

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

环境影响报告书

(报批前公示稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

塔里木油田分公司

评价单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二〇二五年二月

目 录

1 概述	1
1.1 任务由来及背景	1
1.2 项目特点	1
1.3 环境影响评价工作过程	2
1.4 分析判定相关情况	3
1.5 主要环境问题及环境影响	32
1.6 环境影响评价主要结论	33
2 总则	34
2.1 编制依据	34
2.2 评价原则	39
2.3 环境影响因素识别与评价因子	39
2.4 评价工作等级和评价范围	42
2.5 评价标准	52
2.6 环境功能区划	56
2.7 环境保护目标	57
3 建设项目工程分析	58
3.1 已建工程	58
3.2 依托工程	59
3.5 总量控制	116
4 环境质量现状调查与评价	118
4.1 自然环境现状调查与评价	118
4.2 环境敏感区调查	123
4.3 环境质量现状监测与评价	124
4.4 生态环境现状调查与评价	137
5 环境影响预测与评价	151
5.1 施工期环境影响分析	151
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	163
5.3 运营期地表水环境影响分析	170
5.4 运营期地下水环境影响预测与评价	173
5.5 运营期声环境影响预测与评价	188
5.6 运营期固体废物环境影响分析	191
5.7 运营期生态环境影响分析	193
5.8 运营期土壤环境影响分析	195
5.9 运营期环境风险评价	206
5.10 退役期环境影响分析	221
5.11 温室气体排放评价	223
6 环境保护措施及其可行性论证	227

6.1 大气污染防治措施可行性论证	227
6.2 废水治理措施及其可行性论证	229
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	230
6.4 固废治理措施及其可行性论证	230
6.5 生态环境保护措施可行性论证	233
6.6 土壤环境保护措施	241
7 环境影响经济损益分析	244
7.1 环境影响分析	244
7.2 社会效益分析	244
7.3 经济效益分析	244
7.4 环境措施效益分析	247
7.5 小结	248
8 环境管理与监测计划	249
8.1 环境管理	249
8.2 污染物排放管理要求	256
8.3 环境监测计划	259
8.4 环境保护“三同时”验收	261
8.5 环境影响后评价	267
9 环境影响评价结论	268
9.1 结论	268
9.2 要求与建议	275

附图附件

附图：

- 附图 1：项目地理位置图；
- 附图 2：项目井场、管线布局及周边关系示意图；
- 附图 3：环境现状监测布点图；
- 附图 4：评价范围示意图；
- 附图 5：土壤类型图示意图；
- 附图 6：项目与生态保护红线位置关系图；
- 附图 7：生态保护措施平面布置及设计图；
- 附图 8：土地利用现状图；
- 附图 9：植被类型图；
- 附图 10：阿克苏地区环境管控单元分布图；
- 附图 11：生态功能区划图。

附件：

- 附件 1：关于《阿满 5 井(勘探井)钻井工程环境影响评价报告表》的批复；
- 附件 2：依托工程环评、验收手续
- 附件 3：突发环境事件应急预案备案；
- 附件 4：排污许可备案；
- 附件 5：项目环境质量现状监测报告；
- 附件 6：委托书
- 附件 7：建设项目环境影响报告书审批基础信息表。

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km^2 ，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿吨、天然气地质资源量 14.78 万亿 m^3 ，油气当量 238.95 亿吨，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。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”）油气当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

富满油田是塔里木油田近年来石油勘探的重大发现，是原油上产增储的主力区块。为满足富满油田产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 8582.36 万元在新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内实施“阿满 5 井等 2 口井产能建设项目”，本项目阿满 5 井、阿满 55 井是位于塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带富满油田阿满北区块，属于新区块开发项目。

本项目阿满 5 井钻井工程（勘探井）已取得环评批复（阿地环审〔2023〕664 号），目前阿满 5 井（勘探井）已经完成钻探工作，正在组织验收工作，塔里木油田分公司即决定将阿满 5 井进行产能开发，因此本次评价中阿满 5 井仅涉及井场设备安装和配套集输工程建设，不涉及钻前工程、钻井工程、储层改造工程。本项目阿满 55 井为新钻产能井。

项目主要建设内容包括：①钻前工程，阿满 55 井场地进行平整、清理；②钻井工程，新钻采油井 1 口（阿满 55 井）；③储层改造工程，根据油井的储层实际情况，进行酸化压裂改造；④油气集输工程，部署标准化采油井场 2 座（阿满 5 井和阿满 55 井），新建阿满 55 井至阿满 5 井集输管线，长度 1km，采出原油通过拉油罐车运至富源联合站；⑤公辅工程，建设 2 座井场配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。项目建成后，预计产油规模 84t/d（阿满 5 井 50.9 m^3/d 、阿满 55 井 50.9 m^3/d ），产气规模 27726 m^3/d （阿满 5 井 13863 m^3/d 、阿满 55 井 13863 m^3/d ）。

1.2 项目特点

（1）本项目阿满 5 井为勘探井转开采井，本次评价不涉及阿满 5 井钻前工程、钻井工程、储层改造工程。本项目阿满 55 井为新钻产能井。

（2）本项目部署阿满 5 井和阿满 55 井 2 座标准化采油井场，阿满 55 井采出液通过约 1km 集输管线进入阿满 5 井气液分离，原油通过拉油罐车运至富源

联合站处理，伴生天然气井场分离后由第三方天然气处理公司回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）。

（3）本项目永久占地 1.692hm²、临时占地 4.723hm²，占地均为沙地，不占用公益林、生态红线。

（4）本项目井场不设置加热炉，冬季井口加热采用防爆电磁加热器橇。

（5）项目采取密闭集输工艺，运营期原油储罐和装车系统采用气相平衡系统，储罐呼吸器密闭收集，管道输送到伴生气处理系统处理，不外排。井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（6）项目选址位于《关于印发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〔2019〕4 号）中 II3 塔里木河流域重点治理区。项目施工期采取完善的防沙治沙及水土保持措施，降低因本工程的建设而产生的水土流失。

（7）项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

（8）本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对土壤环境的影响可接受。

（9）本项目永久占地面积较小，所在区域属植被较少，管线敷设完成后及时对管沟进行回填，对区域生态环境的影响通过 2~3 年可自然恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

（10）本项目涉及的风险物质主要为原油，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.3 环境影响评价工作过程

本工程属于石油开采项目，位于阿克苏地区沙雅县境内。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划》（2018-2030 年）和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），该项目属于“五、石油和天然气开采业 07-7 陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。2024 年 12 月 9 日，中

国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托河北奇正环境科技有限公司承担该项目的环境影响评价工作。

评价单位在接受委托后，首先对工程设计资料等内容进行了研究和分析，在此基础上，环评单位工作人员进行了现场踏勘，并进行了资料收集。结合工程资料，根据国家有关环境保护法律法规的有关规定，分析判定建设项目规模、性质和工艺路线等与国家、地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划的符合性。并与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单进行对照，按照环境影响评价相关技术导则以及评价区域功能规划、环境规划、相关法规等要求，编制完成《阿满 5 井等 2 口井产能建设项目环境影响报告书》。

项目位于阿克苏地区沙雅县境内，在环境影响评价工作期间，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》第十一条规定，于 2024 年 12 月 16 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网进行了第一次公示。评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书征求意见稿。随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，

于 2025 年 1 月 24 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程环评信息进行了第二次公示（征求意见稿公示），公示期为 10 个工作日。公示期间分别于 2025 年 1 月 27 日、2025 年 1 月 28 日在《阿克苏日报》(刊号：CN65-0012)对本工程环评信息进行了公示。

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

1.4.2 项目选址合理性分析

（1）选址的环境敏感性分析

本项目组成包括 1 口新井的钻前工程、钻井工程，2 口井的油气集输工程以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助工程。根据现场勘查和资料收集，拟建项目区内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。

（2）井场选址合理性分析

本项目新建 2 座单井井场，井场占地不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。

工程所在区域沙雅县属于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。本工程无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，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。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内，井场选址合理。

（3）管线选线合理性分析

拟建工程新建 2 口油井之间油气集输管线，长度 1km。拟建工程集输管线占地不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。项目区为荒漠环境，地势平坦，油气集输管线采用直线连接尽可能减少了地面扰动。从环境保护角度，项目管线选线可行。

（3）产业布局合理性分析

项目属于油气资源开发工程，符合国家产业定位和当地有关的矿产资源规划，符合国家对天然气开发的部署。本项目与当地产业布局方向是一致的，总体看，项目开发产业总体布局基本合理。

（4）环境影响可接受性分析

从环境影响评价结果看，项目在采取环评提出的废气、废水、噪声、固体废物污染防治措施及生态保护措施后，项目实施不会改变区域的环境功能区和生态功能区要求，对周边环境的影响在可接受范围内。

综上所述，本项目井场、管线布置合理。

1.4.3 与生态环境分区管控相符性分析

根据《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），要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单（简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。本工程与生态环境分区管控相符性分析如下。

①生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版，2024 年 2 月备案）、《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》（新环环评发〔2021〕162 号）、《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案(2023 年版)的通知》（阿地环字〔2024〕32 号），本工程所在区域

属于一般管控单元，距沙雅县生态保护红线最近距离约为 18.5km，不在划定的生态保护红线内，项目符合生态保护红线要求。

②环境质量底线

根据收集的阿克苏地区 2023 年环境空气质量监测数据可知，项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是区域紧邻沙漠，受沙尘暴影响，PM₁₀、PM_{2.5} 超标现象严重。环境质量现状监测结果表明，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准；声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 第二类用地筛选值标准要求。

项目施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，并且在施工过程中强化了扬尘污染防治措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失，对大气环境影响较小。运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理，采出水随油气混合物一起进入富源联合站，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，废气采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，固废落地油泥、清管废渣和废防渗材料交由有资质单位处理，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

③资源利用上线

项目所在区域设置水资源、土地资源及能源上限。项目为石油天然气开采工程，施工期用水量较小，不属于高耗水项目，运营期无生产用水，不会对区域水资源造成较大影响；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；用电依托现有电网，对区域能源影响较小。综上所述，本项目不会突破当地资源利用上线。

综上所述，项目的实施不会突破区域资源利用上线。

④生态环境准入负面清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程建设符合国家相关政策。

项目位于沙雅县境内，根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89

号)和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)的通知》(新发改规划〔2017〕1796 号),沙雅县不在以上负面清单之列。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(2023 调整版,2024 年 2 月备案),新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控要求如下。

表 1.4-1 与《新疆维吾尔自治区总体的管控要求》符合性分析

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	(A1.1-1) 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022 年版)》禁止准入类事项	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,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目。不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目	符合
			(A1.1-2) 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目各污染物均达标排放,满足国家和自治区环境保护相关标准要求	符合
			(A1.1-4) 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
			(A1.1-5) 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为: (一) 开(围)垦、排干自然湿地,永久性截断自然湿地水源; (二) 擅自填埋自然湿地,擅自采砂、采矿、取土; (三) 排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水,倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物; (四) 过度放牧或者滥采野生植物,过度捕捞或者灭绝式捕捞,过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为; (五) 其他破坏湿地及其生态功能的行为。	本项目不涉及湿地	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
		(A1.1-6) 禁止在自治区行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险控制不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于石油开采项目, 不属于不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	符合
		(A1.1-9) 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求, 禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内, 除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外, 严格禁止新建、扩建化工项目, 不得布局新的化工园区(含化工集中区)。	本项目不属于危险化学品化工项目, 项目不占用生态保护红线和基本农田。	符合
	A1.2	(A1.2-1) 严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目属于石油开采项目, 不属于高耗水、高污染行业	符合
		(A1.2-2) 建设项目用地原则上不得占用永久基本农田, 确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求, 占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	项目建设不占用耕地、林地	符合
		(A1.2-4) 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设, 以及重点公益性项目建设, 确需占用湿地的, 应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不占用湿地	符合
		(A1.2-5) 严格管控自然保护地范围内非生态活动, 稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出, 矿权依法依规退出。	本项目不占用自然保护地	符合
	A1.3	(A1.3-1) 任何单位和个人不得在水源	不属于在水源涵养区、饮用水水	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
		不符 合空 间布 局要 求活 动的 退出 要求	涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目。
			（A1.3-2）对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	不涉及
			（A1.4-1）一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	项目符合以上规划、区划及相关规划环评要求。
		A1.4 其它 布局 要求	（A1.4-2）新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目属于石油开采项目，不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目。
			（A1.4-3）危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	不涉及
	A2 污染 物排 放管 控	A2.1 污染 物削 减/替 代要 求	（A2.1-1）新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。
			（A2.1-3）促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。

名称	管控要求		拟建工程	符合性
		化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。		
	A2.2	（A2.2-1）推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。项目废水、固废均得到妥善处理，本项目采出水采用密闭集输措施，通过加强设备维护等措施减少 VOCs 排放对大气环境的影响。	符合
		（A2.2-8）严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	塔里木油田分公司对历史遗留废弃物进行治理。本项目不涉及重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	符合
	A3	（A3.2-7）加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度，防止有毒有害物质渗	富满油田隶属于塔里木油田分公司哈得油气开发部管理，哈得采油作业区固定污染源排污登记回执(2024 年 8 月 25 日，登记编号：9165280071554911XG051W)。本项目建成后将按要求办理排污许可手续；本项目拟采取有效的污染治理措施，污染物可实现达标排放；经分析拟采取的风险防范措施和土壤污染防治措施可行。	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性	
		漏、流失、扬散。			
		〔A3.2-9〕强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容应纳入现有突发环境事件应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	符合	
	A4 资源 利用 要求	A4.1 水资源	〔A4.1-1〕自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	项目运营期无生产用水。	符合
		A4.2 土地资源	〔A4.2-1〕土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目各井场临时占地规模从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和控制施工范围。	符合
		A4.3 能源 利用	〔A4.3-4〕鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。	项目不涉及使用燃煤。	符合
			〔A4.3-5〕以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	符合清洁生产企业要求。	符合
			〔A4.3-6〕深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	项目不涉及使用燃煤。	符合
			A4.4 禁燃区要求	〔A4.4-1〕在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定的期限内改用清洁能源。	项目不涉及使用燃煤。
		A4.5 资源	〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少	项目产生的工业固体废物全部妥善处置。	符合

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	综合利用 填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99% 以上。		

表 1.4-2 与新疆维吾尔自治区一般管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
新疆维吾尔自治区 A7 一般管控单元	A7.1 空间布局约束 （A7.1-1）建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。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。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本项目属于石油开采项目，不属于畜禽养殖项目，项目不占用耕地。	符合
	A7.2 污染物排放管控 （A7.2-3）重污染天气明显减少。城市黑臭水体基本消除。城镇生活污水处理率达到 97% 以上、城镇生活垃圾无害化处理率保持在 98% 以上，农村生活污水处理率达到 30% 左右，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强，生态系统质量和稳定性持续提升，生态环境治理体系更加完善，生态文明建设实现新进步。	本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对井场周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目固体废物均得到合理处置，促进了生态系统质量和稳定性提升。	符合
	A7.3 环境风险防控 （A7.3-1）加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的	不涉及	符合

名称	管控要求		本项目	符合性
		监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。		
A7.4 资源 利用 要求		（A7.4-1）实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	不涉及	符合
		（A7.4-2）实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用，到 2025 年全区城镇生活污水再生利用率力争达到 60%。	本项目施工期钻井废水循环使用，减少了用水量，运营期无生产用水。	符合
		（A7.4-3）壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优化用能结构，到 2025 年非化石能源消费比重提高到 18%左右。推进大型清洁能源基地建设，积极开发分布式太阳能发电和分散式风电。积极推动储能产业进步，推进抽水蓄能电站建设，加快新型储能技术和模式示范推广应用。持续完善 750 千伏骨干电网及农村电网建设，积极发展可再生能源微电网、局域网，提高可再生能源的推广和消纳能力。	不涉及	符合
		（A7.4-4）严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。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。动态调整耕地土壤环境质量类别。	本项目属于石油开采项目，项目不占用耕地。	符合

2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《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》（新环环评发〔2021〕162 号），项目位于天山南坡片区范围内，符合该片区生态管控要求。

表 1.4-3 与天山南坡片区管控要求符合性分析

片区名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区	1、切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰	1、项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，该区域不涉及托木尔峰等冰雪水源。	符合

	自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。 2、重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。 3、推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。 4、加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。 5、加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合治理。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	2、项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。 3、项目周边无地表水体。施工期生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排；钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理；生产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富源联合站处理达标后回注油层，井下作业废水收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。项目施工期、运营期无废水外排，对地表水影响可接受。 4、项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响。事故状况下，如管道泄漏，可能会对区域土壤环境有一定的影响，报告中已针对土壤环境提出具体的措施，对区域环境影响可接受。	
--	--	--	--

对照《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案(2023 年版)的通知》（阿地环字〔2024〕32 号），项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，属于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292430001），沙雅县一般管控单元管控措施符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表符合性分析

名称	管控要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本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，属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目	符合
		1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。		符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程各污染物均达标排放，满足国家和自治区环境保护相关标准要求	符合

	1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目，不涉及列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	符合
	1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不属于畜禽养殖场、养殖小区项目，且不在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域。	符合
	1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目选址不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内	符合
	1.7 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。	项目固废均得到妥善处置，不涉及利用渗坑、裂隙、溶	符合
	1.8 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。	洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	符合
	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于石油开采项目，不属于不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	符合
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	项目不属于高耗能高排放项目，不属于落后产能和过剩产能项目。	符合
	1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不属于危险化学品化工项目，不属于两高项目，项目不占用基本农田。	符合
	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新	本项目不占用基本农田，项	符合

		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。	目采取有效的土壤污染防治措施。	
		1.19 限制新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	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，属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目；不属于国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	符合
		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目未占用湿地	符合
		1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不在河湖管理范围内	符合
		1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目未处于河湖管理范围内	符合
	污染物排放管控	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	本项目不涉及燃煤供热	符合
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方	符合

	温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	面均采取了较完善的温室气体控制措施。项目废水、固废均得到妥善处置，本项目采出液采用密闭集输措施，通过加强设备维护等措施减少 VOCs 排放对大气环境的影响	
	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本项目不使用国三及以下排放标准机动车，使用车辆燃用合格燃料，符合相关要求。	符合
	2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
	2.13 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。	塔里木油田分公司哈得采油气管理区对历史遗留废弃物进行治理。本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	符合
环境风险防控	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应	项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容应纳入现有突发环境事件应急预案中，定期按照应急预案内容进行	符合

		急物资储备及应急物资信息化建设,掌握社会应急物资储备动态信息,妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置,定期开展应急演练,增强实战能力。	应急演练,逐步提高应急演练范围与级别,出现风险事故时能够及时应对。	
	资源利用要求	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本项目运营期无生产用水	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料;禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施,已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及燃用高污染燃料	符合

表 1.4-5 与沙雅县一般管控单元管控要求符合性分析一览表

管控单元编码	管控单元类别	分类	管控措施	本项目	符合性
ZH6529 2430001	一般管控单元	空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田,确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求,占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 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。	1.本项目不占用基本农田 2.本项目属于油气田开采项目,不属于露天矿山开采。 3.本项目废气、废水、固体均得到妥善处理,不会对土壤、地下水噪声污染,且提出了土壤、地下水提出了防治措施。 4.本项目不属于畜禽养殖项目。 5.项目固废均得到妥善处理,不涉及利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	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	1.本项目不属于畜禽养殖项目。 2.本项目不使用高毒、	符合

管控单元编码	管控单元类别	分类	管控措施	本项目	符合性
			实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	高残留农药，严格控制施工作业带使用量。 3.本项目不使用化肥农药，不属于农作物秸秆综合利用项目。 4.本项目不属于化学品生产企业、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。 5.塔里木油田分公司哈得采油气管理区对历史遗留废弃物进行治理。本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。 6.本项目生活污水拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，不涉及化肥农药、秸秆综合利用、畜禽养殖等。	
		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	1.根据监测可知，项目所在区域建设用地土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。 2.本项目不涉及危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库	符合

管控单元编码	管控单元类别	分类	管控措施	本项目	符合性
			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。	3.本项目不占用耕地	
		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、科学合理使用化肥农药，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。	1.本项目不涉及秸秆综合利用。 2.本项目不涉及化肥农药使用。 3.本项目不属于节水灌溉项目。	符合

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

1.4.4 与相关环保政策要求符合性分析

项目对照《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》、《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》（新环审〔2022〕214 号）、《阿克苏国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《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）、《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29 号）、《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）、《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）的符合性见表 1.4-6。

表 1.4-6 与相关环保政策符合性分析

文件名称	相关要求	拟建项目情况	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。	本项目属于塔里木油田油气开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。	符合
	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。		符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	提升危险废物收集与利用处置能力。适时修订《自治区危险废物利用处置设施建设布局指导意见》，稳步推进准东、甘泉堡、“奎—独—乌”、哈密、巴州、阿克苏等重点区域综合性危险废物处置设施建设，协调推动南疆三地州、伊犁河谷等区域解决危险废物利用处置能力不足问题。……深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	本项目落地原油、清管废渣、废防渗材料分类收集后，交由有资质单位处理。	符合
《阿克苏地区环境保护“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	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对 VOCs 无组织排放提出相应措施	符合

	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。		
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	本工程采出水随油气混合物输送至富源联合站采出水处理系统，处理达标后进行回注；井下作业废水收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	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。	本工程营运期固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废防渗材料，属于危险废物，交由有危废处置资质单位接收处置。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施	符合
《阿克苏国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标	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。	本项目属于塔里木油田油气开发项目	符合

纲要》			
《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。	本项目无组织废气涉及 VOCs 排放，报告中已针对 VOCs 无组织排放提出相应措施。	符合
	持续推进农用地分类管理和安全利用。严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。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。动态调整耕地土壤环境质量类别。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划》	建成低碳特征明显的油田环保体系；追求零污染，科学高效控制排污总量；全面实施清洁生产，提高企业综合效益；建立循环经济模式，提高资源利用效率；创造国际一流的环境业绩。	项目控制无组织废气排放，废水不外排，固废妥善处置。	符合
	提升自控水平，推行中小型站场无人值守，大型站场少人集中监控。	本项目井场为无人值守井场。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环	“十四五期间”，塔里木油田着力推进“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	本项目是位于塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带富满油田阿满北区块，属于规划中明确的新油田重点开发	符合

境影响报告书》	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。新油田重点开发富满油田，新气田重点开发博孜、中秋、克深周缘、大北周缘、吐东 2 等区块，到 2025 年实现年产天然气 360 亿方，石油液体 880 万吨，产量当量 3750 万吨。	区。	
	不属于《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）中产业准入负面清单中所列产业。	项目位于沙雅县境内，不在负面清单之列。且本次项目属于油气开发行业，不属于通知中准入负面清单所列的产业。	符合
《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》（新环审〔2022〕214 号）	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主要生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生，主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	项目占地不在生态保护红线范围内，满足“三线一单”、生态环境分区管控、主体功能区划、生态环境功能区划等要求，并对施工期和运营期产生的污染提出合理、有效的保护措施。	符合
	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺	项目对选址选线进行了分析，不占用基本农田、公益林，管线选线避让了环境敏感区。	符合

	设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。		
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	项目运营期采出水随采出油气一起送富源联合站，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层；井下作业废水送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置；项目产生的工业固体废物全部得到妥善处置。	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	项目采用水基钻井液；钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于钻井液配制。	符合
	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	本工程为油气开采工程，坚持石油开发与环境保护并举，优化布局，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	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。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时的用适地植物进行植被恢复。项目不涉及回注水井。	符合
	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回	本项目伴生气委外处理，不在本次评价范围内，气液	符合

	收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	分离出的原油密闭输入储罐暂存经装车系统装车后拉运至富源联合站，储罐和装车系统采用气相平衡系统，储罐呼吸器密闭收集，管道输送到伴生气处理系统处理，减少烃类气体排放	
《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》	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。	建设单位已编制《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》并取得审查意见，项目满足其相关要求。	符合
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。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。	本项目主要建设内容包括新建 2 座标准化井场和集输管线，项目评价项目建设、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。	符合
	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目附近无地表水体，施工期生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，试压废水用于场地洒水抑尘，钻井废水回用于现场钻井液配备，不外排。运营期采出水随采出液一起进入富源联合站处理达标后回注油层，井	符合

		下作业废水收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，均不外排。	
	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，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。	本项目不涉及回注水井。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气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。	哈得采油气管理区已编制突发环境事件应急预案，并已备案（备案号 652924-2022-026）	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	工程开发阶段将进行该项工作，并向社会公布，接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目采用先进技术、工艺和设备	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建	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	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合

设规范》 (DZ/T0317-2018)	占和损毁土地。		
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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。	本项目开发方案设计考虑了区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺成熟且先进。	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
	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	项目采用水基钻井液；钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于现场钻井液配制。非磺化泥浆岩屑经检测达标后用于铺设作业区内部道路，磺化泥浆岩屑送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置或在井场进行无害化达标处置后用于铺垫油区内的井场或道路。	符合
	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	项目施工期、运行期废水均妥善处理，同时施工期场地、运营期井场均进行分区防渗，同时设置了地下水监控井，随时了解地下水质量状况，当出现污染情况时及时报告并进行处理。	符合
	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。	项目要求建设单位对生产过程中产生的废气、废水、固废等产生情况建档分类管理，同时进行处置，处置率达到 100%。	符合
	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	项目采出水随油气混输至富源联合站，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	符合

		(SY/T5329-2022) 标准后回注油层。	
《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修正)》 (新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告(第 11 号))	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目, 以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目, 应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本项目为油气开发项目, 为了全面控制和减缓项目造成的环境影响, 在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	符合
《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资源规(2021) 2 号)	严格落实临时用地恢复责任, 临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物, 使用耕地的应当复垦为耕地, 确保耕地面积不减少、质量不降低	本项目不占用耕地, 本项目已经制定临时占地生态恢复方案	符合
《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)	(一) 加强环评文件受理阶段的审查。按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求, 加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查, 对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。(二) 强化技术评估阶段环评文件质量把关。对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件, 严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011) 要求, 强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。(三) 严格沙区建设项目环评文件审批。对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目, 不予批准其环评文件, 从源头预防环境污染和生态破坏。	本项目地处塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区, 本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响, 并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合
《关于印发阿克苏	严禁违规占用耕地绿化造林。要严格执行土地管理法、基本农田保	项目不涉及占用耕地绿化造林。	符合

地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29号）	护条例等法律法规，禁止占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物。违规占用耕地及永久基本农田造林的，不予核实造林面积，不享受财政资金补助政策。退耕还林还草要严格控制在国家批准的规模和范围内，涉及地块全部实现上图入库管理。正在违规占用耕地绿化造林的要立即停止。		
	严禁超标准建设绿色通道。要严格控制铁路、公路两侧用地范围以外绿化带用地审批，道路沿线是耕地的，两侧用地范围以外绿化带宽度不得超过 5 米，其中县乡道路不得超过 3 米。铁路、国道省道（含高速公路）、县乡道路两侧用地范围以外违规占用耕地超标准建设绿化带的要立即停止。不得违规在河渠两侧、水库周边占用耕地及永久基本农田超标准建设绿色通道。今后新增的绿色通道，要依法依规建设，确需占用永久基本农田的，应履行永久基本农田占用报批手续。交通、水利工程建设用地范围内的绿化用地要严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。禁止以城乡绿化建设等名义违法违规占用耕地。	项目不涉及占用耕地建设绿色通道。	符合
	严禁违规占用耕地挖湖造景。禁止以河流、湿地、湖泊治理为名，擅自占用耕地及永久基本农田挖田造湖、挖湖造景。不准在城市建设中违规占用耕地建设人造湿地公园、人造水利景观。确需占用的，应符合国土空间规划，依法办理建设用地审批和规划许可手续。未履行审批手续的在建项目，应立即停止并纠正；占用永久基本农田的，要限期恢复，确实无法恢复的按照有关规定进行补划。	项目不涉及占用耕地挖湖造景。	符合
	严禁占用永久基本农田扩大自然保护地。新建的自然保护地应当边界清楚，不准占用永久基本农田。目前已划入自然保护地核心保护	项目不占用永久基本农田扩大自然保护地。	符合

	区内的永久基本农田要纳入生态退耕、有序退出。自然保护地一般控制区内的永久基本农田要根据对生态功能造成的影响确定是否退出，造成明显影响的纳入生态退耕、有序退出，不造成明显影响的采取依法依规相应调整一般控制区范围等措施妥善处理。自然保护地以外的永久基本农田和集中连片耕地，不得划入生态保护红线，允许生态保护红线内零星的原住民在不扩大现有耕地规模前提下，保留生活必需的少量种植。		
	严禁违规占用耕地从事非农建设。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	项目不涉及占用耕地从事非农建设。	符合
	严禁违法违规批地用地。批地用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。	项目占地不涉及耕地和永久基本农田。	符合
《空气质量持续改善行动计划》的通	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。	本项目采出物由管道密闭输送，油田定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排	符合

知（国发〔2023〕24 号）		放。	
《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目伴生气委外处理，不在本次评价范围内，气液分离出的原油密闭输入储罐暂存经装车系统装车后拉运至富源联合站，储罐和装车系统采用气相平衡系统，储罐呼吸器密闭收集，管道输送到伴生气处理系统处理，油田定期对井场进行密封性检测，减少 VOCs 排放	符合
	推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。		
	推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。		

1.4.5 与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)符合性分析

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)符合性分析

技术要求	本项目	符合性
井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、海滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目所在区域无不良地质地段，项目施工期已要求避开汛期施工	符合
井场选择充分利用地形，节约用地、方便施工	本项目所在区域地势平坦，便于施工。	符合
井场选择有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防止环境污染	本项目周边废弃物回收处理设施完善，各项环境污染防治措施已落实	符合
油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距离铁路、高速公路不小 200m，距离学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m，在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。	本项目所在区域为荒漠区，距离其他永久性设施均在 75m 以上，周边 500m 无民宅、学校、医院、大型油库、铁路、高速公路等，无采掘坑道、矿井坑道等。	符合
含硫油气井井场应选在较空旷的位置，宜在前后或左右方向能让盛行风畅通。	本项目所在区域地势平坦空旷，气流通畅。	符合
井场应平坦整实，能承受大型车辆的行驶。	本项目钻井前均对井场三通一平，满足大型车辆行驶需求。	符合
在钻前工程设计和施工中，环境保护按照 SY/T6276 的要求执行。	本项目在钻前工程设计和施工中已要求按照 SY/T6276 的要求执行环境保护措施。	符合
井场内应有良好的清污分流系统，井场后（或右）侧应修建钻井液储备池（罐），净化系统一侧应修建排污池，配备废液处理装置，振动筛附近应修建沉砂坑；钻井液储备池、排污池、沉砂坑应采取防渗漏及其他防渗措施。	本项目采用泥浆不落地系统设置泥浆罐区、岩屑池等设施，钻井期对危废间、放喷池、钻台、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、泥浆泵区、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆料台、固井水泥罐区等进行重点防渗，满足相应防渗要求。	符合

综上，本项目符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中的相关要求。

1.5 主要环境问题及环境影响

本工程生态影响和环境污染并重。其中，生态影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等，通过采取相应的生态保护与恢复措施，对生态环境的影响可得到有效减缓。

环境污染主要体现在施工期施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气、机械/车辆尾气及运营期无组织废气对大气环境的影响，施工期试压废水、钻井废水及运营期采出水、井下作业废水对水环境的影响，施工期和运营期生活污水对水环境的影响，施工期和运营期设备噪声对声环境的影响，施工期土方、生活垃圾、泥浆岩屑、施工废料、废机油等危险废物及运营期落地油、废防渗材料等固体废物的产生影响。主要采取以下措施：合理规划运输路线、运输车辆和堆存的土方加盖篷布、洒水抑尘等；施工生活废水、生活垃圾依托周边现有公共设施；选用低噪声设备等。

1.6 环境影响评价主要结论

综合分析，项目符合国家及地方当前产业政策要求，符合相关规划和政策要求，满足“三线一单”生态环境分区管控，项目通过采取完善相应的污染防治措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控，满足总量控制要求。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此表示衷心感谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日起施行；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日起施行；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日起施行；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日起施行；
- (9) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (10) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (12) 《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日施行；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；
- (14) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日修订；
- (15) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2022 年 12 月 30 日修订；
- (17) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行；
- (18) 《中华人民共和国安全生产法》，2014 年 12 月 1 日起施行。

2.1.2 环境保护法规、部门规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令〔2017〕第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，国家发改委令 2023 年第 7 号；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2021 年 1 月 1 日；
- (4) 《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；
- (5) 《关于印发<危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采>》等七项危

险废物环境管理指南的公告，公告 2021 年第 74 号；

(6) 《危险废物转移管理办法》，生态环境部令第 23 号；

(7) 《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，2021 年 12 月 2 日；

(8) 《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）；

(9) 《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）；

(10) 《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(环大气〔2019〕53 号)，2019 年 6 月 26 日；

(11) 《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；

(12) 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；

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

(14) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》，环办〔2014〕30 号；

(15) 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日；

(16) 《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；

(17) 环保部发布《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》，环办环评〔2017〕84 号，2017 年 11 月 15 日；

(18) 生态环境部令《环境影响评价公众参与办法》，部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日；

(19) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；

(20) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 7 月 7 日；

(21) 《国家重点保护野生植物名录（2021 年修正）》，国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 15 号）；

(22) 《国家重点保护野生动物名录（2021 年修正）》，国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）；

(23) 《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〕40 号）；

- (24) 《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局令第 35 号）；
- (25) 《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；
- (26) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环境保护部公告 2012 年第 18 号；
- (27) 《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506 号；
- (28) 《关于印发全国防沙治沙规划(2021-2030 年)的通知》，(林规发〔2022〕115 号)；
- (29) 自治区党委自治区人民政府《关于深入打好污染防治攻坚战实施方案》（2022 年 8 月 24 日）；
- (30) 《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3 号）；
- (31) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正，2006 年 12 月 1 日施行)；
- (32) 《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675 号）；
- (33) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，新林护字〔2022〕8 号；
- (34) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 1 月 18 日；
- (35) 《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021 年 7 月 28 日；
- (36) 《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；
- (37) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》，2018 年 9 月 21 日；
- (38) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018 年 9 月 21 日修订；
- (39) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》，新政发〔2014〕35 号，2014 年 4 月 17 日；
- (40) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》，新政发〔2016〕21 号，2016 年 1 月 29 日；
- (41) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》，新政发〔2017〕25 号，2017 年 3 月 1 日；

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

(43) 《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》，新环发〔2016〕360 号，2016 年 11 月 16 日；

(44) 《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；

(45) 《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》，中油安〔2011〕7 号，2011 年 1 月 7 日；

(46) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(47) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，2016 年 10 月；

(48) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

(49) 《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）；

(50) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(51) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版，2024 年 2 月备案）；

(52) 《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；

(53) 《关于印发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）；

(54) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

(55) 《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》，阿行署办〔2020〕29 号；

(56) 《阿克苏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》；

(57) 《关于印发<阿克苏地区水污染防治工作方案>的通知》，阿行署办〔2016〕104 号；

(58) 《关于印发<阿克苏地区土壤污染防治工作方案>的通知》，阿行署发〔2017〕68 号；

(59) 《阿克苏地区 2023 年大气污染防治工作方案》；

(60) 《阿克苏地区大气污染防治攻坚行动方案(2023-2025 年)》

(61) 《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案(2023 年版)的通知》
(阿地环字〔2024〕32 号)。

2.1.3 环境影响评价相关规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

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

(7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(8) 《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)；

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

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

(11) 《生态环境状况评价技术规范》(HJ192-2015)；

(12) 《国家危险废物名录》(2025 版)；

(13) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)；

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

(15) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年
第 18 号)；

(16) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(17) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)；

(18) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2016)；

(19) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)；

(20) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》
(HJ612-2011)；

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

(22) 《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)》；

- (23) 《输油管道环境风险评估与防控技术指南》（GB/T38076-2019）；
- (24) 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；
- (25) 《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）
- (26) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB_T 43936-2024）。

2.1.4 其它相关文件

- (1) 塔里木油田“十四五”规划及规划环评；
- (2) 现有工程和依托工程环境影响评价报告、批复及验收文件；
- (3) 项目环境质量现状监测报告；
- (4) 关于本项目环境影响评价委托书；
- (5) 建设单位提供的其他资料。

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，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素识别与评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据建设工程的污染物排放特点，本工程建设对周围环境影响因素与影响程度主要从工程施工期和运营期对当地自然环境、生态环境进行识别分析，分析结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

环境因素	影响因素		自然环境					生态环境		
	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	土地	景观	动植物		

施工期	场地平整	-1D	--	--	-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	钻井工程	-1D	-1D		-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	管沟开挖, 管道敷设	-1D	--	-1D	-1D	-2D	-2C	-1D	-2D
	安装建设	--	--	--	-1D	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	-1D
运营期	油气开采及集输	-1C	--	-1C	-1C	-1C	--	--	--
退役期	封井、井场清理	-1D	--	--	-1D	--	+1C	+1C	+1C
备注：①表中“+”表示正面影响，“-”表示负面影响。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，项目建设对环境的影响是多方面的，既存在短期、局部及可恢复负影响，也存在长期负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素和生态环境产生一定程度的负面影响，主要环境影响因素为环境空气、声环境，表现为短期内影响，均随着施工期的结束而消失；运营期对环境的不利影响是长期存在的，在生产过程中主要影响因素表现在环境空气方面。退役期对环境的影响表现在对环境空气和噪声的短期影响和对生态环境要素中土地和景观的长期利好影响。

2.3.2 评价因子筛选

根据环境影响要素识别结果，结合建设项目工程特征及周围地区环境质量概况，确定本次评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	评价类别			评价因子
大气环境	现状评价			PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S
	施工期	钻前工程	污染源评价	颗粒物
			影响分析	TSP
		钻井工程	污染源评价	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
			影响分析	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
		储层改造工程	污染源评价	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
			影响分析	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
		油气集输工程	污染源评价	颗粒物
			影响分析	TSP
	运营期	污染源评价		非甲烷总烃、H ₂ S
		影响分析		非甲烷总烃、H ₂ S
	退役期	污染源评价		颗粒物
		影响分析		颗粒物
地下	现状评价			pH、耗氧量（COD _{Mn} 法，以O ₂ 计）、总硬度（以CaCO ₃

环境要素	评价类别			评价因子
水环境				计）、溶解性总固体、硝酸盐（以N计）、亚硝酸盐（以N计）、氨氮（以N计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、钾、钠、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物（Cl ⁻ ）、硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）、镍、钡、阴离子表面活性剂
	污染源评价	施工期		pH值、石油类、COD、氨氮、石油类、SS、挥发酚、硫化物
		运营期		石油类、COD、SS、总氮、挥发酚
	影响评价			石油类
声环境	现状评价			昼间等效A声级、夜间等效A声级
	污染源评价			等效连续A声级
	影响分析			昼间等效A声级、夜间等效A声级
固体废物	施工期	污染源评价		剩余土方、施工废料、钻井泥浆、钻井岩屑、废酸化压裂液、含油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾
		影响分析		
	运营期	污染源评价		落地油泥、清管废渣、废防渗材料
		影响分析		
	退役期	污染源评价		废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料
		影响分析		
土壤	现状评价			建设用地 45 项基本项目：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]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a,h]蒎、茚并[1,2,3-cd]芘、萘； 农用地 8 项基本项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌； 特征因子：pH、阳离子交换量、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、全盐量
	施工期	钻井工程	影响分析	pH、阳离子交换量、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、全盐量
		储层改造工程	影响分析	
	运营期		影响分析	

环境要素	评价类别	评价因子
温室气体	污染源评价	CO ₂ 、CH ₄
风险	风险识别	原油、硫化氢、CO
	影响分析	

表2.3-3 生态影响评价因子筛选表

环境要素	受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
生态	物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	施工期：施工占地及活动； 运营期：生产活动；退役期：生态恢复	直接、短期、可逆	弱
	生境	生境面积、质量、连通性等		直接、短期、可逆	弱
	生物群落	物种组成、群落结构等		直接、短期、可逆	弱
	生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能区划等		直接、短期、可逆	弱
	生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等		直接、短期、可逆	弱
	生态敏感区	主要保护对象、生态功能等		间接、短期，可逆	弱

2.4 评价工作等级和评价范围

根据本项目的工程特点及所在地区的环境特征，依据环境影响评价技术导则的具体要求，确定本项目主要环境要素的评价工作等级及范围。

2.4.1 大气环境评价等级及范围

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

（1）P_{max} 及 D_{10%}的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

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

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(2) 评价等级判别表

评价等级按表 2.4-1 的分级判据进行划分。

表 2.4-1 评价工作等级判据表

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

(3) 估算模型参数

①城市/农村选项

项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，井场及管线周边均无城市建成区或规划区，因此选择农村。

②地表参数

项目周边区域土地利用类型主要为沙漠荒地，因此模型参数选择荒漠。

③区域湿度条件

图 2.4-1 全国干湿状况划分图

根据图 2.4-1，项目区域湿度条件位于干旱区，为干燥气候。

④估算模型参数

估算模型参数见表 2.4-2。

表 2.4-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.6
最低环境温度/°C		-28.6
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

(4) 废气污染源参数

项目运营期废气主要为井场油气开采生产过程中无组织排放废气，排放源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发的非甲烷总烃和硫化氢。本次环评仅对阿满 5 井和阿满 55 井进行分析。

估算数值计算各污染物参数见表 2.4-3。

表 2.4-3 废气污染源参数一览表（面源）

名称	*面源起点坐标（o）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（o）	排放速率（kg/h）	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
阿满 5 井			988.0	80	80	4	0	0.0074	6.1×10 ⁻⁸
阿满 55 井			991.0	40	40	4	0	0.0058	4.8×10 ⁻⁸

注：*以面源西南角为起点。

(5) 估算模型计算结果

表 2.4-4 大气评价等级估算结果一览表

序号	污染源	评价因子	C _i （μg/m ³ ）	C _{oi} （μg/m ³ ）	P _i （%）	D _{10%} （m）	评价等级
1	阿满 5 井	非甲烷总烃	11.375	2000	0.5688	--	三级
2		H ₂ S	0.0001	10	0.0009	--	三级
3	阿满 55 井	非甲烷总烃	14.051	2000	0.7026	--	三级
4		H ₂ S	0.0001	10	0.0012	--	三级

注：C_i 污染物最大地面浓度；C_{oi} 污染物环境质量标准，P_i 污染物最大地面浓度占标率；D_{10%} 地面浓度达标准限值 10% 所对应的最远距离。

由上表可知，项目 $P_{\max}$ 为阿满 55 井井场无组织排放非甲烷总烃， $C_{\max}$ 为 $14.051\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为 0.7026%， $P_{\max} < 1\%$ ， $D_{10\%}$ 未出现，因此本项目大气环境影响评价等级为三级。

（6）评价范围

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

2.4.2 地表水影响评价等级及范围

（1）评价等级

项目施工期生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；管线试压废水循环使用后用作场地洒水抑尘；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现场钻井液配备，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排。

运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理；生产废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起进入富源联合站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准要求后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

项目施工期、运营期无废水排入地表水体，不会对地表水造成影响。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），“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”。因此，本项目地表水评价等级为三级 B。

（2）评价范围

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），“按照水污染影响型三级 B 开展评价的建设项目，其评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求”。因此，本项目仅进行运营期采出水和井下作业废水依托处理设施的接收可行性分析。

2.4.3 地下水影响评价等级和评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目区对地下

水环境影响状况和评价区水文地质条件等，确定该项目地下水环境影响评价的工作等级。

(1) 地下水环境影响评价分类：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）判定，本项目新建采油井场属于 **F 石油、天然气，37、石油开采**，为 I 类项目；新建输油管线属于 **F 石油、天然气类，41、石油管线**，地下水环境影响评价项目类别划分为 II 类。

(2) 地下水环境敏感程度分级：本项目所有工程均不在集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；亦不在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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源（包括已建成在用、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；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、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。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.4-5 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分表

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	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

综上分析，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）相关规定，项目井场地下水评价等级为二级，集输管道地下水评价等级为三级。

(3) 调查评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于“二级评价”范围的规定，本项目新建井场评价范围为 6km²。根据地下水流向为自西南向东北，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围；管线地下水评价范围为管线两侧 200m。因评价范围存在重叠，本次评价将重叠的评价范围边界连接形成统一评价范围，见附图 12。

2.4.4 声环境评价工作等级和评价范围

(1) 环境特征

项目区域声环境为《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的 2 类功能区。

(2) 对周围环境影响

项目采取完善的噪声防范措施,井场、集输管线周边 200m 范围内无居民、学校等敏感目标,受影响人口不发生变化,不会对周围环境产生明显影响。

(3) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中声环境影响评价级别划分原则,确定本项目声环境影响评价级别为二级。

(4) 评价范围

评价范围为井场边界外延 200m 和管线中心线外两侧外延 200m。

2.4.5 生态环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 生态评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),项目生态影响评价等级划分见表 2.4-6。

表 2.4-6 生态影响评价工作等级划分表

《环境影响评价技术导则 生态影响》 (HJ19-2022)中的判定原则	本项目情况	等级判定
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。	本项目评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	--
b) 涉及自然公园时,评价等级为二级	本项目评价范围内不涉及自然公园	--
c) 涉及生态保护红线时,评价等级不低于二级	本项目评价范围内不涉及生态保护红线。	--
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目,生态影响评价等级不低于二级	不涉及	--
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目,生态影响评价等级不低于二级;	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	项目占地面积(临时+永久)为 0.064km ² <20km ²	--

《环境影响评价技术导则 生态影响》 (HJ19-2022) 中的判定原则	本项目情况	等级判定
定		
除以上情况外	项目为除上述情况以外的情况	三级
综合	--	三级

由上表可知，项目生态影响评价等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 的相关要求，本项目生态环境影响评价范围为：井场边界外扩 50m 范围；集输管线中心线两侧外扩 300m 范围。

2.4.6 环境风险评价工作等级和评价范围

(1) 风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势 I。

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

①施工期

施工期的单井井场的单座柴油储罐容量为 6t，单井井场设置 2 个柴油储罐，钻井期间柴油最大储量为 10.8t。Q 值的确定见下表 2.4-8：

表 2.4-8 项目施工期危险物质数量与临界量比值（Q）一览表

风险单元	危险物质最大存在量（t）		危险物质临界量（t）	Q _i 值	Q 值划分
单井井场	柴油	10.8	2500	0.004	Q<1

②运营期

本项目运营期阿满 55 井场内产生的原油直接通过管线输送至阿满 5 井场，气液分离后，原油在 6 个 50m³ 储罐暂存，采用拉运方式拉运至富源联合站处理，伴生天然气井场分离后由第三方天然气处理公司回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评），伴生气不在井场内储存。井场内不设危废间，危险废物不在井场内贮存。本项目运营期涉及的危险物质主要为采油管线和井场设备内的原油（含硫化氢）。项目涉及的危险物质数量与临界量比值（Q）确定表见表 2.4-9。

表 2.4-9 项目运营期危险物质数量与临界量比值（Q）一览表

序号	风险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	q/Q 值	Q 值 划分
1	阿满 55 井至 阿满 5 井采油 管线	原油	--	4.15	2500	0.002	Q<1
		伴生 甲烷	74-82-8	0.13	10	0.013	
		气 硫化氢	7783-06-4	9.2×10 ⁻⁷	2.5	3.7×10 ⁻⁷	
		Q 值Σ					0.015
2	阿满 5 井	原油	--	247.74	2500	0.099	Q<1
						Q 值Σ	0.099

注：①项目采油管线直径 DN80，压力 2.5Mpa，管线长度 1km，伴生气密度 1.01kg/m³，硫化氢含量 3.32mg/m³，②原油密度为 0.8258g/cm³。

由上表可知，本项目施工期和运营期各风险单元的 Q 值划分均为 Q<1。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，项目危险物质数量与临界量比重 Q<1，该项目环境风险潜势为 I，则项目工作等级均划分为简单分析，项目各环境要素大气、地表水及地下水评价工作等级均划分为简单分析。

（3）评价范围

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

2.4.7 土壤环境影响评价工作等级及范围

按照《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）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目位于干旱地区，由土壤现状监测结果可知，各监测点位 $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ 因此所在区域属于非酸化和碱化地区，部分监测点的土壤含盐量大于 4g/kg ，因此所在区域属于土壤盐化地区。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）建设项目所属的土壤环境影响评价项目类别

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》（HJ349-2023），建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目井场属于常规石油开采井场，按照I类建设项目开展土壤环境影响评价；项目集输管线属于油类输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。

（2）土壤环境影响评价等级划分

①污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，具体判别依据见表 2.4-10。

表 2.4-10 污染影响型土壤敏感程度分级表

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、养老院等土壤环境敏感目标
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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级，并按相应等级分别开展评价工作。因此本项目按照 2 座井场和管线分别判定评价等级。本项目井场永久占地 1.177hm^2 ，集输管线无永久占地，均为小型项目。根据现场踏勘，项目井场和集输管线周边不存在耕地、公益林（天然林）、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等敏感目标。由表 2.4-10 可知，本项目井场和集输管线的土壤敏感程度均为“不敏感”。

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分工作等级，划分

依据详见表 2.4-11。

表 2.4-11 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 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	--	--
注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

由上表可知，本项目各井场为I类中的小型项目，土壤敏感程度为“不敏感”，土壤环境影响评价工作等级为二级；本项目集输管线为II类中的小型项目，土壤敏感程度为“不敏感”，土壤环境影响评价工作等级为三级。综上，本项目污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

②生态影响型

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

根据土壤环境影响评价项目类别与敏感程度划分生态影响型土壤工作等级，划分依据详见表 2.4-12。

表 2.4-12 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	/

拟建工程采油井场属于I类项目，管线工程属于II类项目，生态影响型环境敏感程度为敏感，故采油井场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，管线工程生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。综上，拟建工程生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

（3）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJT349-2023），本项目污染影响型土壤环境影响评价范围为：井场边界外扩 200m，管线两侧外扩 200m 范围；生态影响型土壤评价范围为井场边界外延 5km 范围，管线两侧向外延伸 200m 范

围。

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

(1) 环境空气执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准及修改单；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 相关标准。

(2) 地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值。

(3) 声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准。

(4) 区域建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 表 1、表 2 筛选值第二类用地标准。井场和管线占地范围外土地利用类型为公益林地，土壤环境质量标准参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。土壤环境评价范围外的监测点 B7 为农田，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。

本项目环境质量标准值见表 2.5-1~表 2.5-4。

表 2.5-1 环境空气质量标准

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
环境空气	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	非甲烷	1 小时平均	2.0	mg/m ³	参照执行《大气污染物综合

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
	总烃				排放标准详解》中相关要求
	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附 录 D 相关标准

表 2.5-2 地下水质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5	无量纲	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
	总硬度（以CaCO ₃ 计）	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0		
	溶解性总固体	≤1000		
	硝酸盐（以N计）	≤20		
	亚硝酸盐（以N计）	≤1.00		
	氨氮（以N计）	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	氟化物	≤1		
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05		
	氰化物	≤0.002		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	砷	≤0.01		
	汞	≤0.001		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL	
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	镍	≤0.02	mg/L	
	钡	≤0.7		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
		石油类	≤0.05	mg/L

表 2.5-3 声环境质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
----	-----	-----	----	------

声环境	等效连续 A 声级	昼间 60, 夜间 50	dB (A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
-----	-----------	--------------	--------	----------------------------------

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
土壤环境	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018) 表 1 第二类用地筛选值标准；石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） 执行表 2 第二类用地筛选值标准
	镉	65	mg/kg	
	铬（六价）	5.7	mg/kg	
	铜	18000	mg/kg	
	铅	800	mg/kg	
	汞	38	mg/kg	
	镍	900	mg/kg	
	四氯化碳	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.9	mg/kg	
	氯甲烷	37	mg/kg	
	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
	四氯乙烯	53	mg/kg	
	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	
	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
	氯乙烷	0.43	mg/kg	
	苯	4	mg/kg	
	氯苯	270	mg/kg	
	1,2-二氯苯	560	mg/kg	
	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	
	甲苯	1200	mg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
	邻二甲苯	640	mg/kg	
	硝基苯	76	mg/kg	
	苯胺	260	mg/kg	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	2-氯酚	2256	mg/kg	
	苯并[a]蒽	15	mg/kg	
	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	
	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	
	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	
	蒽	1293	mg/kg	
	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	
	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	
	萘	70	mg/kg	
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	
	镉	0.6	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB15618-2018)表 1 筛选值标准中 pH>7.5 中其他
	汞	3.4	mg/kg	
	砷	25	mg/kg	
	铅	170	mg/kg	
	铬	250	mg/kg	
	铜	100	mg/kg	
	镍	190	mg/kg	
	锌	300	mg/kg	

2.5.2 污染物排放标准

(1) 大气污染物

施工期颗粒物、SO₂、NO_x 执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值要求；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) 企业边界污染物控制要求。运营期场界无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求；H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 二级新改扩建标准要求。

表 2.5-5 大气污染物排放标准一览表

时段	污染物		标准值	标准来源
施工期	颗粒物	无组织排放监控浓度限值	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值要求
	SO ₂		0.40mg/m ³	
	NO _x		0.12mg/m ³	
	非甲烷总烃	井场边界	4.0mg/m ³	《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
运营期	非甲烷总烃		4.0mg/m ³	
	H ₂ S		0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 二级新改扩建标准要求

(2) 废水

项目运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理；生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液混输至富源联合站处理达标后回注油层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。项目运营期无废水外排，根据建设单位提供的相关地层资料，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 IV 级水质标准控制指标要求，标准值见表 2.5-6。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

储层空气渗透率（μm ² ）		≤0.01	（0.01，0.05）	（0.05，0.5）	（0.5，2.0）	>2.0
控制指标	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				
注：本项目所在区块注入层平均空气渗透率>1.5μm ² ，执行 IV 级水质标准控制指标要求。						

(3) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应的标准值；运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

表 2.5-7 噪声排放标准

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效 A 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准

2.5.3 控制标准

一般固废参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.6 环境功能区划

项目所在区域环境空气属《环境空气质量标准》（GB3095-2012）规定的二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类标准及修改单要求；地

下水属《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）规定的Ⅲ类标准；声环境属《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类区，执行《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准；区域属于建设用地的土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值第二类用地标准。

2.7 环境保护目标

项目评价区域内无重点保护文物及珍稀动植物资源。根据区域环境特征和工程污染特征，确定本项目的环境保护目标主要为评价区环境空气和声环境质量、生态环境质量、地下水环境质量、土壤环境质量等，具体见表 2.7-1。

表 2.7-1 环境保护目标

环境要素	保护目标			相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度	方位	距离（m）	
大气环境	井场 500m 范围内无敏感点，管线 200m 范围内无敏感点					《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准
地下水	地下水评价范围内潜水含水层					《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，保持水质不恶化
声环境	井场边界 200m 范围，管线 200m 范围					《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
土壤	评价范围内土壤					《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准。
环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无须设置评价范围。					项目区周边土壤、地下水、地方公益林；加强风险防范，保证居民正常生产生活及生命财产安全不受到威胁。
生态环境	塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域重点治理区					保护项目区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，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏

3 建设项目工程分析

3.1 已建工程

3.1.1 已建工程基本情况

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司为勘探富满油田阿满北区块油气资源情况，于 2024 年实施了阿满 5 井(勘探井)钻井工程。根据《阿满 5 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表》，阿满 5 井为水平井，设计井深：8760m，采用四开井身结构。项目建设内容包括主体工程（钻前工程、钻井工程、试油、钻后工程等）、辅助公用工程（供电、供水、道路等）、环保工程（放喷池、钻井废弃物不落地处理系统等），办公及生活设施（全部为活动房），以及仓储工程（泥浆储备罐等）等。完钻后进行试油，获取有关技术参数。

目前区块内仅有阿满 5 井探井项目，目前阿满 5 井已完井、定产，定产数据：2024 年 10 月 21 日 18:00-22:00 油嘴 5.00mm，油压 11.800MPa，日产油 50.90m³，日产气 13863Nm³。

3.1.2 已建工程环保手续履行情况

已建工程环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 已建工程环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文号	环评时间	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	阿满 5 井(勘探井)钻井工程	阿地环审 (2023) 664 号	2023 年 11 月 24 日	正在办理验收 手续	--

3.1.3 环境影响评价回顾

现阶段阿满 5 井已完井，根据现场踏勘及资料收集，钻井期间所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对工程区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整了井场，井场及道路两侧进行了草方格固沙，临时占地正在自然恢复。钻井及试油期间定期对柴油发电机进行维护，并且采用符合国家标准的柴油和设备，车辆减速慢行、加盖苫布，缩短测试放喷时间，降低了废气对周围大气环境质量影响。钻井废水循环利用，不外排；生活污水进入防渗生活污水池收集，定期拉运。对泥浆泵、钻机等设备采取安装消声器、基础减振等措施，降低噪声影响。

泥浆在井口采用随钻不落地收集系统分离岩屑后，排入泥浆罐循环使用，完

井后拉运至下一口井再利用；膨润土体系钻井岩屑进入岩屑池暂存，干化后用于铺垫井场和道路；聚磺体系钻井岩屑经随钻不落地收集系统收集后暂存于地罐中，定期拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；含油废物桶装收集后暂存于危废暂存间，废烧碱包装袋、废防渗材料在危废暂存间暂存，定期由有资质的单位回收。

图 3-1 阿满 5 井现状图

阿满 5 井在钻井过程中已基本落实环评报告及批复中提出的环保措施，但未开展探井的竣工环保验收工程，应尽快完成探井的竣工环保验收工作。

3.2 依托工程

项目采出油、采出水依托富源联合站处置，生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂；井下作业废水和施工期一般固废依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。

3.2.1 富源联合站

目前，富满油田在建区块达产后，现有哈一联的原油处理能力将不能满足处理规模的要求。塔里木油田公司已开始实施在富满油田南部新区新建 1 座富源联合站，负责区块内原油、天然气和采出水的处理。富源联合站包含在《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程环境影响报告书》中，富源联合站于 2022

年 4 月 24 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2022〕71 号），富源联合站已于 2023 年年底建成，2024 年 11 月完成环保竣工验收。

（1）原油处理系统

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

①气提脱硫

富满油田各单井及混输管道汇集的采出液首先进入富源联合站进站气液分离器中进行气液分离，从分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，分离出的液相与富满油田计转站来液混合后，通过计量泵向混合液中分别加入破乳剂和缓蚀剂，随后混合液依次进入含水原油/伴生气换热器、含水原油/导热油换热器中进行热量交换。

经过换热后的原油从原油气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化天然气从原油气提塔底部进入，实现了 H_2S 从原油中向气相的传质。同时气提气在塔内自下而上运动，对原油中已分离出的 H_2S 组分起到一定程度的冲击携带作用，有利于 H_2S 的分出。气提塔顶部携带 H_2S 的气提气自压进入天然气处理系统，塔底脱除 H_2S 的原油进入后续脱水单元。

②热化学沉降脱水

自气提塔底部的脱硫原油进入热化学脱水球罐中进行脱水。经过热化学脱水球罐分离后，油相从球罐中部出来后进入后续原油稳定塔中，分离的水相从球罐底部进入后续水处理系统。

③负压闪蒸稳定

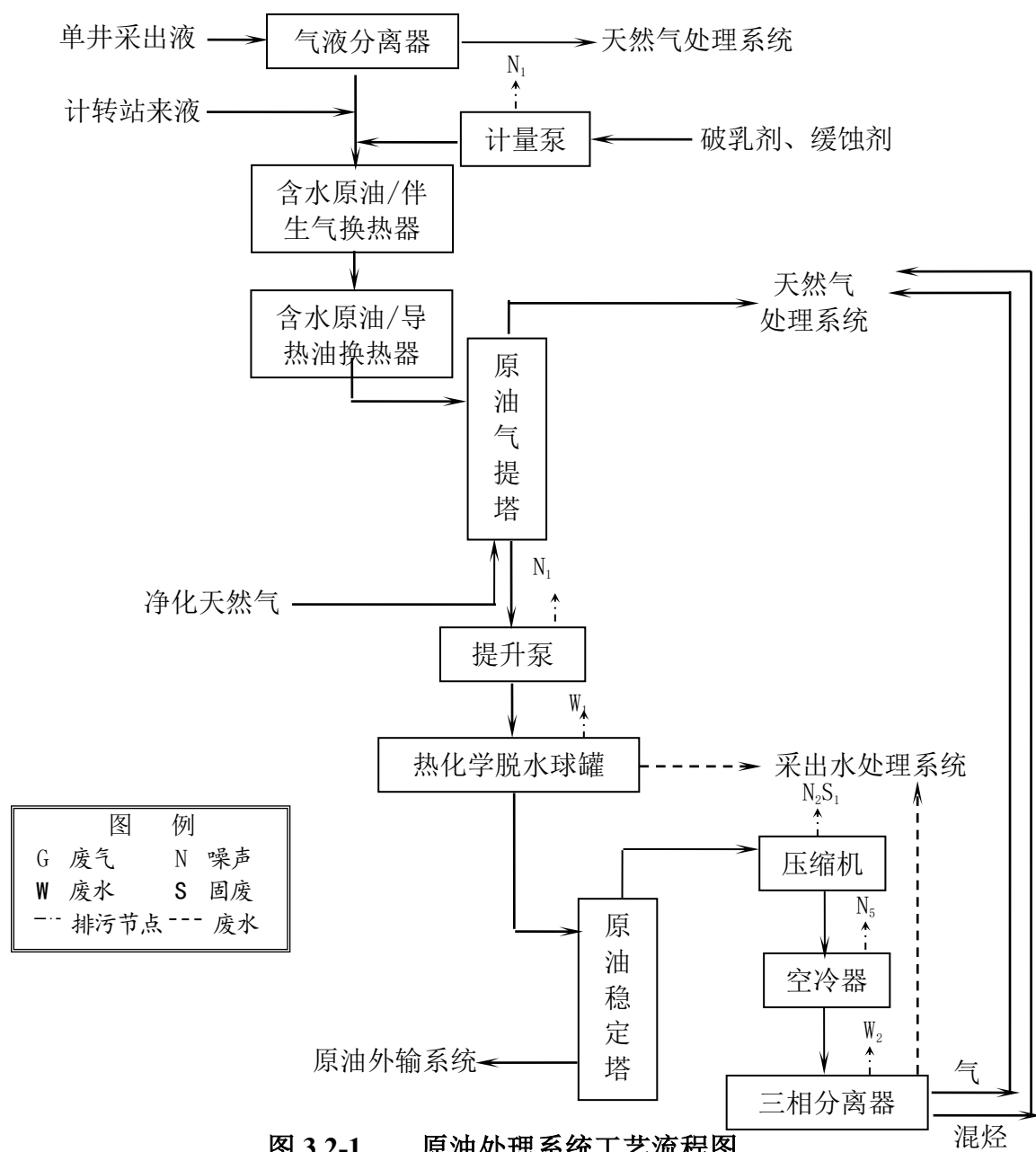
从球罐中脱水后的原油直接进入原油稳定塔。稳定后的原油通过稳定原油提升泵增压后进入外输系统。原油稳定塔塔顶气经原稳压缩机增压后进入压缩机出口空冷器冷却，冷却后的塔顶气及混烃进入三相分离器进行油气水分离，分离出的水进入后续水处理系统。

原油处理工艺流程详见图3.2-1。

（2）天然气处理工艺

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

天然气处理系统工艺流程详见图3.2-2。



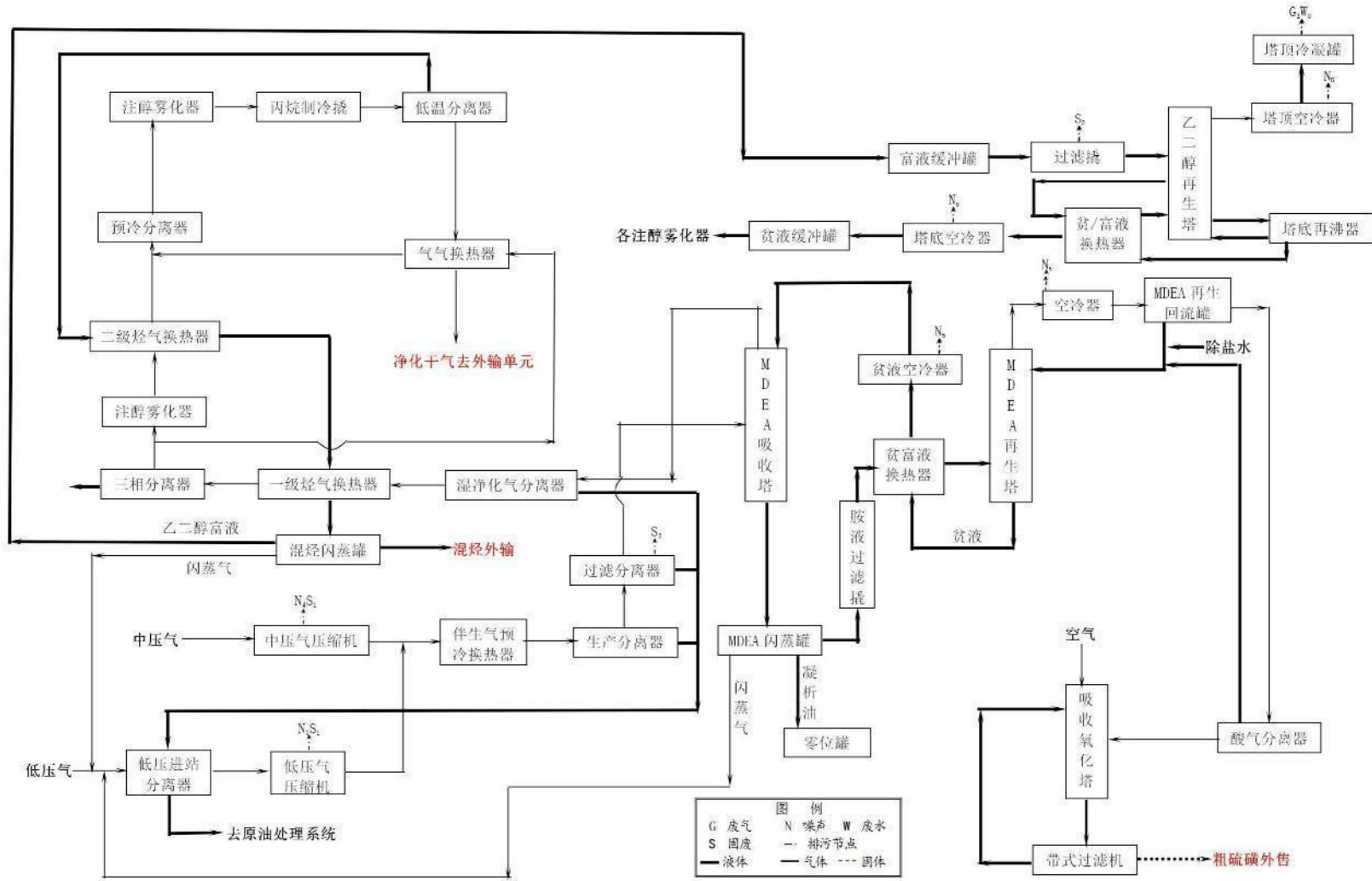


图 3.2-2 天然气处理系统工艺流程图

(3) 水处理工艺

原油系统来水进入采出水处理系统,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,使污水中的细微油珠聚结成较大颗粒,从而实现油水分离,污水中的油污得到进一步去除。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。

水处理系统工艺见图 3.2-3。

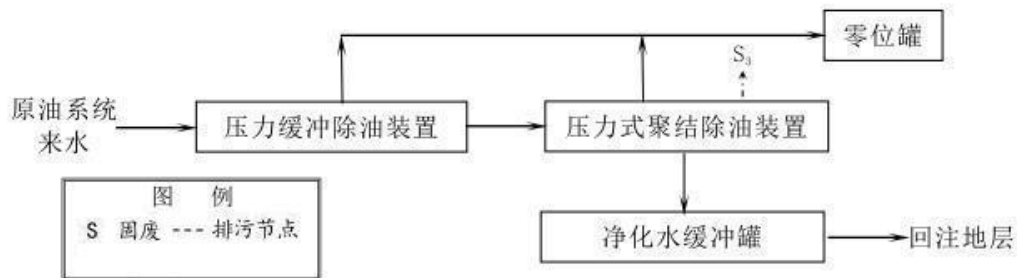


图 3.2-3 水处理系统工艺流程图

(4) 依托可行性分析

拟建工程采出油、采出水最终进入富源联合站。

表 3.2-1 富源联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	服务范围	拟建工程需处理量	依托可行性
1	原油 t/d	5480	主要接收满深、富源等区块新增油气	84	可依托
2	采出水 m³/d	1500		0.13	可依托

由上表可知,富源联合站处理能力可满足本次拟建工程生产需求,依托可行。故本项目采出油、采出水依托富源联合站处理可行。

3.2.3 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

(1) 基本情况

本项目运营期的井下作业废水等依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部,设施的中心坐标为北纬 , 东经 。该项目环评文件于 2016 年 11 月 7 日取得原新疆

维吾尔自治区环境保护厅的批复（新环函〔2016〕1626 号）。该项目于 2019 年 4 月进行了自主验收。

站址西部由北向南依次为 2 座 10000m³ 生活垃圾填埋池、20000m³ 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m³ 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 10000m³ 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m³ 聚磺泥浆暂存池。

图 3.2-4 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图

井下作业废水

钻试修污水处理工艺：采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。废水处理工艺具体流程见图 3.2-5。

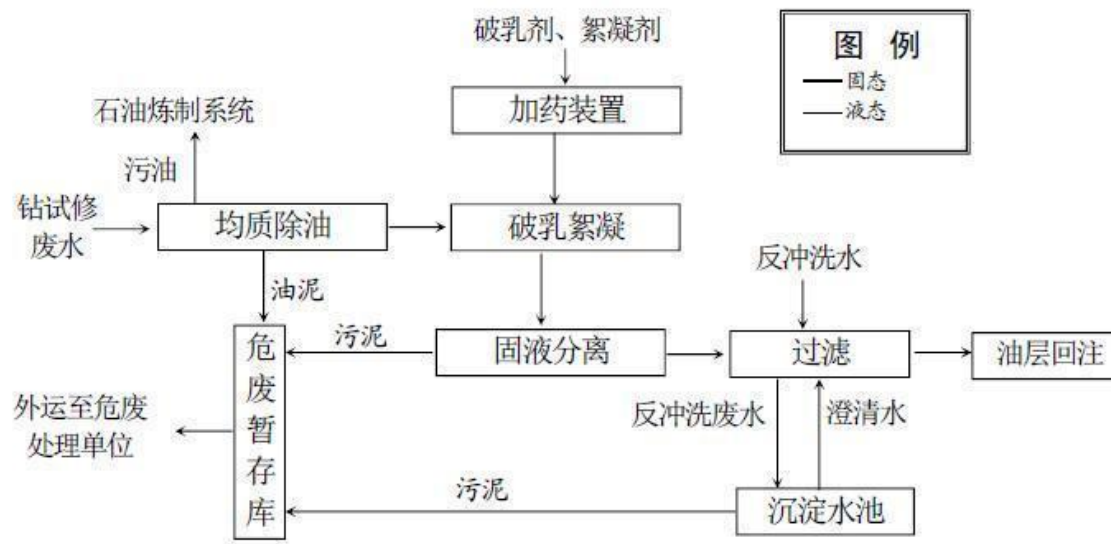


图 3.2-5 废水处理工艺流程图

(2) 依托可行性

本项目运营期产生的井下作业废水等，依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，依托可行性分析见表 3.2-2。

表 3.2-2 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站依托可行性分析

名称	设计规模	拟建工程实施后需求量	适应性
井下作业废水（m³/d）	300	76m³/a	本区块井下作业废水不同时产生，可以满足处理要求

由上表可知，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足本次拟建工程生产需求，依托可行。

3.2.4 沙雅县兴雅污水处理厂

沙雅县兴雅污水处理厂（原沙雅县污水处理厂）位于沙雅县排孜阿瓦提二村西侧 2.1km 处，项目中心地理坐标为北纬 ，东经 。原沙雅县环保局于 2008 年 6 月委托新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制完成《新疆阿克苏地区沙雅县污水处理厂工程建设项目环境影响报告表》(以下简称一期)，

设计处理规模 4 万 m^3/d ，2008 年 10 月 20 日原新疆维吾尔自治区环境保护局出具该项目环评批复(新环监建函〔2008〕126 号)。2014 年 3 月 25 日，原阿克苏地区环保局出具项目一期工程验收批复(阿地环函字〔2014〕117 号)，处理规模为 2 万 m^3/d 。2013 年 8 月沙雅县住房和城乡建设局委托新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心编制完成《沙雅县利用以色列政府贷款建设县城排水改扩建工程建设项目环境影响报告书》(以下简称二期)，2013 年 8 月 13 日原新疆维吾尔自治区环境保护厅出具该项目环评批复(新环评价函〔2013〕714 号)，处理规模 20000 m^3/d ，该项目于 2018 年 8 月建成投产。2019 年 5 月沙雅县住房和城乡建设局委托河北奇正环境科技有限公司编制《沙雅县污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》，改造后出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级 A 排放标准，并于 2019 年 7 月 17 日取得阿克苏地区生态环境局出具的批复(阿地环函字〔2019〕395 号)。2019 年 7 月 31 日，沙雅县兴雅污水处理厂取得国家版排污许可证(91652924568868945T001Q)。

沙雅县兴雅污水处理厂设计处理规模为 4 万 m^3/d ，设计进水水质为： $\text{pH}6-10$ ， $\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$ ， $\text{BOD}_5\leq 200\text{mg/L}$ ， $\text{NH}_3\text{-N}\leq 33.4\text{mg/L}$ ， $\text{SS}\leq 300\text{mg/L}$ ， $\text{TP}\leq 3.36\text{mg/L}$ ，主要采用 MBBR+臭氧催化氧化+硝化反硝化+次氯酸消毒处理工艺，废水经处理出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级 A 排放标准与要求后，在满足灌溉 1 万亩生态林的前提下，剩余出水作为中水用于园区。

目前，沙雅县兴雅污水处理厂稳定运行，实际运行规模约为 3.1 万 m^3/d ，剩余余量 0.9 万 m^3/d 。本项目总体日排水量较小，沙雅县兴雅污水处理厂进水水质、剩余处理规模均可满足本项目生活污水处置要求，且项目位于沙雅县境内，距离沙雅县兴雅污水处理厂 80km，运输方便，依托可行。

3.3 拟建工程

3.3.1 工程概况

(1) 项目名称

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

(2) 建设单位

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

(3) 建设性质

新建

（4）建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。本项目中心地理坐标：东经 ，北纬 。

（5）项目投资

项目总投资 8582.36 万元，其中环保投资 258 万元，占总投资的 3.01%。

（6）产能规模

项目建成后，2 口油井预计总产油规模 84t/d。

（7）劳动定员和工作制度

施工期：钻井工程建设期单井建设施工人员为 50 人，井场及管线地面工程建设期劳动定员为 20 人。

运营期：阿满 55 井场不设人员值守，阿满 5 井场工作人员 4 人，年生产 365 天。

（8）建设周期

项目单井钻井工程建设周期 200d，井场及管线地面工程建设周期 20d。

（9）建设内容

本项目包含阿满 55 井的钻采工程、阿满 5 井的地面产能工程、油气集输工程。项目主要建设内容包括：①钻前工程，阿满 55 井场地进行平整、清理；②钻井工程，新钻采油井 1 口（阿满 55 井）；③储层改造工程，根据油井的储层实际情况，进行酸化压裂改造；④油气集输工程，部署标准化采油井场 2 座（阿满 5 井和阿满 55 井），新建阿满 55 井至阿满 5 井集输管线，长度 1km，采出原油通过拉油罐车运至富源联合站；⑤公辅工程，建设 2 座井场配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。项目建成后，预计产油规模 84t/d（阿满 5 井 50.9m³/d、阿满 55 井 50.9m³/d），产气规模 27726m³/d（阿满 5 井 13863m³/d、阿满 55 井 13863m³/d）。

本项目主要建设内容的基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建工程主要建设内容基本情况一览表

项目		基本情况	备注
主体工程	钻前工程	阿满55井场的场地平整、清理，单井场建设1座100m ³ 应急池、2座100m ³ 放喷池、1座1000m ³ 岩屑池等。	新建
	钻井工程	新钻1口采油井，钻井深度8760米。建设钻井平台、钻井泥浆不落地处理系统、柴油罐、备用柴油发电机等设施。	
	储层改造工程	根据油井的储层实际情况选择合适的酸压工艺。	新建

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

项目		基本情况		备注
	油气集输工程	建设标准化采油井场2座，安装采油树、视频监控系统等地面工程，井口设置电磁加热器并预留加药橇接口，2口井总产油量约84t/d。新建阿满55井至阿满5井集输管线，长度1km，DN80，2.5MPa，玻璃钢管，管线采用埋地敷设，管顶埋深为1.2m，采出原油通过拉油罐车运至富源联合站；		新建
公辅工程	给水	施工期	主要为生活用水、管道试压用水、钻井生产用水，由水罐车拉运至营地。	--
		运营期	主要为生活用水，由水罐车拉运至营地。	--
	供热	施工期	项目施工期生活区供暖采用电采暖，试油期井场设备伴热方式为电伴热。	新建
		运营期	项目运营期用热主要为冬季井口加热，采用电加热。	新建
	供配电工程	施工期	施工期钻机动力、生活、办公等用电，以及测试放喷期井场设备用电，依托区域内既有电网，柴油发电机作为备用电源。	新建
		运营期	每座采油井场建设低压动力配电箱1台，电源引自区域内既有电网，由井场外杆架式变电站的变压器低压侧一级配电箱接入。	新建
	自控工程	每座采油井场各设置一套RTU控制系统，将生产数据传输至井场RTU控制系统进行监控，RTU控制系统生产数据经新建光缆上传RTU控制系统，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。		新建
	通信	阿满55井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像前端，阿满5井场设置安防用摄像前端、人/机界面设备，实现井场集中监控。		新建
	道路	主要依托现有探井道路（6米宽砂石路），新建阿满5井场至阿满55井场道路1km（6米宽砂石路）。		新建
	防腐保温	项目井场采用防腐材质，生产管柱采用普通碳钢材质油管，耐高温环氧酚醛涂料；地上管道保温采用憎水软质复合硅酸盐保温管壳，埋地部分及出地面 200mm 范围内立管保温采用硬质聚氨酯泡沫塑料管壳。		新建
		采油管线采用玻璃钢管，为非金属钢管，可不进行防腐处理；玻璃钢管保温采用“管中管”工艺在工厂预制夹克管，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度 30mm；防护层采用聚乙烯塑料，厚度≥2mm。		新建
	临时工程	项目设施施工营地1座，占地面积为1600m ² ，全部为临时占地，位于井场外，靠近道路。		新建
	施工便道	项目依托现有探井道路，车辆在现有道路和施工作业带内行驶，不设施工便道。		依托

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

项目		基本情况		备注	
材料堆场		项目钻井施工过程中，在井场占地范围内设材料堆场。		新建	
		项目管线工程采用分段施工，施工材料即用即拉，不设材料堆场。		新建	
储运工程	施工期	本项目施工期单井井场内设有2座6t柴油储罐，2座柴油储罐最大储存量为10.8t，储罐类型为双层碳钢罐，用于储存柴油供备用发电机使用，		新建	
	运营期	本项目运营期阿满5井场内设有6座50t原油储罐，储罐采用固定顶高架多功能罐，配套罐车拉运用装车泵撬、密闭定量装车系统。		新建	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	新建
			焊接烟尘	无组织排放。	
			施工机械、车辆尾气	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。	
			柴油发电机废气	优先采用区域电网，故障时使用柴油发电机。项目采用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，加强管理维护。	
			测试放喷废气	通过管线引至放喷池充分燃烧排放，控制测试放喷时间	
	运营期	井场无组织废气	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为井场逸散的无组织废气，主要为非甲烷总烃和硫化氢。井场设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护。原油储罐、装车系统设置气相平衡系统，储罐呼吸器密闭收集，管道输送到伴生气处理系统处理。		新建
			退役期	施工扬尘	退役期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施。
	废水	施工期	生活污水	生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期消毒、清掏，由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。	新建
			管道试压废水	分段试压，循环利用，管道整体试压结束后用于作业带洒水抑尘。	
			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，分离后的液相回用于现场钻井液配备，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排。	

项目		基本情况		备注
	运营期	生活废水：运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理；		
		采出水：采出水随采出油气送富源联合站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。		
		井下作业废水：采用专用废水回收罐收集后送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处置。		
	退役期	退役期无废水产生。		
噪声	施工期	施工设备噪声	主要为施工设备和运输车辆产生的噪声，选用低噪声设备，施工设备进行定期检查维修，高噪声设备进行基础减振，禁止车辆随意高声鸣笛。	新建
	运营期	井场设备噪声	选用低噪声设备，采取基础减振等措施，切合实际地提高工艺过程自动化水平。	
	退役期	运输车辆	合理安排作业时间和运输路线。	
固废	施工期	剩余土方	施工完毕后用于回填管沟及场地平整，无弃土外运。	新建
		施工废料	施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	
		钻井泥浆、钻井岩屑	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统进行固液分离，非磺化水基泥浆（膨润土聚合物）、磺化水基泥浆分离后的液相分别进入泥浆罐循环使用，不外排。非磺化岩屑排入岩屑池蒸发干化处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。	
		废酸化压裂液	加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。	
		废烧碱包装袋	分类收集后暂存于撬装式危废间，完井后委托有资质单位进行处理。	
		含油废物	废机油、落地油泥和沾染原油的废弃防渗膜采用专用包装收集后暂存于撬装危废暂存间，定期由有资质的单位处置。	
		生活垃圾	集中收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。	

项目			基本情况		备注
	运营期	危险废物	主要为落地原油、清管废渣和废防渗材料，直接交由有资质单位处理。		
		废弃管线	维持现状不再开挖，管线内物质应清空干净，两端使用盲板封堵。		
	退役期	管道清洗废水	管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终送至富源联合站处理		
		建筑垃圾	集中收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处置。		
		废防渗材料、落地油泥	收集后交由有资质单位处置。		
	防渗		阿满5井和阿满55井采油井井口等重点污染地面按照重点防渗区要求进行防渗处理。		新建
	生态	施工期	管线施工过程中严格控制施工作业带开挖面积，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层。		
			井场施工过程中应严格控制施工占地范围，表土单独剥离，妥善堆存；施工结束后，及时回填并将表土回覆到临时占地范围，同时尽快进行绿化，恢复到原来土地使用功能水平。		
		运营期	管线上方设置标志，定时巡查管线和井场；落实临时占地清理和植被恢复；加强环保宣传，提高环保意识。		
		退役期	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。		
	环境风险	管线	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查。		
		井场	规范操作规程，定期对井场进行巡视，加强井场内管线和警示标志的管理工作，强化安全保护的宣传教育，对设备腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。		

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区域构造

项目部署在塔里木盆地北部拗陷阿满过渡带，行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县县城南西方向 92.9km。

3.3.2.2 勘探开发概况

目前区块内仅有阿满 5 井探井项目，目前阿满 5 井已完井、定产，定产数据：2024 年 10 月 21 日 18:00-22:00 油嘴 5.00mm，油压 11.800MPa，日产油 50.90m³，

日产气 13863Nm³。

3.3.2.3 地质构造

沙雅县属于第四纪沙土层厚约 50 多米较为疏松，下部有巨厚的第三纪泥岩粉砂岩和细砂岩。依据该区工程勘察报告场区以粉砂、粉土为主，结构松软。标准冻土深度 0.8m；最大冻土深度 1.2m。塔河油田位于南天山地震带东段，地震基本烈度为 7 度，地基承载力标准为 140kPa。

3.3.2.4 油气藏特征

(1) 原油

阿满 5 井原油物性资料取自试油数据，取样位置位于：油嘴管汇下油数据头。

表 3.3-2 油品物性表

20℃密度 g/cm ³	50℃动力粘 度 mPa.s	凝固 点℃	含蜡量%	含硫量%	胶质%	沥青质%
0.8258	0.8039	10	15.3	0.0607	0.16	0.17

②伴生气

阿满 5 井伴生气物性资料取自试油数据，取样位置位于：油嘴管汇下油数据头。天然气组分数据分析见表 3.3-3。

表 3.3-3 天然气物性表

相对密度	CH ₄ (%)	C ₂ H ₆ (%)	C ₃ H ₈ 及以上 (%)	CO ₂ (%)	氮气 (%)	H ₂ S (mg/m ³)
0.8354	67.1	12.1	10.267	9.78	0.73	3.32

③地层水性质

阿满 5 井采出水物性资料取自试油数据，取样位置位于：油嘴管汇下油数据头。地层水密度 1.0784g/cm³；pH 值 5.33；Cl⁻6.94×10⁴mg/L。

3.3.3 工程组成

3.3.3.1 主体工程

拟建工程主体工程主要包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程和油气集输工程。

(1) 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场，主要包括场地平整、清理、进场道路建设等为钻井工程做准备的施工活动，为后续钻井提供便利条件。本项目依托油田内现有伴井道路，无需新建进场道路。本项目钻前工程主要为钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建等，具体建设内容及工程量如表 3.3-4 所示。

表 3.3-4 单座井场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	场地面积	长×宽	m ²	14000	井场施工占地 140m×100m
2	钻井平台	--	套	1	位于井场内
3	应急池	100m ³	座	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
4	岩屑池	1000m ³	座	1	环保防渗膜+混凝土
5	主放喷池	100m ³	座	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
6	副放喷池	100m ³	座	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
7	火炬	--	个	1	各井场测试放喷期间火炬燃烧
8	材料爬犁	带护栏	个	2	--
9	生活污水罐	300m ³	个	1	钢制撬装式, 环保防渗膜
10	活动房	--	座	37	撬装装置
11	施工营地	面积	m ²	1600	设 1 座施工营地

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等, 单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 井场钻前工程施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
装载机	--	--	辆	2
挖掘机	--	--	辆	2
推土机	--	--	辆	2

(2) 钻井工程

① 钻井工程基本情况

表 3.3-6 井场主要技术经济指标一览表

项目	井型	指标名称	技术指标
阿满 55 井	水平井	钻井深度	8760m
		钻井目的层	奥陶系鹰山组
		钻井泥浆体系	水基泥浆
		完井方式	裸眼完井

① 井身结构

项目新钻 1 口井(阿满 55 井), 采用四开井身结构, 井身结构设计如表 3.3-7 及图 3.3-1 所示。

表 3.3-7 井身结构一览表

开钻顺序	钻头直径(mm)	井深(m)	套管外径(mm)	套管下入井段(m)	水泥封固段(m)
一开	444.50	1500	365.12	0~200	0~200

开钻 顺序	钻头直径 (mm)	井深(m)	套管外径 (mm)	套管下入井段(m)	水泥封固段 (m)
二开	333.40	5560	273.05	0~5560	0~5560
三开	241.30	7865	200.03	5560~7865	5560~7865
四开	168.30	8760	-	-	-

图 3.3-1 井身结构图

③钻井期设备钻井期井场设备包括钻机、井架、提升系统、循环系统、动力系统、控制系统、钻井液不落地设备、仪器仪表等。钻井采用 ZJ70 及以上钻机。单座井场钻井工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 单座井场钻井期设备一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	数量
钻机	ZJ70D	4500kN	1 台
井架	JJ450/45-K	4500kN	1 台
绞车	JC5D	1100kW	1 台
天车	TC1315	3150kN	1 台
游动滑车	YC-315	3150kN	1 台
大钩	DG315	3150kN	1 台
水龙头	SL450	4500kN	1 台
转盘	ZP520B1	--	1 台
柴油发电机	--	1520kW	3 台（备用）

设备或部件名称	规格型号	主参数	数量
柴油罐	--	6t	2 个
绞车冷水罐	--	50m ³	1 个
机械传动装置	--	--	1 套
泥浆泵	--	1600HP	3 台
循环罐	--	50m ³	2 个
振动筛	--	--	2 台
除气器	ZCQ2-1/4	--	1 台
除砂器	ZQJ254×2	--	1 台
除泥器	ZQG125×8	--	1 台
离心机	LW355×860-N	--	2 台
加重泵、混合漏斗	--	kW	2 套
液气分离器	YFQ-1200	--	1 台
充气泵	--	--	1 台
轴流风机	--	--	6 台
备用气瓶	--	--	2 个

④钻井液体系

项目采用水基钻井液体系，其中一开和二开上部采用非磺化水基钻井液，二开下部、三开、四开使用磺化水基钻井液。一开采用膨润土-聚合物钻井液体系，主要成分为：坂土、CMC（中）、Na₂CO₃；二开上部采用聚合物钻井液体系，主要成分为：坂土、Na₂CO₃、NM1-4、NaOH、CMC-LV、复配胺盐、润滑剂、堵漏剂；二开下部、三开、四开采用 KCl 聚磺钻井液体系。具体见下表所示。

表 3.3-9 水基钻井液体系

层位	钻头尺寸 (钻头直径×深度)	钻井液体系	钻井液密度(g/cm ³)
一开	444.5mm×(0~1500)m	膨润土-聚合物体系	1.05-1.15
二开上部	333.4mm×(1500~3000)m	聚合物体系	1.10-1.45
二开下部	333.4mm×(3000~5560)m	KCl-聚磺体系	1.14-1.29
三开	241.3mm×(5560~7865)m	KCl-聚磺体系	1.14-1.29
四开	168.3mm×(7865~8760)m	KCl-聚磺体系	1.14-1.29

⑤固井方案

一开采用常规密度水泥浆、插入式注水泥固井工艺技术，水泥浆返出地面，封固表层易垮塌井段；二开、三开采用单级固井，采用双凝水泥浆体系；四开采用尾管固井，采用双凝水泥浆体系。

⑥主要原辅材料

项目不涉及油基钻井液，钻井工程原辅材料消耗主要为水基膨润土钻井液和磺化钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等。各材料由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内，本项目使用的原辅材料中不含汞、铅、镉、砷、铬等五种重金属。施工过程严格管理施工材料，施工现场无遗撒，钻井泥浆采取泥浆不落地系统收集，钻井泥浆及岩屑均得到妥善处理。

表 3.4-11 井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	材料代号	单位	形态	包装	数量	备注
1	柴油	—	m ³	液体	罐装	10.8	柴油发电机燃料
2	水	—	m ³	液体	--	1664	配置泥浆、固井水泥浆用水
3	中分子聚合物	MAN101/NH4-HPAN	t	粉末	袋装	4.5	—
4	小分子聚合物	CMC-LV	t	粉末	袋装	0.8	—
5	抗盐降失水剂	SP-8/SPOLO-HT	t	液体	桶装	30.6	—
6	膨润土	OCMA	t	颗粒	袋装	108.45	—
7	烧碱	NaOH	t	粉末	袋装	10.15	—
8	纯碱	Na ₂ CO ₃	t	粉末	袋装	4.1	—
9	大分子聚合物	IND30/FA367	t	粉末	袋装	3.52	—
10	抗温抗盐降失水剂	SP-8/SPOLO-HT	t	颗粒	袋装	38.2	—
11	抗温抗盐低粘降失水剂	HY-2/SPOLO-FL	t	颗粒	袋装	68.8	—
12	防塌剂(胶体/粉剂)	YJ-A01/SY-A01, NFA-25	t	粉末	袋装	96.8	—
13	氯化钾	KCl	t	粉末	袋装	103	—
14	氯化钠	NaCl	t	粉末	袋装	136.5	—
15	润滑剂(液体/固体)	JH-3/PRH-1, LSW	t	液体	桶装	29	—
16	提切剂	CMC-PACR/XC	t	液体	桶装	7	—

序号	材料名称	材料代号	单位	形态	包装	数量	备注
17	增粘剂	N-VIS/BARAZAN	t	液体	桶装	2	—
18	稀释剂	SF260	t	液体	桶装	4	—
19	硅酸钾	K ₂ SiO ₃	t	粉末	袋装	4	—
20	盐结晶抑制剂	NTA-2	t	液体	桶装	5	—
21	超细碳酸钙	YX	t	粉末	袋装	30	—
22	堵漏剂	(SQD-98 中粗\细)	t	液体	桶装	30	—
23	加重剂	重晶石粉	t	粉末	罐装	1151	—
24	油溶性暂堵剂	YX	t	液体	桶装	12	—
25	酸溶性堵漏剂	SQD-98 细、中	t	液体	桶装	12	—
26	石灰石粉		t	粉末	袋装	206	—

⑦钻井井场布置

钻井井场采用标准井场布局，主副放喷管线位于井场两侧。各单井井场的建设内容一致，建设钻井平台 1 套、应急池（1 座，100m³）、放喷池（2 座，100m³/座）、岩屑池（1 座，1000m³）等设施，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。井场应急池、放喷池池底、边坡采用水泥压边+环保防渗膜两层防渗。井场采用砂石料铺垫。钻井井场布置有放喷管线、罐区、不落地系统、岩屑堆放场等。钻井期井场布置图见图 3.3-2。

图 3.3-2 钻井期井场平面布置示意图

(3) 储层改造工程

①储层改造工艺

根据油井的储层实际情况选择合适的酸压工艺。将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中,通过酸液和地层岩石矿物的反应,溶解部分岩石矿物或堵塞物质,从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝,改善地层近井地带渗透率。

②改造工作液体系

当钻至目的层后,根据地层实际情况,选择不同的改造工作液体系。常见酸化压裂工作液体系为黄原胶压裂液、瓜胶压裂液、胶凝酸、交联酸,详见表 3.3-11。

表 3.3-11 储层改造液体系配方

序号	液体名称	液体配方
1	瓜胶压裂液	0.35%~0.45%超级瓜胶+1.0%助排剂+1.0%破乳剂+0.1%杀菌剂+0.025%PH 调节剂 1+0.04%PH 调节剂 2+0.5%温度稳定剂+0.01%破胶剂
2	黄原胶非交联压裂液	0.30%黄原胶+0.5%破乳剂+0.1%杀菌剂+0.02%破胶剂
3	胶凝酸	20%HCl+0.8%胶凝剂+2%高温缓蚀剂+1%助排剂+1%破乳剂+1%铁离子稳定剂
4	交联酸	20%HCl+0.8%稠化剂+1.0%破乳剂+1.0%助排剂+2.0%缓蚀剂+1.0%铁离子稳定剂+0.3%调理剂

③储层改造主要设备

储层改造压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具,具体设备设施情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器	—	2 套	向地层喷砂液,同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段

设备或部件名称	参数	数量	备注
水力锚	—	2 套	固定井下管柱

(4) 井场地面工程

项目建设标准化掺稀抗硫采油井场 2 座，安装采油树、视频监控系统等地面工程，井口设置电磁加热器并预留加药橇接口。各井场装置均无人值守，定期巡检。项目井场地面工程的主要设备设施见表 3.3-13，各井场坐标位置见表 3.3-14。

表 3.3-13 井场地面工程主要设备设施一览表

序号	项目	设备名称	规格	单位	数量
1	阿满 5 井地面工程	采油树	--	套	1
2		低压动力配电箱	IP65	台	1
3		油井取样器	DCQ-10×45-KS 10×45cm	套	1
4		抗硫楔式闸阀	KZ41Y-25	个	7
5		抗硫内螺纹截止阀	KGMQJ11F/H-25 DN15	个	1
6		抗硫高压截止阀	KJ41Y-1500Lb DN25 CL1500	个	1
7		抗硫高压平板闸阀	KZ43Y-1500(Lb) DN50 CL1500	个	3
8		抗硫旋启式止回阀	KH44Y-1500Lb DN50 CL1500	个	1
9		防爆电磁加热器橇	P=40kW	套	1
10		油气两相生产分离器橇	φ1.8m×7.2m 6.3MPa	套	3(2 用 1 备用)
11		4 井式阀组橇	6.3MPa	套	1
12		抗硫闸阀	KZ41Y-25 DN200	套	1
13		原油储罐	50 方	个	6
14		密闭定量装车系统	/	套	1
15		装车泵橇	/	套	1
16		紧急放空火炬（放空火炬橇）	DN100, H=15m, 设计最大放空量 17000Nm ³ /d	座	1
17		放空立管	DN100, H=15m, 设计最大放空量 1200m ³ /d	座	1
1	阿满 55 井地面工程	采油树	--	套	1
2		低压动力配电箱	IP65	台	1
3		油井取样器	DCQ-10×45-KS 10×45cm	套	1
4		抗硫楔式闸阀	KZ41Y-25	个	7
5		抗硫内螺纹截止阀	KGMQJ11F/H-25 DN15	个	1
6		抗硫高压截止阀	KJ41Y-1500Lb DN25 CL1500	个	1
7		抗硫高压平板闸阀	KZ43Y-1500(Lb) DN50 CL1500	个	3
8		抗硫旋启式止回阀	KH44Y-1500Lb DN50 CL1500	个	1
9		防爆电磁加热器橇	P=40kW	套	1

表 3.3-14 项目井场布局情况一览表

序号	名称		大地坐标		经纬度坐标 (°)	
			X	Y	经度	纬度
1	井	阿满 5 井				
2	场	阿满 55 井				

注：采用 2000 国家大地坐标系，3°分带，中央子午线 84°。

项目采油井场运营期平面布置示意图见图 3.3-3。

图 3.3-3 阿满 5 井运营期井场平面布置示意图

图 3.3-4 阿满 55 井运营期井场平面布置示意图

(5) 油气集输工程

项目部署阿满 5 井和阿满 55 井 2 座标准化采油井场,阿满 55 井采出液通过约 1km 集输管线进入阿满 5 井气液分离,原油通过拉油罐车运至富源联合站处理,伴生天然气井场分离后由第三方天然气处理公司回收系统收集处理(不在本次评价范围内,需另做环评)。

具体管线部署情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 管线工程部署情况一览表

序号	管线类型	起点	终点	长度(km)	管径(mm)	压力(MPa)	材质	输送介质
1	采油管线	阿满 55 井	阿满 5 井	1	DN80	2.5	玻璃钢管	采出液

(6) 工程占地及土石方

①工程占地

本项目总占地面积 6.416hm²,其中永久占地面积 1.692hm²,临时占地面积 4.723hm²,占地类型主要为沙地。本项目占地组成详见下表。

表 3.3-16 本项目永久占地和临时占地组成表 单位: hm²

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场	1.217	2.963	沙地	不涉及公益林地、生态红线
2	单井集输管线工程	0	0.8	沙地	
3	电力工程	0.025	0.8	沙地	

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
4	临时道路	0.45	0	沙地	
5	施工营地	0	0.16	沙地	
合计		1.692	4.723	--	--

②工程土石方平衡

项目管线工程施工期间将动用一定量的土方。按照经济优化的原则，管沟填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到开挖土料利用量和建筑工程量的平衡，减少弃土工程量。在管道沟槽开挖时，开挖出的土堆放沟槽边 1m 处，熟土（表层土）和生土（下层土）分开堆放。管道沟槽回填时按生、熟土顺序填放，用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。

根据本项目管线工程设计资料，项目共开挖土方 19130m³、回填土方 19000m³，剩余 130m³土方用于施工作业带平整，不外运。项目土石方见下表。

表 3.3-17 土石方平衡一览表

单位：万 m³

项目	挖方量	填方量	剩余量	处理方式
阿满 5、阿满 55 井及管线工程	19130	19000	0	剩余土方用于施工作业带平整，不外运

3.3.3.2 环保工程

（1）废气处理工程

施工期：施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖措施；测试放喷废气经放喷火炬充分燃烧后排放，采取科学测算放喷时间，减少天然气点火放空造成的环境污染；选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。

运营期：采用密闭集输工艺，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，加强密闭管道、阀门检修和维护。

退役期：采取洒水抑尘措施。

（2）废水处理工程

施工期：生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；管线试压废水循环使用后用作场地洒水抑尘；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现场钻井液配备，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排。

运营期：采出水随采出液一起进入富源联合站处理，处理满足《碎屑岩油藏

注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT 5329-2022）标准后回注油层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）噪声防治工程

选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间。

（4）固体废物收集及处理处置工程

施工期：①剩余土方用于回填管沟及场地平整，无弃土外运；②施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。③钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统进行固液分离，非磺化水基泥浆（膨润土聚合物）、磺化水基泥浆分离后的液相分别进入泥浆罐循环使用，不外排。非磺化岩屑排入岩屑池蒸发干化处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。④废酸化压裂液加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置；⑤含油废物和废烧碱包装袋分类收集后暂存于撬装式危废间内，完井后委托有资质单位进行处理；⑥生活垃圾集中收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理；

运营期：落地油泥、清管废渣、废防渗材料，分类收集后交由有资质单位处置。

退役期：废弃管线维持现状不再开挖，管线内物质应清空干净，两端使用盲板封堵；建筑垃圾收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置；废防渗材料收集后送有资质的单位处理。

3.3.3.3 公辅工程

项目公辅工程主要包括给排水、供热、供配电、自控、通信、道路、防腐保温等。

（1）给排水

①施工期

给水：项目施工期用水主要为钻井用水、管道试压用水、生活用水。

钻井用水和生活用水均由水罐车拉运至井场和生活区，钻井用水量约 3255.4m³。项目单井钻井施工人数约 50 人、地面工程 20 人，单井钻井周期为 200 天，地面工程施工天数为 20 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d 人计，则本项目钻井期生活用水量为 400m³，地面工程施工期生活用

水量为 32m³。

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，试压用水量为 9.2m³。

排水：项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水、生活废水。

钻井废水主要由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井(≥3.5 千米进尺)产污系数为 29.73t/100m。本项目阿满 55 井进尺 8760m，则项目钻井废水产生量为 2604.3m³，经循环罐（2 台 50m³）收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，钻井期间综合利用，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，则钻井施工期生活废水量为 320m³，地面工程施工期生活废水量为 3.2m³。生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

管道试压废水按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 9.0m³，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

项目施工期给排水水量平衡见表 3.3-18，水平衡图见图 3.3-4。

表 3.3-18 项目给排水水量平衡表

单位：m³

用水工序		新鲜水量	损耗水量	排放量
钻井工程	钻井生产用水	3255.4	651.1	2604.3
	生活用水	400	80	320
地面工程	生活用水	16	3.2	12.8
	管道试压用水	9.2	0.2	9.0
合计		3680.6	734.5	2946.1

②运营期

生活污水

运营期新增工作人员 4 人，生活污水产生量按 100L/人·d 计算，则运营期生活污水产生量为 0.4m³/d，按排污系数 0.85 计算，运营期生活污水排放量约为 0.34m³/d。生活区的污水排入环保厕所，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

项目运营期生产废水主要为采出水、井下作业废水。

采出水：主要来源于油气藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。采出水随原油混输至富源联合站分离后处理，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)后回注于地层，

可保持油气层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》--1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，项目油藏储层为高孔、高渗储层，井下作业废水产生量按 76.0t/井次计，井下作业按每2年1次计，则单井井下作业废水产生量为38t/a。项目共部署2口采油井，则每年产生井下作业废水76t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

（2）供热

项目井场无人值守，施工期、运营期均无需人员供暖。项目运营期用热主要为冬季井口加热，每座井场设 40kW 防爆电磁加热器橇 1 套，对井口采出液进行加热。

（3）供配电

每座采油井场建设低压动力配电箱 1 台，电源引自区域内既有电网，由井场外杆架式变电站的变压器低压侧一级配电箱接入。

（4）自控

每座采油井场各设置一套 RTU 控制系统，将生产数据传输至井场 RTU 控制系统进行监控，RTU 控制系统生产数据经新建光缆上传 RTU 控制系统，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。

（5）通信

本项目采油井场为无人值守井场，井场设置安防用摄像前端，不设人/机界面设备。井场采用光纤以太网传输井场的仪控数据和视频信息至调控中心监控系统，实现井场 RTU 数据的远程集中监控。

（6）道路

项目依托现有伴井道路，不新建道路。

（7）防腐保温

采油管线采用玻璃钢管，为非金属钢管，可不进行防腐处理；玻璃钢管保温采用“管中管”工艺在工厂预制夹克管，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度 30mm；防护层采用聚乙烯塑料，厚度 $\geq 2\text{mm}$ 。

所有管件的防腐保温处理均在工厂预制完成。

3.3.4 工艺流程及排污节点分析

3.3.4.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本项目施工内容主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程和油气集输工程。

(1) 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场，主要包括场地平整、清理、进场道路建设等为钻井工程做准备的施工活动。本项目依托油田内现有伴井道路，无需新建进场道路。

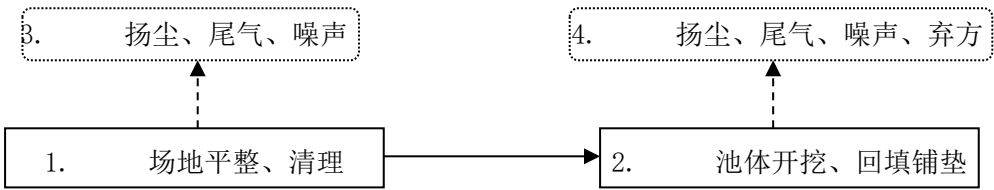


图 3.3-5 钻前工程施工过程及产污环节示意图

井场建设根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

(2) 钻井工程

本项目新钻 1 口井（阿满 55 井），井型均为水平井，设计井深 8760m，目的层、完钻层位均为奥陶系-鹰山组，钻井周期 200d。水平井均为四开井身结构，钻井采用 ZJ70D 钻机。钻井作业采用旋转的钻头通过切削地层，形成井眼，并使用钻井液将切削岩屑不断带出井眼，以保证持续钻进，直至目的层的过程。钻井作业流程及产污环节详见图 3.3-6。

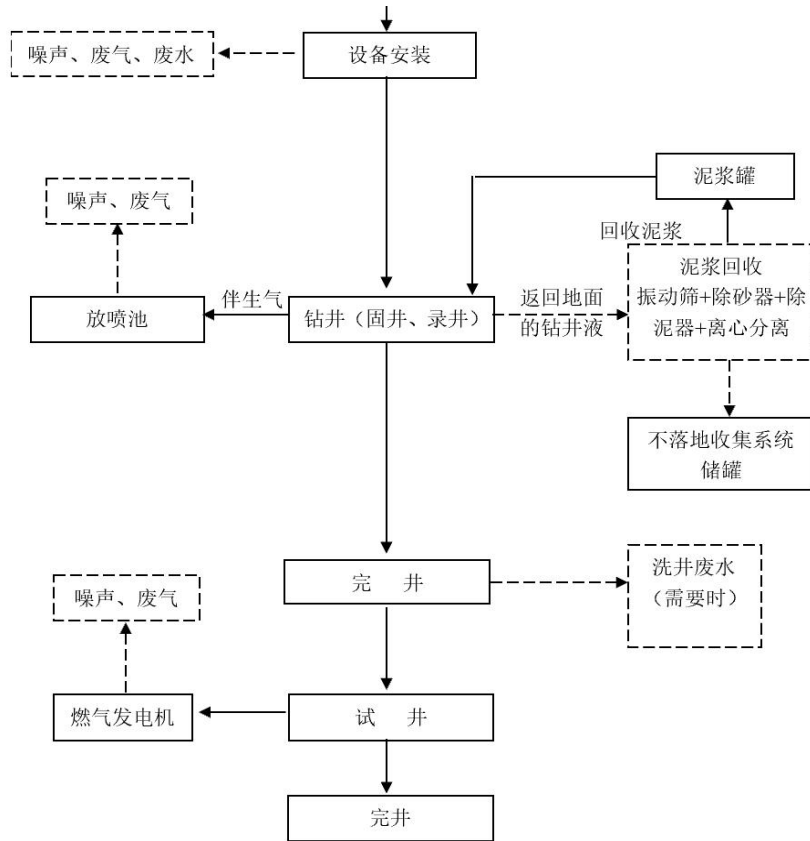


图 3.3-6 钻井工程及产污环节示意图

钻井采用常规旋转钻井工艺，项目使用的钻机为电钻机，钻井期间优先由周边现有电网供电，特殊条件下采用备用电源柴油发电机应急供电。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，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆。其中泥浆进入泥浆罐循环使用，非磺化泥浆（膨润土聚合物）钻井岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准后用于铺垫油区内的井场、道路等；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《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)中表 2 第二类用地筛选值(石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废机油、含油废包装物、废沾油器材、废油桶、废防渗材料等，暂存于撬装

式危废间，交由有资质单位回收。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置，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，配置泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配置时由人工加入泥浆罐中。

a 录井

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 1 米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，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

b 固井

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空内注入水泥浆，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。本项目区域第四系含水层为孔隙含水层，表层钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，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。

c 测井

测井是利用专用仪器设备测量岩层的电化学特性、导电特性、声学特性、放射性等地球物理特性，以获取岩层的孔隙度、渗透率以及含油气情况等地层信息。根据地质需要，选用适合的测井项目对钻开地层进行电测，最终根据电测曲线了解地层的特征及地层含气情况。本项目测井采用电测。

d 试井

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，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

(3) 储层改造工程

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有缝洞，则不需

进行射孔等工作。如钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气；废水主要为钻井废水和生活污水，其中生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声，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弃土、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑，井场建设期间产生的弃土用于场地平整，钻井期岩屑随钻井泥浆带出一开、二开上部为非磺化水基泥浆，非磺化岩屑暂存至井场岩屑池蒸发干化处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后综合利用，用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部至三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于现场钻井液配备，固相磺化岩屑收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置或在井场进行无害化达标处置后用于铺垫油区内的井场或道路。

(4) 井场地面工程

本项目建设标准化采油井场 2 座，井场地面工程较简单，仅进行井场内的场地平整，安装采油树、视频监控系统等地面工程，井口设置电磁加热器并预留加药橇接口。

(5) 油气集输工程

项目油气集输工程的施工具有流动性强、施工作业面大的特点，但一般为施工段流水作业施工，分若干施工段后全线流水施工。整个施工均由具有一定施工设备的专业队伍完成。项目施工过程主要包括场地清理、平整施工带、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

① 场地清理、平整施工带

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，取管沟一侧作为土方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，建设单位协助施工单位，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，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

②管沟开挖及下管

拟建工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.6m，沟深 2m，管沟边坡比为 1: 0.75，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土。将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。项目管线工程仅 1km，不涉及穿越工程。

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。

施工作业带断面布置图见图3.3-7，管线与已建管线穿越示意图见图3.3-8。

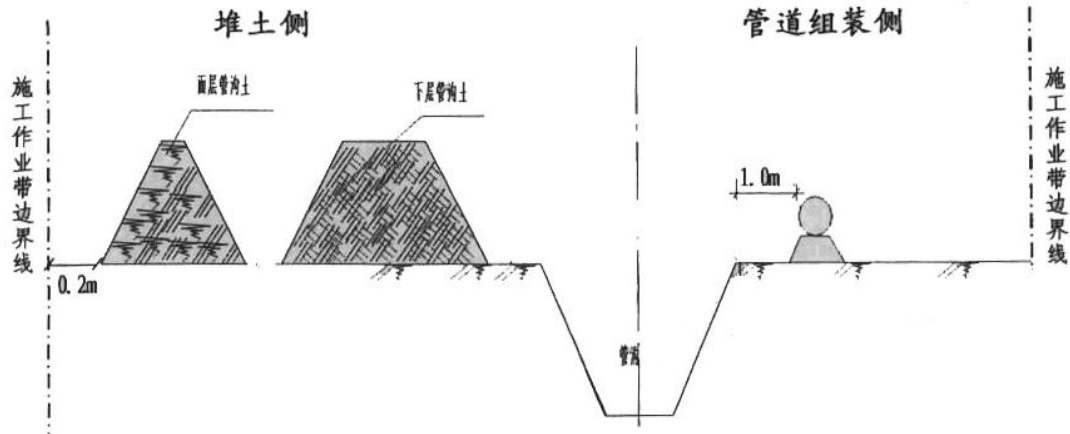


图3.3-7 施工作业带断面布置图

③管道连接及试压

本项目井场内管线采用钢质管道，钢质管道采用人工焊接；采油管线采用玻璃钢管，玻璃钢管道之间采用螺纹连接。

本项目所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成，只在施工现场进行连接。钢质管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度 $\geq 600\mu\text{m}$) + 加热收缩套；玻璃钢管采用聚氨酯泡沫塑料保温。管线连接完毕后，

对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压清管废水及设备噪声。

④管沟回填

管线连接成功并试压合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土方进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

⑤清理现场、恢复地貌

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。



图 3.3-9 油气集输工程工艺流程及排污节点图

表 3.3-19 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
井场及管线	废气	施工扬尘	颗粒物	间断	洒水降尘，无组织排放	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	环境空气
		施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
		柴油发电机废气	烃类、CO、NO _x 、SO ₂	间断	优先采用区域电网，故障时使用柴油发电机。项目采用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，加强管理维护	环境空气

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
		测试放喷废气	颗粒物、非甲烷总烃	间断	通过管线引至放喷池充分燃烧排放，控制测试放喷时间	环境空气
	废水	钻井废水	COD、氨氮、SS 等	间断	钻井废水经固液分离后，液相循环利用不外排。	不外排
		管道试压废水	COD、SS	间断	试压结束后用于区域洒水降尘	不外排
		生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	间断	由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理	不外排
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境
	固体废物	井场平整管沟开挖	弃土	间断	施工作业场地平整，无弃土外运。	妥善处置
		管线铺设	施工废料	间断	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	妥善处置
		钻井	钻井泥浆、钻井岩屑	间断	经泥浆不落地系统进行固液分离，非磺化水基泥浆（膨润土聚合物）、磺化水基泥浆分离后的液相分别进入泥浆罐循环使用，不外排。非磺化岩屑排入岩屑池蒸发干化处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《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）中表 2 第二类用地筛选值（石油烃 ≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。	妥善处置
		含油废物	石油类	间断	分类收集后暂存于撬装式危废	妥善处置
		废烧碱包装袋	烧碱	间断	间，完井后委托有资质单位进行	妥善处置

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
					处理	
		压裂	废酸化压裂液	间断	加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置	妥善处置
		施工人员	生活垃圾	间断	集中收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	妥善处置
生态		占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	详见“6.5.2 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.3.4.2 运营期工艺流程及排污节点分析

项目实施后，阿满 55 井采出物输送至阿满 5 井计量、气液分离，气相交由第三方天然气处理公司回收系统收集处理（另做环评），液相储罐暂存，由原油罐车运至富源联合站集中处理。

（1）采油工艺

项目生产采油井分为自喷期和潜油电泵采油期，即前期地层压力足够时采用自喷采油，随着油气的不断开采，地层能量逐渐消耗，油井停止自喷时采用潜油电泵进行油气开采。

原油易乳化，乳化后粘度大幅度增加，严重影响井内电泵运行效率同时集输过程中原油流动性降低，严重时会导致管道堵塞，造成管道憋压，单井停产。为了保证集输安全，因此在阿满 5 井场和阿满 55 井场内设加药预留头。

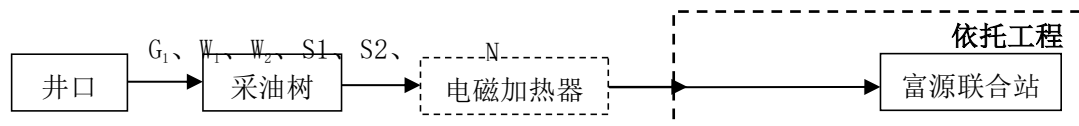
本项目集输工艺为“阿满 55 井产液经管线集输至阿满 5 井，油气计量分离（新建）→50m³ 储罐（新建）→装车泵（新建）输至罐车拉油”。各井场采油树（新建）油气混合物经油嘴套一级节流后进入电磁加热器（预留加热），气相交由第三方天然气处理公司回收系统收集处理（另做环评），液相进入原油储罐暂存，由原油罐车运至富源联合站集中处理。运营期原油储罐和装车系统采用气相平衡系统，储罐呼吸器密闭收集，管道输送到伴生气处理系统处理，不外排。第三方天然气处理公司伴生气处置过程不在本次环评范围内，本次环评建议，三方天然气处理公司回收系统应在本项目正式开采时，同步实施，运营过程中，伴生气应妥善处理。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器经新建光缆上传 RTU 控制系统，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。

（2）修井工艺

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。运营期

依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

运营期主要污染物中废气污染源主要为井场无组织逸散废气（ G_1 ）；废水污染源主要为采出水（ W_1 ）和井下作业废水（ W_2 ），其中采出水随采出液一起进入富源联合站处理达标后回注油层，井下作业废水送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为电磁加热器橇、采气树等设备运行产生的噪声（ N ），采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油（ S_1 ）、清管废渣（ S_2 ）和废防渗材料（ S_3 ），收集后委托有资质单位进行接收处置。



图例：G 废气 N 噪声 S 固废 W 废水

图 3.3-10 运营期集输工艺流程及排污节点图

表 3.3-20 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	非甲烷总烃、 H_2S	连续	密闭集输，定期巡检
废水	W_1	采出水	石油类、COD	连续	送至富源联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层
	W_2	井下作业废水	石油类、COD、SS	间歇	送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	N_1	装车系统	L_{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S_1	油气开采、管道集输、井下作业	落地油泥	间歇	产生后直接交由有资质单位接收处置
	S_2		清管废渣	间歇	
	S_3		废防渗材料	间歇	

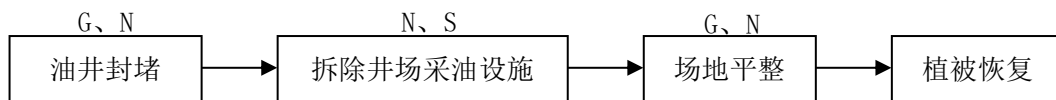
3.3.4.3 退役期工艺流程及排污节点分析

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

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

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘 G_1 ，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声 N ，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油 S_4 ，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾 S_2 ，其中落地油收集后委托有资质单位清运处置，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，管道清洗废水 S_5 最终进入站场后送至富源联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾 S_2 收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场填埋处置。废弃管线 S_1 维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。本项目服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。



图例：G废气 N噪声 S固废

图3.3-11 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见表 3.3-21。

表 3.3-21 本项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废	G_1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘

气					
噪声	N	车辆噪声	L_{eq}	间歇	合理安排作业时间,控制车辆速度
废水	W ₁	管道清洗废水	COD、BOD、SS 等	间歇	送至富源联合站处理
固废	S ₁	废弃管线	废弃管线	间歇	维持现状,两端使用盲板封堵
	S ₂	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置
	S ₃	废防渗材料	废防渗材料	间歇	收集后交由有资质单位处置
	S ₄	落地油泥	石油烃	间歇	收集后交由有资质单位处置
	S ₅	管道清洗废水	石油烃	间歇	送至富源联合站处理

项目主要环境影响因素见表 3.3-22。

表 3.3-22 油气田开发工程主要环境影响因素一览表

作业工程	环境影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	非污染生态
施工期	施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气、柴油发电机废气、测试放喷废气	生活污水、钻井废水、管道试压废水	剩余土方、施工废料、泥浆岩屑、废酸化压裂液、含油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾	设备噪声	植被破坏 水土流失
运营期	井场无组织废气	采出水、井下作业废水	落地原油、清管废渣、废防渗材料	设备噪声	--
退役期	施工扬尘	--	废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料、落地油泥	车辆噪声	--

3.3.5 工程主要污染源及防治措施

3.3.5.1 施工期污染源及防治措施

(1) 废气

项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气、柴油发电机废气和测试放喷废气。

①施工扬尘

施工期的主要废气来源于各施工作业场的施工扬尘。

A、施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上,道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验,施工期施工区内运输车辆大多行

驶在土路便道上，路面含尘量高，道路扬尘比较严重。据有关资料，在距路边下风向 50m，TSP 浓度大于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此，应加强路面洒水抑尘。

B、砂石料堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目在开挖管沟过程中会产生砂石料，在管道未入管沟前将砂石料堆存在管沟一侧。砂石料堆存过程中在大风天气下的起尘，平整土地等路基施工过程产生的扬尘，会对环境空气质量造成一定的影响。

C、工程开挖土石方将破坏原有沙生植被，致使地表产尘增加；建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成管道沿线及其附近环境空气的 TSP 浓度增高。

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘：

- a. 施工土方及表土临时堆存于管道两侧，分层堆放，并设置遮盖，不准乱倒。
- b. 施工现场出现四级及以上的大风天气时禁止进行土方施工。清运余土和建筑垃圾时，要捆扎封闭严密，防止遗洒飞扬。
- c. 对裸露干燥的地面定期洒水，抑制施工过程扬尘量。
- d. 施工期表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

项目施工期采取土方遮盖、定期洒水等抑尘措施同时管线采取“分层开发、分层堆放和分层回填”，各段施工工期较短，项目施工扬尘对周围环境空气造成的影响可接受且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

②焊接烟尘

项目集输管线采用玻璃钢管道和无缝钢管，其中金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟尘，污染物主要为颗粒物。焊接烟尘污染源具有间歇性和流动性，项目所在区域为开阔地带，利于焊接烟尘的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。

②施工机械及运输车辆排放的废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机械设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，尾气中的主要污染物为颗粒物、 NO_x 、 SO_2 等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

③柴油发电机废气

本工程钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机仅作为备用应急电源。钻井期间柴油发电机需定期试机，以保证其能够正常运转，试机约 3 天一次，每次约 1h，试机时按全负荷运转的 20% 计。预计项目钻井期间柴油发电机试机消耗柴油约 10.8t。柴油发电机废气的主要污染物为烃类、CO、NO₂、SO₂ 等。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时耗柴油 175g，产生 CO 2.4g、NO₂ 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、NO₂ 和总烃量可用下式计算：

$$Q_{CnHm} = 4.08 \times \frac{m}{175} \quad Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_2} = 10.99 \times \frac{m}{175}$$

式中：m—柴油机消耗柴油量 t。

根据《车用柴油》（GB19147-2016）要求，车用柴油中硫的含量≤10mg/kg，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg。

因此，本工程钻井期间共向大气中排放烃类 0.252t，CO 0.148t，NO₂ 0.678t，SO₂ 0.0002t。本项目钻井期间大气污染物的排放量较小，且随着钻井工程的结束而消失，不会对周围大气环境产生明显影响。

⑤测试放喷废气

当钻至井目的层后，对油气应进行完井测试。试油前安装井口放喷专用管线、各种计量设备，伴生气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2 天时间。

放喷燃烧属于短期排放，污染物排放量少，且项目所在区域空旷，容易扩散，完井测试放喷期间井场周界外污染物排放可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控限值；井场边界非甲烷总烃排放可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求。

（2）废水

项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水。

①生活污水

单个钻井周期为 200d，常驻井场人员按 50 人计算，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，本项目钻井 2 口，生活污水产生量按用水量 80% 计，则钻井工程（200 天）的生活污水产生量约为 320m³。生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

项目采油井场和管线地面工程施工人数约 20 人，施工天数约 20，根据《新

疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，生活污水产生量按用水量 80%计，则产生量约为 12.8m³，生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

②管道试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用水量为 9.2m³，管道试压废水循环使用，在最后一根管线试压完毕后集中收集，试压操作过程中按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 9.0m³，主要污染物为 SS，用于周边场地洒水抑尘，不外排。

③钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表 3.3-23。

表 3.3-23 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度（mg/L）	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目阿满 55 井进尺 8760m，则钻井废水产生量共为 2604.3m³。钻井废水经固液分离后，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，钻井期间综合利用，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排。

（3）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、挖掘机、吊机等，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。根据《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013），施工期主要噪声源及其源强详见下表。

表 3.3-24 施工期主要施工设备噪声源强

项目		设备名称	声功率级 dB(A)
井场工程	钻井工程	柴油发电机	100
		钻机	95
		振动筛	100
		各类泵	100
	钻前工程	装载机	95
		挖掘机	95
		吊装机	90
		推土机	95
管线工程		挖掘机	95
		吊装机	90
		推土机	95

(4) 固废

施工期固体废物主要为施工弃土、施工废料、泥浆岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废酸化压裂液和施工人员生活垃圾。

①施工弃土

项目管线工程施工期间将动用一定量的土方。管道沟槽回填时按生、熟土顺序填放，用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场，无弃土外运。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、全面清理遗留的废焊条、废包装物、饮料瓶、水泥砖块等杂物。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为 0.2t。施工废料优先回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

③泥浆岩屑

项目采用水基钻井液体系，其中一开和二开上部采用非磺化水基钻井液，二开下部、三开使用磺化水基钻井液。钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h - 1000}{500} \right) + 116$$

式中：V—排到地面上的泥浆量（m³）；

D—井眼的平均直径（m）；

h—井深（m）。

钻井过程中,岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑,并经泥浆携带至地面,一同进入不落地处理系统。本工程钻井岩屑可用下式计算:

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

式中: W—钻井岩屑排放量, m³;

D—井的直径, m;

h—井深, m;

d—岩屑膨胀系数, 本项目使用水基钻井液体系时取 d=2.2。

本项目钻井泥浆岩屑估算表详见表 3.3-25。

表 3.3-25 本项目钻井泥浆岩屑估算表

开钻次序	直径 m	井段 m	泥浆量 m ³	岩屑量 m ³	备注
一开	444.50	1500	250.4	512.1	膨润土-聚合物水基钻井液
二开上	333.40	3000	199.5	288.1	聚合物水基钻井液
二开下	333.40	5560	283.9	491.7	聚磺体系水基钻井液
三开	241.30	7865	215.7	231.9	
四开	168.30	8760	122.2	43.8	
合计			1071.6	1567.6	

计算可知,本工程阿满 55 井,产生钻井泥浆约 1071.6m³,其中非磺化水基泥浆 449.9m³,磺化水基泥浆 621.8m³;产生钻井岩屑约 1567.6 m³,其中非磺化钻井岩屑 800.2m³,磺化钻井岩屑 767.4m³。

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统进行固液分离,非磺化水基泥浆(膨润土聚合物)、磺化水基泥浆分离后的液相分别进入泥浆罐循环使用,钻井结束后拉运至下一钻井工程使用,不外排。非磺化岩屑排入岩屑池,利用气候干燥的环境自然蒸发干化后,达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求后,用于铺垫油区内的井场、道路等;磺化岩屑采用不落地系统收集后,拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置,或在井场进行无害化达标处置,在各项指标满足《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)中表 2 第二类用地筛选值(石油烃≤4500mg/kg,含油率<0.45%)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。

④含油废物和废烧碱包装袋

本工程施工期间后可能产生少量原油,根据中国石油天然气股份有限公司塔

里木油田分公司的环境保护管理制度规定，落地油要求 100%回收，并且采取了严格的防控措施，所以一般不会产生落地油。

项目钻井过程中会产生含油废包装物、废沾油器材、废油桶、废防渗材料及设备检修产生的废机油等。废机油属于危险废物（HW08），单井产生量约为 0.5t，采用专用容器盛装，暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位处理。含油废包装物、废沾油器材、废油桶、废防渗材料属于危险废物（HW08），单井产生量为 1.0t，分类收集，单独存放，暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位进行处理。本项目产生的危险废物均按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）和《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的有关要求，落实收集和污染防治措施，不会对周围环境造成污染影响。

钻井阶段会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物（HW49），废烧碱包装袋产生量约为 0.1t，暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位处理。

塔里木油田分公司委托钻井公司开展钻井作业。钻井期间，井场范围内产生的各类危险废物产废主体均为钻井公司，由承钻该井的单位在自治区固体废物管理信息系统上申报危险废物管理计划，严格按照危险废物管理要求执行现场管控，及时开展转运处置工作。各危险废物分类收集后，暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位进行处理。上述危险废物在井场暂存及转运过程中，必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，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》（HJ 1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

⑤废酸化压裂液

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数，低渗透油井酸化压裂的废酸化压裂液产生量为 26.56m³/井。酸化压裂结束后，废酸化压裂液采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

⑥生活垃圾

施工期钻井工程施工人员约 50 人，生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 计，钻

井工程（200 天）的生活垃圾产生量为 5t（单井 0.05t/d）；项目采油井场和管线地面工程施工人数约 20 人，施工天数约 20d，生活垃圾以 0.5kg/（人·d）计，产生量约 0.2t。本项目施工期生活垃圾产生量合计 5.2t，集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

（5）生态环境

项目施工期进行管沟开挖和回填，会破坏土壤原有结构，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度和物理性质。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，同时会对植被和野生动物产生影响，因此需要采取一定的生态恢复措施。

①在开挖地表、平整土地时，对表土进行单独堆放，并采取编织袋挡土墙临时拦挡；对施工中产生的临时堆土采取编织袋挡土墙临时拦挡。施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被，对临时占地进行植被恢复或者平整土地，恢复原有用地性质。

②凡涉及破坏地表植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），避免植被破口形成后自然向外扩展。

③对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

④建设单位应严格按照环保有关要求，对井场开挖造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

3.3.5.2 运营期污染源及防治措施

（1）废气

本项目主要工程为井场部署及集输管线工程，运营期废气主要为井场无组织废气。在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃。根据区块油气藏流体性质，伴生气含硫化氢，因此本次评价对井场无组织废气污染物应考虑硫化氢。

本项目运营过程中井场无组织废气主要从阀门、接口等节点逸散。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》，采用设备动静密封点核算方法对挥发性有机物排放量进行核算，计算公式如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n (A \times EF \times t_i)$$

式中， $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF——排放系数，kg/h/排放源；

t_i——密封点 i 年运行时间，h/a。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数（EF）参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数。根据设计单位提供数据，各动静密封点数量。项目无组织废气非甲烷总烃排放情况详见表 3.3-27。

表 3.3-27 项目井场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	项目	设备类型	数量 (个)	单个设备排放速 率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h/a)	年排放量 (t/a)
1	阿满 55 井场	阀门	13	0.064	0.0025	8760	0.022
2		法兰	6	0.085	0.0015	8760	0.013
3		连接件	21	0.028	0.0028	8760	0.016
阿满 55 井场小计					0.0058	/	0.051
4	阿满 5 井场	阀门	17	0.064	0.0033	8760	0.029
5		法兰	8	0.085	0.002	8760	0.018
6		连接件	25	0.028	0.0021	8760	0.018
阿满 5 井场小计					0.0074	/	0.065
项目合计					0.0132	/	0.116

由上表可知，本项目实施后共部署 2 口采油井场，则无组织排放的非甲烷总烃共计 0.116t/a。

根据建设方流体性质相关资料，油田天然气中非甲烷总烃占比约 40%（质量比），天然气中 H₂S 含量为 0.0003%（质量比），经计算，本项目阿满 55 井 H₂S 无组织挥发量为 4.2×10⁻⁷t/a，年有效工作时间按 8760h 计算，则本项目阿满 55 井 H₂S 无组织排放源强为 4.8×10⁻⁸kg/h；本项目阿满 5 井 H₂S 无组织挥发量为 5.4×10⁻⁷t/a，年有效工作时间按 8760h 计算，则本项目阿满 5 井 H₂S 无组织排放源强为 61×10⁻⁸kg/h，项目总 H₂S 无组织排放源强为 9.6×10⁻⁷t/a。

（2）废水

运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理。本项目运营期生产废水主要包括采出水和井下作业废水。

①采出水

本工程运营期正常工况下产生的废水主要为采出水。油气田开发过程中的采

出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数核算详见表 3.3-28。

表 3.3-28 石油和天然气开采行业系数表

产品名称	原料名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
非稠油	低渗透油田<80%	所有规模	化学需氧量	克/吨—产品	647A/（1-A）
			氨氮	克/吨—产品	11.12A/（1-A）
			石油类	克/吨—产品	116.56A/（1-A）
			总氮	克/吨—产品	8.91A/（1-A）
			挥发酚	克/吨—产品	0.83A/（1-A）
			工业废水量	吨/吨—产品	A/（1-A）

注：A 表示原油含水率，取值范围 0~1。

根据设计资料可知，本项目 2 口采油井预计年产油量为 30660t，对应含水率为 0.15%。本工程采出水以及采出水中污染物的产生量详见表 3.3-29。

表 3.3-29 采出水中污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数（克/吨—产品）	污染物产生量（t）	产生浓度（mg/L）	排放量
化学需氧量	0.972	0.030	647	0
氨氮	0.017	0.001	11.12	0
石油类	0.175	0.005	116.56	0
总氮	0.013	0.00041	8.91	0
挥发酚	0.001	0.00004	0.83	0
工业废水量	0.0015（吨/吨—产品）	46.059	--	0

根据上表计算可知，本项目采出水产生量 46.059t/a（0.13t/d）。本项目井场不设油水分离设施，采出水随采出油气输送至富源联合站处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注于油层。

②井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，井下作业废水的产生量见下表。

表 3.3-30 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0

				石油类	克/井	17645	回收回注	0
--	--	--	--	-----	-----	-------	------	---

由上表可知，井下作业废水产生量为 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，本工程部署 2 口井，则本项目每年产生井下作业废水 76m³，其中化学需氧量 0.105t、石油类 0.018t。项目井下作业废水集中收集后送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，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）中的有关标准后回注油层，不外排。

③生活污水

运营期新增工作人员 4 人，生活污水产生量按 100L/人·d 计算，则运营期生活污水产生量为 0.4m³/d，按排污系数 0.85 计算，运营期生活污水排放量约为 0.34m³/d。生活区的污水排入环保厕所，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

（3）运营期噪声

本项目运营期主要为井场设备噪声，各噪声污染源治理措施情况见下表。

表 3.3-31 井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采油树	1	65	基础减振	10
2	电磁加热器	1	60	基础减振	10

本项目井场产噪设备主要为采油树、电磁加热器橇等设备噪声，项目采取基础减振等降噪措施，且项目周边无噪声敏感点。因此，本项目不会对周围声环境产生影响。

（4）运营期固废

①落地油泥

本工程运营期采油树的阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损会产生落地油泥。单井落地油泥产生量约 0.1t/a，本项目 2 口井的油泥产生量约 0.2t/a，落地油泥属于危险废物（HW08 071-001-08）。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，本工程落地油泥 100%回收，回收后的落地油泥桶装收集，直接交由有资质单位处理。

②清管废渣

集输管线每 2 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg。本工程新建采油管线总长度 1km，每次清管废渣量约 1.15kg。清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与

含矿物油废物，收集后直接交由有资质单位处置。

③废防渗材料

工程运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 2 口油井作业 1 次共产生废弃防渗材料约 1t。油井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 0.5t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集后，直接交由有资质单位处置。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，本工程产生的危险废物属性表详见表 3.3-32。

表 3.3-32 本工程危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序 及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
落地油泥	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	071-001-08	0.2	油气开采、管道集 输、井下作业	固态	油类物 质、泥沙	油类 物质	T, I	分类收集， 直接交由 有资质单 位处理，不
清管 废渣			0.0011 5	清管作业	固态				
废防渗 材料	油废物	900-249-08	0.5	井下作业	固态	油类 物质	油类 物质	T, I	设危废暂 存间

项目运营期危险废物为落地油泥、清管废渣及沾油废物。其中，落地油泥仅在事故状态下产生，清管废渣和沾油废物每 2 年产生一次。项目危废产生周期较长，因此项目运营期不设危废暂存间，产生后直接交由有资质单位接收处置。

3.3.5.3 退役期污染源及防治措施

退役期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）以及《油气田开发生产井报废规定》（Q/SY36-2007）进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

（1）废气

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

①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。

（2）废水

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）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，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，避免发生油水串层。

（3）噪声

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

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

（4）固废

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料、落地油泥、管道清洗废水，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管道中残余的液体先使用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入站场后送至富源联合站处理。

③地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

④退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布，防止原油或废液泄漏污染地面。废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量为 0.5t/a，落地油泥（HW08 071-001-08）产生量为 0.2t/a，收集后交由有资质单位处置。

⑤对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

⑦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。

⑧本项目服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

（5）生态恢复措施

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

①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如原油等。

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

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

3.3.6 非正常工况

本工程在井场设置放空火炬用于井口压力过高导致的采油系统计量分离器安全阀放空等非正常工况下的伴生气放空燃烧；井场设置放散管用于天然气处理公司回收系统检修等非正常工况下储油及装车系统气相平衡废气、储罐呼吸废气放空。

根据设计资料。采油系统伴生气放空量按照事故全量放空 $13863\text{Nm}^3/\text{d}$ 计算，储油及装车系统气相平衡废气、储罐呼吸废气放空量为 $1200\text{Nm}^3/\text{d}$ ，非甲烷总烃排放量为 $8.38\text{kg}/\text{d}$ ，硫化氢 $0.00007\text{kg}/\text{d}$ 。

参照《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) \end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i —核算时段内火炬气中的硫含量 kg/m^3 ，本区块天然气硫含量以 $3.12\text{mg}/\text{m}^3$ 计；

Q_i —核算时段内火炬气流量， m^3/h ；

t_i —火炬运行时间，h；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054。

经核算，井场非正常工况单次燃烧废气中氮氧化物排放量约 $31.192\text{kg}/\text{h}$ 、二氧化硫排放量约为 $0.000002\text{kg}/\text{h}$ 。

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》附表 1 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表中天然气燃气锅炉产污系数 $1.68\text{kg}/\text{万 m}^3$ 天然气，非甲烷总烃排放速率为 $0.097\text{kg}/\text{h}$ 。

本项目非正常排放见表 3.4-33。

表 3.4-33 非正常排放情况一览表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次
分离器安全阀放空废气	井口压力过高	非甲烷总烃	-	31.192	1	1 次
		氮氧化物	-	0.097		
		二氧化硫	-	0.000002		
储油及装车系统气相平衡废气、储罐呼吸废气	第三方天然气处理公司回收系统检修	非甲烷总烃	-	0.349	24	1 次
		硫化氢	-	0.000003		

本项目若发生非正常工况污染物排放对环境空气影响较大，建议合理安排生产时间、做好定期巡检工作，减少非正常排放的发生。

3.3.7 清洁生产水平分析

为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产水平作出评价。

3.3.7.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

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

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核本项目对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

①评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。

本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；

另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

不同类型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 3.3-34。

表 3.3-34 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标										
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重值	评价基准值	拟建工程评价			
							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	稀油: ≤65 稠油: ≤160	≤65	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	116.6	0		
		COD		mg/L	5	乙类区: ≤150	647	0		
		落地凝析油回收率		%	10	100	100	10		
		采油废水回用率		%	10	≥60	100	10		
		油井伴生气外排率		%	10	≤20	0	10		
		采油废水达标排放率		%	10	≥80	100	10		
定性指标										
一级指标	指标分值	二级指标				拟建工程评价				
						指标分值	得分			
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5		
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防止落地凝析油产生措施		10	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		/	/		
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	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	10		
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	20		
		制定节能减排工作计划					5	3		
(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	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	3		
		老污染源限期治理项目完成情况					5	3		

		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	3
--	--	--------------------	---	---

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

S_i —第*i*项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第*i*项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第*i*项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在1.0左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该级一级指标的权重值， m 为该级一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第*i*项评价指标的单项评价指数；

K_i —第*i*项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第i项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出本项目清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P₁—定量评价指标考核总分值；

P₂—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表3.3-35。

表 3.3-35 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P<90

根据清洁生产综合评价指数判定：定量指标得分82分，定性指标得分92分，综合评价指数得分86分，属于清洁生产企业。考虑到本次项目并不涉及余热余能利用等，综合评价指数比实际偏低。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立HSE管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.3.7.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

(5) 加强放空天然气回收研究工作。

(6) 若设备和工艺的预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

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

因此，在今后的生产过程中，企业还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到自身管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.4 总量控制

3.4.1 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。

3.4.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs，废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.3 总量控制建议指标

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至富源联合站处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知》（新环办环评〔2024〕20 号），对阿克苏地区不再要求大气主要污染物削减替代，本环评仅对无组织排放的 VOCs 进行排放量核算，不再提出削减替代要求。据计算，项目运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量为 0.116t/a。

综上所述，项目总量控制指标为 NO_x：0.000t/a，VOCs：0.116t/a，COD：0.000t/a，NH₃-N：0.000t/a。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。我国最长的内陆河——塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943m~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。

项目位于新疆阿克苏地区沙雅县，该区域地处塔克拉玛干沙漠，地表主要为沙漠和浮土，地势整体较为平坦，地表海拔在 990m 左右。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。区块距离城乡公路及油田公路较近，交通运输条件较便利。项目地理位置图见附图 1。

4.1.2 地形、地貌

本项目所在地区地域辽阔，属于塔里木盆地北缘，大致可分为沙漠区和塔里木河谷平原两部分。塔里木盆地是我国最大的内陆盆地，北依天山，南临昆仑，总面积 56 万 km²，地势从西南向东北倾斜，平均海拔 1000m 左右，盆地中部为塔克拉玛干沙漠，面积约为 32.4 万 km²，是我国最大的沙漠，也是世界上第二大流动沙漠，流动沙丘占沙漠总面积的 85%。区块所在的沙漠区地貌类型属于半固定沙丘，地形起伏不大，部分开阔而平坦，相对低洼区地下水埋藏较浅，并有盐土分布，地表有少量或零星沙漠植被，平均海拔 950m 左右。河谷平原区属于塔里木河冲积—洪积平原地貌单元，地势南高北低，地形总体开阔平坦，局部起伏，高差较小，发育多条冲沟。该段沙化、盐化相间分布，盐土相对偏多，地表有沙柳、沙蒿及草甸植物，零星或成片分布胡杨树木，近岸地带相对密集，但枯萎呈疏现象亦在加剧。

4.1.3 区域地质条件

4.1.3.1 区域地质构造

根据《新疆维吾尔自治区区域地质志》对构造单元的划分，区内大地构造划

分为塔里木地台一级构造单元，塔里木台坳二级构造单元，北部坳陷、塔东坳陷两个三级构造单元，沙雅凸起、顺托果勒凹陷、跃进一号长垣、满加尔凹陷四个四级构造单元。

本项目位于顺托果勒凹陷（IX₅²⁻²）：

顺托果勒凹陷西临阿瓦提凹陷，东靠跃进一号长垣，北领塔北隆起，南接塔中隆起，是位于南北两个正向构造带河东西两个负向构造带之间、呈北宽南窄的“马鞍形”枢纽构造，为塔中北斜坡一个次一级低隆起。该隆起形成于加里东中期，在漫长的地质历史演化过程中，虽然与相邻的隆起和坳陷一起经历了多次构造变动，这为该地区志留系油气的保存提供了有利条件。

4.1.3.2 地层岩性

区域内出露的地层为第四系（Q），第四系是区域内分布最广的地层。项目所在区域从北部的塔河泛滥平原到南部的塔克拉玛干沙漠，第四系成因类型具有明显的分带规律，成因类型依次是洪积、冲积及风积，岩性结构具有颗粒由粗到细，地层结构由单层、双层到多层结构的分带变化。第四系最厚可达 1200m。

①上更新统（Q₃）

a.洪积层（Q₃^{pl}）

区域范围内大面积分布，岩性由北部的单一巨厚砂砾石层向南逐渐变为多层结构的砂砾石、中粗砂、粉土层至粉土、粉细砂互层。北部厚度最大可达 200m，南部较薄。

b.冲积层（Q₃^{al}）

主要分布在塔里木河泛滥平原北部有零星分布，岩性主要为灰色、灰白色粉细砂或中砂夹灰黄色粉土薄层或透镜体。

②全新统（Q₄）

a.冲积层（Q₄^{al}）分布于塔里木河河床中，呈条带状分布，上游岩性主要为灰色砂卵砾石，中下游颗粒逐渐变细，岩性为粉细砂夹粉土、粉土。厚度 1 至数米。

b.风积层（Q₄^{col}）

在项目所在区域南部的塔克拉玛干沙漠大面积分布，中部主要呈条带状，南部成片分布。岩性较单一，为灰白色中粗砂或灰黄色粉细砂，地面堆积高度一般为 3-10m。

4.1.4 区域水文地质

①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。盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代，第四系沉积厚度一般为 1000~1500m，其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为 500~1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，期间分布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 100~500m³/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 700~4000m³/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。

图 4.1-1 区域水文地质图

②地下水的补给、径流与排泄

塔里木盆地为一个较完整的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍。塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河阿克苏河及其它河流出口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。项目区地下水受克里雅河出口后入渗补给作用比较明显。

塔里木盆地盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1 米地段，地表土层普遍积盐，形

成厚达 10-20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠中。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流（盆地西南缘为由西南向东北径流）至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。在沙漠中仅在占 15% 面积的垅间洼地内水位浅埋地段，有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。项目区地下水径流自南向北偏东运动，除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，变为 1m/d，构成广大沙漠中大面积的滞流集水区，是沙漠普遍分布地下水的原因之一。

③地下水化学特征

在塔里木盆地，地下水水化学特征环带状水平分带规律比较明显，同时还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分布带规律。

1) 沿地下水流向自南向北水平变化规律。从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显，矿化度不断增高，水质向劣化方向递变，水化学类型由山前倾斜平原的 $\text{SO}_4\text{-Ca}(\text{Mg}) \rightarrow$ 细土带 $\text{SO}_4\text{-Cl-Ca}(\text{Mg}) \rightarrow$ 至沙漠区为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 水递变；矿化度由 $<1\text{g/L} \rightarrow 1\text{-}3\text{g/L} \rightarrow 3\text{-}10\text{g/L}$ 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 水。

2) 垂直河床方向的水平分带规律。因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成份由接近河水向原始水型呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。在现代河床和古河道中，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 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Na}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型或 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水为主，矿化度由 $<1\text{g/L}$ 或 $1\text{-}3\text{g/L}$ 。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 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型或 Cl-Na 型，矿化度逐渐增大到 $3\text{-}5\text{g/L}$ 或 $5\text{-}10\text{g/L}$ ，局部大于 10g/L 。

3) 垂直分带规律

地下水上咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区

上层含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐份自下而上不断迁移，使盐份在潜水上部或地面富集；而下层（或深部）潜水（或承压水）水质相对较好。矿化度随深度增加而降低，表层水矿化度一般都大于 5g/L，100~120m 水井矿化度为 4-5g/L。

4.1.5 气候气象

项目地处欧亚大陆腹地，为典型温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷，年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县主要常规气象要素统计见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气象要素一览表

序号	项目	单位	数值	序号	项目	单位	数值
1	平均气温	°C	11.4	7	年平均降水量	mm	47.3
2	历年极端最高气温	°C	41.2	8	年均相对湿度	%	49
3	历年极端最低气温	°C	-24.2	9	年平均大气压	hPa	956.5
4	年主导风向	-	NE	10	年均蒸发量	mm	2044.6
5	最大风速极限	m/s	28	11	最大冻土深度	m	0.77
6	年平均风速	m/s	1.37	--	--	--	--

4.1.6 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以荒漠风沙土为主。荒漠风沙土形成于漠境生物气候带，属典型大陆气候。冬季干燥寒冷，夏季酷热，年均温 6~9，年降水量一般在 50~150mm，50%集中在 7、8 月，多突发性暴雨，年温差、日温差悬殊，干燥度 ≥ 3.50 。沙丘起伏大，多为流动格状、链状沙丘链，有的已形成沙山，相对高度达 500 米。植被以早生、超早生灌木、半灌木为主，覆盖率小于 20%。风沙土剖面无明显的腐殖质层和淋溶淀积层，一般由薄而淡的腐殖质层和深厚的母质层组成，剖面构型为 A-C 或 C 型。流动阶段土壤剖面分异不明显，呈灰黄色或淡黄色，单粒状结构。

评价区域土壤类型主要为荒漠风沙土。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，本项目周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点治理区等。

4.2.1 生态保护红线

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

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，距离本项目最近红线区为阿克苏地区沙雅县生态保护红线，其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生态功能不降低、面积不减少、性质不改变。

本工程距生态保护红线最近距离约为18.5km，不在生态保护红线范围内。本项目与新疆维吾尔自治区生态保护红线的位置关系详见附图4。

4.2.2 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《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，属于塔里木河流域重点治理区范围内。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

根据（HJ2.2-2018）要求，拟建项目所在区域环境空气质量达标情况评价指标为SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃，六项基本污染物全部达标即为城市环境空气质量达标。

本次区域环境质量现状参考生态环境部环境空气质量模型技术支持服务系统网站“<http://data.lem.org.cn/eamds/apply/tostepone.html>”发布的2023年阿克苏地区环境空气质量状况，本项目环境空气现状评价常规因子SO₂、NO₂、PM₁₀、

PM_{2.5}、CO、O₃的数据来源，环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域环境空气质量现状评价表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	12	达标
NO ₂	年平均质量浓度	32 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	80	达标
CO	24 小时平均第 95 百分数	2200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	4000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	55	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分数	130 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	81	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	95 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	70 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	135	不达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	37 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	105	不达标

根据上表结果可知，2023 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均质量浓度、CO24 小时平均质量浓度、O₃ 日最大 8 小时平均质量浓度值均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均质量浓度值超标，其超标原因与当地气候干燥、风沙较大、易产生扬尘有密切关系。

项目所在区域为大气环境质量非达标区，不达标因子为 PM_{2.5}、PM₁₀。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。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

（1）监测因子

非甲烷总烃、H₂S。

（2）监测布点

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，项目共设置 1 个监测点，监测点位置及监测因子见表 4.3-2 和附图 8。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		与井场的位置关系	监测因子
		经度	纬度		
G1	阿满 5 井场下风向			距井场西南 150m	非甲烷总烃、H ₂ S

（3）监测时段及频次

监测时段：非甲烷总烃、H₂S 监测时间为 2024 年 12 月 26 日至 2025 年 1 月 1 日，连续监测 7 天。

监测频次：非甲烷总烃、H₂S 监测 1h 平均浓度，每日监测 4 次，每次采样时间不少于 45min。

监测期间同时对地面风向、风速、总云量、低云量、气温、气压等常规气象因素进行观测。

(4) 监测分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》（大气部分）进行，监测分析方法按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中表 2 和《空气和废气监测分析方法（第四版）》规定进行。分析方法、依据及检出下限见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物分析方法表

序号	检测项目	分析方法	检出限 (mg/m ³)
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017）	0.07
2	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》（GB 11742-89）	0.005

(5) 其他污染物现状监测结果

根据监测结果及相关评价标准，其他污染物现状监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物现状监测及评价结果一览表

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度 范围 (mg/m ³)	最大浓度占标 率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
阿满 5 井场 下风向	非甲烷总烃	1h 平均	2	0.2-0.29	14.5	0	达标
	硫化氢	1h 平均	0.01	0.005L	--	0	达标

注：检出限 L 表示未检出。

由监测结果可知，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准；硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准。

4.3.2 地下水环境现状监测与评价

4.3.2.1 地下水水质监测与评价

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的要求，本项目共需布设水质监测点 5 个，其中 Q1、Q2 点位引用《英西 2 井等 2 口井产能

建设项目环境影响报告书》的检测数据，监测时间为 2025 年 1 月；Q3 点引用《顺北油气田二区奥陶系油气藏 2023 年第一期产能建设项目环境影响报告书》的检测数据，监测时间为 2023 年 2 月；Q4、Q5 点引用《鹿场 501 井等 2 口井产能建设项目环境影响报告书》的检测数据，监测时间为 2023 年 2 月。地下水水质监测点位布设见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水水质监测点位布设表

水井编号	监测点名称	经纬度		监测层位	井深（m）	功能
		经度	纬度			
Q1	英西 2 西侧			第四系松散岩类孔隙潜水含水层	30	废弃井
Q2	英西 2 南侧				40	灌溉井
Q3	顺北 4-2H 分输站附近水井				30	绿化井
Q4	鹿场 501 南侧				30	绿化井
Q5	鹿场 501				30	绿化井

（2）监测项目

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、SO₄²⁻、Cl⁻、CO₃²⁻、HCO₃⁻、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、挥发性酚类、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、钡、阴离子表面活性剂、镍。

（3）检测方法

本次环评水质现状监测项目及分析方法依照国家环保局颁布的《环境水质监测质量保证手册》与《水和废水监测分析方法》的规定进行。

（4）评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），水质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值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值，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：

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

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中： P_{pH} — pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

（5）评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

（6）水质监测结果及评价

从评价结果可以看出：项目所在区域潜水监测指标中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物和氟化物出现不同程度的超标，其它各项地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物和氟化物出现超标的主要原因为该区域地下水主要接受地下水的侧向径流补给、径流路径长，受干旱气候、蒸发强度大，水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主，导致地下水含盐量逐渐增高，水质逐渐变差，从而导致上述各因子产生不同程度超标现象。

根据八大离子分析计算可知，本区潜水地下水水化学类型以 $Cl \cdot SO_4 - Na$ 型为主。

表 4.3-6 地下水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准 限值	Q1 英西 2 西侧		Q2 英西 2 南侧		Q3 顺北 4-2H 分输站附近水井	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	7.3	0.20	7.5	0.33	7.6	0.40
2	总硬度	mg/L	450	354	0.79	875	1.94	3230	7.18
3	溶解性总固体	mg/L	1000	1160	1.16	2980	2.98	13600	13.60
4	挥发酚	mg/L	0.002	ND	/	ND	/	ND	/
5	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	ND	/	ND	/	ND	/
6	耗氧量	mg/L	3	2.58	0.86	2.88	0.96	1.05	0.35
7	氨氮	mg/L	0.5	0.051	0.10	0.068	0.14	0.346	0.69
8	总大肠菌群	CFU/100mL	3	0	0	0	0	0	0
9	菌落总数	CFU/mL	100	36	0.36	42	0.42	72	0.72
10	亚硝酸盐（氮）	mg/L	1	ND	/	ND	/	0.005	0.005
11	硝酸盐（氮）	mg/L	20	0.95	0.05	0.93	0.05	1.56	0.08
12	氰化物	mg/L	0.05	ND	/	ND	/	ND	/
13	氟化物	mg/L	1	0.98	0.98	0.81	0.81	2.44	2.44
14	汞	mg/L	0.001	ND	/	ND	/	ND	/
15	砷	mg/L	0.01	0.001	0.1	0.0004	0.04	0.0028	0.28
16	镉	mg/L	0.005	ND	/	ND	/	0.001	0.2
17	六价铬	mg/L	0.05	ND	/	ND	/	ND	/
18	铅	mg/L	0.01	ND	/	ND	/	0.0041	0.41
19	镍	mg/L	0.02	ND	/	ND	/	/	/

序号	监测项目	单位	标准 限值	Q1 英西 2 西侧		Q2 英西 2 南侧		Q3 顺北 4-2H 分输站附近水井	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
20	钡	mg/L	0.7	ND	/	ND	/	/	/
21	氯离子	mg/L	250	343	1.37	863	3.45	5420	21.68
22	硫酸根	mg/L	250	294	1.18	1000	4.00	3840	15.36
23	钠离子	mg/L	200	258	1.29	711	3.56	3780	18.90
24	铁	mg/L	0.3	0.03	0.10	0.14	0.47	0.28	0.93
25	锰	mg/L	0.1	ND	/	0.02	0.20	0.05	0.50
26	硫化物	mg/L	0.02	ND	/	ND	/	ND	/
27	石油类	mg/L	0.05	ND	/	ND	/	ND	/
注：①“ND”表示该因子未检出。									

表 4.3-7 地下水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准 限值	Q4 鹿场 501 南侧		Q5 鹿场 501	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	7.7	0.47	7.6	0.40
2	总硬度	mg/L	450	1580	3.51	4340	9.64
3	溶解性总固体	mg/L	1000	7780	7.78	14500	14.5
4	挥发酚	mg/L	0.002	ND	/	ND	/
5	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	ND	/	ND	/
6	耗氧量	mg/L	3	0.45	0.15	0.42	0.14
7	氨氮	mg/L	0.5	0.151	0.30	0.152	0.30
8	总大肠菌群	CFU/100mL	3	0	/	0	/

序号	监测项目	单位	标准 限值	Q4 鹿场 501 南侧		Q5 鹿场 501	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数
9	菌落总数	CFU/mL	100	35	0.35	34	0.34
10	亚硝酸盐（氮）	mg/L	1	ND	/	ND	/
11	硝酸盐（氮）	mg/L	20	2.15	0.11	2.2	0.11
12	氰化物	mg/L	0.05	ND	/	ND	/
13	氟化物	mg/L	1	0.29	0.29	0.81	0.81
14	汞	mg/L	0.001	ND	/	ND	/
15	砷	mg/L	0.01	0.0006	0.06	0.0008	0.08
16	镉	mg/L	0.005	ND	/	ND	/
17	六价铬	mg/L	0.05	ND	/	ND	/
18	铅	mg/L	0.01	ND	/	ND	/
19	镍	mg/L	0.02	ND	/	ND	/
20	钡	mg/L	0.7	ND	/	ND	/
21	氯离子	mg/L	250	2800	11.2	5700	22.8
22	硫酸根	mg/L	250	1760	7.04	4010	16.04
23	钠离子	mg/L	200	2540	12.7	3050	15.25
24	铁	mg/L	0.3	0.09	0.30	0.12	0.40
25	锰	mg/L	0.1	0.03	0.30	0.05	0.50
26	硫化物	mg/L	0.02	ND	/	ND	/
27	石油类	mg/L	0.05	ND	/	ND	/
注：“ND”表示该因子未检出。							

表 4.3-8 地下水水质现状监测结果统计分析

序号	监测项目	单位	标准限值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	7.7	7.3	7.54	0.15	100	0
2	总硬度	mg/L	450	4340	354	2075.80	1666.67	100	80
3	溶解性总固体	mg/L	1000	14500	1160	8004	6034.16	100	100
4	挥发酚	mg/L	0.002	ND	ND	/	/	/	/
5	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	ND	ND	/	/	/	/
6	耗氧量	mg/L	3	2.88	0.42	1.48	1.18	100	0
7	氨氮	mg/L	0.5	0.346	0.051	0.15	0.12	100	0
8	总大肠菌群	CFU/100mL	3	0	0	0	0	0	0
9	菌落总数	CFU/mL	100	72	34	43.80	16.07	100	0
10	亚硝酸盐 (氮)	mg/L	1	0.005	ND	/	/	20	0
11	硝酸盐 (氮)	mg/L	20	2.2	0.93	1.56	0.62	100	0
12	氰化物	mg/L	0.05	ND	ND	/	/	0	0
13	氟化物	mg/L	1	2.44	0.29	1.07	0.81	100	20
14	汞	mg/L	0.001	ND	ND	/	/	0	0
15	砷	mg/L	0.01	0.0028	0.0004	0.001	0.001	100	0
16	镉	mg/L	0.005	0.001	ND	/	/	20	0
17	六价铬	mg/L	0.05	ND	ND	/	/	0	0
18	铅	mg/L	0.01	0.0041	ND	/	/	20	0
19	镍	mg/L	0.02	/	/	/	/	/	/

序号	监测项目	单位	标准限值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
20	钡	mg/L	0.7	/	/	/	/	/	/
21	氯离子	mg/L	250	5700	343	3025.20	2490.46	100	100
22	硫酸根	mg/L	250	4010	294	2180.80	1675.58	100	100
23	钠离子	mg/L	200	3780	258	2067.80	1519.51	100	100
24	铁	mg/L	0.3	0.28	0.03	0.13	0.09	100	0
25	锰	mg/L	0.1	0.05	ND	/	/	80	0
26	硫化物	mg/L	0.02	ND	ND	/	/	/	/
27	石油类	mg/L	0.05	ND	ND	/	/	/	/
注：①“ND”表示该因子未检出；②对于同一监测因子全部监测点位均未检出或部分未检出的情况，不评价其平均值、标准差、检出率和超标率；③对于部分点位未检测的因子，不评价其最大值、最小值、平均值、标准差、检出率和超标率。									

表 4.3-9 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		Q1 英西 2 西侧			Q2 英西 2 南侧			Q3 顺北 4-2H 分输站附近水井		
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳 离 子	钾	23.9	0.61	3.21	22	0.56	1.15	111	2.85	1.2%
	钠	258	11.22	58.78	711	30.91	62.78	3780	164.35	71.0%
	钙	93.9	4.70	24.60	138	6.90	14.01	314	15.70	6.8%
	镁	31.1	2.56	13.41	132	10.86	22.06	592	48.52	21.0%
	合计	406.9	19.08	100	1003	49.24	100	4797	231.42	100.0%
阴 离 子	碳酸根	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0.00	0.0%
	重碳酸根	218	3.57	18.46	225	3.69	7.55	126	2.07	0.9%
	硫酸根	294	6.13	31.64	1000	20.83	42.66	3840	80.00	34.1%
	氯离子	343	9.66	49.90	863	24.31	49.78	5420	152.68	65.0%
	合计	855	19.36	100	0	48.83	100	9386	234.74	100.0%
水化学类型		Cl·SO ₄ -Na			Cl·SO ₄ -Na			Cl·SO ₄ -Na		

表 4.3-10 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		Q4 鹿场 501 南侧			Q5 鹿场 501		
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳离子	钾	41.9	1.07	0.75	47.6	1.22	0.55
	钠	2540	110.43	76.80	3050	132.61	59.70
	钙	174	8.70	6.05	711	35.55	16.00
	镁	283	23.58	16.40	633	52.75	23.75
	合计	3038.90	143.79	100.00	4441.60	222.13	100.00
阴离子	碳酸根	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00
	重碳酸根	262	4.30	3.58	228	3.74	1.51
	硫酸根	1760	36.67	30.60	4010	83.54	33.71
	氯离子	2800	78.87	65.82	5700	160.56	64.78
	合计	4822.00	119.83	100.00	9938.00	247.84	100.00
水化学类型		Cl·SO ₄ -Na 型			Cl·SO ₄ -Na 型		

4.3.2.2 包气带污染现状调查

(1) 监测点位

本次评价于 2024 年 12 月进行一期包气带现状监测，共布设 2 个包气带监测点，监测点位见表 4.3-11。

表 4.3-11 包气带现状监测布点情况表

序号	点位性质	位置	采样深度（m）
B1	空白对照点	井场外西侧空地	0.2m
B2	污染控制点	勘探井井口附近	0.2m

(2) 监测因子

pH、硫化物、石油类、氯化物、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅、钡、挥发性酚类。

(3) 监测方法

本次采取包气带污染源调查采用水振荡法，提取水溶液进行监测。

(4) 监测结果

表 4.3-12 包气带监测结果

检测因子	单位	井场外西侧空地	勘探井井口附近
pH 值	无量纲	8.1	8.1
硫化物	mg/L	0.003L	0.003L
氯化物	mg/L	3.48	9.25
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L
汞	mg/L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L
铬（六价）	mg/L	0.004L	0.004L
镉	mg/L	1.5×10^{-3}	1.2×10^{-3}
砷	mg/L	2.2×10^{-3}	2.6×10^{-3}
镍	mg/L	5×10^{-3} L	5×10^{-3} L
铅	mg/L	3.0×10^{-3}	3.0×10^{-3}
钡	mg/L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L
石油类	mg/L	0.01L	0.01L

本次评价对包气带污染源调查结果可知，B2 点位相较 B1 背景点位各监测因子未发生明显变化，说明本项目现有工程包气带未受到影响。

4.3.3 噪声现状监测与评价

4.3.3.1 声环境现状监测

(1) 监测因子：等效连续 A 声级。

(2) 监测布点

根据项目特点，共设 4 个声环境监测点。监测点设置情况见表 4.3-13。

表 4.3-13 声环境现状监测点布点一览表

序号	监测点	功能区	监测因子
N1-N4	阿满 5 井场边界东、南、西、北厂界	2 类区	等效连续 A 声级

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2025 年 12 月 27 日~28 日，监测项目为等效连续 A 声级。

(3) 监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA5688 型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.3.3.2 监测结果与评价

噪声监测结果见表 4.3-14。

表 4.3-14 噪声现状监测结果

单位：dB (A)

监测时间	检测点位		昼间			夜间		
			检测结果	标准限值	是否达标	检测结果	标准限值	是否达标
2024 年 12 月 27 日、28 日	阿满 5 井场	东边界	42	60	达标	37	50	达标
		南边界	42	60	达标	38	50	达标
		西边界	40	60	达标	37	50	达标
		北边界	41	60	达标	38	50	达标

由表 4.3-14 可知，项目各噪声监测点监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，评价区内声环境质量较好。

4.3.4 土壤环境质量现状监测与评价

(1) 土壤理化性质

《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，项目土壤环境影响评价工作等级为二级。选取阿满 5 井场内监测点为土壤理化特性监测点，土壤理化特性见下表。

表 4.3-15 土壤理化特性调查表

层次		单位	表层	中层	底层
现场记	颜色	——	黄色	黄色	黄色
	结构	——	疏粒状	疏粒状	疏粒状
	质地	——	砂土	砂土	砂土

录	砂砾含量	%	5	8	9
	其他异物	——	无	无	无
实 验 室 测 定	pH 值	无量纲	8.30	7.80	8.20
	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	0.8L	0.8L	0.8L
	氧化还原电位	mV	362	377	372
	饱和导水率	mm/min	1.96	2.01	1.93
	容重	g/cm ³	1.1	1.2	1.1
	孔隙度	%	58	55	58
	含水率	%	0.8	3.1	6.0

(2) 监测点布置

根据附图 7 项目土壤类型图,项目所在区域涉及的土壤类型主要为荒漠风沙土。根据项目区域土壤类型及工程布置,共设 11 个土壤监测点(3 个柱状样,8 表层样),具体点位设置及分布见表 4.3-16。

表 4.3-16 土壤采样点位一览表

类别	采样点位	深度	经纬度坐标	检测项目	样品状态	采样频次
土壤	Z1	0.2 m		pH 值、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、挥发性有机物、半挥发性有机物	黄色砂土、固态、干	检测 1 天， 检测 1 次
		1.5 m		pH 值、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量		
		3.0 m			黄色砂土、固态、潮	
	Z2	0.2 m	黄色砂土、固态、干			
		1.5 m				
		3.0 m	黄色砂土、固态、潮			
	Z3	0.2 m			黄色砂土、固态、干	
		1.5 m				
		3.0 m			黄色砂土、固态、潮	
	b1	0.2 m			浅黄色砂土、固态、干	
	WB5	0.2 m				
	WB1	0.2 m	砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
	WB2	0.2 m	pH 值、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量			

类别	采样点位	深度	经纬度坐标	检测项目	样品状态	采样频次
	WB3	0.2 m			黄色砂土、 固态、干	
	WB4	0.2 m				
	b2	0.2 m		pH 值、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、汞、砷、铬（六价）、石油类		
	WB6	0.2 m		pH 值、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量		
备注	挥发性有机物：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 半挥发性有机物：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、蒎、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘					

(3) 监测项目

《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 45 项基本项目，即：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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

《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 8 项基本项目，即：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：pH、石油类、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量。

(4) 采样时间、采样方法

采样时间：首次监测采样时间为 2024 年 12 月 27 日。

采样方法：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 0-0.2m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。

(5) 评价方法

土壤质量评价采用单因子污染指数法，计算公式为：

$$P_i = C_i / C_{is}$$

式中： P_i —监测点某因子的污染指数；

C_i —监测点某因子的实测浓度，mg/L；

C_{is} —某因子的环境质量标准值，mg/L。

(7) 监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见表 4.3-17。

表 4.3-17 土壤监测结果表 1

检测项目	单位	标准值	Z1					
			0.2 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	-	-	8.3	-	7.8	-	8.21	-
砷	mg/kg	60	7.14	0.119	-	-	-	-
镉	mg/kg	65	0.16	0.002	-	-	-	-
铬（六价）	mg/kg	5.7	0.5L	-	-	-	-	-
铜	mg/kg	18000	10	0.001	-	-	-	-
铅	mg/kg	800	7	0.009	-	-	-	-
汞	mg/kg	38	0.166	0.004	-	-	-	-
镍	mg/kg	900	24	0.027	-	-	-	-
全盐量	g/kg	-	3.7	-	2.8	-	4.2	-
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	6L	-	6L	-	6L	-
四氯化碳	mg/kg	2.8	$1.3 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
氯仿	mg/kg	0.9	$1.1 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
氯甲烷	mg/kg	37	$1.0 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	$1.2 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	$1.3 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	$1.0 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	$1.3 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	$1.4 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
二氯甲烷	mg/kg	616	$1.5 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	$1.1 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	$1.2 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	$1.2 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
四氯乙烯	mg/kg	53	$1.4 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	$1.3 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	$1.2 \times 10^{-3}L$	-	-	-	-	-

检测项目	单位	标准值	Z1					
			0.2 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
三氯乙烯	mg/kg	2.8	1.2×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	1.2×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
氯乙烯	mg/kg	0.43	1.0×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
苯	mg/kg	4	1.9×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
氯苯	mg/kg	270	1.2×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
1,2-二氯苯	mg/kg	560	1.5×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
1,4-二氯苯	mg/kg	20	1.5×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
乙苯	mg/kg	28	1.2×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
苯乙烯	mg/kg	1290	1.1×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
甲苯	mg/kg	1200	1.3×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
间-二甲苯+对-二甲苯	mg/kg	570	1.2×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
邻-二甲苯	mg/kg	640	1.2×10 ⁻³ L	-	-	-	-	-
硝基苯	mg/kg	76	0.09L	-	-	-	-	-
苯胺	mg/kg	260	0.09L	-	-	-	-	-
2-氯酚	mg/kg	2256	0.06L	-	-	-	-	-
苯并[a]蒽	mg/kg	15	0.1L	-	-	-	-	-
苯并[a]芘	mg/kg	1.5	0.1L	-	-	-	-	-
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	0.2L	-	-	-	-	-
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	0.1L	-	-	-	-	-
蒽	mg/kg	1293	0.1L	-	-	-	-	-
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	0.1L	-	-	-	-	-
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	0.1L	-	-	-	-	-
萘	mg/kg	70	0.09L	-	-	-	-	-

表 4.3-17 土壤监测结果表 2

检测项目	单位	标准值	Z2					
			0.2 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	-	-	8.32	-	8.43	-	8.42	-
全盐量	g/kg	-	3.4	-	2.8	-	3.7	-
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	6L	-	6L	-	6L	-

表 4.3-17 土壤监测结果表 3

检测项目	单位	标准值	Z3
------	----	-----	----

			0.2 m		1.5 m		3 m	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	-	-	8.40	-	8.23	-	7.50	-
全盐量	g/kg	-	1.4	-	2.6	-	2.6	-
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	6L	-	6L	-	6L	-

表 4.3-17 土壤监测结果表 4

检测项目	单位	标准值	B1		WB5		WB2	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	-	-	7.72	-	8.34	-	7.61	-
全盐量	g/kg	-	0.4	-	1.1	-	0.3	-
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	6L	-	6L	-	6L	-

表 4.3-17 土壤监测结果表 5

检测项目	单位	标准值	WB3		WB4		WB6	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH 值	-	-	8.38	-	8.40	-	8.39	-
全盐量	g/kg	-	0.4	-	0.2	-	0.3	-
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	6L	-	6L	-	6L	-

表 4.3-17 土壤监测结果表 6

检测项目	单位	标准值	WB1	
			监测值	Pi
pH 值	无量纲	7.97	-	-
镉	mg/kg	0.6	0.16	0.27
汞	mg/kg	3.4	0.222	0.07
砷	mg/kg	0.55	8.24	0.33
铅	mg/kg	0.55	10	0.06
铬	mg/kg	250	42	0.17
铜	mg/kg	100	18	0.18
镍	mg/kg	0.55	36	0.19
锌	mg/kg	0.55	48	0.16
全盐量	g/kg	-	0.3	-
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	6L	-

表 4.3-17 土壤监测结果表 7

检测项目	单位	标准值	b2	
			监测值	Pi
pH 值	-	-	7.88	-
汞	mg/kg	38	0.161	0.004
砷	mg/kg	60	7.21	0.120
铬（六价）	mg/kg	5.7	0.5L	-
全盐量	-	-	0.9	-
石油烃（C10-C40）	mg/kg	4500	6L	-
石油烃（C6-C9）	-	-	0.04L	-
石油类	-	-	4L	-

由表 4.3-17 表可知，项目所在区域建设用地土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求、石油烃（C₁₀-C₄₀）满足表 2 筛选值标准限值要求；项目所在区域农用地土壤监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。

4.4 生态环境现状调查与评价

项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，评价区域内以自然状态为主，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小，基本处于未开发状态，主要为荒漠生态系统，占地为沙地，土壤类型为荒漠风沙土，拟建工程生态评价范围内地表基本无植被生长。

4.4.1 生态功能区划

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。根据现场调查和资料搜集，项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.4-1，项目与生态功能区划位置关系见附图。

表 4.4-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
IV塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	IV ₃ 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源开发	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	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	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹

由上表可知,本项目位于“71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”,主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”,主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”,主要发展方向为“加强沙漠尤其资源勘探开发,适度开发地下水进行油田区和公路绿化,发展沙漠探险旅游”。

项目类型属于油气开采项目,与生态功能区划发展方向一致。项目主要是井场设备安装及集输管线敷设,对生态环境的影响主要体现在施工期,施工期具有临时性、短暂性特点。施工结束后,管沟回填,区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施,不会对沙漠化扩大造成影响。综上所述,项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突,对区域生态环境影响是可接受的。本项目不属于新区块开发,项目的实施不会增加区域油气资源总产能,项目废气达标排放、产生的固废妥善处置,可确保油气开发与生态环境保护的双赢,与区域发展方向相协调。

4.4.2 生态系统现状调查

工程评价范围生态系统为沙漠生态系统,以沙地为主,地表植被稀疏,生态系统结构简单。

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上,评价区处于干旱地区,且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈,少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分,只有耐干旱的沙生植物才得以生存,由此形成沙漠生态景观。

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。

4.4.3 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与井场、集输线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。项目区位于沙漠区域，评价范围内主要为沙漠沙地。

表 4.4-2 评价区土地利用类型占地面积表

土地利用类型分类		面积 (hm ²)	比例 (%)
一级类	二级类		
其他土地	沙地	90.26	100%
合计		90.26	100%

综上所述，评价范围内土地利用类型以沙地为主。

4.4.4 植被环境现状调查及评价

按中国植被自然地理区划，工程区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要植被群系为多枝怪柳灌丛和胡杨树。

项目区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括怪柳科（多枝怪柳等）、藜科（盐穗木等）等。区域主要的野生植物具体名录见下表。

表 4.4-3 项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名
藜科 <i>Polygonaceae</i>	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>

科	种名	拉丁名
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata</i>
旋花科 <i>Cohvolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
茄科 <i>Selanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthelcum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小蓟	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

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、怪柳等植物群落，但区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。本项目拟建工程位于沙漠区域，植被稀疏，现场调查过程中未在工程占地范围内发现保护植被分布，评价范围内无梭梭、灰胡杨等重点保护野生植物分布。

4.4.5 野生动物现状评价

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

本项目拟建工程位于沙漠区域，区域野生动物生存环境类型为荒漠区，野生动物生存条件相对较差。通过对评价区内动物的实地调查和有关资料的查询，该

区域主要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) 野生动物种类与分布

根据现场实地调查及区域相关野生动物资料分析，项目区域以荒漠动物为主。工程所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生动物分布状况见下表。

表 4.4-4 评价区主要野生动物名录及其种类和分布一览表

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
哺乳类				
15	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
16	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±
注：①R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟； 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。

4.4.6 水土流失

（1）水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）及《关于印发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，拟建工程所在沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。

（2）水土流失成因

项目区地形平坦，地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具备发生侵蚀的条件。

（3）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），工程所在区域位于“II 风力侵蚀类型区”中的“III‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本工程区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。

（4）水土保持基础功能类型

工程所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（5）水土流失预防范围

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，渭干河等主要河流天然河谷林草区，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

（6）水土流失预防对象

水土流失预防对象为：a.天然林草、植被覆盖率较高的草地等；b.植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c.水土流失严重、生态脆弱的区

域可能造成水土流失的生产建设活动；d.重要的水土流失综合防治成果；e.重要野生植物资源生境。

（7）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区北部加强对荒漠林的保护，对评价区东、西部退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

（8）水土流失治理范围与对象

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

（8）水土流失治理措施

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

4.4.7 土地沙化现状

2020 年 4 月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月），塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 61154km²，占全疆沙漠的 81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

本工程位于塔克拉玛干沙漠北部，塔里木河以南，属于半固定沙地。塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积 34944602.58hm²，其中：沙质土地面积为 4560399.13hm²。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65hm²，半固定沙地 5898376.53hm²，固定沙地 2192994.05hm²，沙化耕地 122550.34hm²，非生物工程治沙地 5369.56hm²。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。盆地高山和高原所夹，除东面罗布泊为风

口外，其余三面均为海拔 4000m 以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋季节多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25m 以下，内部一般在 50-80m 之间，少数高达 200-300m。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等，且未至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴 30 天以上，浮尘 150 天以上，沙漠边缘地区年降水量 60-80mm，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

4.4.8 区域生态面临的压力和存在的问题

工程评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对项目区域现场考察和资料分析，工程区目前主要的生态问题包括以下几方面：

(1) 水土流失问题

拟建工程所在区域气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

(2) 土地荒漠化问题

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

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

油田开发过程中施工内容主要为集输管道敷设、井场设备安装等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，造成水土流失，扰动占地区域周边或两侧生境。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要来自于场地平整、管沟开挖、管线敷设、车辆运输过程，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的关系，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、机械程度以及气候条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果显示，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。

（2）焊接烟尘

项目集输管线采用玻璃钢管道和无缝钢管，其中金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟尘，废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

（3）机械设备和车辆废气

施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。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，环境影响可接受。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，使用合格燃料，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。

（4）柴油发电机废气

本工程钻井期间用电优先由区域现有电网提供，柴油发电机仅作为备用应急电源。钻井期间柴油发电机定期试机消耗的柴油量较小，柴油发电机废气的排放量较小，且随着钻井工程的结束而消失。项目钻井施工使用合格燃料，并加强施工管理，尽量降低柴油发电机使用频率。在采取以上措施后，不会对周围大气环境产生明显影响。

（5）测试放喷废气

当钻至井目的层后，对油气应进行完井测试放喷前安装井口放喷专用管道、各种计量设备，伴生气经管道引至放喷池点燃。

放喷燃烧属于短期排放，污染物排放量少，且项目所在区域空旷，容易扩散，完井测试天然气放喷期间井场周界外污染物排放可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放监控限值；井场边界非甲烷总烃排放可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求。

（6）环境影响分析

项目施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、机械设备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。

（7）污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

①施工现场明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监测管理部门、举报电话等信息；

②施工现场设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及周边的道路不得留存建筑垃圾和泥土；

③建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘；

④进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏；

⑤土方工程作业时，应辅以洒水逸尘尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖；施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并由专人负责。重污染天气相应增加洒水频次。

5.1.2 施工期废水环境影响分析

本项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水和少量生活污水。

施工期钻井废水：钻井废水临时循环罐收集，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，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处理。本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。施工营地设置防渗生活污水收集池收集生活污水，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

项目施工期间无废水直接外排，且项目周边无地表水体，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

项目施工期噪声主要包括设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，噪声强度在 80dB(A)左右。

(1) 预测模式

单个室外点声源，根据声源声功率级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，按下式计算。

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处的声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级，dB；

D_c ——指向性校正，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) 施工期噪声预测源强

施工期主要产噪设备噪声随距离衰减预测结果见下表。

表 5.1-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

项目		设备名称	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							
			20	30	40	60	80	100	150	200
井场工程	钻井工程	柴油发电机	64.6	59.6	56.4	52.3	49.5	47.4	43.6	40.9
		钻机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		振动筛	64.6	59.6	56.4	52.3	49.5	47.4	43.6	40.9
		泥浆泵	64.6	59.6	56.4	52.3	49.5	47.4	43.6	40.9
	钻前工程	装载机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		挖掘机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		吊装机	54.6	49.6	46.4	42.3	39.5	37.4	33.6	30.9
		推土机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
管线工程		挖掘机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9
		吊装机	54.6	49.6	46.4	42.3	39.5	37.4	33.6	30.9
		推土机	59.6	54.6	51.4	47.3	44.5	42.4	38.6	35.9

钻井施工期间昼间距施工设备 14m、夜间距施工设备 46m 以上才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；钻前工程、管线工程施工期间昼间距施工设备 7m、夜间 29m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。

工程评价范围内无居民区等声环境保护目标，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响

(3) 施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围其他声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；

③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；

④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线

路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

⑤施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工所在区域较空旷，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

（1）固体废物影响分析

拟建工程施工期固体废物主要为施工弃土、施工废料、泥浆岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废酸化压裂液和施工人员生活垃圾。

①施工弃土

拟建工程开挖土方 19130m³，回填土方 19000m³，剩余土方为 130m³。管线工程铺设时土方工程较大，管道沟槽回填时按生、熟土顺序填放，用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场，无弃土外运。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、全面清理遗留的废焊条、废包装物、饮料瓶、水泥砖块等杂物。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为 0.2t。施工废料优先回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，尽可能减少或消除人类活动痕迹、恢复原地貌。

③钻井岩屑

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于现场钻井液配备，分离后的固相放置防渗暂存岩屑池（采用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗），利用气候干燥的环境自然蒸发干化后，经检测满足《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后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部及三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于现场钻井液配备，固相采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足

《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)中表 2 第二类用地筛选值(石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。

④含油废物和废烧碱包装袋

本项目施工期落地原油产生量较少。本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，一般不会产生落地油。

项目钻井过程中会产生含油废包装物、废沾油器材、废油桶、废防渗材料及设备检修产生的废机油等，属于危险废物（HW08）。钻井阶段会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物（HW49）。含油废物和废烧碱包装袋分类收集，单独存放，暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位进行处理。

⑤废酸化压裂液

储层改造工程的废酸化压裂液产生量为 26.56m^3 。酸化压裂结束后，废酸化压裂液采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

⑥生活垃圾

项目施工期生活垃圾产生量约 5.2t ，施工单位就近依托作业区现有公共设施，收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

（2）施工期撬装式危废间设置合理性分析

本次评价按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）对项目施工期危险废物收集、贮存分析撬装式危废间设置合理性，

①收集措施

本项目施工期产生的危险废物包括含油废物和废烧碱包装袋。撬装式危废间具有防风、防晒、防雨功能，内部及四周裙角采取防渗膜防渗，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能。

②贮存措施

含油废物和废烧碱包装袋分别采取桶装形式密闭，分区存放在危废暂存间内，防止泄漏。

因此，本项目钻井期井场配套的撬装式危废间满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

（3）施工期固体废物污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

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

5.1.5 施工期生态环境影响分析

5.1.5.1 项目占地影响分析

本项目永久占地面积为 1.692hm²，主要为阿满 5 井等 2 口井井场占地、电力工程和道路占地；项目临时占地面积为 4.723hm²，主要是施工营地、管沟开挖和电力线路压占。

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

5.1.5.2 对土壤环境影响

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

拟建工程管线临时占地中有稀疏草地、稀疏灌丛和未利用土地，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质。

（2）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的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)在草地上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,甚至退化为沙地。

5.1.5.3 对土地利用现状影响分析

土地利用变化是人类与环境进行物质、能量交互作用的重要表现,它不仅影响生态系统的分布格局及其生产力,客观反映人类改变生物化学循环、生态系统结构和功能及产品和服务的供应,而且还再现了陆地表面的时空变化过程。土地利用一般是指人类为获取所需要的产品或服务所进行的土地资源利用活动,是人类对土地自然属性的利用方式和利用状况,包含着人类利用土地的目的和意图。

本项目实施后,工程占地范围内原有土地利用类型发生一定程度的改变,主要由稀疏草地、稀疏林第和沙地转化为建设用地,相对应的造成的生态系统功能的转化,由原来的稀疏草地生态系统、稀疏灌丛生态系统、沙漠生态系统转变为城镇生态系统。

本项目的建设对区域的土地利用类型会有一定影响,但根据各项资料及实地调查可知该项目占地范围相对较小,工程的建设虽会导致区域土地利用类型发生些许变化,但不影响区域范围内主导土地利用类型,不会导致评价区范围内生态功能改变。

5.1.5.4 对植被的环境影响

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面:

(1) 占地影响

本项目投入运营后,其中有 1.692hm²的地表被永久占用。地表被各种构筑物或砾石覆盖。施工期地表保护层被破坏,稳定性下降,防止水土流失的能力也随之下降,并且地表植被不复存在。

新建井场、集输工程、电力工程及施工营地的建设均有临时占地,临时占地面积 4.723hm²,主要影响为施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中,开挖管沟区将底土翻出,使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏,其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

(2) 管线修建对植被的影响

本项目新建集输管线 1km。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除,管线施工完成后,由于很少再次进行干扰,其地表进行平整后,草本植物会逐渐恢复。

（3）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使规划区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。但评价区植被密度极低，植被覆盖度很小，施工过程中遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏。

因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

（4）事故排放对植被的影响

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

（5）对重点保护野生植物的影响

根据现场踏勘，项目占地范围内无灰胡杨等重点保护野生植物，管线工程选址已采取就地保护、避让、不占用、不破坏等措施，避开胡杨等主要分布区域，不会对评价区内重点保护野生植物造成破坏。

项目在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。严禁在施工场地外砍伐植被，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

5.1.5.5 对野生动物的环境影响

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动

物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

(3) 对重点保护野生动物的影响

评价区域内动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物，不涉及重点保护野生动物，评价范围内常见动物对环境的适应性较强，对人类的敏感程度已大大降低，工程施工对其影响不大。

项目在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰周围野生动物的栖息地。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，不得捕猎。确保各类废弃物妥善处理，岩屑池和废物处理场采用铁丝围栏加以防护，避免野生动物陷入而危及生命。

5.1.5.6 对生态系统完整性的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，本项目永久占地主要为新增井场占地，占地面积约为 1.692hm^2 ，临时占地约 4.723hm^2 ，主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地 and 活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的生态系统和生态系统服务功能基本无影响。

5.1.5.7 对生物多样性的影响分析

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物

种多样性指物种水平的多样化程度,包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性,包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

本项目井场及管线作业施工周期短,且本工程永久及临时占地范围内生物种类及数量在区域广泛分布,因此评价认为,采取必要的生态保护措施后,本项目对生物多样性基本无影响。

5.1.5.8 水土流失影响分析

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

(1) 扩大侵蚀面积,加剧水土流失。本项目地处内陆地区,风沙较大,空气干燥,加上地表植被覆盖度低,项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,若在施工过程中不加以治理和防护,遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

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

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

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

5.1.5.9 对生态功能区划的影响分析

依据《新疆生态功能区划》,本项目位于“59.塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区”,主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”,主要保护目标为“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。

项目类型属于油气开采项目,与生态功能区划发展方向一致。项目主要是钻井工程、油气管线敷设和井场设备安装,对生态环境的影响主要体现在施工期,施工期具有临时性、短暂性特点,周围无水源补给区。施工结束后,管沟回填,

区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、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可接受。

5.1.5.10 防沙治沙影响分析

（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

拟建工程总占地面积 6.416hm^2 （永久占地面积 1.692hm^2 ，临时占地面积 4.723hm^2 ），占地类型主要为沙地。

（2）项目实施过程中的弃土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，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等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）

拟建工程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

项目施工期主要包括池体开挖、管沟开挖、场地平整、井场道路等。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。

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.1 基础气象资料分析

项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离本项目最近的气象站为沙雅县气象站，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用沙雅县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料，统计结果分析见表 5.2-1。

表5.2-1 项目所在区域主要气象要素

序号	项目	单位	数值	序号	项目	单位	数值
1	平均气温	℃	11.4	7	年平均降水量	mm	47.3
2	历年极端最高气温	℃	41.2	8	年均相对湿度	%	49
3	历年极端最低气温	℃	-24.2	9	年平均大气压	hPa	956.5
4	年主导风向	-	NE	10	年均蒸发量	mm	2044.6
5	最大风速极限	m/s	28	11	最大冻土深度	m	0.77
6	年平均风速	m/s	1.37	--	--	--	--

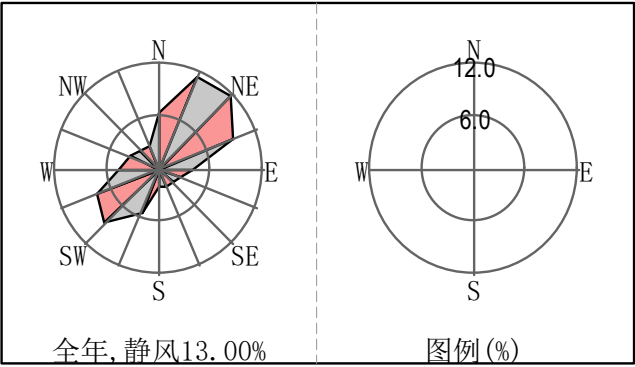


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

5.2.2 大气环境影响分析

(1) 估算因子及评价标准

项目估算因子及评价标准见下表。

表5.2-2 评价因子及评价标准一览表

监测因子	平均时间	评价标准 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	标准来源
非甲烷总烃	1 小时平均	2000	参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求
硫化氢	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准

(2) 估算范围及预测计算点

项目评价等级为三级，依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定：“三级评价项目不进行进一步预测与评价”。

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/T2.2-2018）附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式，计算距项目污染源下向风不同距离处地面空气质量浓度、最大地面空气质量浓度及占标率。

(3) 估算模式及参数

AERSCREEN模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表5.2-3。

表5.2-3 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.6
最低环境温度/°C		-28.6
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

(4) 污染源特征参数

表5.2-4 运营期废气污染源参数一览表（面源）

名称	*面源起点坐标（o）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（o）	排放速率（kg/h）	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H2S
阿满 5 井			988.0	80	80	4	0	0.0074	6.1×10 ⁻⁸
阿满 55 井			991.0	40	40	4	0	0.0058	4.8×10 ⁻⁸

注：*以面源西南角为起点。

(5) 大气环境影响估算结果

估算模式预测结果见表5.2-5。

表5.2-5 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	阿满 55			
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)	H ₂ S 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	H ₂ S 占标率 (%)
50	14.050	0.7025	0.00012	0.0012
100	11.874	0.5937	0.00010	0.0010
200	8.289	0.4144	0.00007	0.0007
300	6.018	0.3009	0.00005	0.0005
400	4.892	0.2446	0.00004	0.0004
500	4.118	0.2059	0.00004	0.0004
600	3.560	0.1780	0.00003	0.0003
700	3.149	0.1575	0.00003	0.0003
800	2.829	0.1414	0.00002	0.0002
900	2.565	0.1282	0.00002	0.0002
1000	2.339	0.1169	0.00002	0.0002
1200	1.996	0.0998	0.00002	0.0002
1400	1.709	0.0855	0.00001	0.0001
1600	1.487	0.0743	0.00001	0.0001
1800	1.309	0.0655	0.00001	0.0001
2000	1.165	0.0583	0.00001	0.0001
2500	0.903	0.0452	0.00001	0.0001
3000	0.729	0.0365	0.00001	0.0001
3500	0.606	0.0303	0.00001	0.0001
4000	0.515	0.0257	0.00000	0.0000
4500	0.445	0.0223	0.00000	0.0000
5000	0.391	0.0195	0.00000	0.0000
10000	0.162	0.0081	0.00000	0.0000
11000	0.143	0.0072	0.00000	0.0000
12000	0.128	0.0064	0.00000	0.0000
13000	0.115	0.0058	0.00000	0.0000
14000	0.105	0.0052	0.00000	0.0000
15000	0.096	0.0048	0.00000	0.0000
20000	0.066	0.0033	0.00000	0.0000
25000	0.049	0.0024	0.00000	0.0000
下风向最大浓度	14.051	0.7026	0.00012	0.0012
下风向最大浓度出现距离	51.0	51.0	51.0	51.0
D10%最远距离	/	/	/	/

表5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	阿满 5			
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)	H2S 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	H2S 占标率 (%)
50.0	9.885	0.4943	0.00008	0.00080
100.0	10.952	0.5476	0.00009	0.00089
200.0	8.951	0.4475	0.00007	0.00073
300.0	6.929	0.3464	0.00006	0.00056
400.0	5.657	0.2829	0.00005	0.00046
500.0	4.872	0.2436	0.00004	0.00039
600.0	4.251	0.2126	0.00003	0.00034
700.0	3.787	0.1893	0.00003	0.00031
800.0	3.421	0.1710	0.00003	0.00028
900.0	3.126	0.1563	0.00003	0.00025
1000.0	2.867	0.1433	0.00002	0.00023
1200.0	2.441	0.1221	0.00002	0.00020
1400.0	2.108	0.1054	0.00002	0.00017
1600.0	1.843	0.0922	0.00001	0.00015
1800.0	1.630	0.0815	0.00001	0.00013
2000.0	1.456	0.0728	0.00001	0.00012
2500.0	1.153	0.0576	0.00001	0.00009
3000.0	0.930	0.0465	0.00001	0.00008
3500.0	0.773	0.0387	0.00001	0.00006
4000.0	0.657	0.0328	0.00001	0.00005
4500.0	0.568	0.0284	0.00000	0.00005
5000.0	0.498	0.0249	0.00000	0.00004
10000.0	0.206	0.0103	0.00000	0.00002
11000.0	0.183	0.0091	0.00000	0.00001
12000.0	0.163	0.0082	0.00000	0.00001
13000.0	0.147	0.0073	0.00000	0.00001
14000.0	0.133	0.0067	0.00000	0.00001
15000.0	0.122	0.0061	0.00000	0.00001
20000.0	0.084	0.0042	0.00000	0.00001
25000.0	0.062	0.0031	0.00000	0.00001
下风向最大浓度	11.375	0.5688	0.0001	0.0009
下风向最大浓度出现 距离	77.99	77.99	77.99	77.99
D10%最远距离	/	/	/	/

项目废气污染源的污染物 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图 5.2-2。

表 5.2-7 项目各因子大气环境影响估算模式计算结果

序号	污染源	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{oi} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$D_{10\%}$ (m)	评价等级
1	阿满 5 井	非甲烷总烃	11.375	2000	0.5688	--	三级
2		H_2S	0.0001	10	0.0009	--	三级
3	阿满 55 井	非甲烷总烃	14.051	2000	0.7026	--	三级
4		H_2S	0.0001	10	0.0012	--	三级

注: C_i 污染物最大地面浓度; C_{oi} 污染物环境质量标准, P_i 污染物最大地面浓度占标率; $D_{10\%}$ 地面浓度达标准限值 10% 所对应的最远距离。

由上表可知, 项目 $P_{\max}$ 为阿满 55 井井场无组织排放非甲烷总烃, $C_{\max}$ 为 $14.051\mu\text{g}/\text{m}^3$, $P_{\max}$ 值为 0.7026%, $P_{\max} < 1\%$, $D_{10\%}$ 未出现。

5.2.3 废气污染物排放核算

(1) 项目大气污染物无组织排放量核算

项目无组织污染物排放量核算表见表 5.2-8。

表 5.2-8 大气污染物无组织排放量核算表

排放口 编号	产污 环节	污染物	治理 措施	国家或地方污染物排放标准		单井排放 速率 (kg/h)	年 排 放 量 (t/a)	
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)			
阿满 5 井	油气 集输	非甲烷 总烃	加强 设备 气密 性, 减 少无 组织 逸散	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4.0	0.0058	0.051	
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	0.06	0.00000005	0.00000042	
阿满 55 井	油气 集输	非甲烷 总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4.0	0.0058	0.051	
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	0.06	0.00000006	0.00000054	
无组织排放合计				非甲烷总烃			0.116	
				H ₂ S			0.00000096	

(3) 项目大气污染物年排放量核算

项目大气污染物年排放量核算表见表 5.2-9。

表 5.2-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	0.116
2	H_2S	0.00000096

5.2.4 大气防护距离

本项目大气环境影响评价等级为三级，最大落地浓度无超标点。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关要求，本项目无需设置大气环境防护距离。

5.2.5 评价结论

项目位于环境质量不达标区，各污染源正常排放下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。项目实施后大气环境影响可以接受。

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☐		三级 ☒			
	评价范围	边长=50km ☐		边长=5~50km ☐		边长=5km ☐			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☒	
现状评价	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准 ☐		主管部门发布的数据标准 ☒			现状补充标准 ☒		
	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 ☐ D ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长≥50km ☐			边长 5~50km ☐		边长=5km ☐		
	预测因子	预测因子 ()					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% ☐					C 本项目最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% ☐			C 本项目最大占标率>10% ☐			
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% ☐			C 本项目最大占标率>30% ☐			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	C 非正常 占标率≤100% ☐			C 非正常 占标率>100% ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、硫化氢)				有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: ()				监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 (--) 厂界最远 (--) m							
	污染源年排放量	SO ₂ :(0.000)t/a	NO _x :(0.000)t/a	硫化氢: (0.00000096)t/a		非甲烷总烃:(0.116)t/a			

注: “☐”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项

5.3 运营期地表水环境影响分析

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, 本项目地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

项目运营期生活污水以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。运营期生产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富源联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层, 井下作业废水集中收集后送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理, 不会对周边水环境产生影响。

5.3.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理

原油系统来水进入采出水处理系统, 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, 使污水中的细微油珠聚结成大颗粒, 从而实现油水分离, 污水中的油污得到进一步去除。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。目前, 富源联合站的采出水设计处理能力为 $1500\text{m}^3/\text{d}$, 仍有余量, 能够满足本项目需求 ($0.13\text{m}^3/\text{d}$), 依托措施可行。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修等, 井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水, 主要污染因子为 COD、石油类, 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站设有一套撬装化钻试修废水处理装置, 采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺, 设计处理规模 $300\text{m}^3/\text{d}$, 处理后的液相用于油田油层回注用水。本项目井下作业废水产生量较小, 平均废水量仅 $0.21\text{m}^3/\text{d}$ 。塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建工程处理要求, 且油田内已经修建了沙漠道路与县道等主要道路相连接, 交通运输较为便利, 依托可行。

综上，拟建工程采出水及井下作业废水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

综上，拟建工程采出水及井下作业废水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放□；间接排放☑；其他□		水温□；径流□；水域面积□	
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□； pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑		一级□；二级□；三级□	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建□； 在建□； 拟建□； 其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□	
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □； 枯水期 □； 冰封期（） 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		水行政主管部门□；补充监测□；其他□	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
		丰水期 □；平水期 □； 枯水期 □； 冰封期 □ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		（）	监测断面或点位个数（）个
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km ²			
	评价因子	（）			
	评价标准	河流、湖库、河□：Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□；Ⅴ类□ 近岸海域： 第一类□； 第二类 □； 第三类 □；第四类 □			

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

工作内容		自查项目	
		规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐	达标区 ☐ 不达标区 ☐
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐	
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐	
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐	
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口	

工作内容		自查项目				
		设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
影响预测	污染源排放量核算	污染物名称			排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）
		（ ）			（ ）	（ ）
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ） m³/s；鱼类繁殖期（ ） m³/s； 其他（ ） m³/s 生态水位：一般水期（ ） m；鱼类繁殖期（ ） m；其他（ ） m				
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☒ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域消减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
污染物排放清单	☐					
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

5.4.1 评价区水文地质条件

(1) 含水层类型及其富水性

本项目位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内以单一结构的潜水含水层为主。根据收集的钻孔数据可知，调查范围内潜水含水层平均厚度约 50m；换算涌水量约 70.43~128.10m³/d；含水层岩性为第四系粉土、中砂；水量中等-贫乏。根据 LJ2 孔、GL1 孔抽水试验数据，调查范围内平均渗透系数约 0.54m/d。

(2) 地下水的补给、径流和排泄条件

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

1) 补给条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠北缘，无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给主要来源于南部沙漠区地下水侧向径流补给，其次为降水入渗补给，沙漠区降水稀少，蒸发量强烈，评价区内的降水基本上不能直接对

浅埋带地下水形成入渗补给作用,所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

2) 径流条件

评价区地下水流向是自西南向东北方向径流。区内地势平坦,含水层岩性主要为粉土、中砂,透水性相对较差,地下水径流速度比较缓慢,据本次勘查资料显示,地下水的水力坡度只有 0.5‰。

3) 排泄条件

评价区地下水的排泄方式主要是侧向流出,其次是蒸发蒸腾。

①地下水的侧向流出排泄

评价区内的地下水以向东北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,评价区中部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,因此,垄间洼地内潜水会通过蒸发产生排泄。区内生长有胡杨、红柳、罗布麻、骆驼刺等植物,植被会通过蒸腾作用产生排泄。

(3) 地下水动态

评价区 5 月份地下水位较高,进入 6 月份后随着沙漠公路绿化供水井的开采,地下水位开始下降。特别是 6 月~8 月为高温季节,由于开采量的增大,平均月蒸发量多在 580~680mm 左右,地下水处于相对低水位期,且比较稳定。进入 9 月份以后,绿化供水井开采量减小,地下水位开始缓慢上升。地下水位变幅一般都较小,大多为 0.2~0.3m。

(4) 水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成份的控制。评价区内气候异常干旱,潜水的埋深普遍较浅,因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件,决定了评价区潜水的水化学作用以蒸发浓缩作用为主。评价区潜水的水化学类型较为单一,矿化度高,水质均较差,为咸水。

图 5.4-1 评价区水文地质图

(4) 水位调查

本次评价于 2024 年 1 月进行了一期水位调查工作，水位监测结果见下表。

表 5.4-1 地下水水位监测情况一览表

编号	监测点位置		井口高程 (m)	2024 年 1 月	
	Y	X		水位埋深 (m)	水位标高 (m)
SW1	27577201.43	4507232.87	994.47	8.13	986.34
SW2	27585469.17	4513600.79	986.88	4.87	982.01
SW3	27586806.08	4508569.78	990.00	7.48	982.53
SW4	27611843.03	4513969.78	981.24	6.26	974.99
SW5	27613892.73	4509391.45	979.67	5.10	974.56
SW6	27636565.38	4502784.53	972.42	3.78	968.64
SW7	27648022.37	4496166.52	974.52	5.87	968.65
SW8	27650797.67	4488409.93	975.46	4.12	971.34
SW9	27642400.62	4479443.59	981.25	3.88	977.37
SW10	27655888.73	4453405.14	992.70	6.02	986.68

根据本次水位调查结果可知，本区地下水流向为自西南向东北，水力坡度为 0.5‰，地下水径流缓慢。

5.4.2 施工期地下水环境影响预测和评价

5.4.2.1 污染模拟情景假设

(1) 正常状况

项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水。

①生活污水

项目施工期生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

③钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于现场钻井液配备，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排。

(2) 非正常状况

施工期非正常状况发生少量的“跑、冒、滴、漏”可被各类储罐区底部的防渗膜

和四周低围堰截留，若能及时发现并得到处置，也不会下渗污染地下水。因此，施工期正常状况和非正常状况少量的“跑、冒、滴、漏”基本不会对地下水造成污染。因此本次评价从不利的角度出发，选取钻井过程中由于施工不当，导致钻井套管破损，从而使得钻井废水进入含水层中对地下水环境的影响。

(3) 源强计算

污染源位置：本次选取阿满 55 井场进行预测。

污染物浓度：钻井废水的特征污染物主要是 SS、COD、石油类。选择石油类作为预测因子进行预测，由于石油类在水中的最大溶解度为 18mg/L，出于保守考虑，污染物浓度取 18mg/L。

污染物泄漏时间：钻井套管发生破损后，一般应急处置时间不超过 2 天，因此，本次假设钻井废水下渗时间持续 2 天。

泄漏量：由工程分析结果可知，本项目钻井废水产生量 13.02m³/d，本次假设发生泄漏事故后，有 10% 的钻井废水进入含水层，则每天的下渗量为 1.302m³，则泄漏的污染物的质量为 1.302m³/d × 1000 × 2d × 18mg/L ÷ 1000 = 46.872g。

5.4.2.2 地下水环境影响预测

(1) 预测模型

根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 50m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量 46.872g;

u —地下水流速度, m/d; 此地区潜水含水层渗透系数取平均值 0.54m/d。水力坡度 I 取 0.5‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=0.001\text{m/d}$;

n —有效孔隙度, 无量纲; 参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 附录 B, 有效孔隙度取 $n=0.26$;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ; 根据资料, 纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$, 纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.01\text{m}^2/\text{d}$;

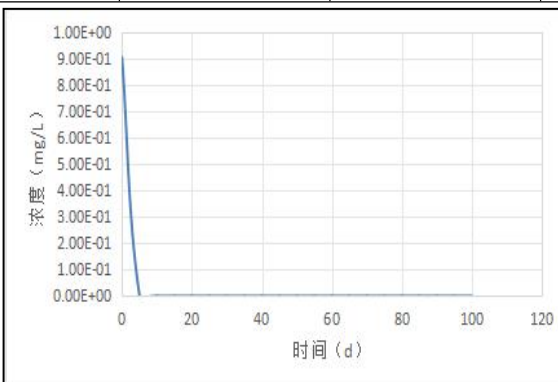
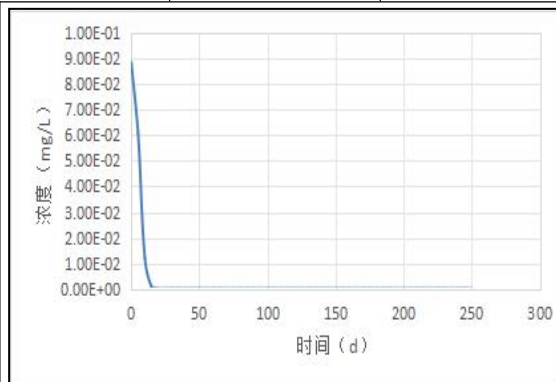
D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $D_T=0.001\text{m}^2/\text{d}$;

(2) 预测结果

非正常状况下井场钻井废水泄漏, 预测结果见表 5.4-2 及图 5.4-2。根据预测结果, 在预测各时间节点石油类最大浓度为 0.907mg/L, 最大超标距离为 6.0m, 最大超标范围 50m³, 最大影响距离为 15.3m, 最大影响范围为 75m²。7300d 时, 超标污染晕已消失。本项目下游不存在地下水环境保护目标, 因此不会对其产生影响。

表 5.4-2 施工期非正常状况下石油类预测结果

运移时段	最大浓度 (mg/L)	超标距离 (m)	超标范围 (m ²)	影响距离 (m)	影响范围 (m ²)
100d	0.907	4.1	25	5.1	25
1000d	0.091	6.0	50	11	75
7300d	0.012	/	/	15.3	100

	
100d	1000d

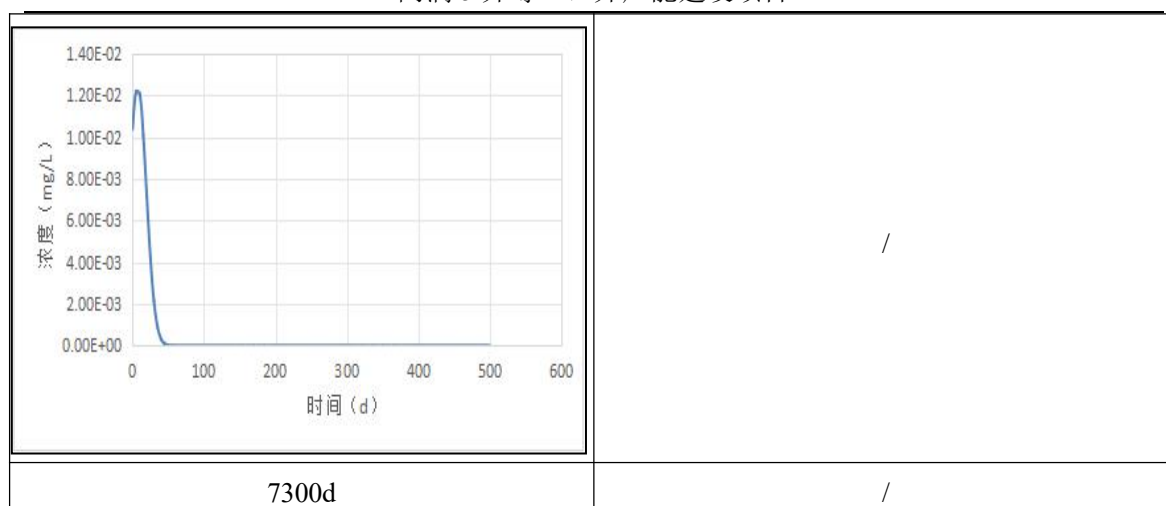


图 5.4-2 施工期石油类运移结果图

5.4.3 运营期地下水环境影响预测和评价

5.4.3.1 预测情景分析

(1) 正常状况

①废水

项目运营期生产废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水。采出水随采出油气输送至至富源联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层，井下作业废水送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水排入环保厕所，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

②落地油

开采过程中产生的落地原油，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。由于油田气候干旱少雨，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。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，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

③管线

集输管线采用玻璃钢管线密闭输送，正常状况下基本不会对地下水产生污染影响。

(2) 非正常状况

①油水窜层对地下水的污染影响

正常状况，油井管为双层套管，套管之外用混凝土封堵，表层套管严格封闭含水层，施工质量满足相关的规范要求，固井质量应符合环保要求不会发生油水窜层污染含水层的现象。非正常状况，由于油井长期运行，井筒遭受腐蚀穿孔，或井筒成井质量问题等原因，使得井筒发生破损，污染物顺着破损的缝隙或孔洞渗出，进入含水层污染地下水。因此，为预防污染的发生，油田采取对油井进行定期声波测厚、井下挂环、多臂井径+电磁探伤、扇区水泥胶结测井、水泥密度与多层探伤组合，一旦发现腐蚀问题，即使用缓蚀剂等措施进行修补，可防止污染的发生，因此套管破损导致油水窜层对地下水产生污染的可能性较低。

②集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，集输管线发生破损泄漏，如果未及时发现并切断污染源，泄漏的污染物可能会对地下水环境产生影响。

③井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。

井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大。从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

综上所述，本次非正常状况预测情景主要考虑，集输管线出现破损泄漏对地下水环境的影响分析。

（3）源强计算

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

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 5min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通

常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

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

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1\text{ft}^3=0.0283\text{m}^3$ ），选取管径最大、长度较长的管线进行计算， r 取 0.1m，长度取 1km；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{\text{pre-shut}}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据工程分析，该管线外输液量为 $50.9\text{m}^3/\text{d}$ ，管线发生泄漏时，5min 内采出液泄漏量为 0.18m^3 。

阀门关闭后泄漏量：根据上文公式，经计算，非正常状况下阀门关闭后污染物泄漏量为 0.21m^3 。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大污染物泄漏量为 0.39m^3 ，由于石油类在水中的最大溶解度为 18mg/L ，出于保守考虑，污染物浓度取 18mg/L ，则石油类进入地下水的量为 7.02g 。

5.4.3.2 地下水环境影响预测

非正常状况下集输管线发生泄漏，预测结果见表 5.4-3 及图 5.4-3。根据预测结果，在预测各时间节点石油类最大浓度为 0.136mg/L ，最大超标距离为 2.1m，最大超标范围为 25m^3 ，最大影响距离为 5m，最大影响范围为 25m^2 。本项目下游不存在地下水环境保护目标，因此不会对其产生影响。

表 5.4-3 运营期非正常状况下石油类预测结果

运移时段	最大浓度 (mg/L)	超标距离 (m)	超标范围 (m^2)	影响距离 (m)	影响范围 (m^2)
100d	0.136	2.1	25	4.1	25
1000d	0.014	/	/	5	25
7300d	0.002	/	/	/	/

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

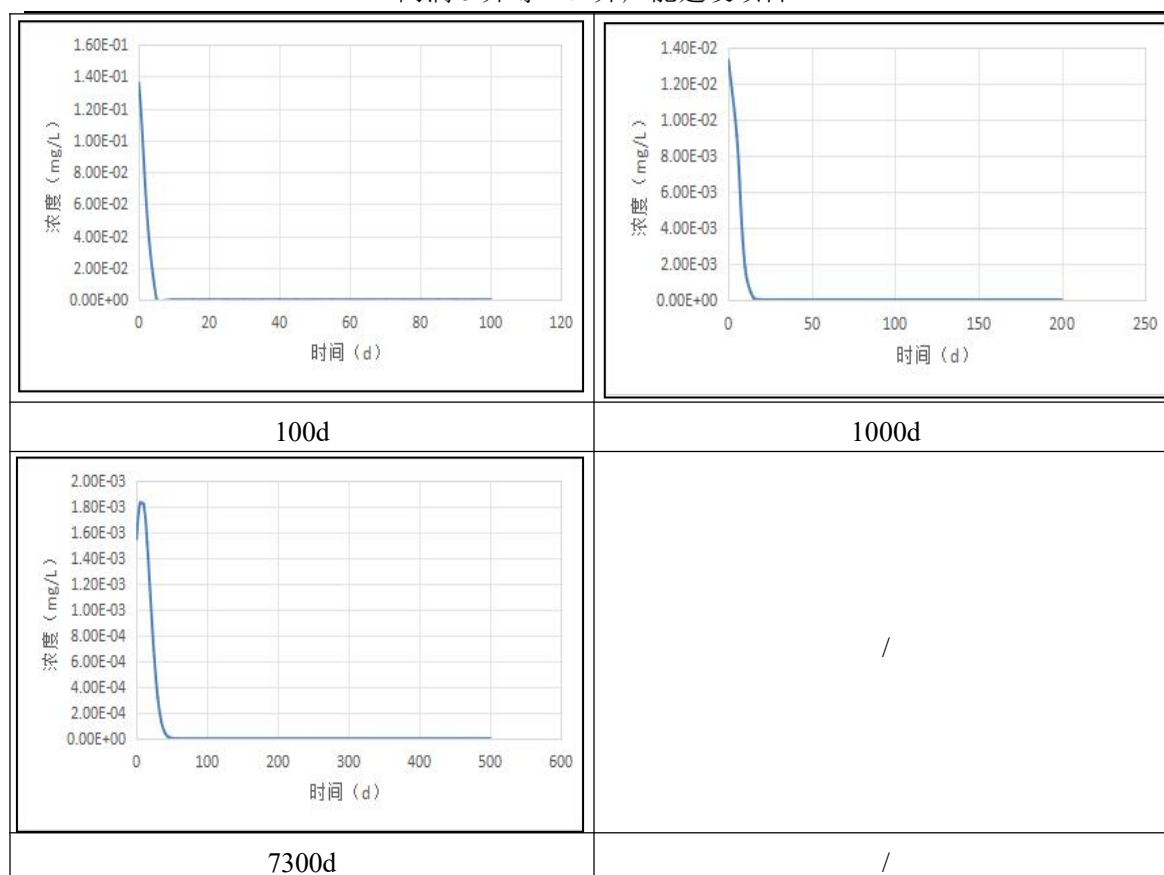


图 5.4-3 运营期石油类运移结果图

5.4.4 地下水环境保护措施及防治对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①井场内对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

②对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

③钻井通过具有饮用功能的潜水含水层的，应选用清水钻进或气体钻等清洁钻进方式。

④压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

⑤油井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。油井运行期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

⑥同时对地下钻井井身采用双层套管（表层套管、生产套管），还需要采取切

实可行分层隔离封闭的措施，防止串层污染。

（2）施工期水污染保护措施

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

①基础工程尽量选在枯水期施工，避免在汛期施工。

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

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

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

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

（3）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中相关技术要求，并结合本项目的工程建设特点，对项目施工期和运营期的分别提出了防渗分区要求，见表 5.4-4~5.4-6。

表 5.4-4 施工期项目防渗分区及防渗要求（阿满 55 井）

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	危废间	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行
	放喷池、钻台、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、泥浆泵区、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆料台、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$
一般防渗区	生活污水池、修理房、材料房、爬犁	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	材料房、值班房、停车场等区域	一般地面硬化

表 5.4-5 运营期项目防渗分区及防渗要求（阿满 55 井）

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	井口	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化

表 5.4-6 运营期项目防渗分区及防渗要求（阿满 5 井）

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	井口、原油储罐区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化

图5.4-5 施工期防渗分区图

图 5.4-4 施工期分区防渗图（阿满 55 井）

图5.4-5 运营期防渗分区图（阿满55井）

图5.4-6 运营期防渗分区图（阿满5井）

（4）管道刺漏防范措施

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

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

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

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

（5）地下水环境监测与管理

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的要求，本次共布设 3 眼地下水监控井，具体监测点位见表 5.4-7。

表 5.4-7 地下水监测点布控一览表

功能	编号	地点	井深
背景监测井	JK1	阿满5井场上游	多年平均水面下 10m
污染扩散监测井	JK2	阿满5井场下游	
	JK3	阿满55井场下游	

监测频率：每半年 1 次。

监测项目为：根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、砷、六价铬。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。

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

（6）应急响应

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

a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估。

b 特重大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施；

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

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

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.5 地下水评价结论

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的非正常状况情景，模拟和预测了施工期和运行期项目建设对附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对小范围地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响。项目运营期间的噪声源主要为井场设备采油树、装车系统等运转噪声，噪声值为 85dB（A），通过基础减振、选用低噪声/低振动设备可降低 10-20dB（A）。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 阿满 55 井场项目主要噪声源强表（室外）

序号	声源名称	型号	空间相对位置			声源源强 (声功率级) / (dB(A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	29	30	1	85dB（A）	基础减振	昼间/夜间

注：井场西南角为坐标原点。

表 5.5-1 阿满 5 井场项目主要噪声源强表（室外）

序号	声源名称	型号	空间相对位置			声源源强 (声功率级) / (dB(A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			

1	采油树	--	30	70	1	85dB (A)	基础减振	昼间/夜间
2	装车泵	--	16	30	1	85dB (A)	基础减振	昼间

注：井场西南角为坐标原点。

5.5.2 预测因子、方位

(1) 预测因子：等效 A 声级

(2) 预测方位：井场边界外 1m

5.5.3 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

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} ——其它多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2) 噪声预测点位

预测井场四周边界噪声值，并给出井场边界噪声最大值的位置，以井场噪声源采油树为坐标原点(0,0)。

5.5.4 预测结果与评价

场界噪声预测结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 噪声预测结果

单位：dB(A)

序号	预测点名称	阿满 55 井场周界贡献值		阿满 5 井场周界贡献值	
		昼间	夜间	昼间	夜间

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

1	东场界	47.0	47.0	36.6	36.2
2	南场界	35.0	35.0	40.5	29.3
3	西场界	34.6	34.6	35.8	27.9
4	北场界	45.3	45.3	34.3	33.7

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值为满足《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，项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

表 5.5-3 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☐ 大于 200m ☐ 小于 200m ☒					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐					
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，填“√”；“（ ）”为内容填写项。							

5.6 运营期固体废物环境影响分析

项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣和废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2025 年版)》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 74 号)，落地油泥、清管废渣均属于(HW08 071-001-08)危险废物，废防渗材料属于(HW08 900-249-08)危险废物，分类收集后直接交由有资质单位接收处置，不设危废暂存间。

(1) 危废管理标识

按照《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》(GB15562.2-1995)修改单、《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276-2022)，设置危废标志、标识、标签。

(2) 危险废物贮存及转运

项目建成运行后，油气田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物转移管理办法》、《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)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，按照国家的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中的污染控制执行《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表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

A、危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。

B、危险废物类别：按危险废物种类选择；

C、材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

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

危险废物	
废物名称：	危险特性
废物类别：	
废物代码：	
废物形态：	
主要成分：	
有害成分：	
注意事项：	
数字识别码：	
产生/收集单位：	QR 码
联系人和联系方式：	
产生日期：	
废物重量：	
备注：	

图 5.4-7 危险废物相关信息标签

危险特性	警示图形	图形颜色
腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
毒性		符号：黑色 底色：白色
易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 5.4-8 危险废物类别标识示意图

(3) 危险废物运输过程影响分析

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第 23 号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，

与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

危废外运时，公司应当向当地生态环境管理部门提交下列材料：

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

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接受单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。危废转移按照《危险废物转移管理办法》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》要求，在线填报危废管理计划、办理电子转移联单、建立并规范运行危废台账，登记记录每次外运危废的名称、类别、数量等信息，认真填写危险废物转移联单（每种废物填写一份联单），并加盖公司公章，经运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交送移出地环境保护行政主管部门，第三联及其余各联交付运输单位，随危险废物转移运行。第四联交接受单位，第五联交接受地环境保护行政主管部门。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动结束后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.7 运营期生态环境影响分析

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

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，

一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，且项目周边区域植被覆盖低，造成植被损失较小。

（3）生态系统完整性影响评价

本工程的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

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

（4）景观影响分析

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

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

（5）小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

表 5.7-1 生态影响评价自查表

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

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□；其它具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量）生境☑（）生物群落□（）生态系统□（植被覆盖度、生物量、生态系统功能）生物多样性☑（物种丰富度）生态敏感区□（生态保护红线、水土流失重点治理区、公益林）自然景观☑（景观多样性、完整性）自然遗迹□（）其他□（）
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：（0.9026）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☑；生态恢复☑；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。		

5.8 运营期土壤环境影响分析

5.8.1 环境影响识别

5.8.1.1 项目类型

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为油气开采工程，所在区域属于土壤盐化地区。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）的相关要求，本项目按照土壤污染影响型开展土壤环境影响评价工作。本项目井场属于常规石油开采井场，土壤环境影响评价类别为I类；项目集输管线属于油类输送管道，土壤环境影响评价类别为II类。

5.8.1.2 影响类型及途径

项目施工期主要为钻井、土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。

项目运营期外排废气中主要为非甲烷总烃，不含重金属，对土壤不会产生大气沉降影响；运营期废水不外排，正常工况下不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下，井口或集输管线破裂会造成原油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.8-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它
施工期	--	--	√	--
运营期	--	--	√	--
退役期	--	--	--	--

由表 5.8-1 可知，项目影响途径主要为施工期和运营期非正常工况下的垂直入渗污染。

5.8.1.3 污染源及影响因子

非正常工况下，项目施工期的钻井废水和运营期管线、储罐中的原油会下渗到土壤中，造成一定的影响。考虑到施工期和运营期主要污染物为石油烃，因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.8-2 土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井口、储罐区	垂直入渗	石油烃	事故状况
集油管线泄漏点			

5.8.2 土地利用类型调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 本项目土壤环境(污染影响型)调查范围为井场外延 200m 范围, 土壤环境(生态影响型)调查范围为井场外延 5km 范围。

(2) 敏感目标

评价范围内无耕地、居民区等土壤环境保护目标。

(3) 土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果, 项目井场以及集输管线周边主要为沙地, 本工程占地范围暂无规划。

②土地利用历史

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

③土地利用规划

项目占地范围暂无土地利用规划。

(3) 土壤类型调查

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

荒漠风沙土是发育于风成沙性母质的土壤, 其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒组成, 剖面层次分化不明显, 风蚀严重。

5.8.3 土壤环境影响评价

本项目运营期为油气开采、集输时段。预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.8.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

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

5.8.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

非正常状况情景与地下水预测情景相同, 施工期主要考虑钻井过程中发生井喷

事故，钻井废水泄漏下渗对土壤环境的影响。运行期主要考虑集输管线出现破损，原油下渗对土壤环境的影响。

根据工程相关设计，为最大限度预测污染物长期运移扩散情况，本次模拟以 7300 天的污染物扩散期为模拟期，得到污染物浓度变化过程与规律，为评价本项目对土壤环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。土壤污染预测源强详见表 5.8-3。

表 5.8-3 土壤预测源强一览表

情景设定	时段	特征污染物	污染物浓度(mg/L)	泄漏特征
非正常状况	施工期	石油烃	18	短时下渗
	运行期	石油烃	825800	

（2）污染预测模型目的层

根据评价区水文地质条件及情景设定，应用 **hydrus-ld** 软件模拟污染物在土壤中的垂直迁移，计算污染物通过下渗运移的距离以及浓度。根据水文地质钻孔资料及水位调查，包气带厚度取 6m，岩性为中砂层。

（3）模型边界条件的概化

将土壤水流概化为垂向一维流，泄漏点可视为平面点源。上边界为包气带顶板处，下边界为包气带底层底板，污染物在下渗过程中从上边界向下边界迁移。

污染物土壤 **hydrus-ld** 垂直迁移数值模型包括水分运移模型和溶质运移模型，边界条件确定如下：

①土壤水分运移模型

hydrus-ld 只考虑污染物在土壤的一维垂直迁移，因此水分运移模型的边界条件只有上边界和下边界。上边界为流量边界，下边界为已知压力水头边界。

②土壤溶质运移模型

本次应用 **hydrus-ld** 模拟污染物一维垂直迁移，只考虑溶质在固液相间的线性平衡等温吸附作用，忽略化学反应作用。将泄漏点看作注入的点源，上边界为释放污染物的浓度通量边界；下边界为零通量梯度边界。

（4）数学模型

根据污染物在土壤的运移特性，分为土壤水分运移模型、土壤溶质运移模型。

①土壤水分运移模型

假定水分运移过程中气相作用很小，忽略温度梯度的影响，取地表为零基准面，

坐标轴方向与主渗流系数方向一致，坐标（Z 轴）向上为正，则土壤水分运移控制方程用 Richards 方程的修改形式表示：

$$\begin{cases} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[K(h) \left(\frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) \right] \\ \theta(z, 0) = \theta_i(z); -Z \leq z \leq 0 \\ -k(h) \left(\frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) = q_s; z = 0 \\ h(Z, t) = h_b(t); \end{cases}$$

其中： θ —体积含水率；

h —压力水头（L），饱和带大于零，包气带小于零；

z, t —分别为垂直方向坐标变量（L）、时间变量（T）；

K —垂直方向的水力传导度（ LT^{-1} ）；

$\theta_i(z)$ —初始剖面含水率分布函数；上边界为变流量边界；

q_s 为单位面积补给量；下边界为变压力水头边界；

$h_b(t) = H_g(t) - Z$ ， $H_g(t)$ 为 t 时刻潜水位，潜水位埋深取负值。

②土壤溶质运移模型

忽略污染物在气相中的扩散，不考虑在液相中通过对流和弥散作用进行质量运输时的化学反应，在固液相间的吸附作用采用线性平衡方程。

1）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中： c —污染物介质中的浓度， mg/L ；

D —弥散系数， m^2/d ；

q —渗流速率， m/d ；

z —沿 z 轴的距离， m ；

t —时间变量， d ；

θ —土壤含水率， $\%$ 。

2）初始条件

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

3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

连续点源:

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

非连续点源:

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

使用 HYDRUS-1D 模拟软件进行模型的建立和计算。该软件由美国农业部、农业研究会、美国盐土改良中心 (US Salinity laboratory) 于 1991 年联合研制的, 用于模拟变饱和多孔介质中水分、溶质、能量运移的数值模型。该模型经多年使用和完善, 能够较好的模拟变饱和带中水分、溶质和能量运移规律和时空分布。目前已在包气带中水分、盐分、农药、有机石油烃运移方面得到广泛应用。HYDRUS-1D 具有灵活的输入输出功能, 可适用于多种源汇项及边界条件, 方程求解方法采用伽辽金 (Galerkin) 有限元法。

(5) 模型参数的选取

水分运移模型采用 Van Genuchten 公式处理土壤的水力特性。Hydrus 软件中提供了一组土壤经验参数库, 可供参考。根据 Van Genuchten 公式, 需获得参数有: 饱和含水率 θ_s 、残余含水率 θ_r 、拟合参数 α 和 n 、垂直渗透系数 K_s 等, 包气带其它相关参数取 HYDRUS-1D 软件内置经验值, 见下表:

表 5.8-4 水分运移模型参数表

层位	θ_r	θ_s	α	n	K_s (cm/d)
中砂	0.1	0.39	0.059	1.48	54

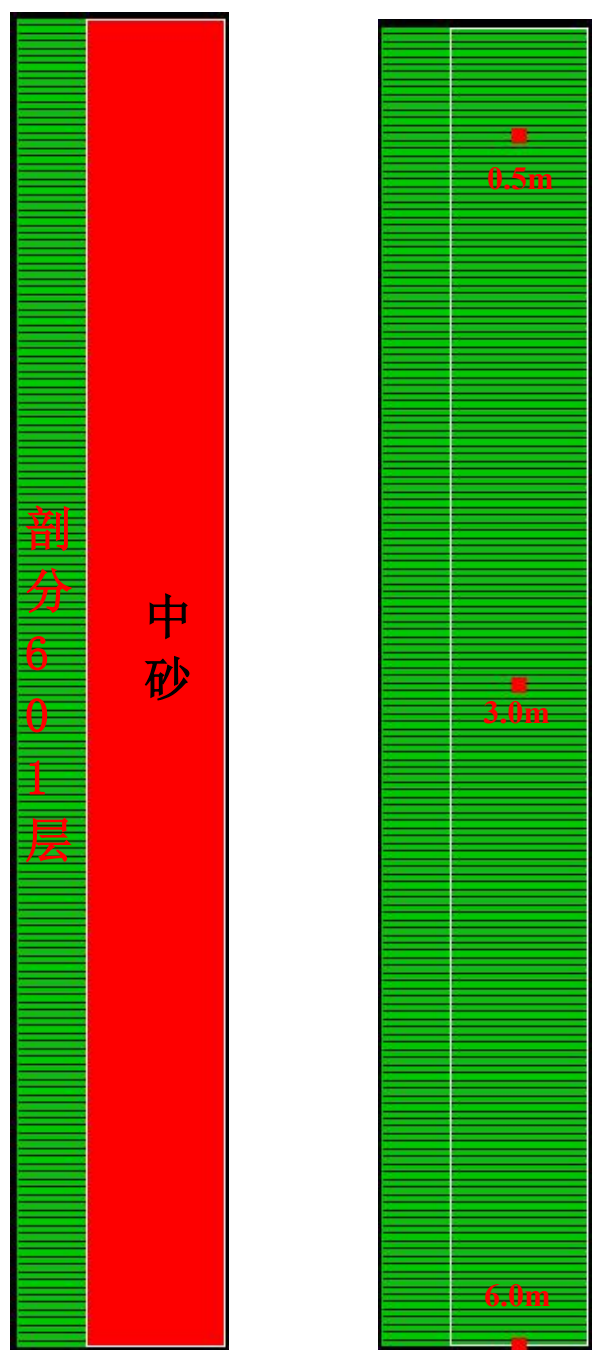


图 5.8-1 土壤岩性概化及观测点分布图

(6) 预测结果

该情景下设定石油烃为预测因子，利用 HYDRUS-1D 运行溶质运移模型，将相关土壤参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行 7300 天。模拟结果如图 5.8-2 和图 5.8-3 所示。

本次预测分别在不同深度布设浓度监控点，N1：0.1m，N2：3m，N3：6m。

预测分时间节点分别为，T1：100d，T2：1000d，T3：7300d。

①施工期石油烃预测结果

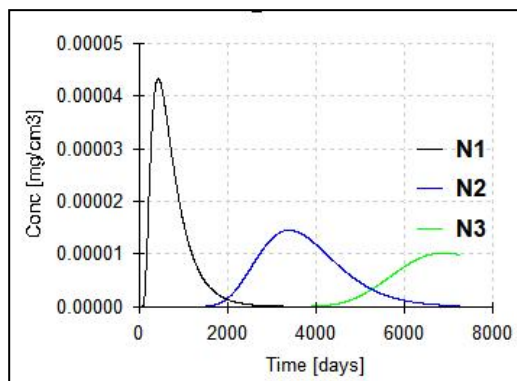


图 5.8-2 各观测点石油烃浓度随时间变化曲线

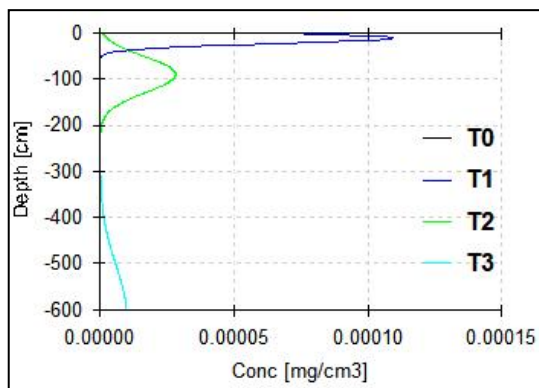


图 5.8-3 石油烃在不同时间沿土壤迁移情况

根据预测结果可知，石油烃浓度最大值为 $0.000043\text{mg}/\text{cm}^3$ ，换算后为 $0.09\text{mg}/\text{kg}$ ，远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）第二类用地筛选值 $4500\text{mg}/\text{kg}$ 。

②运行期石油烃预测结果

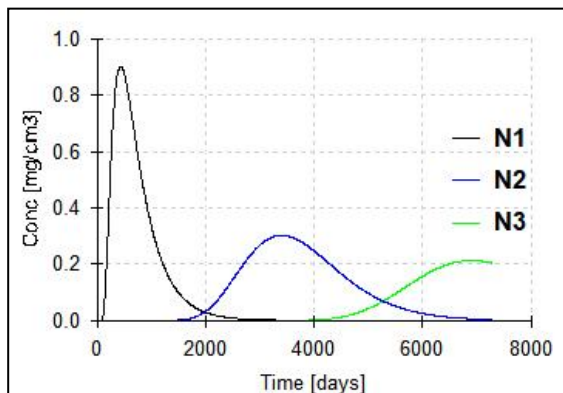


图 5.8-4 各观测点石油烃浓度随时间变化曲线

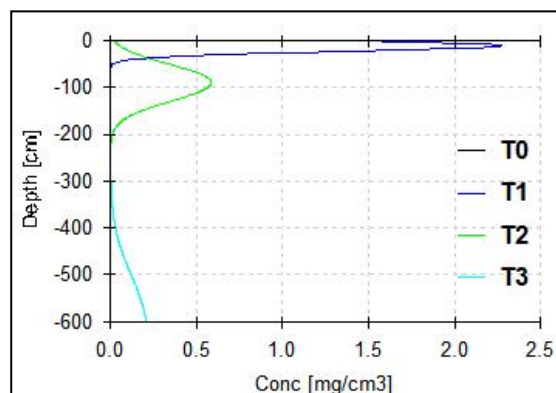


图 5.8-5 石油烃在不同时间沿土壤迁移情况

根据预测结果可知，石油烃浓度最大值为 $0.90\text{mg}/\text{cm}^3$ ，换算后为 $181.06\text{mg}/\text{kg}$ ，小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值 $4500\text{mg}/\text{kg}$ 。

5.8.3.3 土壤环境生态影响型影响评价

考虑事故状态下，集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在短时间内

排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输管道中泄漏的采出液量为 0.39m^3 。采出液中的氯化物浓度 69400mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $0.39 \times 69400 = 27066\text{g}$ 。

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 5m×5m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.1 \times 10^3\text{kg/m}^3$ ，区域土壤盐分最高为 4.2g/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 0.13g/kg ，叠加现状值后的预测值为 4.33g/kg 。

5.8.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2) 过程防控措施

参照执行《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,将井口装置区划分为重点防渗区,防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能,以避免井口泄漏的原油污染土壤。防渗措施的设计,使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化,对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《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)相关要求,制定监测计划,详情见表 5.8-5。

表 5.8-5 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	代表性井场(阿满 5 井)采油树管道接口处	表层样	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、盐分含量	《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	1 次/a

5.8.5 结论与建议

项目区域建设用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求;农用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则,在严格落实土壤污染防治措施后,本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.8-6 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 ☒	--
	占地规模	1.692hm ² (永久占地)	小型
	敏感目标信息	-	--

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				--
	全部污染物	石油烃、盐分含量				--
	特征因子	石油烃、盐分含量				--
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☐ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				--
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				--
评价工作等级		一级 ☒ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				--
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	2	6	(0-0.2m)	
		柱状样点数	3	0	(0-3m)	
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中基本项目45项及 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、阳离子交换量				--	
现状评价	评价因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中基本项目45项及 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、阳离子交换量				--
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				--
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。				--
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				--
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他 ☒				--
	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小	生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐碱化程度加剧			--
	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	--
		代表性井场采油树管道接口处	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH		1次/a	
信息公开指标	--					
评价结论		可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐				--

注1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。

注2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。

5.9 运营期环境风险评价

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(国家环保部环发〔2012〕77号)及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)要求, 对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存(包括使用管线输运)的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题, 以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标, 对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估, 提出环境风险预防、控制、减缓措施, 明确环境风险监控及应急建议要求, 为建设项目环境风险防控提供科学依据, 力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.9.1 评价依据

根据2.4.6章节关于环境风险评价等级的判定结果, 项目 $Q < 1$, 判断项目风险潜势为I, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)相关要求, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析, 无需设置评价范围。

5.9.2 环境敏感目标

现场踏勘结果表明, 项目不占用自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。区域主要风险保护目标为项目区周边土壤、地下水等。

5.9.3 环境风险识别

5.9.3.1 物质风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B, 对于中度危害以上的危险性物质应予以识别, 按照物质危险性, 结合受影响的环境因素, 筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、伴生气、硫化氢等, 详见下表。

表 5.9-1 危险物质危险性一览表

序号	危险物质名称	理化性质	分布
1	原油	稠厚性油状液体; 沸点 120-200℃, 闪点<28℃	采油管线和井场
2	伴生气(甲烷)	无色无臭气体, 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次	

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

序号	危险物质名称	理化性质	分布
		氯酸、三氟化氮、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。	
3	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。 熔点-85.5℃，沸点-60.4℃	

注：运行期危险废物不在井场内储存

表 5.9-2 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别。
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值 (8h 加权平均值)。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度。
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值。
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度。
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的长时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和(或)摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害。
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康 (IDLH)，参见 (美国) 国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》。
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和(或)心肺复苏技术。

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术。
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏。

5.9.3.2 风险影响途径

项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期集输管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.9.4 环境风险分析

5.9.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油气从裂口漏出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

通常，在大气中含量为0.0215mg/m³（0.13ppm）时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为6.9mg/m³（4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别。本项目伴生气中的硫化氢浓度含量为3.32mg/m³，扩散至环境空气中，进而可能引发员工天然气、硫化氢中毒事件。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，当检测到压力下降过快时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类、硫化氢污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出油品遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。此外，原油中的硫化氢扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。井喷发生后，井喷污染范围为半径300m 左右，一般需要1~2天能得以控制。由于井场及管道位于荒漠地带，对大气环境影响较小。

本项目钻井期井场设置临时柴油罐、运营期阿满5井井场设置原油储罐，柴油储

罐、原油储罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的柴油、原油会挥发轻烃组分，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。项目钻井井场柴油的最大储量为10.8t，运营期最大存在量247.74t，储量较小，火灾或爆炸产生的CO浓度较低，且持续时间较短；类比同类风险事故，泄漏后的火灾爆炸事故造成的伴生/次生污染物不会对下风向敏感点造成明显影响。

5.9.4.2 地表水环境风险分析

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

5.9.4.3 地下水环境风险分析

本项目风险情况下，主要考虑原油储罐泄漏、输油管道泄漏、井喷事故以及油田开发到中后期时，井筒套管被腐蚀破坏，发生油水窜层等情形对地下水的影响。

1) 输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水。当泄漏事故不可控时，泄漏的油品透过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：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0cm~10cm或0cm~20cm表层土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。此外，类比本项目运营期模拟预测结果可知输油管道破损不会对含水层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，因此即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

2) 井喷是以面源形式的油品渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷时污染物集中于井口周围地表，可及时发现，采取应急处置措施后，对地下水环境影响较小。同时本项目所在位置地下水埋深较深，较厚包气带会阻隔原油下渗，且石油类在水中的溶解度较小。类比同类项目地表积油的土壤剖面采样监测

结果可知，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层40cm以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到2m以下，不会对含水层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，对地下水污染较轻微。

3) 原油泄漏通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管道管理，防止泄漏事故发生。

4) 非正常状况本项目可能对地下水环境造成影响的是油田开发到中后期时，井筒套管被腐蚀破坏，发生油水窜层。但此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，此外井筒采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，事故风险较低。但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.9.4.4 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，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。

柴油泄漏进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

运营期原油储罐、集输管线破裂，将能回收的原油回收，送富源联合站原油处理系统处理，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。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.9.4.5 井喷事故风险分析

井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，喷出的油气流可高达数十米。井喷

事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要积聚在土壤表层40cm以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到2m以下。

井喷事故时，原油中的硫化氢扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本项目由哈得油气开发部负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现。区块原油含硫量为0.06%，含硫量较小。本项目所属的哈得油气开发部储备有相应的应急物资，且在泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低。拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，油气中H₂S的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于H₂S稀释，对周围环境及人员影响较小。

5.9.5 环境风险防范措施

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.9.5.1 管道事故风险预防措施

(1) 工艺设计和设备选择

设计选用质量可靠的管材和关键工艺设备，保证管道的运行安全。采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施。

管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

山前冲积扇及戈壁地段，雨季洪水突发性强、沟床下切严重，容易对管线造成冲刷破坏。为了防止水力下切，避免管线暴露为主，采用地下防冲墙、浆、干砌石结构的护坦治理切沟。另外，依据沟岸的稳定性，还考虑采用护岸措施。

（2）施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、标志和警示牌等。

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（3）运行阶段的事故防范措施

①在外输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统进行检查，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。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期对管线巡检，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑤建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减

小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.9.5.2 井喷事故风险预防措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 QHSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

（1）严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层。

（2）钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀。

（3）认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。

（4）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

（5）钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业。

（6）发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

（7）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施。

（8）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

（9）钻井井场内的放喷池、钻台、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、泥浆泵区、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆料台、固井水泥罐区等区域，应严格按照重点防渗区要求进行防渗处理。

5.9.5.3 井场事故风险预防措施

（1）管理措施

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

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对井场进行巡视，加强井场内管线和警戒标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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

（2）防范措施

①加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对设备腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。储罐区周围设置防火堤；建立消防水收集系统，在油罐区内部设置具有隔油功能的排水阀将雨水和消防水排出罐区，经污水处理系统处理后用于回注，避免含油污水污染附近土壤。

②强化安全保护的宣传教育，增强沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对设备的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对设备腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

③工程建成后运行期间，随时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视监测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

④根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

⑤在输气管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

⑥从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

⑦重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变

动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

⑧通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

⑨定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。治理输气管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减少事故发生的概率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

⑩加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

5.9.5.4 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 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。

(3) 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。

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

5.9.5.5 危险废物运输事故风险防范

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.9.5.6 硫化氢气体泄漏风险防范措施

①制定施工方案，确保其符合所有相应规范和公认的做法。在进行井下作业之前，作业公司、承包公司、专业服务公司以及其他相关代表宜一起讨论有关井的数据和资料。在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②作业人员宜至少每周进行一次预防井喷演练，确保井控设备能正常运行，作业队人员明确自己的紧急行动责任，同时熟悉人员疏散路线。

③操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

④设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，防止易燃易爆物料泄漏。

⑤在修井过程中，如排液、拆卸井口和管道、循环修井液、起泵和起封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将气体按规定方向排出。

⑥作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪。进入井场区域应注意是否有报警信号。在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H₂S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

5.9.5.7 柴油储罐泄漏风险防范措施

(1) 定时清除柴油机排气管内的积炭，以防井喷时排气管进出火星引起着火，排气管出口与井口相距不少于 15m。

(2) 柴油储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向下风向，与井口距离不得小于 50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 采用双层碳钢储罐用于储存柴油，能够有效减少泄漏风险。

(4) 定期进行维护和检测，储罐旁设置吸油毡、沙土等应急器材，一旦发生泄漏及时回收，减少柴油泄漏对土壤、地下水的影响。

5.9.5.8 环境风险应急处置措施

(1) 泄漏事故应急措施

事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

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

②回收泄漏原料气

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽可能防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（2）火灾事故应急措施

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

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

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

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

（3）管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.9.6 环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤

害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。哈得采油气管理区已编制突发环境事件应急预案，并已备案（备案号652925-2023-015-L），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。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（1）工程事故类型为原油、天然气泄漏对区域大气环境造成影响。

（2）信息处理巡检人员发现输送管线泄漏后，应立即上报应急管理办公室，应急管理办公室接到报告后，首报应急管理办公室组长，同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令，应急管理办公室成员、部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后，填写《应急报警记录表》。

（3）面对套管被腐蚀破坏井筒，在采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施后，事故风险较低。

5.9.7 风险评价结论

（1）项目涉及到的危险物质为原油、硫化氢，主要分布在井场和集输管线中，存在危险因素主要为管道泄漏、法兰连接处泄漏引起事故，遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放及中毒。

（2）项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 $Q < 1$ ，环境风险潜势为I，环境风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

（3）在落实有效的环境风险措施后，从风险预测结果来看，项目环境风险可降至可防控水平。

（4）建议

项目具有潜在的事故风险，要切实从建设、运营等各方面积极采取防护措施，企业应制定并及时修订突发环境事件应急预案。

项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.9-2，环境风险简单分析内容

见表5.9-3。

表5.9-2 风险防范设施“三同时”验收一览表

验收项目	风险防范措施内容
大气风险措施	工程使用合格的管材，焊接符合标准；管线设压力、流量监控系统；阀组设自动监控预警装置，设事故放喷管线，配备管道抢修、灭火及人员抢救设备。同时启动应急预案，若发生事故停机关井，拉响警报，启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。
地下水风险防范措施	对阀组和管线做好分区防渗措施，设置围堰或导流沟，从而避免原油泄漏带来的风险；运营期应严格按照正确的程序操作，禁止违规操作，一旦发现泄漏，立即采取措施。
事故状态风险防范设施	设置消防设施及应急储存设施，以满足事故状态下收集泄漏物料、火灾的需要
事故应急制度	制定原油泄漏应急处置及预防预案、应急疏散预案。
事故应急监测措施	制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。
预案演习	定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。

表5.9-3 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	阿满 5 井等 2 口井产能建设项目
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内
地理坐标	详见表 3.4-13 和表 3.4-15
主要危险物质及分布	项目主要危险物质为原油、硫化氢等，原油（含硫化氢）主要分布在井场和采油管线。
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	环境影响途径：井场、集输管线的原油、硫化氢泄漏，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，发生火灾爆炸事故时伴生污染物进入大气环境；消防废水或者泄漏的原油未能得到有效收集而进入地表水体；原油、危险物质泄漏，通过地面下渗至含水层。 危害后果：项目距离居住区较远，因此环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。
风险防范措施要求	详见 5.9.5 章节。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 8582.36 万元在新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，实施“阿满 5 井等 2 口井产能建设项目”。 项目涉及的危险物质主要为原油、硫化氢，根据项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算可知，$Q < 1$。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，该项目的环境风险潜势为I，评价工作等级划分为简单分析。 根据调查，评价区域内无环境风险敏感目标。综上所述，在落实本评价所列出的各项风险防	

范措施和应急措施的前提下，本项目环境风险可降至可防控水平。

5.10 退役期环境影响分析

5.10.1 退役期污染源

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入退役期。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，运营期产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截取一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

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

5.10.2 退役期生态保护措施

5.10.2.1 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站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) 根据《废弃井封井回填技术指南（施行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（施行）》，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，污染地下水和土壤。

(4) 及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状

对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

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

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

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

5.10.2.2 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《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) 和《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，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场 2 座，所有地面工程占地范围均需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植在自然状态下逐渐得到恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

新建阿满 55 井至阿满 5 井集输管线，长度 1km，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

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

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

5.11 温室气体排放评价

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，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

5.11.1 温室气体排放分析

5.11.1.1 温室气体排放源项识别

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

本项目为陆地石油开采行业，结合项目特点，拟建工程生产工艺流程中涉及的温室气体产排节点主要为：CH₄ 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放，详见表 5.11-1。

表 5.11-1 拟建工程温室气体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	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

5.11.1.2 温室气体排放源强核算

(1) CH₄ 逃逸排放

$$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times \text{EF}_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times \text{EF}_{\text{gas},j})$$

式中：

$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}$ —为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j —为不同的设施类型（本项目仅涉及井口装置， j 为 1）；

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ —为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个（项目设 2 座井场，取 2）；

$\text{EF}_{\text{oil},j}$ —为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)，取 0.23；

$\text{Num}_{\text{gas},j}$ —为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目不涉及；

$\text{EF}_{\text{gas},j}$ —为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)，取 2.5。

经计算， $E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = 0.23 \text{ 吨 CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个}) \times 2 \text{ 个} = 0.46 \text{ 吨 CH}_4$ 。

(2) 净购入电力隐含的排放

本项目电力按照企业净购入电力核算 CO₂ 排放量。

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = \text{AD}_{\text{电力}} \times \text{EF}_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ —为净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$\text{AD}_{\text{电力}}$ —为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh），项目年耗电量

139MW·h;

$EF_{\text{电力}}$ ——为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh ，取 0.997；

经计算， $E_{\text{CO}_2\text{-净电}}=139\text{MW}\cdot\text{h}\times 0.997\text{ 吨 CO}_2/\text{MWh}=138.583\text{ 吨 CO}_2$ 。

(3) 温室气体 (GHG) 排放总量

$$E_{\text{GHG}}=E_{\text{CO}_2\text{-净电}}+E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}\times\text{GWP}_{\text{CH}_4}$$

式中： GWP_{CH_4} ——为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值，取 21。

经计算， $E_{\text{GHG}}=138.583\text{ 吨 CO}_2+0.46\text{ 吨 CH}_4\times 21\text{ 吨 CO}_2/\text{吨 CH}_4=148.243\text{ 吨 CO}_2$ 。

综上所述，本项目温室气体 (GHG) 排放总量为 148.243 吨 CO_2 。

5.11.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

5.11.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场均为无人值守井场，采用自动控制技术，减少人工干预，提高参数调整的效率和精度，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行 LDAR 检测，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，降低系统超压安全阀起跳等事故情形次数，减少进入火炬中的放空气量。

5.11.2.2 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，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。

(5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

5.11.2.3 减污降碳管理措施

哈得油气开发部建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，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。

5.11.3 温室气体排放评价结论及建议

5.11.3.1 结论

拟建工程实施后，在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

5.11.3.2 建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存(CCUS)技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施可行性论证

6.1.1 施工期废气污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号）、相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气。提出以下大气污染防治措施：

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

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

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

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（8）施工单位使用满足《普通柴油》(GB252-2015)标准现阶段要求的柴油，定期对备用柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《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)中的标准要求。

（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。

（10）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(11) 施工场地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输。

(12) 在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，位于敏感点附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(13) 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。

以上废气防治措施简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期废气污染防治措施

本工程油气集输全过程采用管输的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

项目运营期无组织废气非甲烷总烃严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求：油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；本项目定期巡检，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，确保集输系统安全运行；提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

根据《鹿场 5 井产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》（2024 年 10 月），类比鹿场区块同类型井场无组织监测数据，井场无组织废气均可达标排放。综上，采取以上措施后，井场无组织废气均可达标排放，以上环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期废气污染防治措施

(1) 退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，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。

根据类比以往同类闭井井场验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施及其可行性论证

6.2.1 施工期水污染防治措施

项目施工期水环境污染源为钻井废水、管道试压废水和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。

(2) 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(3) 施工队生活污水

单个钻井周期为200d，常驻井场人员按50人计算，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按40L/d·人计，生活污水产生量按用水量80%计，则钻井工程（一口井，200天）的生活污水产生量约为320m³。生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

项目地面工程施工周期20天，施工人员按20人计算，按每人每天用水量40L计算，则生活用水量为16m³，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为12.8m³。生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

6.2.2 运营期水污染防治措施

生活区的污水排入环保厕所，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。本项目运营期生产废水主要包括采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

项目建成投运后，采出水随油气混合物一起进入富源联合站处理，处理后的采出水均能达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后由回注水泵吸水进行回注油层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

目前，富源联合站的采出水实际处理量为 1500m³/d，剩余处理能力为 350m³/d，能够满足本项目需求（0.13m³/d），依托措施可行。

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站设有一套撬装化钻试修废水

处理装置，采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺，设计处理规模 300m³/d，本项目井下作业废水产生量较小，平均废水量仅 0.21m³/d。塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站富余处理能力可以满足拟建工程处理要求，且油田内已经修建了沙漠道路与县道等主要道路相连接，交通运输较为便利，依托可行。

（3）生活污水

运营期新增工作人员 4 人，生活污水产生量按 100L/人·d 计算，则运营期生活污水产生量为 0.4m³/d，按排污系数 0.85 计算，运营期生活污水排放量约为 0.34m³/d。生活区的污水排入环保厕所，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

6.3 噪声防治措施及其可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

项目施工期噪声主要包括设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。采取的隔声降噪措施如下：

- （1）合理控制施工作业时间；
- （2）运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声源主要包括井场采油树产生的噪声。采取的降噪措施如下：

- （1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。
- （2）对设备采取减振方式，或者选择低噪声型设备。
- （3）加强设备检查维修，保证其正常运行。

根据噪声预测结果并类比同类型项目，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

- ①选用低噪声机械和车辆。
- ②加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固废治理措施及其可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

（1）剩余土方

施工期开挖土方大部分用于基槽回填，剩余土方 130m³，剩余土方用于施工

作业带平整，无弃土外运，措施可行。

(2) 施工废料

施工废料集中收集后首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，不外排，措施可行。

(3) 钻井岩屑

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于现场钻井液配备，分离后的固相放置防渗暂存岩屑池（采用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗），利用气候干燥的环境自然蒸发干化后，经检测满足《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后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部及三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于现场钻井液配备，固相采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《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）中表 2 第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。

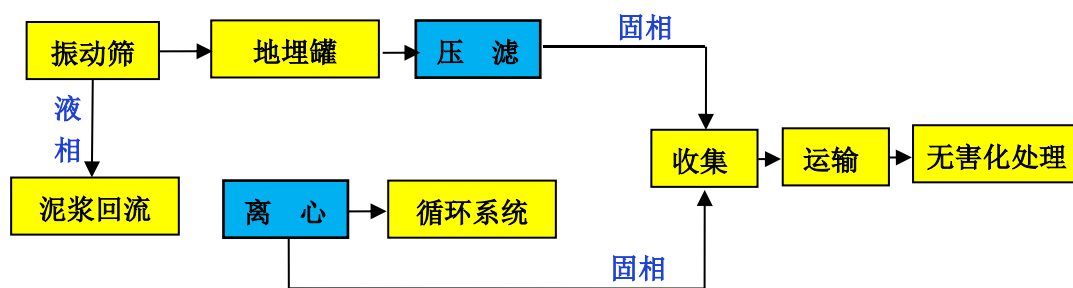


图6.4-1 泥浆不落地系统

泥浆不落地处理是将钻井泥浆中的钻屑含水率进行控制，稳定液相性能，达到不落地的目的，使其液相在不破坏的情况下，满足二次利用要求。泥浆不落地处理系统能有效实现当前环保要求的社会价值，更大化实现钻井现场钻井液有效利用的经济价值。

(4) 含油废物和废烧碱包装袋

本项目施工期落地原油产生量较少。本项目井下作业时带罐作业，落地油

100%回收，一般不会产生落地油。

项目钻井过程中会产生含油废包装物、废沾油器材、废油桶、废防渗材料及设备检修产生的废机油等含油废物，钻井阶段会产生少量废烧碱包装袋，分类收集，单独存放，暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位进行处理。

（5）废酸化压裂液

储层改造工程的废酸化压裂液加碱中和后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

（6）生活垃圾

施工期施工单位就近依托作业区现有公共设施，集中收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，不新增临时集中式固废排放点，措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

（1）固体废物产生及处置情况

项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2025 年版)》，落地油泥、清管废渣均属于（HW08 071-001-08）危险废物，废防渗材料属于（HW08 900-249-08）危险废物，分类收集后直接交由有资质单位接收处置。

（2）危险废物运输

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

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。本项目含油废物全部有资质单位进行处置。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。管道中残余的液体先试用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入站场后送至富源联合站处理。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 生态恢复治理要求

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工临时占地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，对永久占地范围内的地表进行硬化，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

本项目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 8m 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，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后,对占地范围内植被进行恢复,井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率,植被类型应与原有类型相似,并与周边自然景观协调,不得使用外来有害物种进行井场和管线临时占地植被恢复。

6.5.2 施工期生态环境保护措施

本工程开发建设期环境影响的特点是持续时间短,对地表的破坏性强,在钻井工程和地面建设结束后,可在一定时期消失;但如果污染防治和生态保护措施不当,可能持续较长时间,并且不可逆转,例如对生态环境的破坏。

6.5.2.1 井场生态环境保护措施

(1) 工程施工临时占地,应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求,主管部门办理相关手续,并进行补偿和恢复。

(2) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规,最大限度地减少占地产生的不利影响,减少对土壤的扰动、植被破坏,减少水土流失。

(3) 井场和管线施工在开挖地表、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。

(4) 对井场和管线地表进行砾石压盖,防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.5.2.2 管线生态保护措施

管线工程全部为临时占地。施工期管线工程的临时占地范围内不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解。管线工程临时占地中有少量的草地,开挖和回填对土壤的影响主要为:破坏土壤原有结构,混合土壤层次,改变土壤质地,影响土壤养分,影响土壤紧实度,土壤污染,影响土壤物理性质。同时在施工中,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。为减缓管线工程施工过程中的不利影响,采取如下措施:

①设计选线过程中,在考虑相关地面工程位置布局 and 地势走向的基础上,优先选择最短的路线减少占地面积,同时尽量避开沙地中植被较丰富的区域,最大限度避免破坏地表沙生植被。

②确保各环保设施正常运行,落地油回收、固体废物填埋,避免各种污染物污染对土壤环境的影响,并进一步影响到其上部生长的沙生植被。

③施工中要做到分段施工,随挖、随运、随铺、随压,不留疏松地面,提高施

工效率，尽可能缩短施工工期。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦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，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

项目典型的生态保护措施设计方案见图 6.5-1 和图 6.5-2，本项目主要生态保护措施平面布置见图 6.5-3。

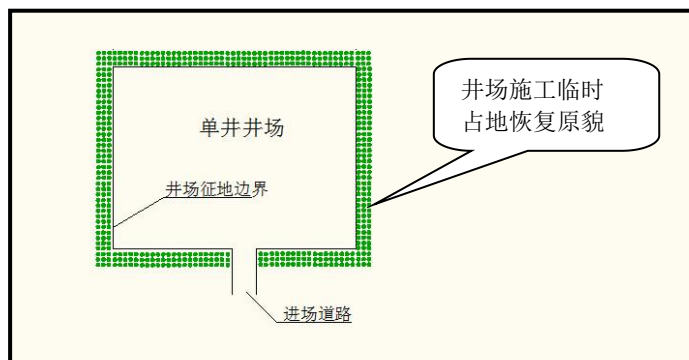


图 6.5-1 井场的典型生态保护措施设计图

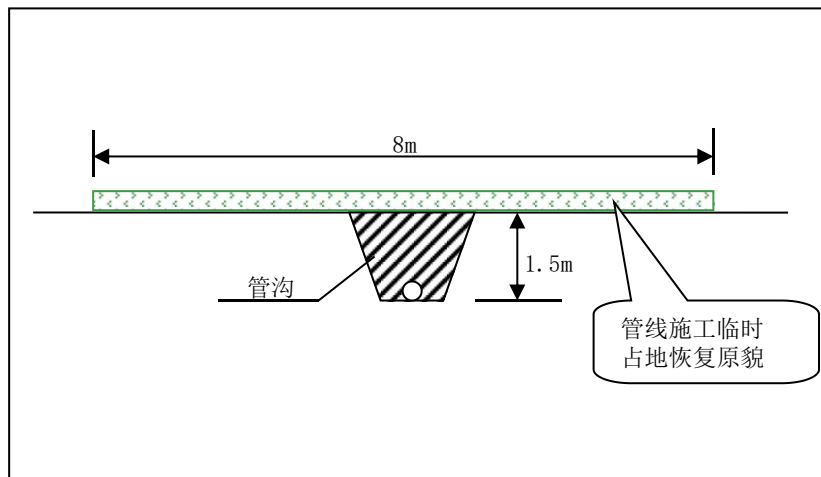


图 6.5-2 管线的典型生态保护措施设计图

6.5.2.3 野生动植物生态保护措施

(1) 植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的植物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护沙生植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对沙生植物的破坏。

(2) 野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.2.4 水土流失防治措施

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

(1) 防护措施

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

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

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

(2) 管理措施

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

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

③严禁施工材料乱堆乱放,划定适宜的堆料场,以防对植物破坏范围的扩大。

(3) 工程防治措施

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

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

③井场工程区场地平整:针对井场除砾石压盖面积外的施工场地,施工结束后需要进行场地平整,对局部高差较大处,由铲运机铲运土方回填,开挖及回填时应保证地面相对平整,压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑,而且要稳坡固表,防治水土流失。

④地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡,以免造成弃土方堆积。

⑤对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

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

(4) 各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

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

6.5.2.5 防沙治沙措施

(1) 井场工程区

①工程措施

a 砾石压盖

井场内采取砾石压盖,砾石压盖能有效减少风力侵蚀,降低水土流失风险。

b 场地平整

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

②临时措施

a 洒水降尘

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

b 限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

c 水土保持宣传牌

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

(2) 管道工程区

①工程措施

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

②临时措施

a 防尘网苫盖。

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

b 限行彩条旗。

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在施工作业区一侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

c 洒水降尘。

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

D、草方格

对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表采用草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：新建井场四周宽度 20m，管线上风向 8m，下风向 4m，道路两侧 10m。

6.5.3 运营期生态环境保护措施

6.5.3.1 监督和管理措施

(1) 针对本项目的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方责任以及奖惩规定。

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

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

6.5.3.2 运营期生态保护措施

(1) 加强管理，确保各项环保措施落实。

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

(3) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

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

(5) 项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(6) 定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6.5.4 退役期生态恢复措施

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

（1）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

项目新建采油井场 2 座，所有地面工程占地范围均需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

a.闭井后要拆除井架、井台，清除地面上残留的污染物如原油等，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

b.在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。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，理解保护野生动植物的重要意义。

c.各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

拟建工程新建阿满 55 井至阿满 5 井集输管线，长度 1km。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

a.工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在 12m 范围内，在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

b.退役期集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态造成二次破坏。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）植被恢复措施及恢复要求

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

6.5.5 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程永久占地征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

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

(1) 对油田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 按设计标准规定，严格控制施工作业带(开挖)面积，管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿现有管线两侧植被较少一侧进行布设，以减少地表沙生植被破坏。

(3) 施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

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

6.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中原油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，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区，是否有原油泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、

耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生集输管道的采出液渗漏，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，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.6.3 跟踪监测

根据项目特点及《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，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对采油树管线接口处可能影响区域跟踪监测，在井场内设 1 个表层样，每年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况

下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

7 环境影响经济损益分析

7.1 环境影响分析

项目实施后环境影响预测与环境质量现状对比情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准;《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求;《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中相关标准。	项目 $P_{\max}=0.7026\%$	否
地表水	/	项目无废水外排	否
地下水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准;石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准。	井场、集输管线采取防腐防渗措施	否
声环境	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准。	满足质量标准	否

由上表可知,项目对周边环境质量影响较小。

7.2 社会效益分析

项目的实施可以支持国家的经济建设,缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势,同时,工程开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用,能够带动一批相关工业、第三产业的发展,给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了油田的建设。

因此,本项目具有良好的社会效益。

7.3 经济效益分析

项目总投资 8582.36 万元,环保投资 258 万元,环保投资占总投资的比例为 3.01%。由于涉及国家能源商业机密,故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。项目环保治理措施及其投资估算详见表 7.3-1。

表 7.3-1 项目环保治理措施及其投资估算一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	18
	焊接烟尘	颗粒物	无组织排放	

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
	机械、车辆 尾气	颗粒物、NO _x 、 SO ₂	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放	
	柴油发电机 废气	烃类、CO、NO ₂ 、 SO ₂	使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	
	测试放喷废 气	颗粒物、NO _x 、 非甲烷总烃	控制测试放喷时间	
废水	试压废水	SS	循环使用，试压完成后用于洒水抑尘	25
	钻井废水	COD、SS 等	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排	
	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池），定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。	
噪声	挖掘机、装载机 等施工设备	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器	2
固体废物	剩余土方	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运		50
	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置		
	钻井岩屑、 泥浆	钻井岩屑随泥浆一同进入不落地处理系统，泥浆循环利用，完井后拉运至下一井场。非磺化岩屑排入岩屑池蒸发干化处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《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）中表2第二类用地筛选值(石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。		
	废酸化压裂液	加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置		
	含油废物、废 烧碱包装袋	暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位处理		
	生活垃圾	依托区块内现有公共设施收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置		
生态	生态补偿和 恢复	严格控制作业带宽度		65
		管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土		
		严格控制作业带宽度，施工车辆严禁停放在施工场地以外区域，避免对植被的碾压破坏做到土方平衡，减少弃土完钻后井场、管道施工作业带等临时占地恢复，场地平整，及时采取植被恢复措施		
	水土保持	防尘网苫盖，限行彩条旗、洒水抑尘		8

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

项目	污染源		污染物	处理措施	投资
			对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，减少水土流失。		10
	防沙治沙		植物措施：井场和管线设置草方格固沙；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；设置防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；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路线和范围		
防渗	重点防渗区		危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行	40
			放喷池、钻台、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、泥浆泵区、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆料台、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6m，渗透系数为1×10 ⁻⁷ cm/s	
	一般防渗区		生活污水池	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数为1×10 ⁻⁷ cm/s	
运营期					
废气	井场无组织废气		非甲烷总烃、硫化氢	本工程采用密闭集输工艺，加强密闭管道、阀门的检修和维护	--
废水	生活污水		COD、SS、NH ₃ -N	设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池），定期以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。	--
	采出水		石油类、SS	送至富源联合站，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层	
	井下作业废水		石油类、SS、COD	送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理	2
噪声	采气树等		噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器	--
固废	落地油泥、清管废渣、废防渗材料		落地油 100%回收，分类收集后直接交由有资质单位接收处置。		2
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等相关要求设置				6
防渗	重点防渗区	采油井口、储油罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s		8
退役期					
废气	施工扬尘		颗粒物	洒水抑尘	--
噪声	运输车辆		噪声	合理安排作业时间和运输路线	--

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
固废	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。		--
	建筑垃圾	收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理		2
	废防渗材料	收集后交由有危废处置资质单位接收处置		
生态	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	20
合计				258

7.4 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”。从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.4.1 环保措施的环境效益

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

本项目运营期无废水外排，且周边无地表水体，不会对地表水产生污染。

（3）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（4）固体废弃物

项目运营期落地油泥、清管废渣和废防渗材料，分别收集后，直接交由有资质单位处理。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业中的占地。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本项目选用先进、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的削减。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，大大减低其对周围环境的影响。

7.4.2 环境损失分析

项目在建设过程中，由于需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损

失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 16523.88m^2 ，计算得出生态经济损失预计 0.99 万元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.4.3 环保措施的经济效益

项目通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些措施的经济效益也很可观。

7.5 小结

工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 258 万元，环境保护投资占总投资的 2.44%。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，为企业带来双赢。

从环境经济损益分析角度分析，项目建设可行。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

8.1 环境管理

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

8.1.1 管理机构及职责

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。

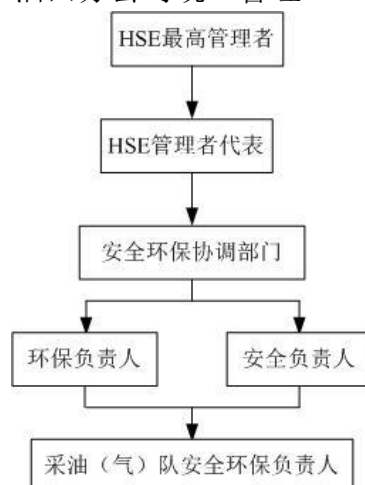


图 8.1-1 塔里木油田分公司环境管理机构设置

塔里木油田分公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8.1-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等，公司安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行，各单位安

全环保负责人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.2 环境管理体系

塔里木油田分公司已经建立了环境保护指标体系,对各二级单位的环保指标完成情况按《塔里木油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制,明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人,并规定了应负的法律责任和行政责任,其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责,初步形成了领导负责,部门参加,环境保护部门监督管理,分工合作,各负其责的环境管理体制。

塔里木油田分公司是有几十年发展历史的老油田,在健康、安全和环境管理方面做了大量工作,已逐步形成完整的 HSE 管理体系。本工程属塔里木油田分公司管辖,在开发建设期、运营期也必须建立和实施 HSE 管理体系,并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求,其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油天然气开采、集输等有关标准的要求。

塔里木油田分公司的 HSE 管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分,下面分别就开发建设期和运营期进行论述。

塔里木油田分公司在环境保护工作部署中,已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策,紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标,以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托,全面建立和实施 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作,塔里木油田分公司已逐步形成完整的 HSE 管理体系。2013 年 2 月 18 日,塔里木油田公司第七版 QHSE 管理手册正式发布,标志着油田质量体系与 HSE 体系整合工作进入全面推广实施阶段。

本油气田开发建设工程应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系,该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求,其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则,以及有关石油开采、集输等环境保护的要求。

8.1.2.1 施工期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

本工程开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标。

①各项活动都遵守国家及新疆维吾尔自治区颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

②参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

③将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

④在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的地貌。

⑤加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

⑥对施工单位 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

(2) 组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制。上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

①项目经理

- 项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；

- 采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

- 为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

- 坚持进行监视、记录和审查；

- 负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

- 任命 HSE 部门经理。

②HSE 部门经理

- 在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

- 组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；

- 在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

- 批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

③HSE 负责人和 HSE 工程师

- 负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；

- 对施工期间出现的环境问题加以分析；

- 监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；

- 协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

- 配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训。

- 及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

④全体施工人员

- 每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

- 执行 HSE 管理规程、标准；

- 了解对环境的影响和可能发生的事故；

- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

（3）培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

——学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境要求；

——认清环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序，以及符合 HSE 管理体系要求重要性；

——认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——减少、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和机油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

③HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

——所有文件都必须报建设单位审批；

——经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

——所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

——根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

——凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

——文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行。

——所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

——所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位，如现场考察报告：法律、法规、标准、准则和条款，环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息，事故报告，环境审核结果等。

④检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收。还要进行 HSE 工作审核验收。

8.1.2.2 运营期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针。

①遵守国家及新疆维吾尔自治区政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

②项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到天然气开采对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

③将 HSE 管理体系作为天然气开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油气田运营期管理的全过程中，使风险和环境的影响降到最低限度。

④有效地处理天然气开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

⑤按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

上级主管部门对油气田运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

（2）组织机构和职责

①组织机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受塔里木油田分公司质量安全环保科的直接领导。

②职责

1) 塔里木油田分公司 HSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；
- 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；
- 采取相应的措施使环境管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；
- 为环境管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；
- 坚持进行监视、记录和审查，负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；
- 组织鉴定和推广环境科研成果。

2) 塔里木油田分公司 HSE 管理

- 在 HSE 事务中代表塔里木油田分公司 HSE 管理委员会行使职权；
- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例，环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议；
- 在生产过程中，发现问题，及时向上级主管部门汇报、提出建议，使上级主管部门对 HSE 体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；
- 组织推广和实施先进的污染治理技术。

3) HSE 兼职管理员和全体人员

- HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- 执行 HSE 管理规程、标准。
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报。并提出改进意见。

(3) 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本工程全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

- 学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；
- 了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；
- 认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

- 熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；
- 掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；
- 掌握事故的预防和紧急处理方法。

(4) HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

①所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；
②经批准的文件及时下发给各有关岗位，要求他们按照文件执行；
③所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；
④根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；
⑤凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本。

⑥文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要留存期限并予以注明；

⑦所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

⑧所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

●政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

●HSE 方针；

●环境危害及有关影响；

●应急准备和响应信息；

●会议、培训、检查记录；

●发现问题的纠正和预防措施；

●事故报告；

●环境审核和评审结果。

（5）检查、审核和评审

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，塔里木油田分公司质量安全环保科要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

（6）持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.2 污染物排放管理要求

8.2.1 排污许可制度衔接

项目应严格按照国家排污许可证改革的要求，推进污染源“一证式”管理工作，并作为建设单位在生产运营期接受环境监管和环境保护部门实施监管的主要法律文书，单位依法申领排污许可证，按证排污，自证守法。环境保护部门基于

企事业单位守法承诺，依法发放排污许可证，依证强化事中事后监管，对违法排污行为实施严厉打击。

根据《排污许可管理条例》，建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当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。环境影响报告书后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。为此，下阶段应将项目建设内容、产品方案、建设规模，采用的工艺流程、工艺技术方案，污染预防和清洁生产措施，环保设施和治理措施，各类污染物排放总量，自主监测要求，环境安全防范措施，环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证，具体内容详见报告书各章节。企业在设计、建设和运营过程中，需按照许可证管理要求进行监测和申报，自证守法；许可证内容发生变更应进行申报，重大变更应重新环评和申请许可证变更。环保管理部门对许可证内容进行定期和不定期的监督检查。

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），项目属于“7 石油和天然气开采”中的“0711 陆地石油开采”。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，属于“三、石油和天然气开采业 4.石油开采 071—其他”，实施登记管理的行业。建设单位可参照《关于发布排污许可证承诺书样本、排污许可证申请表和排污许可证格式的通知》（环规财〔2018〕80 号）、《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》、《2020 年纳入排污许可管理的行业和管理类别表》、《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）等排污许可证相关管理要求完成排污许可。

8.2.2 污染物排放清单

8.2.2.1 环保信息公示

（1）公开内容

①基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

负责人：王清华

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。

主要产品及规模：项目建成后，预计产油规模 84t/d（阿满 5 井 50.9m³/d、阿满 55 井 50.9m³/d），产气规模 27726m³/d（阿满 5 井 13863m³/d、阿满 55 井 13863m³/d）。

②排污信息

项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃、硫化氢。

废水：施工期钻井废水、管道试压废水、施工人员生活污水；运营期采出水和井下作业废水。

噪声：设备噪声。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 8.3-1。

（2）公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.2.2.2 环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.2.2.3 污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 8.2-1 至表 8.2-3。

表8.2-1 项目运营期废气污染物排放清单

编号	污染源	污染物	污染物产生			处理措施		污染物排放		排放量 t/a	排放时间 h/a
			核算方法	废气量 m ³ /h	产生速率 kg/h	工艺	效率%	核算方法	排放速率 kg/h		
无组织	单井场	非甲烷总烃	系数法	--	--	采取设备密闭，加强操作管理	--	系数法	0.0132	0.116	8760
		硫化氢	类比法	--	--		--	系数法	0.00000011	0.00000096	8760

表8.2-2 项目运营期噪声污染物排放清单

装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声排放值		持续时间 /h
			核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	采油树	频发	类比法	65	基础减振、厂房隔声	降低10dB (A)	类比法	55	8760

表8.2-3 项目运营期危险废物产排污统计表

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
--------	----	----	-----------	---------	----	------	------	------	----

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序 及装置	形态	主要 成分	有害 成分	危险 特性	措施
落地 油泥	HW08	071-001-08	0.2	油气开采、管道集 输、井下作业	固态	油类物 质、泥沙	油类 物质	T, I	分类收集， 交由有资 质单位处 理，不在井 场内贮存
清管 废渣	废矿物油 与含矿物		0.0011 5	清管作业	固态				
废防渗 材料	油废物	900-249-08	0.5	井下作业	固态	油类 物质	油类 物质	T, I	

8.3 环境监测计划

8.3.1 监测目的及机构

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。

(1) 对生产期的污染源及环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担。

(2) 常规项目环境监测可由塔里木油田下属环保监测站进行，但从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗。

(3) 建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

8.3.2 监测人员职责

根据国家颁布的环境质量标准和污染物排放标准，参与制定监测工作计划。完成预定的监测计划。填写监测记录和编制监测报告并及时报告给环境管理人员。应定期参加技术培训，参加主管部门的技术考核。

8.3.3 监测计划

(1) 污染源监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划和工作方案。本项目污染源监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 污染源监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频次
废气	井场场界无组织废气	非甲烷总烃、 H ₂ S	下风向场界外 10m 范围内	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）制定

注：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）5.3.3，采油井场、配气站、集气站（输气站）、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站（回注站）、脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测；周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站，可不开展厂界环境噪声监测。本项目各井场周边 2km 范围内均无噪声敏感点，因此不开展噪声监测。

(2) 环境质量现状监测计划

本项目环境质量现状监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2 环境质量监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
环境空气	非甲烷总烃、硫化氢	代表性井场（阿满 5 井）下风向	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）制定
地下水	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）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬。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	阿满 5 井井场上游 阿满 5 井井场下游 阿满 55 井井场下游	半年 1 次
土壤环境	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、盐分含量	代表性井场（阿满 5 井）采油树管道接口处	每年 1 次
生态环境	植物措施生长情况、沙化土地的动态变化信息、地面扰动面积、生态系统完整性	评价范围内	每季度 1 次
	生物多样性、沙化土地的动态变化信息		每 5 年 1 次

(3) 应急监测

项目应急监测见表 8.3-3。

表 8.3-3 项目应急监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	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）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬。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	阿满5井井场上游	1 次/天
		阿满5井井场下游	
		阿满55井井场下游	
土壤	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、盐分含量	事故井场采油树管道接口处	1 次/周

（4）环境管理台账

按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量、环保设施运行情况等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.4 环境保护“三同时”验收

根据建设项目环境管理办法，污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后，应对环境保护设施进行验收。拟建项目竣工环保“三同时”验收一览表见表 8.4-1。

表 8.4-1 建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	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要求、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
	焊接废气	颗粒物	自然扩散	
	柴油发电机废气	烃类、CO、SO ₂ 、NO ₂	使用合格燃料，加强施工管理	
	测试放喷废气	颗粒物、NO _x 、非甲烷总烃	控制测试放喷时间	
	施工机械和运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。	无组织排放
废水	管道试压废水	SS	循环使用，试压结束后用于周边泼洒抑尘。	不外排
	钻井污水	COD、SS 等	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排	
	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	施工营地设置防渗生活污水池（撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。	
噪声	钻机、挖掘机等施工设备	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固体废物	井场平整、管沟开挖	剩余土方	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。	不外排
	管线焊接、敷设	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置	
	钻井工程	钻井泥浆、岩屑	钻井岩屑随泥浆一同进入不落地处理系统，泥浆循环利用，完井后拉运至下一井场。非磺化岩屑排入岩屑池蒸发干化处	

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
			理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《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)中表 2 第二类用地筛选值(石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$)相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。	
		含油废物、废烧碱包装袋	暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位处理	
	储层改造工程	废酸化压裂液	加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置	
	施工人员	生活垃圾	集中收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置	
生态	生态恢复		严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。采用管沟分层开挖、分层回填等措施。	植被恢复程度不低于施工前，临时占地恢复到施工前状态
	防沙治沙		植物措施：井场和管线设置草方格固沙；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；设置防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分	防沙治沙

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
			层开挖、分层回填；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路线和范围。	
防渗	重点防渗区	危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行	--
		放喷池、钻台、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、泥浆泵区、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆料台、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6m，渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s	
	一般防渗区	生活污水池、修理房、材料房等	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s	
运营期				
废气	井场无组织逸散	非甲烷总烃	采用密闭集输工艺，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，加强密闭管道、阀门的检修和维护。	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级新改扩建相关标准
废水	采出水	SS、石油类	送至富源联合站，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层。	不外排

阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
	井下作业废水	石油类、SS、COD	送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置	不外排
噪声	采油树	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
固废	落地油泥		落地油 100%回收	妥善处理，不外排
	清管废渣		井场不设危废间，分类收集后直接交由有资质单位接收处置	
	废防渗材料			
环境风险	管线破裂		设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等要求设置	
			按照环境风险设置应急预案。	
防渗	重点防渗区	采油井口、储油罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	防渗系数小于 1.0×10 ⁻⁷
退役期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
固废	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	妥善处置，不外排
	管道清洗废水		管道中残余的液体先试用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入站场后送至富源联合站处理	
	建筑垃圾		收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理	

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
	废防渗材料、落地油泥		收集后交由有危废处置资质单位接收处置	
生态	生态恢复	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。		恢复原貌
“以新带老”措施：本次评价要求老井阿满 5 井转为开采井后，及时完成临时占地植被恢复并跟踪恢复情况，对于植被恢复不达标的及时进行补种。				

8.5 环境影响后评价

建设单位应根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年修订)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(生态环境部令 第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162 号)要求,油气田需开展环境影响后评价工作。

石油天然气开发建设项目在正式投入生产或者运营后三至五年,按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。建设单位是开展环境影响后评价工作的责任主体,应当在建设项目正式投入生产或者运营后三至五年内,依据标准规范和相关要求组织开展环境影响后评价工作,编制环境影响后评价文件,报生态环境部门备案,并对环境影响后评价结论负责;落实补救方案、改进措施;接受生态环境部门的监督检查;依法公开环境影响后评价文件,接受社会监督。

因此,本项目通过竣工环保验收后,应适时开展区块环境影响后评价,重点关注工程建设的生态环境影响,根据后评价结果,及时补充、完善相关环保措施。

9 环境影响评价结论

9.1 结论

9.1.1 工程概况

项目名称：阿满 5 井等 2 口井产能建设项目

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：新建

建设地点：本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。

项目投资：项目总投资 8582.36 万元，其中环保投资 258 万元，占总投资的 3.01%。

产能规模：项目建成后预计产油规模 84t/d。

劳动定员和工作制度：项目钻井工程建设期单井建设施工人员为 50 人，井场及管线地面工程建设期劳动定员为 20 人。项目运营期阿满 55 井场不设人员值守，阿满 5 井场工作人员 4 人，年生产 365 天。

建设周期：项目单井钻井工程建设周期 200d，井场及管线地面工程建设周期 20d。

建设内容：①钻前工程，阿满 55 井场地进行平整、清理；②钻井工程，新钻采油井 1 口（阿满 55 井）；③储层改造工程，根据油井的储层实际情况，进行酸化压裂改造；④油气集输工程，部署标准化采油井场 2 座（阿满 5 井和阿满 55 井），新建阿满 55 井至阿满 5 井集输管线，长度 1km，采出原油通过拉油罐车运至富源联合站；⑤公辅工程，建设 2 座井场配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。项目建成后，预计产油规模 84t/d（阿满 5 井 50.9m³/d、阿满 55 井 50.9m³/d），产气规模 27726m³/d（阿满 5 井 13863m³/d、阿满 55 井 13863m³/d）。

9.1.2 产业政策符合性

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2020 年版）》，不在其负面清单内。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在区域沙雅县为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}，

其超标原因与当地气候干燥、风沙大、易产生扬尘有密切关系。

监测期间监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求，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 中相关标准，区域环境空气质量较好。

（2）地下水

从评价结果可以看出：项目所在区域潜水监测指标中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物和氟化物出现不同程度的超标，其它各项地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值。

评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物和氟化物出现超标的主要原因为该区域地下水主要接受地下水的侧向径流补给、径流路径长，受干旱气候、蒸发强度大，水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主，导致地下水含盐量逐渐增高，水质逐渐变差，从而导致上述各因子产生不同程度超标现象。

根据八大离子分析计算可知，本区潜水地下水水化学类型以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主。

（3）声环境

现状监测表明，各监测点声级值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》2 类区标准。总体看，评价区内的声环境质量较好。

（4）土壤环境

区域建设用地土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 筛选值第二类用地标准，石油烃满足表 2 第二类用地筛选值标准限值要求。区域农用地等土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，区域土壤环境质量良好。

（5）生态环境现状

根据现场和资料收集，工程区不涉及依法划定自然保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地和生态保护红线。根据《新疆生态功能区划》，本项目位于“71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，工程评价范围生态系统为沙漠生态系统，以沙地为主，地表植被稀疏，生态系统结构简单。荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。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。

9.1.4 污染物排放情况及环境保护措施

9.1.4.1 废气污染源及治理措施

施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气、柴油发电机废气和测试放喷废气。施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；焊接烟尘无组织扩散；选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放；备用柴油发电机使用合格燃料，加强施工管理；测试放喷废气经火炬燃烧后排放。

运营期原油储罐和装车系统采用气相平衡系统，储罐呼吸器密闭收集，管道输送到伴生气处理系统处理，不外排。运营期废气主要为井场无组织废气。本工程油气集输全过程采用管输的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，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。

9.1.4.2 废水污染源及治理措施

施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水和施工人员的生活污水。钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；管道试压分段进行，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；钻井施工期生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理；运营期生产废水主要包括采出水和井下作业废水。采出水随油气混合物一起进入富源联合站，处理达标后回注油层；井下作业废水采用废水回收罐收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

退役期无废水污染物产生。

9.1.4.3 噪声污染源及治理措施

施工期噪声污染源主要为不同的施工阶段使用的施工机械，如钻机、挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~90dB(A)之间。工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

运营期井场产噪设备主要为采油树、电磁加热器橇等设备噪声，项目采取基础减振等降噪措施。

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，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。

9.1.4.4 固废污染源及治理措施

施工期固体废物主要为施工弃土、施工废料、泥浆岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废酸化压裂液和施工人员生活垃圾。剩余土方用于施工作业带平整，无弃土外运。施工废料优先回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统进行固液分离，非磺化水基泥浆（膨润土聚合物）、磺化水基泥浆分离后的液相分别进入泥浆罐循环使用，钻井结束后拉运至下一钻井工程使用，不外排。非磺化岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《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）中表 2 第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。含油废物和废烧碱包装袋分类收集，暂存于撬装式危废间，定期委托有资质单位进行处理。废酸化压裂液加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。生活垃圾集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

运营期固废主要为落地油泥、清管废渣和废防渗材料，均为危险废物，直接交由有资质单位接收处置。

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料。废弃管线维持现状，管线内物质清空干净，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾集中清理收集后，送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理；废防渗材料收集后交由有资质单位处置。

9.1.5 主要环境影响

9.1.5.1 环境空气影响

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和退役期。

施工期主要是施工扬尘、焊接烟尘、机械及车辆尾气、柴油发电机废气、测试放喷废气对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运营期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对大气环境造成的影响，项目采出的原油经汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏。运营期原油储罐和装车系统采用气相平衡系统，储罐呼吸器密闭收集，管道输送到伴生气处理系统处理，不外排。经估算，本项目非甲烷总烃、硫化氢对周边环境的影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

退役期主要是施工过程中产生的扬尘，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，退役期封井施工过程中，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。采取以上措施后，退役期对大气环境影响可接受。

9.1.5.2 地表水环境影响

项目施工期废水主要为管道试压废水、钻井废水及生活污水。试压废水用于场地洒水抑尘，不外排；钻井废水现场经固液分离后，循环利用不外排；施工期施工人员的生活污水，生活营地设置防渗生活污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水，定期由施工单位以罐车方式拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

运营期生活废水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理；生产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富源联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

综上，项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

9.1.5.3 地下水环境影响

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的非正常状况情景，模拟和预测了施工期和运行期项目建设对附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对小范围

地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

9.1.5.4 声环境影响

项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运营期噪声主要来自采油树，通过基础减振等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不会造成扰民现象。

退役期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境的影响可接受。

9.1.5.5 固体废物环境影响

项目施工期固废主要为剩余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、废酸化压裂液和生活垃圾。开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整，不外运。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。钻井岩屑随泥浆一同进入不落地处理系统，泥浆循环利用，完井后拉运至下一井场。非磺化岩屑排入岩屑池蒸发干化处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化岩屑采用不落地系统收集后，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置，或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《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）中表 2 第二类用地筛选值（石油烃 $\leq 4500\text{mg/kg}$ ，含油率 $<0.45\%$ ）相关要求后用于铺垫油区内的井场或道路。含油废物、废烧碱包装袋定期委托有资质单位处理；生活垃圾集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废防渗材料。根据《国家危险废物名录(2025 年版)》，落地油泥、清管废渣均属于（HW08 071-001-08）危险废物，废防渗材料属于（HW08 900-249-08）危险废物，直接交由有资质单位接收处置。

退役期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑垃圾、废弃管线、废防渗材料。建筑垃圾集中清理收集后，送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处置。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。废防渗材料桶装收集后交由有资质单位处理。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.5.6 生态环境影响

工程井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，站场主要体现在土地利用、水土流失及运营期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运营期对生态影响较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响较小，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.1.5.7 土壤环境影响

项目区域建设用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；农用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

9.1.5.8 环境风险影响

该项工程采取的环境风险措施及制定的预案切实可行。在严格落实风险防范措施、应急预案后，环境风险达到可接受水平，项目环境风险是可防控的。

9.1.6 公众意见采纳情况

在环境影响评价工作期间，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，征求了公众意见。调查结果表明：公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

9.1.7 总量控制

运营期总量控制指标为 NO_x: 0.000t/a, VOCs: 0.116t/a; COD: 0.000t/a, NH₃-N: 0.000t/a。

9.1.8 环境管理与监测计划

本项目应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系,并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征,依据相关标准规范及地方生态环境主管部门的要求,制定了拟建工程的监测计划和工作方案。

9.1.9 项目建设可行性结论

拟建工程符合国家产业政策,各项污染源治理措施可靠有效,污染物均能够达标排放,可以满足当地的环境功能区划的要求;项目符合清洁生产要求;项目环境风险在落实各项措施和加强管理的条件下,在可接受范围之内;污染物排放总量符合总量控制要求;根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司反馈的公众参与调查结果,项目未收到公众反馈意见。项目具有良好的经济和社会效益。综上所述,在全面加强监督管理,执行环保“三同时”制度和认真落实各项环保措施的条件下,从环境保护角度分析,工程的建设是可行的。

9.2 要求与建议

9.2.1 要求

(1) 建设工程在设计时,应对选址、选线进行多方案比选,合理选址、选线,并征得当地环保、规划等部门同意。

(2) 切实做好钻井井场地面防渗,防止污染土壤和地下水环境。

(3) 建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案,并经过专家评审,定期进行预案演练。

(4) 要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用,建议当地政府部门根据油气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用,统一安排生态恢复工作。

(5) 项目正式投产或运营后,应以区块整体定期开展环境影响后评价工作。

9.2.2 建议

(1) 建立健全企业环境风险应急机制,强化风险管理。

(2) 加强工程安全综合管理,强化对员工的职业素质教育,杜绝违章作业。

(3) 建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商,共同搞好当地的植

被绿化和植被恢复工作。