		废防渗材料		1.75	0	
		废润滑油桶		0.042	0	
		废铅酸电池		少量	0	
		清管废渣		0.028	0	
		废变压器油		0.25	0	
		废润滑油		0.35	0	进入原油处理系统资源回用
噪声	井场运行	井口装置	机械噪声	85dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、消声等降噪措施

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等的要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为机械设备及运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

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

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

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

（4）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油田进入开发后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场、站场生态恢复至原貌。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、站场无油污、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。本项目井场非正常排放见表 3.4-10。

表 3.4-10 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	持续时间（min）	污染物	污染物排放速率/（kg/h）
放喷池	10	非甲烷总烃	0.1
		硫化氢	0.001

项目运行过程中，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 钻井工艺清洁生产工艺

（1）钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统、钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

（5）钻井岩屑等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

（6）本项目钻井作业新鲜水耗用量约为 20t/100m 标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

（7）先进性分析。塔里木油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.6.2 运行期清洁生产工艺

（1）油气集输及处理清洁生产工艺

①拟建项目所在区块具备完善的油气集输管网，井场采出液利用新建集输管线及已建集输管线输送至满深联合站集中处理，全过程密闭并加强设备管理，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，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③井下作业起下管时，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，对产生的散落凝析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凝析油落地。

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。

⑧油田伴生资源综合利用率为 100%。

⑨废水、废气、固体废物建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率达到100%。

⑩采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水拉运至哈四联隔油池，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 类水质标准后回注地层。

（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井场地面管线及设备均进行保温，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，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.4.6.3 清洁生产评价指标

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）》，分别对钻井作业、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 3.4-11、表 3.4-12、表 3.4-13。

表 3.4-11　　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	拟建项目评价	
						估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	20	12

（2）生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100	30
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：3000 以上	15	≥75	95	10
		柴油机效率	%	5	≥90	90	5
		污油回收率	%	5	≥90	100	5
（4）污染物指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	5（乙类区）	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB(A)	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建项目评价		
					措施		得分
（1）原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	无毒钻井液		15
（2）生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	钻井设备国内领先		8
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备		5
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	配有泥浆不落地系统		5
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备		5
		固井质量	固井质量合格	5	固井质量合格		5
		钻井效率	高	7	高		7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	有效		5
（3）符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	满足		10
（4）管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立 QHSE 管理体系并通过认证		10
		开展清洁生产审核		10	已开展		10
（5）贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	落实环保“三同时”制度		5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	落实建设项目环境影响评价制度		5

		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	落实减排措施	5

表 3.4-12　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	拟建项目	
						估算值	得分
（1）资源与能源消耗指标	25	占地面积	m^2	5	符合行业标准要求	符合	5
		作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
（4）污染物产生指标	25	作业废液量	kg/井次	5	≤3.0	≤3.0	5
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50（乙类区）	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150（乙类区）	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	≤70（乙类区）	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	拟建项目	
						措施	得分
（1）生产工艺及设备要	40	防喷措施		有效	5	采取有效的防喷措	5

求					施	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备防溢设备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	凝析油回收	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-13　　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气：≤50	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5

		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目		
					实际情况	得分	
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5	
		采油	采油过程醇回收设施	10	已落实	10	
			天然气净化设施先进、净化率高	20	先进	20	
	45	集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10	
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20	
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5	
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5	

由表计算得出拟建项目钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；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，属于清洁生产先进企业。

3.4.6.4 清洁生产评价结论

根据综合分析和类比已开发区块，拟建项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建项目实施后区域“三本账”见表 3.4-14。

表 3.4-14　　本项目实施后区域污染物排放“三本账”

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量（t/a）	本工程产生量（t/a）	拟建项目实施后总体排放情况		
					排放量（t/a）	以新带老削减量（t/a）	排放增减量（t/a）
1	废气	NMHC	2.706	1.036	3.742	0	+1.036
		H_2S	3.3	0.042	3.342	0	+0.042
2	废水	生产废水	0	0	0	0	0

		生活污水	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	0
		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十五五”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、TP。

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

本项目油气开采集输为密闭工艺，废气污染物主要为井场设备与管线组件无组织逸散的 VOCs（包括非甲烷总烃和甲醇），经核算，项目新增 VOCs 总排放量为 1.036t/a。

运营期产生的采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水拉运至哈四联隔油池，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 类水质标准后回注地层。废水不外排。

根据国家主要污染物排放总量控制相关规定，结合本项目污染物排放特征，本次评价提出总量控制建议指标为：VOCs 1.036t/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

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

本项目为石油开采项目，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）》（国家发展改革委令2023年第7号），本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

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

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

文件名称	文件要求		本项目情况	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	生态环境准入总体要求	建设项目应符合国家、自治区相关法律法规规章、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《鼓励外商投资产业目录》《西部地区鼓励类产业目录》等相关要求，不得采用国家和自治区限制、淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。	本项目属于“鼓励类”项目，符合产业政策要求，符合国家及自治区相关法律法规和规章等要求。	符合
		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国民经济发展规划、生态功能区划、国土空间规划、产业发展规划等相关规划及生态环境分区管控要求，符合区域（流域）或产业规划环评及审查意见要求。	本项目符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和阿克苏地区国民经济发展规划、生态功能区划、自治区及阿克苏地区国土空间规划、自治区石油天然气发展“十四五”规划等相关规划及生态环境分区管控要求，符合《塔里木油田“十四五”发展规划》环评及其审查意见要求。	符合
		禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其它法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。禁止在青藏高原水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续，严格控制扰动范围。涉及生态保护红线的其他要求，按照《自然资源部生态	本项目选址选线不涉及自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其它法律法规规章禁止的区域，也不涉及生态保护红线。	符合

		环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）执行，生态保护红线管控要求调整、更新的，从其规定。		
		矿产资源开发按照国家及自治区绿色矿山建设规范进行建设，遵循“谁开发、谁保护，谁破坏、谁恢复，谁受益、谁补偿，谁污染、谁付费”的原则，制定矿山生态环境保护与恢复治理方案并严格组织实施。违反国家规定造成生态环境损害的，依法依规开展生态环境损害赔偿工作，依法追究生态环境损害赔偿责任。	本项目施工建设期间生态保护措施及施工后生态恢复措施严格按照《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）等的相关要求执行。	符合
		建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用的，应符合《中华人民共和国基本农田保护条例》相关要求；占用耕地、林地或草地的建设项目应符合国家、自治区有关规定。	本项目不占用基本农田，也不占用耕地、林地以及草地。	符合
		按照国家和自治区排污许可规定，按期持证排污、按证排污，不得无证排污。新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。	本项目所排放的挥发性有机物严格执行总量控制要求。	符合
		存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	本项目严格按照要求落实分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。 哈得采油气管理区于2026年5月14日对《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为652924-2026-078-LT。本项目纳入塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案管理。	符合
		建设项目清洁生产水平应达到国家清洁生产标准的国际先进、国内领先水平或满足清洁生产评价指标体系中的清洁生产企业要求。无国家清洁生产标准和清洁生产评价指标体系的建设项目，其生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标、环境管理要求	本项目清洁生产水平可达到先进水平。	符合

		等各项指标水平应达到国内同行业现有企业先进水平。		
		改建、扩建项目，应对现有工程的环境保护措施及效果进行全面梳理评估，针对项目原有环境污染和生态破坏提出有效防治措施并纳入竣工环保验收。	本次环评已对区块及现有工程环境保护措施及其效果进行了梳理评估，针对区块及现有工程存在的环境问题提出了“以新带老”措施。	符合
	选址与空间布局	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目位于塔里木油田“十四五”规划中哈得片区的满深区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
		在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目不涉及。	—
		涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及。	—
	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，落实水土保持、生态修复要求，有效降低生态影响。	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。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环境风	本项目油气开采集输均为密闭流程，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》（GB 39728-2020）要求。	符合

		险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。		
		油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施。	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化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目钻井及储层改造采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水、井下作业废水，依托油气处理站采出水处理系统处理达标后回注地层。	符合
		涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目运营期采出水依托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）相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源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）相关要求后回注地层。	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	本项目钻井泥浆及岩屑采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%。膨润土-聚合物体系钻井岩屑排入岩屑池干化，经检测达标后，可用于区块内部道路铺设、井场铺垫；聚磺体系钻井岩屑在井场现	符合

		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%。	场无害化处理，经检测处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路。施工期及运营期产生的废烧碱包装袋、废防渗材料、废机油等危险废物，妥善收集后交由具有危废处置资质的公司接收处置。项目固体废物无害化处置率可达到 100%。	
		噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取选用低噪声设备、基础减振等措施的情况下，本项目井场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准要求	符合
		对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（(HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《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）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	符合

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

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

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

本项目施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有油田道路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。场地清理、池体开挖、基础建设、管沟开挖等产生的土石方用于为井场平整、管沟回填等，无弃方；钻井工程产生的岩屑依据不同钻井阶段和钻井液体系采取不同的措施妥善处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.5.2.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-2　　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	拟建项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，运营期采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关要求后回注地层。；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。	拟建项目建设布局合理，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；油气开采集输、均为密闭工艺。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	拟建项目油气开采集输过程为密闭流程。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。	本评价已提出生态影响减缓措施。	符合

	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	钻井废水循环利用，井下作业废水妥善处置。	符合

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

表 3.5-3　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环环评发〔2020〕142 号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕214 号）。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	拟建项目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。	本项目属于哈得片区富满油田满深区块滚动开发，促进增储上产的要求。	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	拟建项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减	符合

	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。	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。	
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	拟建项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，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。	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	哈得采油气管理区哈得采油气管理区于 2026 年 5 月 14 日对《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652924-2026 078-LT。	符合

（3）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析

表 3.5-4　　与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	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、拌和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。	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

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

表 3.5-5　　与国发〔2023〕24 号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原。	本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域。	—
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展。	本项目为陆地天然气开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列。	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖。	本项目为陆地石油开采项目，项目的实施可增加该区域原油开发力度，增加油气供应。	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施。	拟建项目采用密闭集输工艺。建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测。	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本项目不涉及。	—
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防控。	本项目不涉及。	—
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商。	本项目所在区域不属于“联防联控区”。	—

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

（5）与《关于印发〈新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58 号）的符合性分析

本项目与《关于印发〈新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58 号）符合性分析如下：

表 3.5-6　　与新政办发〔2024〕58 号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式，达到能效标杆水平、环保绩效 A 级水平。	本项目为陆地石油开采项目，不属于高耗能、高排放、低水平项目。项目建设符合国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控、规划环评等的相关要求。	符合
推进矿山生态环境综合整治。根据安全生产、水土保持、生态环境等要求，新建矿山按照绿色矿山标准规划、设计、建设和运行管理，鼓励同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式；推进生产矿山绿色矿山建设，依法关闭限期整改仍不达标矿山。沙化土地范围内矿产资源开发建设项目加强防沙治沙工作。	本项目施工建设期间生态保护措施及施工后生态恢复措施严格按照《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等的相关要求执行。 项目所在区域土地属于非沙化土地。施工期间严格落实水土保持措施。	符合

（6）与《国务院关于印发〈固体废物综合治理行动计划〉的通知》（国发〔2025〕14 号）的符合性分析

通知中要求：“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。”

本项目施工期产生的固体废物包括施工土石方、钻井废物、施工废料、锅炉灰渣、废布袋等一般工业固废，废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物，以及生活垃圾。其中施工开挖土石方全部用于工程区地面平整及管沟回填等；钻井泥

浆在钻井期间循环使用，钻井结束后进行回收，由罐车拉走用于下一口井的钻井工程；膨润土-聚合物体系钻井岩屑排入岩屑池，经干化且检测达标后可用于区块内部道路铺设、井场铺垫；聚磺体系钻井岩屑在井场进行无害化达标处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；锅炉灰渣集中收集后送至周边固废填埋场填埋；废布袋由厂家回收处理；废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物委托有相应处置资质的单位处置；生活垃圾运至库车景胜新能源环保有限公司处理处置。

本项目运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废铅酸电池、废变压器油、清管废渣等危险废物，分类收集后暂存于满深联合站危废暂存库，最终由有危废处置资质单位接收处置。废润滑油进入原油处理系统资源回用。

本项目退役期产生的固体废物包括废弃管线、废弃建筑残渣等，这部分固废首先考虑回收利用，不可回用部分依托周边工业固废填埋场合规处置。

项目建设单位和施工单位将严格按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等的要求建立一般工业固废、危险废物管理台账，落实产生、收集、贮存、转移、处置全链条跟踪管控。项目施工期、运营期及退役期产生的固体废物均分类收集、妥善处置，符合《国务院关于印发<固体废物综合治理行动计划>的通知》（国发〔2025〕14 号）的相关要求。

3.5.2.3 相关规范符合性分析

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

表 3.5-7　　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	拟建项目	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）	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，对临时占地进行恢复，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。	满深 502H 区块 CO_2 平均含量为 2.43%，符合《天然气》（GB17820-2018）天然气的质量标准要求(CO_2≤3%)，CO_2 随天然气外输。	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

拟建项目与相关规划符合性分析详见表 3.5-8。

表 3.5-8　　拟建项目与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	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》）（2026 年 3 月）	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。	本项目属于塔里木油田分公司富满油田油气开采项目。	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	本项目属于塔里木油田富满油田油气开采项目，项目的建设有助于加大该区域油气资源勘探开发力度。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；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。	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOCs 排放量。	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	拟建项目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	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	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。	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。	
《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
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。	本项目施工期及运营期固体废物处置措施得当，正常情况下，不会造成土壤污染。	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	本项目采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理达到相关要求后回注地层，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	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	下水生态环境安全。	障地下水生态环境安全。	
	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然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建项目为塔里木盆地油气勘探开采项目，项目的实施有助于促进油气增储上产。	符合
《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，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耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。	项目占地不涉及耕地。	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。	项目占地不涉及永久基本农田。	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	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	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	降，人为水土流失得到全面防治。	影响可接受。	
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受。	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地，生态功能极重要、生态极脆弱区域，以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	拟建项目不在生态保护红线范围内。	符合
阿克苏地区国土空间总体规划（2021—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。	项目占地不涉及基本农田，不涉及生态保护红线。	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，	项目所在区域属于限制开发区域（国家级农产品主产区），限制开发区域可在资源环境可承载范围内，	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。	发展优势产业或特色经济。农产品主产区发展方向和开发原则之一为“位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。”本项目所在区域油气资源较为丰富，项目的实施有助于加大该区域油气资源开发力度，加快优势产业发展。项目的建设总体上来讲对生态系统的干扰和影响较小。符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求。	

表 3.5-9　　拟建项目与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北－塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建项目为石油开采项目，可保证富满油田油气快速上产。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。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	拟建项目废气主要为井场无组织废气，油气开采集输均为密闭流程，有效减少无组织废气排放量；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废	符合

文件名称	文件要求	本项目	符合性
	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。	水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关要求后回注地层；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；危险废物无害化处置率可达 100%。项目采取分区防渗措施，并严格落实相关水土流失防治措施。	

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字〔2024〕32 号）符合性分析分别见表 3.5-10、3.5-11 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

表 3.5-10　本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，拟建项目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。	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
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，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	拟建项目采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理达到相关要求后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺；拟建项目已提出持续改善、水土保持、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	拟建项目采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源7井废液处理站处理达到相关要求后回注地层，不外排；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、站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；拟建项目开发符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码ZH65292430001）见图3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，在开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效控制，对站址周围大气环境、地下水环境影	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
		响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	

表 3.5-11　拟建工程与阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）沙雅县一般管控单元管控要求符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特点	符合性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元	一般管控单元	
控维度	管控要求		本项目	
空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。 6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。		本工程占地类型主要为沙地，不涉及基本农田，符合沙雅县一般管控单元中空间布局约束的要求。	符合
污染物排放管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，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		本工程为石油天然气开采项目，不涉及重金属物质，符合沙雅县一般管控单元中污染物排放管控的要求。	符合

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

综上所述，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

图 3.5-1　　项目与生态保护红线位置关系图

图 3.5-2　　项目区所处环境管控单元

3.6 选址选线合理性分析

本项目组成包括钻前工程、钻井工程、油气开采工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。经过现场实地勘查，项目井场选址、管道及道路选线均严格遵循“避让优先、最小扰动、就近接入”的原则，项目选址、选线合理性分析如下：

①井场选址不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，占地范围内植被覆盖率较低。钻井工程施工建设期间，通过严格控制临时占地规模，合理布局，可最大限度减少对区域原生植被的破坏与占用。

②管道选线全程不涉及生态敏感区。集输管道采用直线敷设，缩短管线长度，减少地表扰动范围；满深 502-H9 至满深 2 接转站单井集输管道与满深 503-H9 至满深 2 接转站单井集输管道等同沟敷设，可充分复用现有施工扰动区域，避免新增施工带对周边植被的额外破坏，降低生态扰动强度。两条新建管道均就近接入已建井场及管线，有效节约土地资源，减少工程建设对区域生态环境的扰动范围与程度。

③道路选线全程不涉及生态敏感区。在充分利用区块内已建道路的基础上，合理规划道路路径，新建通井场路以直线形式直接与已建道路连接，减少扰动范围。

综上，本项目井场选址、管道及道路选线，既兼顾了工程建设的经济性与可操作性，又通过路径优化、避让敏感区域、控制扰动区域等措施，最大限度地降低了对周边生态环境及植被的不利影响，选址、选线总体合理，符合生态环境保护与工程建设协同推进的要求。

本项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

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 31972.5km^2。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本项目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。本项目地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

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

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

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

本项目所在区域位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠区。

图 4.1-1　　本项目地理位置图

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 亿立方米，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。

本项目位于塔里木河南侧，距塔里木河最近距离为 56km。

（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，其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自西向东缓慢径流，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。

本项目位于塔里木河以南，塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水含水层为主的沙漠平原区。

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，北受沙雅、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	47.3mm	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

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、森林公园等环境敏感区，不在拟定的生态保护红线内。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要环境敏感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。

本工程距离塔里木河最近距离 56km，满深 1 井区距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近约 45km，距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维

护生态保护红线区边界最近约 25.4km，距离盖孜库木沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园约 43km，距离公益林最近距离 24km，本工程评价范围不涉及以上生态敏感区。

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）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。

（2）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。

4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1，生态功能区划图见图 4.2-1。

表 4.2-1　　生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV_3）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
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
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林

适宜发展方向	加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表可知，本项目井场、站场和集输管线所在区域属于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源开发”，主要发展方向为“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”。

本项目属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是油气管线敷设、道路和井场设备安装，新建永久占地面积 0.925hm^2，管线、道路占地为临时占地，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、土壤盐渍化造成影响。

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是可接受的。本项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，通过采取严格控制占地范围，做好施工期生态保护和环境管理工作，在项目建设的过程中减少水土流失，工程结束后及时对临时占地进行恢复等措施，本项目的建设不会对项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合区域生态服务功能定位，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

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

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。

工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

图 4.2-1　　生态功能区划图

4.2.4 土地利用现状调查与评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

项目生态评价区土地利用类型为沙地和工矿用地。本项目新增总用地面积为55.429hm^2，新增用地其土地利用类型均为沙地，生态现状调查范围土地利用现状见图 4.2-2。

图 4.2-2　　评价区土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域植被区系

本工程在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

工程区全部为流动沙丘所覆盖，基本无植被。部分大的沙丘间的洼地，有零星多枝柽柳群系生长。群落组成贫乏单一，结构简单。项目区域的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。自然植被以柽柳灌丛和稀疏胡杨为主，没有人工植被分布。项目区高等植被有 16 种，分属 8 科。根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，没有国家和自治区保护植物分布。主要植物名录见表 4.2-2。项目区的植被类型及分布见图 4.2-3。

表 4.2-2　　项目区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科 *Slicaccae*	胡杨	*Populus diversiftolia*
蓼科 *Polygonaccae*	盐穗木	*Halostachys caspica*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*K.Schrenkianum*
	刺沙蓬	*SalsolaruthenicaIljin var.ruthenica*
	假木贼	*Anabassis spp.*
	盐生草	*Halogeton glomeratus (Bieb.) C. A. Mey.*
豆科 *Leguminosae*	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼蓬	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科 *Tamaricaccae*	多枝柽柳	*Tamarix ranosissima*
	刚毛柽柳	*T.hispida*
菊科 *Compositae*	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*

4.2.5.2 评价区植物种类

项目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，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段基本无植物生长，为沙地。

本项目距离塔里木河最近距离 56km，地表主要以半固定沙丘和流动沙丘为主，井场、站和集输管线周围基本无植被分布，为裸地，局部零星分布有多枝柽柳灌丛，植被盖度约为 1%。

多枝柽柳群系主要分布在沙漠边缘，地下水位相对较高区域。群落组成贫乏单一，结构简单。组成中除多枝柽柳外，还包含刚毛柽柳、芦苇、盐生草、刺沙蓬等。多枝柽柳平均高度 1.5m，最高 4.5m。株丛径平均 3m，最大为 6m。由于其单株盖度较大，形成独特的柽柳包，对于降低风速，保护地表具有意义。

图 4.2-3　　评价区植被类型图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物区划

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

（2）野生动物栖息生境类型及分布

评价区域地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部，通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要以半灌木荒漠为主，栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

（3）野生动物种类及分布

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，哺乳动物 2 种，鸟类 3 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，无国家和地方保护动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类见表 4.2-3。

表 4.2-3　　项目区域主要脊椎动物名录

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	*PhrynocephalusForsythi*	-
2	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	*Eremiasmultiocellata*	-
3	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	*Eremiasprzewalskii*	-
鸟纲						
4	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	*Rhodopechysmongolica*	-
5	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	*Corvuacorone*	-
6	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	*Passerammodendri*	-
哺乳纲						
7	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	*Merionesmeridianus*	-
8	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	-

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。

（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

根据《新疆国家重点保护野生动物名录》、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》，评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，没有国家和自治区级保护动物分布。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据新水水保〔2019〕4 号文件，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，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 283963km^2，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。

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），本项目位于沙雅县境内，沙雅县属于自治区级塔里木河流域重点治理区。沙雅县水土流失主要为风力侵蚀，主要侵蚀土地利用类型为沙地。

根据《新疆维吾尔自治区 2024 年水土保持公报》，项目区所在的沙雅县土壤侵蚀强度及面积见表 4.2-4。由表可知，土壤侵蚀类型以中度风力侵蚀为主。

表 4.2-4　　2024 年沙雅县土壤侵蚀分类分级面积统计表 （单位：km^2 ）

区县	侵蚀类型	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	合计
沙雅县	水力侵蚀	0	0	0	0	0	0
	风力侵蚀	1141.78	22667.60	0.04	0	0	23809.42
	水土流失	1141.78	22667.60	0.04	0	0	23809.42

参考《塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站基础工程水土保持监测报告》数据，确定本工程沙漠区原地貌土壤侵蚀模数确定为 3500t/km^2·a，容许土壤流失量确定为 3000t/km^2·a。

4.2.7.2 土地沙化现状调查

本项目位于沙雅县境内的富满油田，根据《新疆防沙治沙规划》，沙雅县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔

里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量沙生植被面临死亡。

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm^2，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm^2，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm^2，占 37.33%。固定沙地 59434.31hm^2，占 2.20%；戈壁 2242.15hm^2，占 0.08%。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于沙化区，沙化土地类型为流动沙地和半固定沙地。拟建工程新增占地类型均为沙地，占用沙地面积为 55.429hm^2。

沙化土地类型分布情况见图 4.2-5。

图 4.2-5 沙化土地类型图

4.2.7.3 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。

本项目距生态保护红线区（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 25.4km，本项目新增占地均不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线区位置关系示意图见图 3.5-1。

4.2.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，地表基本无植被覆盖，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、水土流失；项目所在区域的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。

4.2.9 小结

项目地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部。工程区域均为荒漠生态系统，项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。区域生态系统类型属于荒漠生态系统，主要土壤类型为风沙土，土地利用类型为沙地。工程区为流动沙丘所覆盖，基本无植被和野生动物分布。

4.3 地下水环境现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，根据区域水文地质等资料判定该区域无承压水，故不再设置承压水监测点，本次设置 5 个潜水监测点，均为实测。根据区域水文地质资料，区域潜水流向为由西向东方向，项目区上游设置

1 个监测点（引用），项目区侧向设置 2 个监测点，项目区下游设置 2 个监测点（其中 1 个引用），监测点与本项目处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本项目所在区域地下水环境质量现状。

经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少。根据导则要求，从实际出发，本次环评引用《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》中 1 个潜水点地下水监测点位（上游）的监测数据，以及《塔里木富满油田满深 4 单元挥发性油藏注气重力混相驱提高采收率先导试验地面工程环境影响报告书》中 1 个潜水点地下水监测点位（下游）的监测数据，以上两组引用数据均为 2024 年 8 月监测。

引用监测点位与本项目所在区域属于同一水文地质单元，监测取样时间在三年有效期内。监测点位基本满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的要求，故引用的数据具有一定代表性。具体监测点位见图 4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-1。

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）监测点位

具体监测点位信息详见表 4.3-1。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.3-1　　地下水环境监测点位信息

序号	点位名称	坐标	含水层类型	与工程位置关系	井深	水位埋深	监测时间	监测单位
1	满深 4-2 井（引用，下游）		潜水	满深 3-H14 井西南侧约 7.3km	38	5.20	2024.8.4	河北省众联能源环保科技有限公司
2	富源 210-2 井（引用，上游）			满深 5-H10C 井西北侧约 20km	48	7.40	2024.8.3	
3	MS1（左侧向）			满深 503-H9 井西侧约 10.8km				
4	MS2（右侧向）			满深 502-H9 井东侧约 1.5km				
5	MS3（下游）			满深 3-H14 井西南侧约 7.1km				

图 4.3-1　　监测点位示意图（地下水、环境空气）

（2）监测项目及分析方法

1）监测项目

基本水质因子：pH、色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、钙、镁、溶解性总固体、氯化物、耗氧量、总大肠菌群、细菌总数、碳酸盐、硫酸盐、重碳酸根、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、阴离子表面活性剂、氰化物、六价铬、氟化物、碘化物、硫化物、铜、锌、铅、镉、铁、锰、铝、钾、钠、汞、砷、硒、苯、甲苯、三氯甲烷、四氯化碳。

特征因子：石油类。

2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.3-2。

表 4.3-2　　地下水环境检测因子、分析方法及检出限一览表

检测项目	检测依据	主检仪器	检出限
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法	HT-1202 便携式 PH 计 XJZC494	-
色度	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 4.1 铂-钴标准比色法	-	5 度
臭和味	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 6.1 嗅气和尝味法		-
浑浊度	HJ 1075-2019 水质 浊度的测定 浊度计法	WGZ-3A 浊度仪 XJZC513	0.3NTU
肉眼可见物	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 7.1 直接观察法	-	-
总硬度（以 CaCO3 计）	GB 7477-87 水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法		5mg/L
钙	GB 7476-87 水质 钙的测定 EDTA 滴定法		2mg/L
镁	-		-
溶解性总固体	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 11.1 称量法	FA2104B 电子天平 XJZC03	-

检测项目	检测依据	主检仪器	检出限
氯化物	GB 11896-89 水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	-	10mg/L
耗氧量	GB 11892-89 水质 高锰酸盐指数的测定		0.5mg/L
总大肠菌群	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 5.1 多管发酵法	SPX-150B 生化（霉菌）培养箱 XJZC05	-
菌落总数	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 4.1 平皿计数法		-
碳酸盐	DZ/T 0064.49-2021 地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	-	5mg/L
重碳酸盐			5mg/L
氨氮	HJ 535-2009 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计 XJZC130	0.025mg/L
硝酸盐氮	GB 7480-87 水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116	0.02mg/L
亚硝酸盐氮	GB 7493-87 水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法		0.003mg/L
挥发酚	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法		0.0003mg/L
阴离子表面活性剂	GB 7494-87 水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法		0.05mg/L
氰化物	GB/T 5750.5-2023 生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 7.2 异烟酸-巴比妥酸分光光度法		0.002mg/L
六价铬	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116	0.004mg/L
氟化物	HJ 488-2009 水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法		0.02mg/L
硫酸盐	HJ/T 342-2007 水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行）		2mg/L
碘化物	DZ/T 0064.56-2021 地下水质分析方法 第 56 部分：碘化物的测定淀粉分光光度法		0.025mg/L
硫化物	HJ 1226-2021 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法		0.003mg/L
铜	GB 7475-87 水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182	0.05mg/L
锌			0.05mg/L
铅	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法		0.0025mg/L

检测项目	检测依据	主检仪器	检出限
镉	第6部分：金属和类金属指标 14.1 无火焰原子吸收分光光度法		0.0005mg/L
铁	GB 11911-89 水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法		0.03mg/L
锰			0.01mg/L
铝	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标 4.3 无火焰原子吸收分光光度法		0.01mg/L
钾	GB 11904-89 水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法		0.05mg/L
钠			0.01mg/L
汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	AFS-9700 原子荧光光度计 XJZC73	0.00004mg/L
砷			0.0003mg/L
苯	HJ 810-2016 水质 挥发性有机物的测定 顶空/气相色 谱-质谱法	GC690 气相色谱仪 XJZC189	3μg/L
甲苯			3μg/L
三氯甲烷			3μg/L
四氯化碳			3μg/L
石油类	GB/T 5750.7-2023 生活饮用水标准检验方法 第7部分：有机物综合指标 6.5 非分散红外光度法	OIL460 红外分光测油仪 XJZC72	0.05mg/L

（3）评价标准与评价方法

1）评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类标准。

2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第i个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第i个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第i个水质因子的标准浓度，mg/L。

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$,pH≤7 时；

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

4.3.2 地下水环境现状评价

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.3-3 和表 4.3-4。

根据监测结果可知，在监测期间，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，导致潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

根据表 4.3-2 地下水离子检测结果，评价区潜水含水层阴离子以 SO_4^{2-}、Cl^-为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要以 $Cl{\cdot}SO_4{\cdot}Na$ 型为主。

4.3.3 包气带质量现状评价

表 4.3-3 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	ManS301-H1C 井	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	
2		土壤裸露处	1m	>500g	石油类	

4.4 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的采出水、井

下作业废水不外排，且本项目周边 5km 范围内无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污废水处理设施的依托可行性。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

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

4.5.2 土壤理化性质调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。调查结果如表 4.5-1 所示。

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点号		满深 301-H1C 井
坐标		
层次		
现场记录	颜色	
	结构	
	质地	
	砂砾含量	
	其他异物	
实验室测定	阳离子交换量 $cmol^{+}/kg$	
	pH 值（无量纲）	
	氧化还原电（mv）	
	饱和导水率 cm/s	
	土壤容重 g/cm^3	
	孔隙度%	
	水溶性盐总量 g/kg	

图 4.5-1　　评价区土壤类型图

4.5.3 土壤环境现状监测

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），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。据前文 2.5.4 小节土壤环境评价等级判定结果：本项目土壤生态影响型评价等级为二级、污染影响型评价工作等级为三级。本项目占地范围内土壤类型均为风沙土。

（1）监测点位

①占地范围内

布设 3 个表层样，其中引用 2 个监测点的监测数据为满深 2 号接转站表层样和满深 5-1 阀组站表层样的监测数据，本次监测 Mans301-H1C 井表层样的监测数据。

布设 3 个柱状样，其中引用 2 个监测点的监测数据为满深 2 号接转站柱状样和满深 5-1 阀组站柱状样的监测数据，本次监测 Mans301-H1C 井柱状样的监测数据。

②占地范围外

布设 4 个表层样，其中引用 3 个监测点的监测数据为 ManS503-H4 井场外（东侧）、ManS503-H4 井场外（西侧）和满深 2 号接转站场外的监测数据，本次监测 Mans301-H1C 井场外表层样的监测数据

本项目土壤环境监测点位见表 4.5-2。监测点位示意图见图 4.5-2。

图 4.5-2　　监测点位示意图（土壤）

表 4.5-2　　土壤环境监测点位情况

监测项目	监测点位	监测点位坐标	监测点情况	监测频率	监测层位	监测因子	备注
占地范围内	满深 2 号接转站		柱状样	监测 1 次	柱状样：0-0.5m、0.5—1.5m、1.5—3m 分别取样	石油烃+土壤盐分含量	ManS503-H4 井集输工程环境影响报告书
	满深 5-1 阀组站						塔里木富满油田满深 1 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整生态环境影响报告书
	Mans301-H1C 井						实测
	满深 5-1 阀组		表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	石油烃+土壤盐分含量	塔里木富满油田满深 1 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整生态环境影响报告书
	满深 2 号接转站						ManS503-H4 井集输工程环境影响报告书
	Mans301-H1C 井					《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子 pH+特征因子：石油烃+土壤盐分含量	实测
占地范围外	Mans301-H1C 井		表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃	实测
	满深 2 号接转站站场 200m 外					pH+石油烃+土壤盐分含量	ManS503-H4 井集输工程环境影响报告书
	ManS503-H4 井井场 200m 外（东侧）					pH+石油烃+土壤盐分含量	
	ManS503-H4 井井场 200m 外（西侧）					pH+石油烃+土壤盐分含量	

（2）监测时间

《ManS503-H4 井集输工程环境影响报告书》监测时间为 2025 年 3 月 29 日，采样一次。《塔里木富满油田满深 1 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整生态环境影响报告书》监测时间为 2026 年 7 月 2 日，采样一次。

本次土壤监测采样日期为 2026 年 11 月，监测单位为新疆中测测试有限责任公司。

（3）监测因子

1）占地内基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：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，pH 值及土壤盐分含量。

占地范围外基本因子：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，pH 及土壤盐分含量。

2）特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）。

（4）监测及分析方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样；每个柱状样在 0-0.5m、0.5—1.5m、1.5—3m 分别取 1 个土样。

（5）评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）相关标准要求。

（6）评价方法

采用标准指数法：

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

式中：C_i——i 污染物的监测值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数

4.5.4 土壤环境现状评价

4.5.4.1 土壤环境质量现状监测及评价结果

土壤环境质量现状监测与评价结果见表 4.5-3、4.5-4、4.5-5、4.5-6。

表 4.5-3　占地范围内柱状样土壤环境质量评价

表 4.5-4　占地范围内表层样　单位：mg/kg

表 4.5-5　Mans301-H1C 井占地范围内表层样　单位：mg/kg

表 4.5-6　Mans301-H1C 井占地范围外表层样　单位：mg/kg

表 4.5-7　占地范围外表层样　单位：mg/kg

由监测结果可知：本项目区土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。

4.5.4.2 土壤盐化、酸化、碱化等级

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

表 4.5-7 土壤盐化分级标准

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

中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

表 4.5-8 土壤酸化、碱化分级标准

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

表 4.5-9　　评价范围内土壤盐化、酸化、碱化等级判定结果

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

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目位于阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价收集了 2025 期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见下表 4.6-1 所示。

表 4.6-1　　阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

由表 4.6-1 可知，项目所在区域 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及修改单中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施《环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，

采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.6.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2021 年至 2025 年的距离本项目区最近的国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源，详见下表 4.6-2。

表 4.6-2　近五年环境空气质量现状变化　　单位：μg/m³（标注除外）

引用 2021 年~2025 年阿克苏国控点数据分析，项目所在地 SO_2、NO_2、CO、O_3 均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；PM10、PM2.5 均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

4.6.3 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，从实际出发，本次环评引用《ManS503-H4 井集输工程环境影响报告书》中 1 个大气监测点（ManS503-H4 井下风向 500m 处）的监测数据，该监测点距离本项目 ManS503-H9 约 630m。

监测点位基本信息见表 4.6-2。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.6-2　监测点位基本信息一览表

监测点位	坐标	监测因子	监测时间/频率
ManS503-H4 井下风向 500m		非甲烷总烃、硫化氢	硫化氢连续监测 7 天、每天采样 4 次；非甲烷总烃每天采样 4 个小时，每小时 4 次，取小时平均值，连续监测 7 天。

（2）监测时间及频率

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

（3）监测及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。见表 4.6-3。

表 4.6-3　　环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m³）
1	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB/T11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

（4）评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值 2000μg/m³，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（10μg/m³）的浓度限值要求。

（5）评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C0i—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

（6）评价结果

监测及评价结果，见表 4.6-4。

表 4.6-4　　其他污染物环境质量现状评价结果

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 0.23～0.27mg/m³ 之间，最大占标率为 13.5%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2.0mg/m³ 要求；H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

4.7 声环境现状调查与评价

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。本项目井场、站场周边范围内无居民区，没有声环境保护目标。本次选择代表性井场布设 5 个点位现状监测，可以满足导侧声环境现状监测要求。

4.7.1 声环境现状监测

（1）监测点位

本次分别在 ManS301-H2 井、Mans301-H1C 井场四周布设监测点位。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。监测点位示意图见图 4.7-1。

表 4.7-1　　声环境现状监测点位表

序号	监测点名称	坐标	监测因子	监测时间/频率
1	ManS301-H2 井		等效连续 A 声级（LeqdB（A））	监测 1 天，昼间、夜间各监测 1 次
2	Mans301-H1C 井四周边界			

（2）监测时间

声环境质量现状监测时间为 2026 年 11 月 1 日，监测 1 天，分昼间和夜间两个时段进行。

（3）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB 3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

（4）评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

图 4.7-1　　监测点位示意图（声环境）

（5）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.7.2 声环境现状评价

监测及评价结果统计，见表 4.7-2。

表 4.7-2　　声环境现状监测统计结果一览表

监测点位		等效声级 dB(A)		达标情况
		昼间	夜间	
Mans301-H1C 井四周边界	东			达标
	南			达标
	西			达标
	北			达标
ManS301-H2 井				达标
标准限值		60	50	

由上表可知，监测期间各监测昼间、夜间声环境现状均满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类标准要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 对区域生态完整性的影响

项目各工程呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布在评价区范围内。本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不在拟定的生态保护红线内。项目区地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部，生态系统类型为荒漠生态系统。环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征，生态环境十分脆弱，植被低矮，物种贫乏，异质性较差，破坏后较难恢复。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。工程施工过程中的机械运输、搬运以及施工人员的活动将破坏工程区的植被和土壤表层结皮，易形成新的风蚀沙源。由于评价区大风天气较多，将使施工扰动区遭受风力侵蚀，从而造成一定的水土流失。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。根据估算，本项目总占地约 55.429hm^2，其中永久占地 0.925hm^2、临时占地 54.504hm^2，工程占地类型全部为沙地。项目各工程呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布在评价区范围内，占地面积小，对局部沙地格局影响较小。道路、管线等线状工程分布，将局部流动沙地、半固定沙地进行分割、破碎，但是采用草方格进行防护，起到一定的防风固沙作用。因此工程建设不会对荒漠生态系统完整性造成较大影响。

5.1.2 施工期生态环境影响

5.1.2.1 占地对地表扰动的影响

本项目占地的生态影响主要体现在施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等，主要集中在施工期。

（1）井场、道路占地影响

本工程永久性占地全部为沙地，主要是井场占地。施工结束后，被本工程永久占用的沙地区域被构筑物代替，井场区域的原沙地被覆盖一层砾石或由处理达标后的岩屑铺垫，呈面状分布；道路永久占沙地区域呈线状分布，将局部流动沙地、半固定沙地进行分割、破碎，均起到一定的防风固沙作用；同时井场周边区域将采用草方格进行防风固沙，该部分永久占地对区域的有利影响占主导。

本工程临时占地部为沙地。主要是管线、道路临时占地。施工期井场建设、管线敷设工程、道路工程建设、输变电线路建设均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。但是施工结束后土地重新回到原来的自然状态，影响减弱。

（2）管线施工占地影响

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。地表基本无植被，管线施工不会造成较大的生物量损失。

（3）道路施工占地影响

工程施工期间，路面的开挖，施工便道等永久占地和临时占地都会使施工区域的植被受到直接破坏，这些区域周围的植被也可能受到不同程度的影响。

5.1.2.2 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

在道路施工期间，工程永久占地范围内的植物物种和植被将受到直接影响，原有植被被清除，群落中的灌木、草本物种植株死亡，使所在区域植被面积减少；临时占地区域的植被将因材料、器械等的运输和堆放以及施工活动、人员践踏等而受影响，部分物种死亡或生长不好，植被盖度可能会降低。

（1）植被覆盖度的影响分析

根据现场调研及结合区域植被类型图，项目各区域植被覆盖情况如表 5.1-1 所示。

表5.1-1　　拟建工程占地区域植被覆盖度情况表

序号	工程内容	区域	主要植被类型	植被覆盖度
1	采油井场	整个区域	沿线区域几乎无植被分布	1%
2	道路工程	整个区域		
3	架空电力线	整个区域		
4	管线工程	整个区域		

从现场调研情况看，区域整体覆盖度相对较低，在施工过程中由于地表的清理，将导致占地区域内的植被损失，区域植被覆盖度将有一定程度的降低。

（2）生物损失量的影响分析

拟建工程永久占地面积 0.925hm^2，临时占地面积为 54.504hm^2，永久占地和

临时占地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \bullet W_i$$

式中，Y——生物量损失，t；Si——占地面积，hm^2；Wi——单位面积生物量，t/hm^2。

根据查阅相关资料，区域植被覆盖度为 1%，平均生物量为 $0.1t/hm^2$。

表5.1-2　　项目建设各类型占地的生物量损失

工程内容	平均生物量（t/hm^2）	面积（hm^2）		生物量（t）	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
采油井场、道路工程、架空电力线、管线工程	0.1	0.925	54.504	0.0925	5.4504

项目施工过程预计将造成 0.0925t 永久性植被损失和 5.4504t 临时性植被损失。

5.1.2.3 对野生动物的影响

工程区位于沙漠腹地，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。项目施工过程对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，拟建工程井场、站场、管线建设的各个过程，区域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。

根据现场调研，区域周边无野生动物出没及活动轨迹，施工过程中对区域野生动物影响较小。

5.1.2.4 水土流失影响分析

拟建工程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。拟建工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表整体植被覆盖率相对较低，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）扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，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。

拟建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，区域地表植被覆盖度较低，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.2.5 土地沙化的影响

（1）项目背景说明

1）项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

拟建工程性质属于改扩建项目，本项目估算总投资 54885 万元，本次主要建设内容为：①钻井 7 口井，其中新建井 5 口，2 口老井侧钻，部署 15 口注气井（其中 13 口为老井，2 口为新建采油井转注气井，依托第三方注气）；②新建 5 座标准化常温抗硫集输井场，配套通球装置，新建 2 套空气源热泵加热装置备用；③新建集输管道 48.2km；④新建 35kV 支线 0.75km，35kV 支线 1.2km，新建 10kV 柱上变压站 3 座，新建 35kV 柱上变压站 2 座；⑤新建井场道路 3.09km；⑥配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐及消防等公用工程。本项目建成后新建产能 6.6×10^4t/a（单井平均 31.4t/d），区块峰值年产油规模 41.37×10^4t、伴生气 3.63×10^8Nm³，年度最大注氮规模 3.38×10^8Nm³。

2）项目区地理位置、范围和面积

拟建项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，塔克拉玛干沙漠腹地。拟建项目建设内容占地现状均属于沙地。项目总占地 55.429m²，其中永久占地面积 0.925hm²，临时占地面积为 54.504hm²，项目平面布置情况见附图。

3）项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠，地势较为平坦，油气田区域在地形

地貌上比较单一，平均海拔 900～1000m。项目区基本无植被覆盖。所在区域河流主要为塔里木河，距离塔里木河最近约 56km。评价区地下水的径流方向是从西南向东北方向，评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.77‰，地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄。

4）项目区防沙治沙工作情况

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万 hm^2，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm^2；荒漠林封育保护 5.92 万 hm^2；草地改良保护 0.33 万 hm^2。

（2）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

项目区域土地利用现状均为沙地。

②弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

拟建工程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管沟及铺垫井场。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，加上地表基本无植被覆盖，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有柽柳等植物，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，地表沙化的土壤遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建项目占地均为沙地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要涉及池体开挖、管沟开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，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。

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。

5.1.3 运营期生态环境影响

5.1.3.1 对土地利用的影响

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

5.1.3.2 生态系统完整性的影响

拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化，区域生态系统仍为荒漠生态系统。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

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

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.5 小结

项目总占地 55.429m^2，其中永久占地面积 0.925hm^2，临时占地面积为 54.504hm^2，占地类型均为沙地。占地以临时占地为主，由于工程区地表基本无植被，由工程建设造成的生物量损失较小，对植被影响较小。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。工程区属于塔里木河流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.1.6 生态环境影响评价自查表

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1　　生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☐；国家公园☐；自然保护区☐；自然公园☐；世界自然遗产☐；生态保护红线☐□；重要生境☐；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域☐；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件☐；其他☐
	评价因子	物种☑（种群结构） 生境☐（） 生物群落☑（物种组成、群落结构等） 生态系统☑（植被覆盖力、生物量、生态系统功能） 生物多样性☑（物种组成） 生态敏感区☐（主要保护对象、生态功能等） 自然景观☐（） 自然遗迹☐（） 其他☐（天然林）
评价等级		一级☐　　二级☐　　三级☑　　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.55429）km^2；水域面积：（）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☐；调查点位、断面☐；专家和公众咨询法☐；其他☐
	调查时间	春季☐；夏季☐；秋季☑；冬季☐ 丰水期☐；枯水期☐；平水期☐

	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵☐；污染危害☐；其他☐
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☐；生态敏感区☐；其他☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量☐
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☐；生态敏感区☐；生物入侵风险☐；其他☐
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研☐；其他☐
	生态监测计划	全生命周期☐；长期跟踪☐；常规☐；无☑
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☐；其他☐
评价结论	生态影响	可行☑；不可行☐
注：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 区域水文地质概况

（1）地层

工程区域地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，岩性单一，为灰黄色、黄色的粉砂和粉土，结构松散。通过钻孔揭露，地层岩性有细砂、泥质粉砂和粉土。细砂呈灰褐色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 1～30m，最大厚度为 38.8m；泥质粉砂呈深灰色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 2.5～4.5m，平均厚度 3m；粉土呈土黄色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 1～3m，最大厚度为 5.18m。

（2）地质构造

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

5.2.1.2 含水层的空间分布

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

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

5.2.1.3 区域含水层富水性特征

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

根据搜集到的区内已有钻孔资料（具体见表 5.2-1），本工程所在区域潜水位埋深约 1.43～8.64m 不等，钻孔揭露的含水层厚度约 30～38m，含水层岩性为第四系细砂、粉细砂、粉砂；换算涌水量为 14.58～313.25m³/d，水量中等～贫乏；渗透系数 0.14～2.88m/d。评价区水文地质图图 5.2-1。

表 5.2-1　评价区潜水含水层水文地质特征一览表

图 5.2-1　　区域水文地质图

5.2.1.4 地下水的补给、径流、排泄

（1）补给

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

（2）径流

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

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

（3）排泄

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

①地下水的侧向流出排泄

评价区内地下水以向东方向的侧向径流排泄为主。

②蒸发蒸腾排泄

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

5.2.1.5 地下水动态特征

利用收集到评价区内钻孔（ZC1-5）动态资料进行类比，区内地下水动态类型主要为水文型。ZC1-5 孔地下水动态年内变化过程为：河漫滩从 9 月下旬开始退水，地下水位的上升趋势延续到 11 月中旬，之后转为缓慢下降。在此期间，塔河水位

也同时大幅度下降，随着冬季的结束及地面解冻，从 2 月底开始地下水位出现小幅回升，从 4 月中开始地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底，8 月初到 9 月底水位呈缓慢上升。地下水的高水位期出现在 10 月底，低水位期在 6 月底。区内地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少，次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈；地下水位上升的直接原因也是塔河干流径流量增加、河水位较大幅度的上涨，次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与塔河水位的升降有滞后现象，一般是地下水位滞后塔河水位 15—30 天。

图 5.2-2　　区内典型水文地质钻孔地下水动态曲线图（ZC2-5）

5.2.1.6 地下水水化学特征

富满油田位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度 60m 内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。由前述可知，仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给、径流条件较好；而向南远离塔河的地段，潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于 10m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件，决定了工程区域潜水的水化学作用，在沿塔河南岸地段，以离子交替吸附作用为主；而向南远离塔河的地段，则以蒸发浓缩作用为主。本工程所在区域离塔河南岸较远，潜水缺乏补给来源，径流滞缓，水化学作用以蒸发浓缩作用为主，评价区潜水的水化学类型有 Cl-Na•Mg 型、SO_4•Cl-Na•Mg 型、SO_4•Cl-Na 型。矿化度为 0.5～40g/L 不等，水质均较差，为半咸水～咸水。

5.2.1.7 评价区地下水开发利用现状与规划

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

点。根据调查，本工程区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，评价区内地下水主要用于油田生产，区内地下水没有开采利用及规划。

5.2.1.8 区域地下水污染源调查

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

5.2.1.9 包气带特征

本项目在油田区域内进行扩建。根据区内勘察资料《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》（新疆地质工程勘察院）的钻孔成果，包气带的岩性为细砂、粉砂，粉土等，其结构总体来说比较松散，为了基本查明区域内包气带的防污性能，共完成了 40 处渗水试验，其中 SS014 和 SS015 位于评价区内，垂向渗透系数分别为 0.00025cm/s 和 0.00016667cm/s，均大于 10—^{4}cm/s，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中表 6，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据 4.3.3 节中包气带土壤环境质量调查结果，包气带土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤环境质量可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，石油烃（C_{10}~C_{40}）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，且占地范围和占地范围外的检测数值相差较小，包气带未受石油类污染。

5.2.2.地下水环境影响分析

5.2.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，采出水依托满深联合站污水处理系统处理，处理达标后回注。井下作业废水依托哈四联合站或富源 7 井废液处理站污水处理系统处理达标后回注，不外排。井、站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

（2）油泥（砂）

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目落地油100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

（3）集输管道

本工程集输管线采用玻璃钢管、无缝钢管等密闭输送，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场、站场

本项目正常状况下，井口区、站场装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.2.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

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

油田开发对地下水污染的途径主要分为两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

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

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

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

（2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

（3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

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

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

根据项目特点，本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析，含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件；将水文地质条件概化为：含水层之间无水力联系，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

具体见下文：

（5）油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不确定，误为第三系套管隔离失效；对废弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

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

①预测情景

当采油引起地层压力变化导致窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，项目区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对项目区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取特征因子石油类进行预测。

④预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u－水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc(　)—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的水文地质勘察资料、导则及预测指南中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-3。

表 5.2-3　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.003m/d	地下水的平均实际流速 u=KI/n，根据新疆地质工程勘察院对项目所在区域地下水环境调查服务项目的勘察成果，评价区内渗透系数 0.14m/d~2.88m/d，考虑最不利情况，本次预测取最大值 2.88m/d，地下水水力坡度 0.4‰。
2	DL	纵向弥散系数	$0.03m^2/d$	DL=αLu，aL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合工程区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-4、表 5.2-5，图 5.2-3。

表 5.2-4 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
0	18	0	18	0	18
2	8.212	5	11.643	10	13.298
4	2.241	10	5.578	20	7.294
7.5	0.050	15	1.904	30	2.804
8.5	0.014	20	0.452	40	0.730
10	0.001	25	0.074	50	0.126
12	0.000	29	0.013	54.5	0.050
14	0.000	35	0.001	60	0.014
16	0.000	40	0.000	70	0.001
18	0.000	45	0.000	80	0.000
20	0.000	50	0.000	90	0.000

表 5.2-5 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	7.5	8.5	无
	1000d	25	29	无
	3650d	54.5	70	无

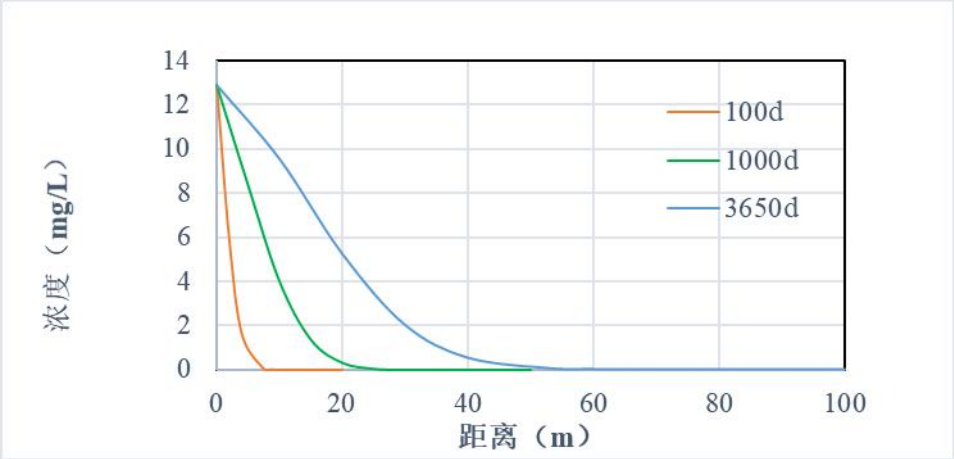

图 5.2-3　发生长期泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 7.5m、25m、53m，影响距离分别为 8.5m、29m、60m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

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

（6）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线和注水管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的含油废水下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水含水层中。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下，污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

泄漏的污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→包气带→含水层→迁移

非正常状况下，地表或管线泄漏的污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：1）污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；2）石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 E 及实际操作经验，设定拟建项目集油管线破裂后，污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物以点源的形式穿透包气带土壤层进入地下水含水层，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题（《多孔介质污染物迁移动力学》，王洪涛，2008 年 3 月）。

$$c = \frac{c_0}{2}\left[\operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) - \operatorname{erfc}\left(\frac{x-u(t-t_o)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}}\right)\right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u－水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc(　)—余误差函数。

④预测参数

本次评价水文地质参数具体见前文表 5.4-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-6，图 5.2-4。

表 5.2-6 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄漏）

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
石油类	0	0.003	0	0.001	0	0.000
	2	0.019	5	0.003	10	0.001
	4	0.015	10	0.003	20	0.001
	6	0.004	15	0.002	30	0.001
	8	0.001	20	0.001	40	0.000
	10	0.000	25	0.000	50	0.000
	12	0.000	30	0.000	60	0.000
	14	0.000	35	0.000	70	0.000
	16	0.000	40	0.000	80	0.000
	18	0.000	45	0.000	90	0.000
	20	0.000	50	0.000	100	0.000

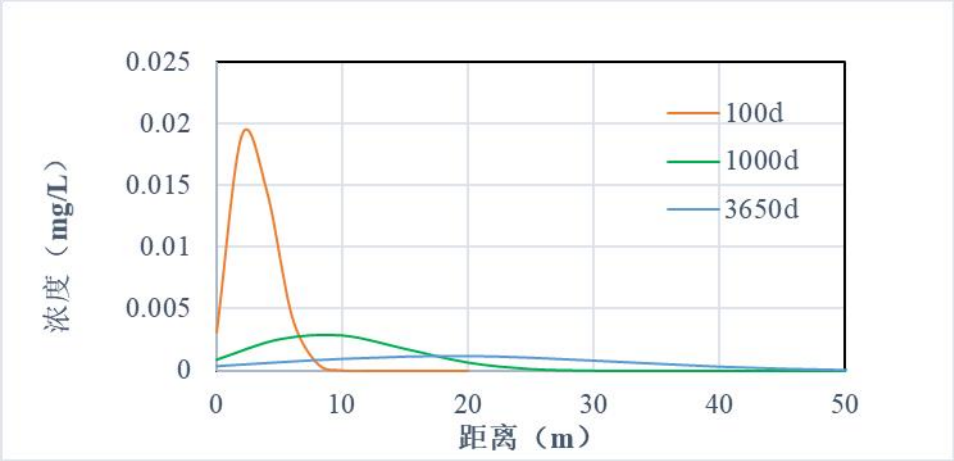

图 5.2-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。泄漏后的石油类在地下水中运移 100d、1000d、3650d 后，浓度均未超标，但泄漏事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。集输管道等必须采取必要的措施，加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的土壤、地下水。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.3 退役期水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固体废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.2.4 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

（2）本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影

响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

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

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、生活污水、酸化压裂返排液、锅炉排污水、管道试压废水。

（1）钻井废水

钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）酸化压裂废水

酸化压裂返排液排入回收罐运至富源 7 井废液处理站处置。

（3）管道试压废水

本项目管道分段试压，采用无腐蚀性的清洁水。试压废水罐车收集，沉淀后优先用于施工场地洒水抑尘，不外排。

（4）锅炉排污水

拟建工程锅炉排污水水量为 0.3m^3/d，水质简单，污染物主要为 SS、COD 及含盐量，可用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制。

（5）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 4324.8m^3。施工期生活污水在生活污水池暂存，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》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准，用于荒漠灌溉。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。

（1）水污染防治措施有效性分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关要求后回注地层，设备擦洗废水用作场地降尘用水。本项目废水均妥善处置不会对周边水环境产生影响。

（2）采出水及井下作业废水依托处理环境可行性分析

根据单井开发指标预测结果，项目采出水最大为 17837.55t/a（48.87t/d），主要污染物为 SS、石油类。本工程采出水依托满深联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层，不外排。

满深联合站已建采出水处理系统现状富余处理能力为 1500m^3/d。本项目新建采油井场所产采出水依托满深联合站现有处理系统进行处理，从处理能力匹配性角度分析具备可行性。

（3）井下作业废水依托处理环境可行性分析

本项目新建采油井场 7 座，井下作业废水产生量为 601.27t/a。井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理，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 类水质标准后回注地层。

富源 7 井废液处理站已建废水处理系统现状富余处理能力为 720m^3/d。本项目新建采油井场所产井下作业废水依托富源 7 井废液处理站现有处理系统进行处理，从处理能力匹配性角度分析具备可行性。

哈四联已建废水处理系统现状富余处理能力为 2200m³/d。本项目新建采油井场所产井下作业废水依托哈四联现有处理系统进行处理，从处理能力匹配性角度分析具备可行性。

（4）设备擦洗废水

本项目运营期井场用水主要为间歇性的设备外壁擦洗水，本项目新建 4 口井，设备擦洗废水产生量共计 28m³/a 废水中主要污染物为 SS，不含有毒有害物质，此部分废水可用作场地降尘用水。

综上，本项目运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，不会对地表水环境产生不利影响。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境评价结论

本项目运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1　　地表水环境影响评价自查表

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

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

拟建项目占地类型主要为裸土地，占地范围内土壤类型均为石质土。项目施工期工程内容主要包括土方开挖、场地平整以及管线敷设、设备安装等，施工期对土壤的主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

（1）土壤理化性质影响分析

施工期对土壤理化性质造成影响的施工活动包括场地清理平整、土石方开挖回填，以及施工机械设备和运输车辆的碾压等。

场地的清理和平整、土石方的开挖以及回填将会使得土壤层次发生变化，另外由于占地范围内植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。临时占地范围内的土壤表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，使风蚀荒漠化的过程加剧。

施工期各项工程的实施对土壤表层的影响最大。由于表层的土壤结构是经过较长的历史时期形成的，形态较稳定，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。

（2）废弃污染物污染影响分析

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，钻井泥浆中含有碱、油、重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等多种物质，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。

拟建项目钻井期产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分离后的固相按照不同泥

浆体系采取不同的处置措施处理达标后综合利用。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

钻井施工过程中机械检修时会产生少量产生废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于危废贮存点中，防止废机油落地污染土壤；酸化压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，运至富源 7 井废液处理站处置。正常情况下废机油、酸化压裂返排液等施工期废弃物不会对土壤环境产生影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料转移过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

考虑事故状态下，集输管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管道两端设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管道中泄漏的采出水量为 8.333m^3。克深区块地层水水型为 $CaCl_2$ 型，矿化度 51417.5mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：8.333×51417.5=428479.167g。

本次预测采用 HJ 964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

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。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

S=Sb+△S

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.57\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的最大值为 27.2g/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 0.093g/kg，叠加现状值后的预测值为 27.293g/kg。

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

（2）污染影响型

本项目土壤污染影响评价等级为三级。根据导则，本次评价主要采用定性描述对土壤污染影响进行预测。

根据工程分析，本项目所涉及的土壤污染因子主要包括石油烃。土壤对石油烃污染物具有良好的吸附作用，发生采出液泄漏事故时，由于土壤的吸附净化作用，石油烃污染一般仅限于土壤表层，在及时清理地表污染物后，可避免对深层土壤产生不利影响。

在项目做好防渗、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的影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

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

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染，也不会使区域土壤盐化程度加剧。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，但影响局限于表层，通过及时清理地表污染物可避免对深层土壤产生影响；采出水的泄漏会使得泄漏区域土壤中含盐量小幅度上升，但不会改变其盐化等级，在采取及时切断泄漏源并对泄漏区域土壤进行清理的前提下，可使不利影响降至最低。

根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免项目实施对土壤环境产生影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-1。

表 5.4-1　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地☑；农用地□；未利用地☑				土地利用类型图
	占地规模	（0.00925）km^2				永久占地/小型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（生态影响）				
	全部污染物	盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	特征因子	盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类□；II类☑；III类□；IV类□				井场
		I类□；II类□；III类□；IV类☑				集输管线
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				污染影响型
		敏感☑；较敏感□；不敏感□				生态影响型
评价工作等级		一级□；二级□；三级☑				污染影响型
		一级□；二级☑；三级□				生态影响型
现状	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）☑				
	理化特性	见表 4.5-1				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见监测点位

工作内容		完成情况				备注
调查内容		表层样点数	3	4	0~0.2m	布置图
		柱状样点数				
	现状监测因子	占地范围内：《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 中的 45 项基本项目+石油烃（C_{10}-C_{40}）+土壤盐分含量+pH 值；占地范围外:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中的基本项目+pH+土壤盐分含量+石油烃（C_{10}-C_{40}）				
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量				
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他（定性描述）				
	预测分析内容	影响范围（井场周围）；影响程度（较小）				污染影响型
		影响范围（管线泄漏点周围） 影响程度（较小）				生态影响型
	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）☑ 不达标结论：a）□；b）□				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		代表性井场
		1	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬、汞、盐分含量、pH	1 次/年		
	信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH				
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行				

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

（1）施工扬尘影响分析

在钻井工程、地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

（2）测试放喷废气影响分析

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放喷。测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO_2、NOx 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。

（3）储层改造废气影响分析

储层改造过程中酸化压裂作业需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

（4）锅炉烟气影响分析

钻井期泥浆系统伴热采取生物质锅炉（燃油锅炉备用）加热工艺，生物质锅炉烟气污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_x 等，燃油锅炉烟气污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_x 等，生物质锅炉烟气采取“旋风除尘+袋式除尘”处理后通过 8m 高排气筒排放，燃油锅炉使用低硫油作为燃料，烟气经 8m 高排气筒排放。

类比同类钻井井场生物质锅炉及燃油锅炉烟气监测数据，生物质锅炉排放烟气颗粒物、SO_2、NO_x、烟气黑度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，燃油锅炉排放烟气颗粒物、SO_2、NO_x、烟气黑度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃油锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

钻井结束后生物质锅炉及燃油锅炉随井队搬迁，从影响范围和程度来看，炉烟气对周围大气环境的影响是有限的。

（5）机械设备和车辆废气影响分析

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NOx 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，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，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

（6）焊接烟气影响分析

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。采用合格的焊条，管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气对周围大气环境的影响是有限的。

本项目施工阶段钻井工程、地面工程、道路工程和管道工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、锅炉烟气、焊接烟气、机械设备和车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2008）的规定“对于各级评价项目，均应调查评价范围内 20 年以上的主要气候统计资料。”本项目位于沙雅县境

内。为此，本次评价以沙雅气象站近 30 年的气象数据为依据，分析本项目所在区域的气象特征，符合《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2008）中的要求。主要包括风速、风向、温度等。

（1）温度

区域内近 30 年各月平均气温变化情况见表 5.5-1，近 30 年各月平均气温变化曲线见图 5.5-1。

表 5.5-1 近 30 年各月平均温度月变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
温度（℃）	-7.7	-0.9	7.7	15.4	19.9	23.4	24.9	23.7	18.8	10.9	2.7	-5.5	11.11

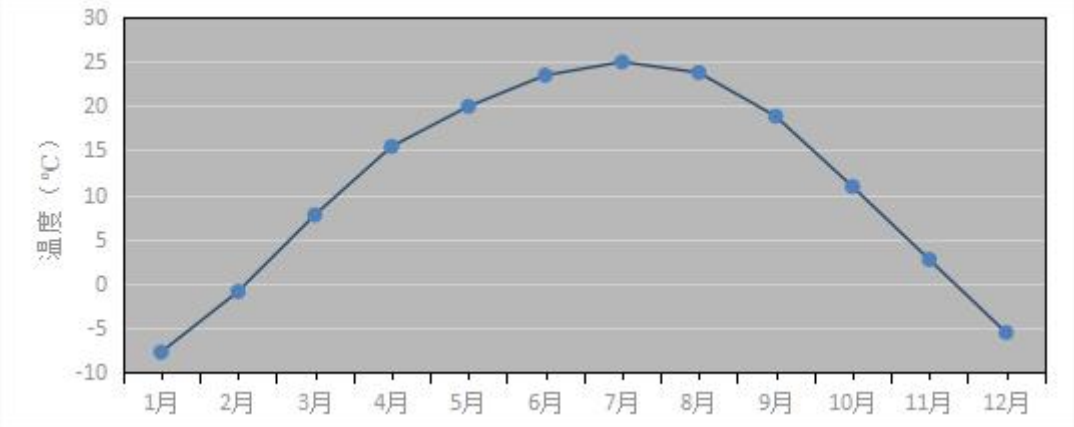

图 5.5-1 平均温度月变化统计图

由表 5.5-1 和图 5.5-2 可见，沙雅气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月、2 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为-7.7℃；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.9℃。

（2）风速

沙雅县气象站的年均风速为 1.37m/s，春夏季风速最大，其中以 6 月份和 7 月份风速最大（1.74m/s），以 11 月份风速最小（1.2m/s），区域各月平均风速统计见表 5.5-2。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.5-2。

表 5.5-2 沙雅县各月平均风速统计表

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

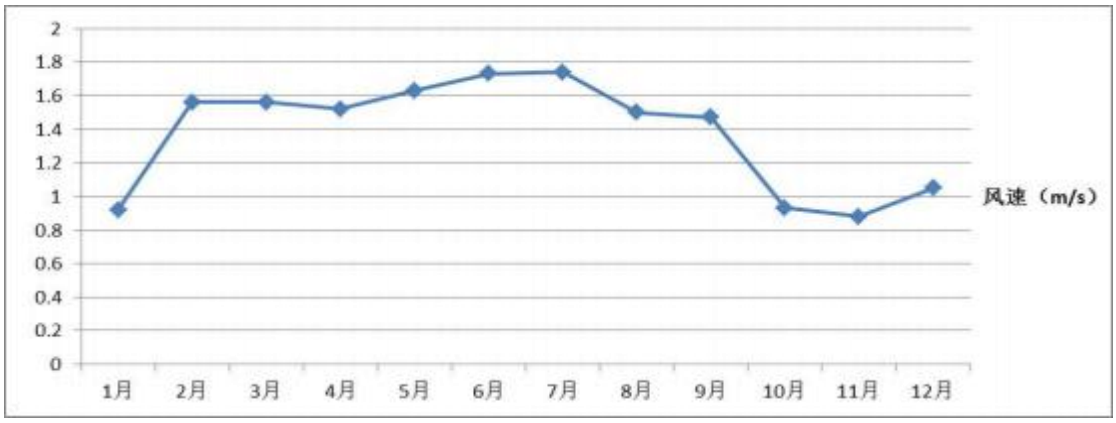

图 5.5-2 沙雅县全年各月风速变化曲线

（3）风向、风频

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

沙雅县各季及全年各风向频率统计情况见表 5.5-3，风向频率玫瑰图见图 5.5-3。

表 5.5-3 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目 风向	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	2.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52
SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	083	5.26	2.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	2.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

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

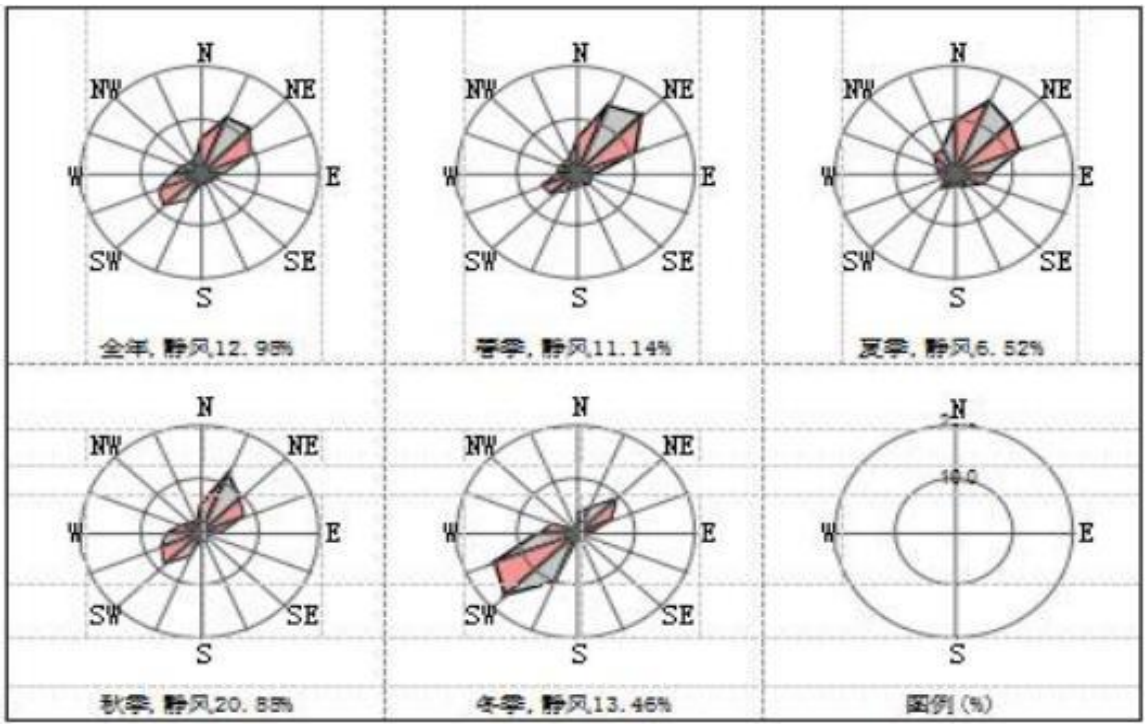

图 5.5-3 近 30 年风频玫瑰图

5.5.2.2 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-4。

表 5.5-4 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	--
2	最高环境温度/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-24.2

序号	参数		取值
4	土地利用类型		沙漠化荒地
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是□否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-5，预测结果见表 5.5-6。

表 5.5-5 主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度（m）	年排放小时数（h）	污染因子	排放速率（kg/h）
	经度（°）	纬度（°）								
井场无组织废气（以 ManS503-H9 为例）			951	40	40	0	6	8760	NMHC	0.017
									H_2S	0.000196

表 5.5-6 无组织废气 P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	Ci（μg/m³）	Pi（%）	Pmax（%）	最大浓度出现距离（m）	D10%（m）
1	井场无组织废气（以 ManS503-H9 为例）	NMHC	20.4020	1.07	2.36	27	-
		H_2S	0.2364	2.36		27	-

根据表 5.2-6 预测结果可知：

①新建单井井场以及阀组站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 10%，最大落地浓度阀组站无组织排放的硫化氢，最大落地浓度 0.2364μg/m³，最大占标率 2.36%。

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

③无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风 27m 范围内，无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.5.2.3 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.5-7。

表 5.5-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m³）	
无有组织排放						
1	井场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020））	厂界外 4.0mg/m³	1.036
2		H_2S		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准	0.06	0.042

5.5.2.5 评价结论

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢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。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

项目施工期废气影响具有分散性，且影响时间较短，施工期结束，影响即消失。

拟建项目位于环境质量不达标区，运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢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。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-8。

表 5.5-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长 5~50km□		边长=5km☑			
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		<500t/a☑			
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC、H_2S）				包括二次 PM2.5□ 不含二次 PM2.5☑			
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D☑		其他标准□			
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2024）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑		主管部门发布的数据□		现状补充监测☑			
	现状评价	达标区□				不达标区☑			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL 2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□		边长=5km☑			
	预测因子	预测因子（NMHC、H_2S）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$□			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%☑				C 本项目最大占标率＞100%□			
	正常排放年均	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□			C 本项目最大标率＞10%□			

工作内容		自查项目			
	浓度贡献值	二类区	C 本项目最大占标率≤30%□	C 本项目最大标率＞30%□	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（/）h	C 本项目占标率≤100%□	C 非正常占标率＞100%	
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□		C 叠加不达标□	
大气环境影响预测与评价	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（）		有组织废气监测□ 无组织废气监测□	无监测☑
	环境质量监测	监测因子：（）		监测点位数（）	无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受☑不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（）m			
	污染源年排放量	SO_2：/t/a	NOx：/t/a	颗粒物：/t/a	非甲烷总烃：（1.036）t/a H_2S：（0.042）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 钻井噪声影响分析

（1）钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB（A）左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ80	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	--	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	--	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r=L_{ro}-20\lg(r/r_o)$$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A）；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A）；

r——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

结合噪声源到井场边界距离，通过计算，本项目施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2 施工期钻井噪声预测结果一览表（需要测算井场边界的噪声贡献值）

序号	井场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	68	68	70	55	达标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

（3）影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62~68dB（A），昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界

噪声限值要求，本项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.1.2 储层改造噪声影响分析

（1）储层改造噪声源强

储层改造主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	--	70~80	60~65	1.5	80/5	基础减振	昼夜
2	酸罐车	--	90~100	80~85	1.5	80/5	基础减振	昼夜
3	加压泵	--	50~65	70~75	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	测试放喷	--	100	60	2	90/5	--	昼夜
5	混砂车	--	80~100	70~80	1.5	80/5	基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r=L_{ro}-20\lg(r/r_o)$$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A）；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A）；

r——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

结合噪声源到井场边界距离，通过计算，本项目施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-4。

表 5.6-4 施工期储层改造噪声预测结果一览表（需要测算井场边界的噪声贡献值）

序号	井场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	75	75	70	55	超标	超标
2		南场界	60	60	70	55	达标	超标
3		西场界	65	65	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标

（3）影响分析

由预测结果可以看出，储层改造对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为60~75dB(A），不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求，本项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.1.3 管线施工噪声影响分析

（1）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-5。

表 5.6-5 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	--	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	--	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	--	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	--	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r=L_{ro}-20\lg(r/r_o)$$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A）；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A）；

r——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算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 5.6-6。

表 5.6-6 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

（3）影响分析

根据表 5.6-6 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，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。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.2 运营期声环境影响评价

本项目各新建采油井场规格及产噪设备一致，以 ManS503-H9 井场为代表井场进行预测。本评价以井场四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.6.2.1 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）计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源对各预测点噪声贡献值

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

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A）；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A）。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本项目以井场西南角为坐标原点，噪声源噪声参数见表 5.6-7。

表 5.6-7 井场噪声源参数一览表

声源名称		数量（台/套）	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
井场	采油树	1	85	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	10	75

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-8。

表 5.6-8 站场噪声预测结果一览表单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	39.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	40.9	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	31.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	29.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

据预测结果可知，采油井场产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 29.4~40.9dB(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，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场及站场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，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。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.6-9。

表 5.6-9 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
评价等级与范围	评价等级	一级□二级☑三级□
	评价范围	200m☑大于 200m□小于 200m□

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

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物包括施工过程中产生的施工土石方、钻井废弃泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、管材边角料及焊接废渣、锅炉灰渣、生活垃圾等。

井场平整管沟开挖产生土方用于施工场地平整、管沟回填等，无弃方；钻井岩屑随钻井泥浆带出，采用“泥浆不落地”工艺收集，泥浆排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；聚合物体系废弃钻井岩屑和泥浆经干化满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于井场平整；聚磺体系钻井岩屑和废弃岩屑在井场环保罐暂存，现场处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物妥善收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有相应资质的单位接收处置；锅炉灰渣集中收集后送至周边固废填埋场填埋；废布袋由厂家回收处理；生活垃圾集中收集后定期清理运送至库车景胜新能源环保有限公司处理处理。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）和《危险废物转移管理办法》等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废变压器油。落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废变压器油分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。

本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 3.4-8。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危废收集、贮存过程影响分析

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油桶、清管废渣、废变压器油分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接运至有危废处置资质单位接收处置；哈得采油气管理区危废贮存库距本项目最近距离约为 20km，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，满足防渗要求；本项目落地油产生量为 1.4t/a、废防渗材料产生量为 1.75t/a、废润滑油桶产生量为 0.042t/a，哈得采油气管理区危废贮存库中含油污泥年最大储

存量 60t、废润滑油桶年最大储存量 4t，目前尚有较大暂存余量。因此，哈得采油气管理区危废贮存库可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

（2）危险废物收集

本项目运营期定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集，分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；井下作业施工结束后，落地油、废防渗材料人工打包收集后，运至哈得采油气管理区危废贮存暂存，或直接运至有危废处置资质的单位接收处置；泵类定期维护保养结束后，废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；清管作业产生的清管废渣分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；油浸式变压器维修、更换等过程产生的废变压器油密闭收集后委托有危废处置资质的单位进行处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），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。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

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

综上，本项目固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期固体废物主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，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，确保管线内无残留物质，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理，收集后交由有危废处置资质单位接收处置。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

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对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

5.8.1.1 危险物质调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程井场涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、硫化氢，主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井与站场之间的集油管线和站场之间集气管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，本项目所在区域原油密度取平均 0.794g/cm^3，天然气相对密度取平均 0.7593kg/m^3，硫化氢平均占比 0.43%。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT，则\ P_0V_0/T_0=P_1V_1/T_1$$

V_0—常压下天然气体积，m^3；

P_0—环境压力，MPa(0.101325MPa）；

T_0—环境温度，K（取值为 273.15K）；

V_1—管线体积，$V_1=\pi d^2/4\times L$，m^3；

P_1—输气干线压力，MPa；

T_1—管道内温度，K(25℃，取值为 298.15K）。

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

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

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。

经计算，本项目风险单元 Q 值一览表见表 5.8-1。

表 5.8-1　　本项目风险单元 Q 值一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	q/Q 值	Q 值划分
1	满深 3-H14 井至满深 3-1 阀组集输管道（DN100，5.5MPa，1.8km）	原油	--	11.2	2500	0.0045	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.690	10	0.0690	
		硫化氢	7783-06-4	0.003	2.5	0.0012	
		Q 值Σ				0.0747	
2	满深 5-H10C 井至满深 5-1 阀组集输管道（DN80，5.5MPa，2.4km）	原油	--	9.57	2500	0.0038	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.589	10	0.0589	
		硫化氢	7783-06-4	0.0026	2.5	0.0010	
		Q 值Σ				0.0637	
3	满深 301-H2 井至满深 3-1 阀组集输管道（DN80，5.5MPa，2.3km）	原油	--	9.17	2500	0.0037	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.564	10	0.0564	
		硫化氢	7783-06-4	0.0025	2.5	0.0010	
		Q 值Σ				0.0611	
4	满深 503-H9 井至满深 2 接转站集输管道（DN80，5.5MPa，3.1km）	原油	--	12.37	2500	0.0049	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.760	10	0.076	
		硫化氢	7783-06-4	0.0033	2.5	0.0013	
		Q 值Σ				0.0822	
5	满深 502-H9 井至	原油	--	47.37	2500	0.0189	Q＜1

	满深 2 接转站集输管道（DN100，5.5MPa，7.6km）	甲烷	74-82-8	2.910	10	0.0291	
		硫化氢	7783-06-4	0.0125	2.5	0.005	
		Q 值Σ				0.053	
6	满深 3-1 阀组站至满深 2 接转站集输管道（DN200，5.5MPa，5.8km）	原油	--	144.6	2500	0.0578	Q＜1
		甲烷	74-82-8	8.892	10	0.889	
		硫化氢	7783-06-4	0.0382	2.5	0.0153	
		Q 值Σ				0.962	
7	满深 301-H1C 井至满深 2 接转站集输管道（DN80，5.5MPa，4.3km）	原油	--	17.2	2500	0.0069	Q＜1
		甲烷	74-82-8	1.055	10	0.106	
		硫化氢	7783-06-4	0.0045	2.5	0.0018	
		Q 值Σ				0.115	
8	满深 502-H10 井至满深 5-1 阀组集输管道（DN100，5.5MPa，4.4km）	原油	--	27.4	2500	0.011	Q＜1
		甲烷	74-82-8	1.686	10	0.169	
		硫化氢	7783-06-4	0.0073	2.5	0.0029	
		Q 值Σ				0.183	
9	满深 2 接转站至满深联气集输管道（DN200，5.0MPa，16.5km）	甲烷	74-82-8	23.39	10	2.339	Q＞1
		硫化氢	7783-06-4	0.0077	2.5	0.003	
		Q 值Σ				2.342	

本项目（Q）为 2.342（1≤Q＜10）。

5.8.1.2 环境风险潜势划分

根据工程分析 2.5.7 节内容，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。本项目危险物质和工艺系统的危险性（P）为 P4，大气环境、地表水环境敏感程度均为 E3，地下水环境敏感程度为 E2，根据上表可知，本项目大气环境、地表水环境潜势均为I，地下水环境潜势为II。

5.8.2 评价等级及评价范围

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5.8-2。

表 5.8-2　　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

由上表可知，项目大气、地表水环境风险评价等级为简单分析，地下水环境风险评价等级为三级。

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，项目风险评价范围见表 5.8-3。

表 5.8-3　　风险评价范围表

环境要素	风险导则中—评价范围确定依据	本项目风险评价	
		等级	范围
大气环境	大气环境风险评价范围：一级、二级评价距建设项目边界一般不低于 5km；三级评价距建设项目边界一般不低于 3km。油气、化学品输送管线项目一级、二级评价距管道中心线两侧一般均不低于 200m；三级评价距管道中心线两侧一般均不低于 100m。当大气毒性终点浓度预测到达距离超出评价范围时，应根据预测到达距离进一步调整评价范围	简单分析	井场边界外延 500m 的区域，管线两侧 200m
地表水环境	地表水环境风险评价范围参照 HJ2.3 确定	简单分析	运营期废水不外排，事故废水不外排
地下水环境	地下水环境风险评价范围参照 HJ610 确定	三级	同地下水评价范围

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、伴生气、H_2S，存在于采油管线内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4　　风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	可燃液体	采油管线
2	伴生气（甲烷）	易燃气体	采油管线
3	硫化氢	有毒气体，易燃气体	采油管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil

组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激征状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、
三氯甲烷、四氯化碳等有
机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724g/cm³</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。
分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。LD50:4300mg/kg（大鼠经口）
LC50：无资料</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。
生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。
非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。
生物富集或生物积累性：/。
其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">性质：危险废物。
处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。
废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</td></tr>
</table>

法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，遇火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5%～15%，爆炸浓度极限范围越宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		苏联 MAC	300mg/m³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等；当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15

	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险，甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应

B.H_2S

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表 5.8-7。

表 5.8-7　硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施表

<table>
<tr><td rowspan="2">标识</td><td colspan="3">中文名称：硫化氢</td><td colspan="3">英文名称：Hydrogensulfide</td></tr>
<tr><td colspan="3">危险性类别</td><td colspan="3">易燃、有毒气体</td></tr>
<tr><td rowspan="4">外观形状
熔点
沸点
闪点</td><td>沸点（℃）</td><td>-61.8</td><td>比重（水=1）</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>饱和蒸汽压（kPa）</td><td>无资料</td><td>熔点（℃）</td><td colspan="2">-82.9</td></tr>
<tr><td>蒸气密度（空气=1）</td><td>无资料</td><td>溶解性</td><td colspan="2">易溶于水，易溶于醇类、石油溶剂和原油中</td></tr>
<tr><td>外观与气味</td><td colspan="5">无色气体。具有臭蛋气味</td></tr>
<tr><td rowspan="4">火灾爆炸危险数据</td><td>闪点（℃）</td><td></td><td>爆炸极限</td><td colspan="2">爆炸上限%（V/V）：46.0；
爆炸下限%（V/V）：4.0</td></tr>
<tr><td>灭火剂</td><td colspan="5">抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水</td></tr>
<tr><td>灭火方法</td><td colspan="5">尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，
直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="5">易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远
的地方，遇火源会着火回燃。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">反应活性数据</td><td rowspan="2">稳定性</td><td>不稳定</td><td></td><td>避免条件</td><td></td></tr>
<tr><td>稳定</td><td>√</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">聚合危险性</td><td>可能存在</td><td></td><td>避免条件</td><td></td></tr>
<tr><td>不存在</td><td>√</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>禁忌物</td><td>强氧化剂</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害数据</td><td>侵入途径</td><td>吸入</td><td>√</td><td>皮肤</td><td>√</td><td>口</td><td>√</td></tr>
<tr><td>急性毒性</td><td>10</td><td>无资料</td><td>LC50</td><td>大鼠吸入</td><td colspan="2">16000mg/m³,4 小时</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="4">吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。
眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。
皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</td></tr>
<tr><td>急性中毒</td><td colspan="4">职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生的硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。
中毒后的临床表现
硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。
硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高
则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入 70~150mg/m³/1～2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2～5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m³/1 小时，6～8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m³/15～60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m³数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。
急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</td></tr>
<tr><td>泄漏紧急处理</td><td colspan="4">撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。
禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。
防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。
小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。
大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">/</td><td>工程控制</td><td colspan="3">生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</td></tr>
<tr><td>呼吸系统防护</td><td>空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）</td><td>身体防护</td><td>穿防静电工作服</td></tr>
<tr><td>手防护</td><td>戴橡胶耐油手套</td><td>眼防护</td><td>戴安全防护眼镜</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="3">工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</td></tr>
</table>

5.8.3.2 生产系统危险性识别

（1）井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。富满油田区域已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，在采取合格防喷措施后，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

（3）集输管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，直接污染周围大气和土壤，还可能对区域地下水造成污染。

（4）变压器油泄漏

本项目变电站采用油浸式主变，变压器油在变压器设备外壳内，不会造成对人身、环境的危害。但当变压器出现短路、严重过载、绝缘损坏等极端情况，或者外部因素影响，变压器油箱的结构破坏，变压器油泄漏，遇明火后可能发生火灾、爆炸事故。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线、变压器发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线、变压器发生泄漏会对大

气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-8。

表 5.8-8 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采油过程	井喷	油气开采过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。	油气中的天然气、硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水
	井漏	长期开采，产层能量未及时补充，固井套管下入深度不够或固井质量不好。	可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染	地下水
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中的天然气、硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水
变压器	变压器事故	变压器出现短路、严重过载、绝缘损坏等极端情况，或者外部因素影响，变压器油箱的结构破坏，变压器油泄漏	发生漏油事故时，变压器内的油从集油坑流入事故油池。若事故油池存在防渗破损失效的情况，变压器事故废油会对土壤和地下水造成影响。	土壤、地下水

5.8.4 环境风险事故情形分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

（1）对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4—5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm^3，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本工程为油气开采含有硫化氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会

对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程所在区域人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0～20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断火源，并组织灭火，减少对农田生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

拟建项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出水漏失于地下水含水层中，由于采出水中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为原油、天然气、硫化氢，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气、硫化氢气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程油气含有硫化氢，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中

毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本工程一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

本工程运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。本项目评价区土壤类型主要为沙土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。

故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染

物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

集输管线泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.6 对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5 环境风险防控措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），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。

5.8.5.1 井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地防止井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

（3）按规定进行井场设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2 井漏事故风险防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田区域各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

（4）在固井工艺上，为防止采出水从井管串入其它地层，对油气井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测，满足固井相关标准、规范。

（5）油气井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝天然气开采过程中与非油气层和地下含水层的联系，阻止采出水对非油气层和地下含水层的污染；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出水进入钢管内的通道。

（6）油管内外壁防腐处理，避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.8.5.3 井场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

（3）在井架上、井场路口处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

（6）本项目新建井场防火区外的油浸式柱上式变压器均设置小型集油坑或挡油设施，有效容积不小于单台油量的 100%，并做防渗处理，按《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597=2023）进行防渗，等效防渗层渗透系数不大于 1×10^{-10}cm/s。

5.8.5.4 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善管线两端井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.5.5 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m3（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m^3（或 20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携带硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

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

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m^3（或 20ppm）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 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

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

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如油气泄漏点，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m^3（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.8.5.6 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于 6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

（2）并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

（3）与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

（4）管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

（5）交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

（6）管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

（7）并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

（5）需建立风险隐患排查台账，做到“月度自查、季度抽查”，对问题及时整改。

5.8.5.8 应急联动

本项目位于阿克苏地区沙雅县，属于现有哈得采油气管理区富满油田内的改扩建项目，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

（1）本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

（2）整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

（3）与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

（4）本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.9 环境风险应急处置措施

井喷失控事故应急措施

（1）伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1）管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2）管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.5.10 风险应急预案

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田哈得采油气管理区已编制环境风险应急预案并进行了修编并取得备案（备案编号 652924-2026-078-LT），设置了环境风险事故应急监测系统等，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建工程事故应急预案的主要内容见表 5.8-9。

表 5.8-9 事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	确定井场、管线等为重点防护单元
2	应急组织机构、人员	设立应急救援指挥部
3	预案分级响应条件	可分为井场突发事故处理预案、管线突发事故处理预案等。

4	应急救援保障	每座井场配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器 6 具、灭火器箱 3 具等；管理区二级应急物资库配备正压式呼吸器 10 套、毛毡 100 张、吸油棉 3 袋、围油绳 500 米等。
5	报警、通讯联络方式	常用应急电话号码：急救中心：120，消防大队：119。由生产部负责事故现场的联络和对外联系，以及人员疏散和道路管制等工作。
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	委托当地环保监测站进行应急环境监测，化验室主任负责协助进行毒物的清洗、消毒等工作。设立事故应急抢险队。
7	应急监测、防护措施、清除泄漏措施和器材	井场站场设置可燃气体浓度检测报警装置、管线两端设置截断阀、安全阀，加强巡视，配备足够的应急设施。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	当发生泄漏时，应通知附近的村庄撤离、疏散，特别是紧急撤离半径内的村庄进行撤离，同时设立医疗救护队，对事故中受伤人员实施医疗救助、转移，同时负责救援行动中人员、器材、物资的运输工作。由办公室主任负责，各部门抽调人员组成。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	当事故无法控制和处理时，生产部门应采取果断措施，实施全厂紧急停车，待事故消除后恢复生产。
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练。
11	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。

5.8.6 环境风险分析结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、硫化氢。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏、变压器油泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；哈得采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

本工程环境风险自查表见表 5.8-10。

表 5.8-10　环境风险自查表

工作内容		完成情况			
风险调	危险物质	名称	天然气（以甲烷为主）	硫化氢	原油
		存在总量/t	40.536	0.0816	278.88

查	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 人		5km 范围内人口数 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			人
		地表水	地表水功能敏感性	F1☐	F2☐	F3☑
			环境敏感目标分级	S1☐	S2☐	S3☑
		地下水	地下水功能敏感性	G1☐	G2☐	G3☑
			包气带防污性能	D1☑	D2☐	D3☐
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1☐	1≤Q＜10☑	10≤Q＜100☐	100≤Q☐
		M 值	M1☐	M2☐	M3☑	M4☐
		P 值	P1☐	P2☐	P3☐	P4☑
环境敏感程度		大气	E1☐	E2☐	E3☑	
		地表水	E1☐	E2☐	E3☑	
		地下水	E1☐	E2☑	E3☐	
环境风险潜势		IV+☐	IV☐	III☐	II☑	I☑
工作内容		完成情况				
评价等级		一级☐	二级☐	三级☑	简单分析☑	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄漏☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑	地表水☑	地下水☑		
事故情形分析		源强设定方法	计算法☐	经验估算法☐	其它估算法☐	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB☐	AFTOX☐	其他☐	
	地表水	最近环境敏感目标 ，到达时间 h				
	地下水	下游厂区边界到达时间 d				
		最近环境敏感目标 ，到达时间 d				
重点风险防范措施		具体见“环境风险防范措施及应急要求”				
评价结论与建议		在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，环境风险可防控。				
注：“（”为勾选项，“ ”为填写项。						

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场

（1）井场区域主要占地类型为沙地，施工过程中须严格控制井场占地面积，减少扰动面积。

（2）对井场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。尽量避让有植被覆盖的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.1-1。

图 6.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

（3）对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱碾乱轧，车辆停放在钻井期临时道路及临时占地范围内，装卸完毕尽快驶离，避免破坏自然植被，造成土地松动。井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，施工期生态保护措施见图 6.1-2。

图 6.1-2 施工期生态保护措施示意图

（4）加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（5）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。

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

6.1.1.2 管线

（1）本工程新增占地须依法办理建设用地审批手续，取得批复后方可开工建设。

（2）施工前对施工区及周边进行踏勘，确认南疆沙蜥、荒漠麻蜥等爬行类活动痕迹分布情况；施工活动严格限制在划定的作业范围内，设置警示标志，最大限度减少对爬行类及其生境的干扰。

（3）合理规划工程占地，严格控制占地面积。施工机械和车辆严禁进入规划占地范围以外的区域，禁止乱轧乱碾，避免扰动沙地表层。

（4）充分利用现有油田道路，减少临时占地。施工机械不得在道路以外行驶和作业，不得随意取弃土。

（5）合理调整管线走向，管沟施工作业宽度应控制在 9m 以内。

（6）管线施工时应根据地形条件，尽量顺地形走向、起伏铺设，减少挖填作业量。

（7）管沟回填后多余的土方禁止集中弃置，应均匀分散在管线两侧，使管沟与周围地表平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（8）施工期严格按规范作业，废水、固废不得乱堆乱排，避免对零星分布的胡杨、柽柳及沙地表层造成不良影响。

（9）施工结束后及时清理现场，做到“工完、料净、场地清”。

（10）工程结束后及时对临时占地进行平整、恢复原貌。在沙地区域的施工扰动部位采取草方格进行防沙治沙，促进地表稳定性恢复。

6.1.1.3 对野生动植物的生态保护措施

（1）在施工道路设置“保护生态环境”等警示牌，并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，严禁捕杀、惊扰爬行类。

（2）设计选线过程应尽量避让爬行类活动频繁区域及零星植被分布区，减少对其潜在栖息地的占用。

（3）施工过程中严格限定各类工作人员的活动范围，使之限于各工区和生活区内，不得随意进入周边沙地，避免扰动爬行类栖息地及稀疏植被。

（4）确保生产设施正常运行，控制施工噪声和振动，避免对周边爬行类造成惊扰。

（5）加强施工期环境风险管控，避免油品泄漏等事故对沙地表层及爬行类栖息地造成污染和破坏。

6.1.1.4 水土流失防治措施

（1）工程措施

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

①管线防治区

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，防止水土流失。

②井场防治区

井场工程区场地平整：井场永久占地内需进行硬化，施工结束后进行场地平整，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。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，施工期间严格划定施工活动范围，控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放。

④对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑤加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生。

6.1.1.5 防沙治沙

本工程位于流动沙地和半固定沙地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）、《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告，环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025 年 1 月 1 日起实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；

②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；

③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；

⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则

①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。

②因地制宜，分区施策：根据本项目不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。

③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。

④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B.制定方案的目标

第一阶段目标

①在井场周边、道路两侧设置草方格等沙障，有效控制区块内流沙移动。

②在适宜区域（如固定沙丘、土壤条件较好处）试种耐旱灌木（柽柳、梭梭），积累种植经验。

③建立监测体系，对沙丘移动、植被生长情况进行定期观测，为后续治理提供依据。

第二阶段目标

①维护并完善现有沙障系统，使区块内流沙移动趋势得到有效遏制，降低风沙对油田设施的侵蚀。

②在已治理区域对成活不足的植被进行补植，逐步形成防风固沙带。

③持续跟踪监测治理效果，根据监测结果优化防沙治沙措施。

第三阶段目标

①巩固治理成果，确保已治理的沙丘趋于稳定，植被群落初步具备自然更新能力。

②形成可持续防护体系，使项目所在区域内主要设施（井场、管线、道路）周边风沙危害显著降低。

③建立长期管护机制，结合油田生产管理，定期维护沙障和植被，确保治理效果持久。

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，在项目实施后分三个阶段从工程措施、植被措施和其他措施（监测措施、管护措施等）提出防沙治沙分阶段治理措施及实施计划，具体见表 6.1-1。

表 6.1-1 防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

阶段	措施类型	具体措施	实施内容	完成期限
第一阶段	工程措施	布设重点区域沙障	新建井场周边、道路两侧及管线易风蚀段布设 1m×1m 草方格，关键风口设阻沙栅栏。施工前在项目区周边采集柽柳、梭梭等本地适生灌木种子，为后续植被恢复提供种源。	施工准备期及施工期
	植被措施	种植适生灌木	在井场周边、道路两侧及沙障保护区内试种柽柳、梭梭等耐旱灌木。	施工结束后

			优先采用本地种子育苗或就近移栽，确保苗木的生态适应性。具体种植数量以水土保持方案为准。	
第二阶段	工程措施	完善沙障系统	对第一阶段布设的沙障进行维护修缮，在流沙活动仍较强烈的区域补充增设沙障。	项目实施后第3年
	植被措施	提升植被恢复	对第一阶段成活率不足区域进行补植，在沙障保护区内适当试种耐旱草本植物。	项目实施后第3年
第三阶段	工程措施	巩固防护体系	对老化、破损沙障进行更新替换，视情况在关键设施周边试用新型材料沙障。	项目实施后第5年
	植被措施	培育群落稳定性	对已治理区域进行持续养护，促进植被自然更新。	持续至项目实施后第 5 年
	管护措施	建立长效机制	制定沙障及植被维护规程，培训 1～2 名专职管护人员，定期巡查沙障完好情况及植被生长状况。	项目实施后第五年规范运行
实施保障	按“先核心后外围”原则推进；每年根据监测结果优化方案；利用油田现有管护力量和设备；与当地治沙站协作			

针对施工机械及运输车辆等，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。施工过程中如发现土地沙化程度加重等异常情况，应及时报告当地林草主管部门。

本项目对 ManS3-H14-满深 3-1 阀组、ManS5-H10C-满深 5-1 阀组、ManS301-H2-满深 3-1 阀组站、ManS503-H9-满深 2 接转站、ManS502-H9-满深 2 接转站、ManS502-H10-满深 5-1 阀组井场钻前道路沙埋段两侧采取草方格防护，保护长度为 3.09km。沙漠地段道路两侧共设置 50m 宽草方格固。

工程措施中草方格施工部署如下：

（1）技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准，且对施工人员进行交底。

（2）施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度（或 135 度）的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40—50cm 长的段，整齐堆放。

⑤铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

⑥植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

（3）施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗砂平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m，同时在管道主风向上方≥10m 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。

②草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分碾压使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过渡的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

草方格通用设置图见图 6.1-3，移动沙丘固沙平面示意图见图 6.1-4。

本工程防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式，该方法具有普遍性、通用性、高效性，是比较有效的防沙治沙措施。

图 6.1-3 固沙草方格设置通用图

图 6.1-4 移动沙丘固沙平面示意图

6.1.2 运营期生态保护措施

6.1.2.1 监督和管理措施

（1）针对本工程的建设，哈得采油气管理区 QHSE 管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

（4）针对本工程所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本工程环保投资。

6.1.2.2 运营期生态保护措施

（1）井场及管线施工完成后，对施工迹地进行场地平整与地貌恢复，在井场及周边实施砾石覆盖等生态恢复措施。

（2）对临时占地区域及时开展地表复垦，恢复原地貌形态及土壤结构。

（3）对易受风蚀影响的裸露地表铺设砾石层，有效降低风蚀作用对土壤的破坏。

（4）在施工结束后清除征地范围外硬化地表，恢复原有土地功能。

（5）建立泄漏应急响应机制，对事故性落地油实施快速清理与无害化处置，防止油污扩散污染土壤及植被。

（6）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，定期巡检管线周边区域，及时修复受损地表覆盖层。

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

6.1.3 退役期生态保护措施

6.1.3.1 生态保护措施

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

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

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

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

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

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

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

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

6.1.3.2 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

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

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本工程新建集输管线 48.2km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 9m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

本工程位于沙地，地表基本无植被覆盖，因此本工程生态恢复的核心目标是促进受损区域的生态正向演替，使其结构与功能逐步接近周边自然状态，并与周边景观协调融合。项目所在区域土壤类型为风沙土，沙化土地类型为流动沙地，植被生境较差，生态恢复的首要任务是固定流沙、控制风蚀，为后续可能的植被存活创造稳定的地表环境，不强制要求短期内达到特定的植被覆盖率。具体可采取以下措施：

①设置草方格沙障：利用麦草、芦苇等材料，在沙地表面扎设成 1m×1m 的方格状沙障，有效降低地表风速，阻截流沙。可根据现场条件，配合设置石方格、沙障等。

②固定流沙后，在沙障网格内点播或栽植耐沙埋、抗风蚀的强旱生灌木苗，如沙蒿（具体类型以植被适应情况确定）等，实现“工程固沙”与“生物固沙”的有机结合。

③对于生境较优区域，在恢复期的植被覆盖度应不低于周边同类型未扰动参照区的平均水平。

④恢复后的植被类型、群落斑块格局等应与周边自然景观相协调，不破坏整体荒漠景观的协调性。

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

6.2.1.1 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

①禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②拟建项目采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤对集油、注水管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐、埋地管道等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期间固体废物等拉运车辆须在转运过程中做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严

格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照 SY/T6596 的要求保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

（1）防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）《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），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、

钻井液循环系统、清洁生产操作平台、危废贮存点、柴油发电机油罐区等划分为重点防渗区，材料库房、聚合物岩屑池等为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、油罐区等	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
危废贮存点	重点防渗	GB18597-2023
材料库房、聚合物岩屑池等	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参照 GB16889 执行

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

在落实以上废水处理措施的情况下，施工期不会对地下水产生影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国生态环境法典》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.2.1 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，合规处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤严格按照《固井作业规程第 1 部分：常规固井》（SY/T5374.1）、《固井设计规范》（SY/T5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

⑥加强对管线和井场的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少凝析油泄漏量。

⑦运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

6.2.2.2 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。本项目各分区防渗等级具体见表 6.2-2。

表 6.2-2 项目各区域防控措施一览表

防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
		天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
重点防渗区	新建井场柱上式变压器集油池	弱	易	石油类	等效防渗层渗透系数不大于 1×10^{-10} cm/s
一般防渗区	井口区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s，或参考 GB16689 执行
简单防渗区	设备间	弱	易	—	一般地面硬化

6.2.2.3 地下水跟踪监控措施

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据区域水文地质条件，结合《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），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6-2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

序号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	耗氧量、氨氮、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
2	地下水上游				
3	地下水下游				

另外，应对本工程的井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 2 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向

（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，按照制定的地下水应急预案，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。

6.2.5.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入哈得采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。综上，本工程运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废

弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂，在储层改造过程中排出的酸化压裂返排液中主要含有石油类、SS 等。本项目酸化压裂返排液产生量为 4200m^3，酸化压裂返排液排入回收罐运至富源 7 井废液处理站处置。富源 7 井废液处理站处理系统运行稳定，可接收本项目施工期产生的酸化压裂返排液。

（3）管道试压废水

本工程管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

因此，本工程管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（4）锅炉排污水

锅炉排污水水质简单，可用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制。

（5）生活污水

本项目施工期生活污水在生活污水池暂存，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》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准，用于荒漠灌溉。

本项目施工期间废水全部妥善处理，措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。

（1）采出水处理

本项目运营期采出水输送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）等相关标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，满深联合站采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水处理

本项目井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

（3）设备擦洗废水

井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

在采取以上措施的前提下，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

本项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

（2）产生的挖填方尽量实现自身平衡，开挖土方集中堆放并采取保护措施，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

（3）钻井井场严格执行《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，将钻井平台、危废贮存点、放喷池等设置为重点防渗区，重点污染防治区防渗层的防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K \leq 1.0 \times 10^{-7}$cm/s。

（4）钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配制泥浆，在井场内循环使用，钻井岩屑采用泥浆不落地收集系统收集并对其无害化处置。

（5）加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、渗、漏，减少设备破损和泄漏发生。

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

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

（8）施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

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

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

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

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、工艺装置区、焚烧池划分为一般防渗区，设备间划分为简单防渗区。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陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）相关要求，制定监测计划，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

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	建设项目区块联合站	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	《土壤环境质量建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第二类用地土壤污染风险筛选值要求	每年 1 次

类比现状同类油气开发项目采取的土壤环境保护措施，拟建项目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

（1）参照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

（3）油井退役后建议依据相关法律法规及行业标准开展土壤环境风险调查与评估，主要排查井场及周边土壤潜在污染，识别特征污染物及环境风险，分析污染影响程度与范围，明确风险等级，针对性提出风险管控或生态修复建议，保障土壤生态安全及土地可持续利用。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

（1）施工扬尘

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油田现有道路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

③开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘。

④加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

⑤单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

⑥施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘。

⑦加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸。

⑧施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆。

⑨加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（2）焊接废气防治措施

①在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

②施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

（3）储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时妥善处置，减少在现场存储时间。

（4）测试放喷废气

①放喷期间油气经分离器分离，油水进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

②采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

（5）锅炉烟气

钻井期间井场生物质锅炉烟气采取“低氮燃烧+袋式除尘”处理后烟气通过 8m 高排气筒排放，根据核算生物质锅炉排放烟气颗粒物、SO_2、NO_x、烟气黑度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，措施可行。

（6）施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和保养，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

以上的大气污染防治措施可使本项目建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

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

（2）加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（3）井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

（4）定期对设备、阀门、管线等进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（5）项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，《挥发性有机物无组织排

放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限制；硫化氢无组织排放可以满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。

（6）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限制和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。

（7）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的大气环境保护措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

在井场高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声。主要降噪措施包括：

（1）泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

（2）定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

（3）需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

（4）合理安排施工作业控制施工作业时间；避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

（5）建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

（6）施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响；

（7）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

拟建项目钻井井场周边无村庄等声环境敏感目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

（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。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

（2）对噪声较大的设备采取基础减振等措施。

根据噪声预测结果并类比井场场界噪声监测，运营期井场场界噪声可达标排放，因此拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

6.7.1.1 钻井废弃物处理措施

严格执行《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）标准等相关要求。本工程产生的岩屑随钻井泥浆带出，采用“泥浆不落地”工艺收集，泥浆排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；聚合物体系废弃钻井岩屑和泥浆经干化满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控

制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于井场平整；聚磺体系钻井废弃泥浆和岩屑在井场环保罐暂存，现场处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。

泥浆不落地系统工艺流程图见图 6.7-1。

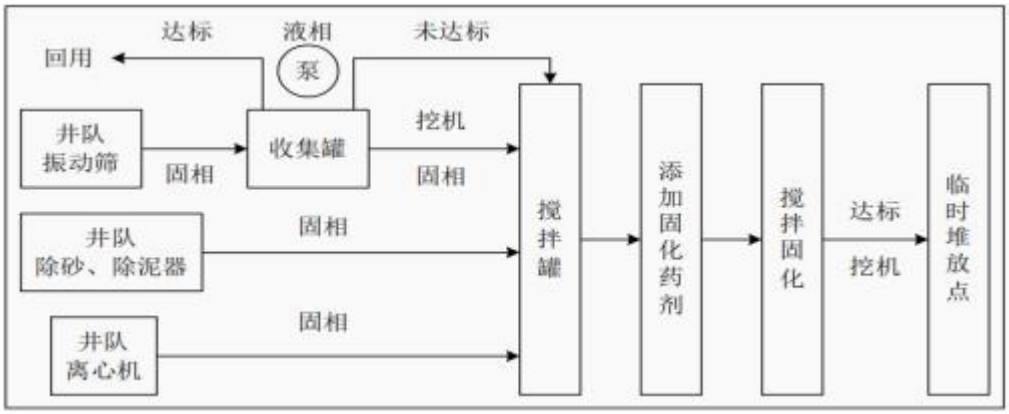

图 6.7-1 泥浆不落地工艺流程图

聚磺体系废弃钻井泥浆及岩屑输送至地埋罐内，通过搅拌桨均质化后由泥浆泵输送至破胶反应罐，加入破胶剂破胶处理后，输送至板框压滤机进行固液分离。压滤后液相通过污水泵输送至离子去除罐，加入离子去除剂将高价离子沉淀处理，静置分层后，底层沉淀泵送至破胶反应罐，通过板框压滤进一步固液分离。离子去除罐中的上清液泵送至滤液调质罐，加入调质剂进行调质处理后泵送至回用水暂存罐，输送至泥浆循环系统回用或备用。

压滤后固相经皮带输送机输送至强力搅拌机，加入改性增强剂搅拌均匀，使固相成为松散的基料，通过螺旋输送机、铲车等将基料运至储罐暂存，经检测各项指标达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

6.7.1.2 危险废物处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的 3/4。废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋

均属于危险废物，收集后暂存在井场危废贮存点内，由有危废处置资质单位接收处置，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.7.1.3 一般固废处理措施

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。

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

钻井期间冬季泥浆系统的保温伴热采用生物质锅炉。生物质锅炉运行期间产生的灰渣由钻井队集中收集后送至周边固废填埋场填埋，废布袋由厂家回收处理。

生活垃圾集中收集后定期清理运送至库车景胜新能源环保有限公司处理处置。库车景胜新能源环保有限公司处理设计日处理能力为 600t/d，目前实际处理能力 200t/d，可接收本项目施工期产生的生活垃圾。

撬装式污水处理站污泥经脱水装置脱水后（污泥含水率低于 60%），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处理。

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。

提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

采取以上措施后，本项目施工期固体废物处置率可达到 100%，处置措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废变压器油。

落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废变压器油分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。

拟建工程危险废物处理处置情况见表 6.7-1。

表 6.7-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.4	油气开采、管道集输	液态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	分类收集后运至哈得采油气管区危废贮存库暂存，或直接运至有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.75	场地清理环节	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.042	设备维护	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	
废铅酸电池	HW31	900-052-31	少量	废铅蓄电池老化	固态	铅	铅	/	T, C	
清管废渣	HW08	251-001-08	0.028	清管	固态	油类物质		/	T, I	
废变压器油	HW08	900-220-08	0.25	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废润滑油	HW08	900-214-08	0.35	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	进入原油处理系统资源回用

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物贮存

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油桶、清管废渣、废变压器油分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接运至有危废处置资质单位接收处置;该项目于 2022 年 6 月 14 日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字〔2022〕311 号），并于 2024 年 7 月 5 日完成自主验收。哈得采油气管理区危废贮存库距本项目最近距离约为 20km，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数≤1.0×10—^{10}cm/s，满足防渗要求；本项目落地油产生量为 1.4t/a、废防渗材料产生量为 1.75t/a、废润滑油桶产生量为 0.042t/a，哈得采油气管理区危废贮存库中含油污泥年最大储存量 60t、废润滑油桶年最大储存量 4t，目前尚有较大暂存余量。该暂存库服务范围为哈德采油气管理区所管辖的油气田区域，可接纳本项目运营期产生的危险废物，依托可行。

（2）危险废物收集

定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油，桶装收集后暂存于哈得采油气管理区危废贮存，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包集中收集，暂存于哈得采油气管理区危废贮存，由有危废处置资质单位接收处置。危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单；落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。

本项目产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）等有关规定。

（3）危险废物处置单位

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。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定 技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

综上所述，本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，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；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

类比富满油田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，参照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后区域新增的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。

本项目钻井期间井场冬季泥浆系统的保温伴热采用生物质锅炉，本次不核算化石燃料燃烧产生的 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本项目钻井结束，油气测试过程中产生的天然气引至放喷池燃烧后排放，应核算井场测试放喷期间火炬燃烧产生的 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。

本项目不涉及工艺放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目新建井场法兰、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。

本项目未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目不涉及，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。

本项目实施需消耗电量，不涉及外购蒸汽，需核算净购入电力隐含的 CO_2 排放量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点如表 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	钻井井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2 和 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 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2　　核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木富满油田满深 502H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整	包括括油气勘探、开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）钻井井场测试放喷期间火炬燃烧 （2）CH_4 逃逸排放 （3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、CH_4 逃逸排放、净购入电力隐含的 CO_2 排放量。计算方法如下：

（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。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；

GWP_{CH4}——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 GWP_{CH4} 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：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7\right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_j$$

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井场测试放喷过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3　　单座井场火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm^3/h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm^3）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	井场	正常工况	0.07	48	5.77	0.98	0.0522	0.7144

根据表中参数，结合公式计算可知，单座井场测试放喷过程中火炬燃烧排放温室气体量为 80.31 吨 CO_2，本项目部署钻井 7 口，则火炬燃烧排放温室气体量为 562.17 吨 CO_2。

（2）CH_4 逃逸排放

油气开采 CH_4 逃逸排放主要为天然气开采过程中井口装置产生的 CH_4 逃逸排放。计算公式如下：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

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（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；井口装置为 0.23。

$Num_{gas,j}$——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）；井口装置为 2.5。

②计算结果

本项目为原油开采，涉及新增逃逸的 CH_4 的装置有 7 座井口装置。

开采逃逸的 CH_4 为：

$E_{CH4\text{-}开采逃逸}$=7×0.23tCH_4=1.61tCH_4

根据参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 1.61t，折算成 CO_2 排放量为 1.61×21=33.81t。

（3）净购入电力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

A、净购入电力的 $C0_2$ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

E_{C02}-净电为报告主体净购入电力隐含的 $C0_2$ 排放量，单位为吨 $C0_2$；

$AD_{电力}$为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$为电力供应的 $C0_2$ 排放因子，单位为吨 $C0_2$/MWh。

B、净购入热力的 $C0_2$ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中:

E_{C02}-净热为报告主体净购入热力隐含的 $C0_2$ 排放量，单位为吨 $C0_2$；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 $C0_2$ 排放因子，单位为吨 $C0_2$/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 47453MWh/a，电力排放因子采用 2023 年西北电网平均碳排放因子 0.5543kgCO_2/kWh。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 26303t/a。

7.1.2.3 碳排放量核算过程

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 $C0_2$ 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 $C0_2$；

$E_{CO2-燃烧-}$核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 $C0_2$ 排放量，单位为吨 $C0_2$；

$E_{GHG-火炬-}$企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 $C0_2$ 当量；

$E_{GHG-工艺-}$企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 $C0_2$ 当量；

$E_{GHG-逃逸-}$企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 $C0_2$ 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 $C0_2$ 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO2-回收-}$企业的 $C0_2$ 回收利用量，单位为吨 $C0_2$。

$E_{CO2-净电}$-报告主体净购入电力隐含的 $C0_2$ 排放量，单位为吨 $C0_2$；

$E_{CO2-净热}$为报告主体净购入热力隐含的 $C0_2$ 排放量，单位为吨 $C0_2$。

按照上述 $C0_2$ 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 $C0_2$ 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5　　CO2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
本项目	燃料燃烧 CO_2 排放	0	0
	火炬燃烧排放	562.17	2.10
	工艺放空排放	0	0
	CH_4 逃逸排放	33.81	0.13
	CH_4 回收利用量	0	0
	$C0_2$ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	26303	97.77
	合计	26898.98	100

由上表分析可知，本项目 CO_2 总排放量为 26898.98t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建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）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，与实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

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

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，$C0_2$总排放量为 29613.25 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为完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品CO_2排放强度不高。

本次评价建议在今后生产过程中加强企业能源管理，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。在生产过程中积极探讨新工艺、新方法，进一步减污降碳。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

（1）废气

本项目油气开采集输均为密闭流程，无组织废气排放量较小，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

废水包括采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层；井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关要求后回注地层；井场设备擦洗废水用作场地降尘用水。项目废水均不外排。

（3）固体废弃物

本项目运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废铅酸电池、废变压器油、清管废渣等危险废物，分类收集后暂存于满深联合站危废暂存库，最终由有危废处置资质单位接收处置。废润滑油进入原油处理系统资源回用。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本项目退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油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。

同时，油气田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建项目具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本项目总投资为 54885 万元，其中环保投资 404 万元，占总投资 0.736%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1　　主要环保投资估算

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	环保投资（万元）
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	7
	2	施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行，焊接使用无毒低尘焊条	--	7
	3	储层改造废气	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放	--	--
	4	放喷废气	油气测试分离出的伴生气经管线引至放喷池点燃	--	7
	5	生物质锅炉烟气	经“低氮燃烧+袋式除尘”处理后通过 8m 高排气筒排放	达标排放	7
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	--	--
	2	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	--
	3	施工期生活污水	生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理，达标后用于荒漠灌溉	不外排	20
	4	酸化压裂返排液	酸化压裂返排液排入回收罐运至富源 7 井废液处理站处置	不外排	7
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--
固废	1	钻井岩屑及废弃泥浆	钻井采用不落地工艺，废弃聚合物泥浆及钻井岩屑排入防渗岩屑池干化，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化钻井岩屑和废弃泥浆在井场环保罐暂存，通过现场无害化处理，经检测各项指标后用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。	妥善处置	130
	2	废机油	收集后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置	7
	3	废防渗材料			
	4	废烧碱包装袋			
	5	锅炉灰渣	由钻井队集中收集后送至周边固废填埋场填埋	妥善处置	3
	6	锅炉除尘废布袋	由厂家回收处置	妥善处置	-
	7	施工废料	施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场	妥善处置	2
	8	生活垃圾	集中收集定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂焚烧处理	妥善处置	2
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得	临时占地恢复到之前状态	20

			以恢复		
		水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	25
		防沙治沙	-	防止土地沙化	25
防渗		钻井区、放喷池、危废贮存点、钻井液循环系统，按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	--	20
		材料库房、聚合物岩屑池按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.6m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	--	7
环境监理		开展施工期环境监理	--	--	7
运营期					
废气	1	井场无组织废气	密闭流程，加强管道、阀门的检修和维护	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m^3 硫化氢 ≤0.06mg/m^3	7
废水	1	采出水	采出水随采出液一起进入满深联合站处理达标后回注油藏。	不外排	--
	2	井下作业废水	井下作业废水拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理，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 类水质标准后回注油藏	不外排	7
噪声	1	采油树等	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界达标：昼间≤60dB（A）夜间≤50dB（A）	3
固废		落地油	分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，委托有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	12
		废防渗材料			
		废润滑油桶			
		清管废渣			
		废酸铅电池			
		废变压器油			
		废润滑油	进入原油处理系统资源回用		
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		20
环境监测		废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	8
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全	25

				等相关要求设置	
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	7
	2	废弃管线	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	妥善处置	--
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	12
合计				--	404

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

9.1.1.1 实施与管理机构

本项目日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有 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。油气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。

9.1.1.2 环境管理制度

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

9.1.1.3 环境管理职责

哈得采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量健康安全环保部）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制定环境保护规章制度；

（2）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（3）监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（4）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（5）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

（8）配合政府部门和上级生态环境主管部门检查。

9.1.1.4 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局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，监督辖区内油气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。

9.1.2 施工期的环境管理任务

9.1.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 QHSE 管理程序进行管理：

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 QHSE 表现，应优先那些 QHSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 QHSE 体系要求，建立相应的 QHSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 QHSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行 QHSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 QHSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.1.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、站场、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期的环境管理任务

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（2）制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

（3）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（4）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

9.1.4 退役期的环境管理任务

对拟退役的废弃井（站）场、道路等提出制定生态修复方案并开展设计的要求。油井报废或退役后，应按照 SY/T6628、SY/T6646 和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

生态修复前要对废弃井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。退役期应重点分析废弃管道和设备的清洗废水，废弃管道和设备、建筑垃圾、清罐底泥等固体废物的产生及排放情况。

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。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对周边生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保井场和管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期、运营期和退役期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1　　拟建项目环境管理计划

施工期	废气	施工扬尘：避免大风天作业等；对施工场地定时洒水抑尘；建筑施工材料、临时堆土采取全面苫盖措施；运输车辆采取减速行驶、密闭等措施；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，井场内道路采用砖块铺垫，场内其他闲置地表采用砾石覆盖压实，减少风蚀量。

			机械及车辆尾气：定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行。 测试放喷废气：科学设定测试放喷时间，测试放喷气体充分燃烧后排放。 焊接烟气：焊接作业时使用无毒低尘焊条。 生物质锅炉烟气：采用生物质成型燃料，废气经低氮燃烧+布袋除尘器处理后通过 8m 高排气筒排放（可拆卸）排放。
	固体废物		钻井岩屑随钻井泥浆带出，采用“泥浆不落地”工艺收集，泥浆排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；聚合物体系废弃钻井岩屑和泥浆经干化满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于井场平整；聚磺体系钻井岩屑在井场环保罐暂存，现场处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设；废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物暂存于井场危废贮存点，由钻井队委托有资质的单位进行妥善处置；开挖土方用于管沟回填或场地平整；管道施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；锅炉灰渣集中收集后送至周边固废填埋场填埋；废布袋由厂家回收处理；生活垃圾和撬装化污水装置污泥（含水率≤60%）集中收集后运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂焚烧。
运营期	正常工况	废水	采出水依托满深联合站采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层，井下作业废水集中收集，拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理达到相关要求后回注地层；井场设备擦洗废水用作场地降尘用水。
		废气	井场采出气液采取密闭管道集输工艺，加强巡检和工艺设备管理。
		噪声	选用低噪声设备，根据设备设施特点采取基础减振等降噪措施。
	固废		落地油、废防渗材料、废润滑油桶、清管废渣、废变压器油等危废委托有危废处置资质单位处置

9.1.6 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期间介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国生态环境法典》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》等要求，油气田开发单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ 1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中其他排放控制要求，同时哈得采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

参照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、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；

（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）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

9.2.2 披露方式及时间要求

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》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本项目符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

本项目运营期污染物产生及排放情况，见表 9.3-1。

表 9.3-1　　运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标（t/a）	执行标准		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m^3)				
废气	油气开采集输	井场无组织废气	管道密闭输送，加强设备检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气；	-	非甲烷总烃	8760	/	1.036	120mg/m^3		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.6 有组织排放控制要求
				-	硫化氢	8760	/	0.042	15mg/m^3		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度
类别	污染源	污染因子	处理措施				处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类	依托已建采出水系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后回注地层				—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后回注地层
	采出水	悬浮物、石油类等	依托满深联合站已建采出水系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后回注地层。				—	不外排	—	—	
	设备擦洗废水	SS	废水可用作场地降尘用水				—	不外排	—	—	/
类别	噪声源		污染因子	治理措施			处理效果	执行标准	环境监测要求		
噪	井口装置		Leq	选用低噪声设备，采取减振等降噪措施			厂界达标	昼间≤60dB(A)；	《工业企业厂界环境噪声排放标准》		

声					夜间≤50dB(A)	（GB12348-2008）中 2 类标准
类别	污染物	固废类别	处理措施			
固废	落地油	危险废物	分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置委托有资质单位处理置			
	废防渗材料					
	废润滑油桶					
	废铅酸电池					
	清管废渣					
	废变压器油					
	废润滑油		进入原油处理系统资源回用			
环境风险防范措施		严格按照风险应急预案中相关规定执行				

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建项目的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《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）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。环境监测计划，见表 9.4-1。

表 9.4-1　　运营期环境监测计划

编号	环境要素	监测点位置	监测项目	监测频次
1	地下水	满深地区水源井（项目区下游）	甲醇、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、汞、六价铬	每年 2 次
2	土壤	建设项目区块联合站	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年 1 次
3	生态	井场周围、管道沿线	临时占地恢复情况	每年 1 次

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）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。中国石油天然气股份有限公司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。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对项目进行自主验收，中国石油天然气股份有限公司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，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单，见表 9.5-1。

表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	《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
	2	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	--	施工机械满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）
	3	测试放喷废气	充分燃烧后排放	--	《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；《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
	4	储层改造废气	酸化压裂液密闭储存	--	《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
	5	生物质锅炉烟气	采用生物质成型燃料，废气低氮燃烧+布袋除尘器处理后通过 8m 高排气筒排放（可拆卸）排放	达标排放	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	不外排	--
	2	生活污水	生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理达标后用于荒漠灌溉	妥善处理	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准
	3	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	--
	4	酸化压裂返排液	酸化压裂返排液排入回收罐运至富源 7 井废液处理站处置	不外排	--

	5	锅炉排污水	用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制	不外排	--
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间，根据设备产噪特点，采取基础减振、隔声等降噪措施	场界达标	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中相应限值
固废	1	生活垃圾、撬装化污水处理装置污泥	收集后送库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂焚烧	妥善处置	--
	2	膨润土-聚合物体系泥浆岩屑	经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相收集后排入防渗岩屑池干化，经检测达标后，可用于油田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值
	3	聚磺体系泥浆岩屑	磺化钻井岩屑和废弃泥浆在井场环保罐暂存，通过现场无害化处理，经检测各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。	妥善处置	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值
	4	废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等危废	分类收集后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置	--
	5	管材边角料及焊接废渣等施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置	妥善处置	--

	6	锅炉灰渣	集中收集后送至周边固废填埋场填埋	妥善处置	--
	7	除尘废布袋	厂家回收	妥善处置	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	落实生态恢复措施
		水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失，防止土地荒漠化加剧	落实水土保持措施
防渗		钻井区、放喷池、危废贮存点、钻井液循环系统、油罐区等，按重点防渗区考虑	铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施	--	重点防渗
		材料库房、聚合物岩屑池等按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	--	一般防渗
环境		开展施工期环境监理	-- --	--	--

监理					
运营期					
废气	1	井场、站场无组织废气	密闭集输，加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	《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
				场界硫化氢≤0.06mg/m³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 新扩改建项目二级标准
废水	1	采出水	采出水随采出液一起进入满深联合站处理达标后回注油藏。	不外排	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准
	2	井下作业废水	井下作业废水拉运至哈四联合站或富源 7 井废液处理站处理，处理达标后回注油藏	不外排	
噪声		采油树、机泵、压缩机等设备	基础减振等	场界达标：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类排放限值
固废		落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废变	落地油、废防渗材料等危废集中收集后暂存于哈得采油气管理区危废贮存库，委托有资质单位接收处置	妥善处置	--

	压器油等			
防渗	新建井场柱上式变压器集油池按重点防渗考虑	铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施	--	重点防渗
	井口区按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	--	一般防渗
	设备间按简单防渗区考虑	地面硬化	--	简单防渗
环境监测	土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	--	定期开展监测
风险防范措施	井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	--
退役期				
废气 1	施工扬尘	洒水抑尘	--	《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
噪声 1	车辆	合理安排作业时间	--	--

固废	1	建筑垃圾	委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置	妥善处置	--
	2	废弃管线	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	妥善处置	--
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	--

10 结论

10.1 建设项目情况

本项目位于富满油田 ManS502H 井区。行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县管辖，地处塔克拉玛干沙漠北缘戈壁荒漠地区，西北距离沙雅县城约 107km。

本次主要建设内容为：①钻井 7 口井，其中新建井 5 口，2 口老井侧钻，部署 15 口注气井（其中 13 口为老井，2 口为新建采油井转注气井，依托第三方注气）；②新建 5 座标准化常温抗硫集输井场，配套通球装置，新建 2 套空气源热泵加热装置备用；③新建集输管道 48.2km；④新建 35kV 支线 0.75km，35kV 支线 1.2km，新建 10kV 柱上变压站 3 座，新建 35kV 柱上变压站 2 座；⑤新建井场道路 3.09km；⑥配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐及消防等公用工程。本项目建成后新建产能 6.6×10^4t/a（单井平均 31.4t/d），区块峰值年产油规模 41.37×10^4t、伴生气 3.63×10^8Nm³，年度最大注氮规模 3.38×10^8Nm³。

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）》（新环环评发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》、《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于塔里木富满油田满深 502H 井区，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

评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖

息地等重要生境以及重点公益林、基本农田等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。

项目地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部。工程区域均为荒漠生态系统，项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。区域生态系统类型属于荒漠生态系统，主要土壤类型为风沙土，土地利用类型为沙地。工程区为流动沙丘所覆盖，基本无植被和野生动物分布。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，导致潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（3）土壤环境质量现状

由监测结果可知：本项目区土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值标准。

（5）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间各监测点特征污染物非甲烷总烃小时平均浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值 2000μg/m^3 要求；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（0.01mg/m^3）的浓度限值要求。

（6）声环境质量现状

监测期间各监测点昼间、夜间声环境现状均满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准要求。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.4-1。

表 10.4-1　　污染物产排情况一览表

类别	工序	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气开采集输	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.036	1.036	环境空气
			硫化氢	0.042	0.042	
废水	油气开采	采出水	废水量	17837.55	0	依托满深联合站已建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）等相关标准要求后回注地层，不外排
	井下作业	井下作业废水	废水量	601.27	0	拉运至哈四联合站或富源 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）等相关标准要求后回注地层，不外排
	设备擦洗	设备擦洗废水	废水量	28	0	用作场地降尘用水
固体废物	油气开采集输及井下作业	落地油	危险废物	1.4	0	委托有资质单位处置
	场地清理	废防渗材料		1.75	0	
	油气开采集输	废润滑油桶		0.042	0	
	油气开采集输	废铅酸电池		少量	0	
	油气开采集输	清管废渣		0.028	0	

	油气开采集输	废润滑油		0.35		
	油气开采集输	废变压器油		0.25	0	
噪声	井场运行	井口装置	机械噪声	85dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 0.925hm^2，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 54.504hm^2，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，项目评价范围不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成泄漏事故。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位要及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目按

照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则落实地下水污染防治措施，并在加强环境管理的前提下，本项目运营期对区域地下水的环境影响可接受。

（5）地表水环境影响分析

本项目施工期及运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

（4）土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

运营期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，也不会使区域土壤盐化程度加剧。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，但影响局限于表层，通过及时清理地表污染物可避免对深层土壤产生影响；采出水的泄漏会使得泄漏区域土壤中含盐量小幅度上升，但不会改变其盐化等级，在采取及时切断泄漏源并对泄漏区域土壤进行清理的前提下，可使不利影响降至最低。

根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免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等，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、硫化氢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。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生

噪声扰民问题。运营期，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》（GB 12348-2008）中 2 类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物包括施工过程中产生的施工土石方、钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、锅炉灰渣、废布袋、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、、生活垃圾和撬装化污水处理装置污泥等。

井场平整管沟开挖产生土方用于为场地平整、管沟回填等，无弃方；钻井期间一开至二开上部使用膨润土聚合体系泥浆，三开、四开及侧钻采用聚磺体系泥浆。井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”进行固液分离，泥浆分离后进入泥浆罐循环使用，使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用；聚合物体系钻井岩屑和废弃泥浆排入防渗岩屑池干化，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化钻井岩屑和废弃泥浆在井场环保罐暂存，通过现场无害化处理，经检测各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；锅炉灰渣由钻井队集中收集后送至周边固废填埋场填埋。用作颗粒物除尘的布袋产生后由厂家回收处理。

废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物妥善收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有相应资质的单位接收处置；生活垃圾集中收集后定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处理。

运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废铅酸电池、清管废渣和废变压器油等，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

退役期固体废物主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，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，确保管线内无残留物质，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理，收集后交由有危废处置资质单位接收处置。

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》（GB 18597-2023）、《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，本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、硫化氢。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏、变压器油泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；哈得采油气管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

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，拟建项目实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油气田道路，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；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、铺设砖块等措施，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、料净、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。

地表水污染防治措施：施工期钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂返排液排入回收罐运至富源 7 井废液处理站处置；新建管线的试压废水可用作场地降尘用水；锅炉排污水用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配制；生活污水在生活污水池暂存，经井场撬装式污水处理装置处理达标后用于荒漠灌溉。运营期采出水和井下作业废水处理达标后回注，废水不外排。

大气污染防治措施：施工期施工场地洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；生物质锅炉采用生物质成型燃料，烟气经“低氮燃烧+袋式除尘”处理后通过 8m 高排气筒排放；科学设定测试放喷时间，测试放喷气体充分燃烧后排放。运营期采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等。运营期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，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测。退役期间采取洒水等措施以抑尘。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工期井场平整管沟开挖产生土方用于为场地平整、管沟回填等，无弃方；钻井期间一开至二开上部使用膨润土聚合体系泥浆，三开、四开及侧钻采用聚磺体系泥浆。井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”进行固液分离，泥浆分离后进入泥浆罐循环使用，使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用；聚合物体系钻井岩屑和废弃泥浆排入防渗岩屑池干化，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化钻井岩屑和废弃泥浆在井场环保罐暂存，通过现场无害化处理，经检测各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，石油烃满足《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 2 第二类用地风险筛选值，同时满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）附录 A.1 风险评估参考值后，可用于对应场景下油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；锅炉灰渣由钻井队集中收集后送至周边固废填埋场填埋。用作颗粒物除尘的布袋产生后由厂家回收处理。

废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物妥善收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有相应资质的单位接收处置；生活垃圾集中收集后定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处理。

运营期运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废铅酸电池、清管废渣和废变压器油等，均属于危险废物，分类集中收集后暂存于哈得采油气管理区危废暂存库，定期交由有相应处置资质的单位处置。退役期建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。

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

略

10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为 54885 万元，其中环保投资 404 万元，占总投资 0.736%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.10 项目可行性结论

塔里木富满油田满深 502H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整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，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设从环境保护角度考虑，是可行的。