

满深 303 井地面工程 环境影响报告书

(报审版)

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：二〇二四年十一月

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	39
1.6 环境影响评价主要结论	40
2 总则	41
2.1 编制依据	41
2.2 评价原则	45
2.3 环境影响因素识别与评价因子	46
2.4 评价工作等级和评价范围	48
2.5 评价标准	56
2.6 环境功能区划	61
2.7 环境保护目标	61
3 建设项目工程分析	63
3.1 区块开发现状及回顾性分析	63
3.2 依托工程	71
3.3 拟建工程	78
3.4 污染物排放统计	110
3.5 总量控制	110
4 环境现状调查与评价	112
4.1 自然环境现状调查与评价	112
4.2 环境敏感区调查	116
4.3 环境质量现状监测与评价	117
4.4 生态环境现状调查与评价	138
5 环境影响预测与评价	148
5.1 施工期环境影响分析	149
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	160
5.3 运营期地表水环境影响分析	169
5.4 地下水环境影响预测与评价	174
5.5 运营期声环境影响预测与评价	174
5.6 运营期固体废物环境影响分析	186
5.7 运营期生态环境影响分析	188
5.8 运营期土壤环境影响分析	189
5.9 运营期环境风险评价	198
5.10 退役期环境影响分析	211
5.11 温室气体排放评价	211

6 环境保护措施及其可行性论证	219
6.1 大气污染防治措施可行性论证	219
6.2 废水治理措施及其可行性论证	221
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	222
6.4 固废治理措施及其可行性论证	222
6.5 生态环境保护措施可行性论证	224
6.6 土壤环境保护措施	224
7 环境影响经济损益分析	235
7.1 环境影响分析	235
7.2 社会效益分析	235
7.3 经济效益分析	235
7.4 环境措施效益分析	237
7.5 小结	238
8 环境管理与监测计划	239
8.1 环境管理	239
8.2 污染物排放管理要求	248
8.3 环境监测计划	252
8.4 环境保护“三同时”验收	253
8.5 环境影响后评价	257
9 环境影响评价结论	258
9.1 结论	258
9.2 要求与建议	264

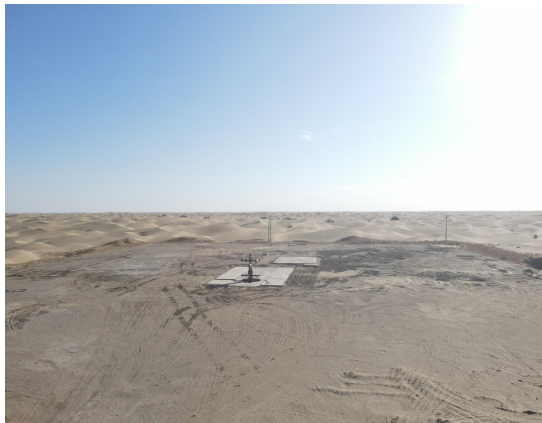
附图附件

附图：

- 附图 1-1：项目地理位置图；
- 附图 1-2：工程区与富满油田各区块位置关系见图
- 附图 2：项目组成及周边关系图；
- 附图 3：项目环境质量现状监测布点图；
- 附图 4：项目区域土壤类型图；
- 附图 5：项目区域土地利用类型图；
- 附图 6：项目区域植被类型图；
- 附图 7：项目与新疆生态保护红线位置关系图；
- 附图 8：运营期防渗分区图。

附件：

- 附件 1：项目区块现有环评及验收意见；
- 附件 2：哈得作业区应急预案备案表；
- 附件 3：哈得油气开发部固定污染源排污登记回执；
- 附件 4：《关于满深 303 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》（阿地环审〔2023〕441 号）；
- 附件 5：项目环境质量现状监测报告；
- 附件 6：项目环评委托书；
- 附件 7：建设项目环境影响报告书审批基础信息表。



满深 303 井



管线终点现状



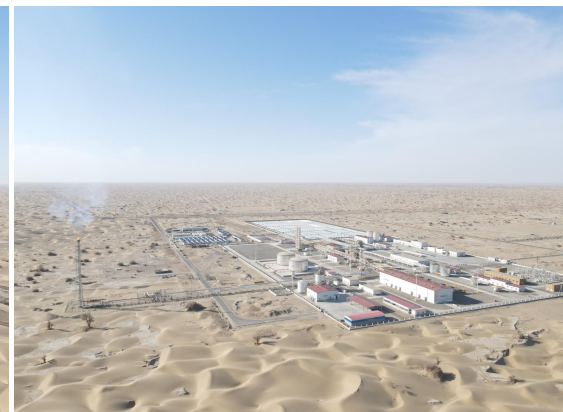
管线沿线地貌



管线沿线地貌



管线沿线地貌



富源联合站

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。塔里木油田 2011 年以来天然气大发展的资源基础逐步得到落实，天然气产能建设将会出现一个高潮。塔里木油田“十四五”规划提出 4000 万吨油气当量的发展目标。富满油田为塔里木油田主力上产区块，2025 年将实现 400 万吨产能。

满深 303 井区位于富满油田 II 区富源 IV 区块，产能的开发将对富满油田上产、塔里木油田建设和发展提供有力支撑。为了满足富满油田产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 836.19 万元在新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内富满油田 II 区富源 IV 区块建设“满深 303 井地面工程”。本项目满深 303 井原为勘探井，已经单独进行环评并取得了批复，该井于 2024 年 4 月开钻，实际钻井完钻井深 8210m（斜深），目前已完成钻井工程，对临时占地进行了生态恢复，进入验收阶段。根据建设单位提供资料，满深 303 井为油井，安装采油树可满足开采需求，因此由勘探井转为开采井。由于《满深 303 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》中评价内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程相关内容，故本次探转采只针对油气集输工程进行评价。具体建设内容为：①场站地面工程：新建满深 303 井标准化采油井场 1 座；②集输管线地面工程：新建满深 303 井至富源联合站集输管线 7210m；③公辅工程：配套建设井场自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。项目建成后，预计产油量为 81t/d、产气量为 9514m³/d。

1.2 项目特点

本项目生态影响和环境污染并重，且施工期、运营期对环境的影响并不相同。生态环境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；环境污染主要体现在施工期施工废水、废气、噪声、固废及运营期废气、废水、固废等污染物的产生，特点如下：

（1）本次评价满深 303 井为勘探井转开采井，目前满深 303 井钻井工程（勘探井）已经完成钻探工作，发现油气资源，正在对钻井工程临时占地等进行生态恢复，并组织验收。

（2）由于《满深 303 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》中评价内容包

括钻前工程、钻井工程、储层改造工程相关内容，本次工程只针对油气集输工程进行评价。项目建成后，预计产油量为 81t/d、产气量为 9514m³/d。

(3) 项目总占地面积 8.77hm²，其中永久占地面积 0.49hm²，临时占地面积 8.28hm²，项目占地不涉及公益林地，本项目永久占地面积较小，主要为沙地，所在区域植被较少，未见野生动物出没，周边无环境敏感点、无重点保护文物及珍稀动植物资源等。

(4) 本项目拟建工程的油气集输和处理，依托富源联合站。项目采出水依托富源联合站处理，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；施工废料、建筑垃圾依托哈得固废填埋场处置；生活垃圾依托沙雅县生活垃圾填埋场处理。

(5) 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。

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重点治理区。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 07-8 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。2024 年 11 月，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《满深 303 井地面工程环境影响报告书》。

项目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 11 月 18 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。符合《环境影响评价公众参与办法》要求，公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

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）》，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；对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

对照《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，具体符合性详见表 1.4-1。

表 1.4-1 对照符合性分析一览表

相关要求	拟建项目情况	符合性
石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求。	本项目的选址满足《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）的相关要求。	符合
在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目为石油开采、集输项目，不涉及页岩油、页岩气开采、加工一体化工程。	符合
涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目为石油开采、集输项目，不涉及自然保护地。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	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
陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储	本项目采出物由管道密闭输送，定期	符合

存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。本项目采取了相关风险防范措施。 锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排放。 通过预测本项目站场边界非甲烷总烃排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。本项目采取了相关风险防范措施。	
陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。	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。	符合
涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	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。	符合
噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求	通过预测，井场噪声源对场界的噪声贡献值满足《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。	符合
对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保	本项目已经制定了退役期生态修复方案。满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、	符合

无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求	
---	---	--

1.4.2 项目选址合理性分析

本项目组成主要为新建满深 303 井场、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，主要生态的敏感目标为塔里木河流域重点治理区。

（1）选址的环境敏感性分析

根据现场调查和资料搜集，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、自然公园等生态敏感区。项目井位布置远离居民点等环境敏感目标，占地类型主要为沙地。

本次新建的采油井及配套建设的集输管线均不在生态保护红线区内穿越，不涉及占用生态保护红线。因此评价认为工程布置基本合理。项目管线工程的设计选线过程中，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，同时尽量避开生态保护红线和国家及地方性公益林等生态敏感区，避免破坏地表沙生植被。

工程所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。本工程无法避让塔里木河流域重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。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。

（2）占地类型及保护植被分布等分析

根据现场调查，项目井场和管线工程选址占地全部为沙地，植被盖度极低，项目不占用国家级公益林，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量沿油田道路两旁植被较稀疏的地带布置，以减少对原生植被的生态扰动。

（3）地质稳定性和穿越工程分析

项目井场及管线工程敷设区域已避开地质灾害（洪水等）易发区和潜发区，

施工结束后，对管线沿线上方种植草方格，减少对沙漠地带表层土壤扰动。管线工程共穿越现有道路 2 次，全部为油田内部自建道路，路面大部分为砂石路面，拟采用开挖直埋施工方式进行穿越，施工完毕后做好地面恢复，不会对周围环境造成较大影响。

（4）产业布局合理性分析

项目属于石油资源开发工程，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。

（5）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“三线一单”符合性分析

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“三线一单”相关要求的符合性分析如下。

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）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版），项目区属于一般管控单元，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》（HJ 2.2-2018）附录 D 中相关标准；声环境满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）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。

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。运营期无废水和固废产生，废气采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，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、集输工程，施工期、用水量较小，不属于高耗水项目，运营期不用水，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；项目用电量较小，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 新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

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	A1.1 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	拟建工程为石油开采项目，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。	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。	拟建工程可实现达标排放，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。	拟建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：共 5 条。	拟建工程不涉及湿地。	符合	
		(A1.1-6) 禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于石油开采项目，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）。	拟建工程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	
	A1.2 限制开	(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。	拟建工程属于石油开采项目，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	项目建设不占用耕地、林地、草地。	符合	

	发 建 设 的 活 动	《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。		
		(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。	拟建工程不占用湿地。	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。	拟建工程不占用自然保护地。	符合
	A1.3 不 符 合 空 间 布 局 要 求 活 动 的 退 出 要 求	(A1.3-1) 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	不属于在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设的重化工、涉重金属等工业污染项目。	符合
		(A1.3-2) 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	不涉及	符合
	A1.4 其 它 布 局 要 求	(A1.4-1) 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	项目符合以上规划、区划及相关规划环评要求。	符合
		(A1.4-2) 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目属于石油开采项目，不属于石化、化工等行业项目。	符合
		(A1.4-3) 危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本项目属于石油开采项目，不属于化工项目，项目符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	符合
A2 污	A2.1	(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	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	符合

	染 物 排 放 管 控	染 物	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。	准入管控要求。	
		削 减/ 替 代 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。	符合
		A2.2 污 染 控 制 措 施 要 求	(A2.2-1) 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	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、固废均得到妥善处置，本项目采出天然气采用密闭集输措施，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
	A 3 环 境 风 险 防 控 要 求		(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。	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合
		A3.2 联 防 联 控 要 求	(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漏、流失、扬散。	哈得作业区已申领排污许可证，拟建工程建成后将按要求办理排污许可手续；拟建工程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
			(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	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	符合

			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。	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。	
	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。	项目运营期不新增用水。	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
			(A4.3-4) 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	能源利用	(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
	A4.4	资源利用要求	(A4.3-6) 深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源绿色低碳转型，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，应当在规定期限内改用清洁能源。	项目不涉及使用燃煤。	符合
	A4.5	资源综合利用	(A4.5-1) 加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、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	项目产生的工业固体废物全部妥善处置。	符合

		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		拟建工程	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, 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, 农村生活污水治理率达到 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。	不涉及	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、灌溉水的监测及评价, 对周边或区域环境风险源进行评估。	项目建设不占用耕地、林地、草地。	符合
	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%。	本项目运营期不新增用水。	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

表 1.4-3 与七大片区总体的管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求		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。	拟建工程不在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。	—
		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。	拟建工程地处塔里木盆地北缘，属于石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
		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。	本项目不涉及取用地表水，对塔里木河、博斯腾湖生态用水无影响。	符合
		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。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“环境风险防范措施及应急要求”章节。	符合
		加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	拟建工程营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，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

表 1.4-4 与阿克苏地区总体的管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	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。	拟建工程为石油开采项目，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
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程可实现达标排放，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

	1.6 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。	本项目固废均得到妥善处置。	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。	项目固废均得到妥善处置，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
	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。	拟建工程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建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不占用基本农田，项目采取有效的土壤污染防治措施。	符合
	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。	拟建工程为石油开采项目，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。	拟建工程未占用湿地	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。	拟建工程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。	拟建工程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。	不涉及使用燃煤供热。	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、固废均得到妥善处置，本项目采出天然气采用密闭集输措施，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

	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。	工程禁止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。	拟建工程用水量较小，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。	哈得作业区对历史遗留废弃物进行治理。拟建工程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
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。	拟建工运营期不新增用水	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。	项目不涉及燃用高污染燃料	符合

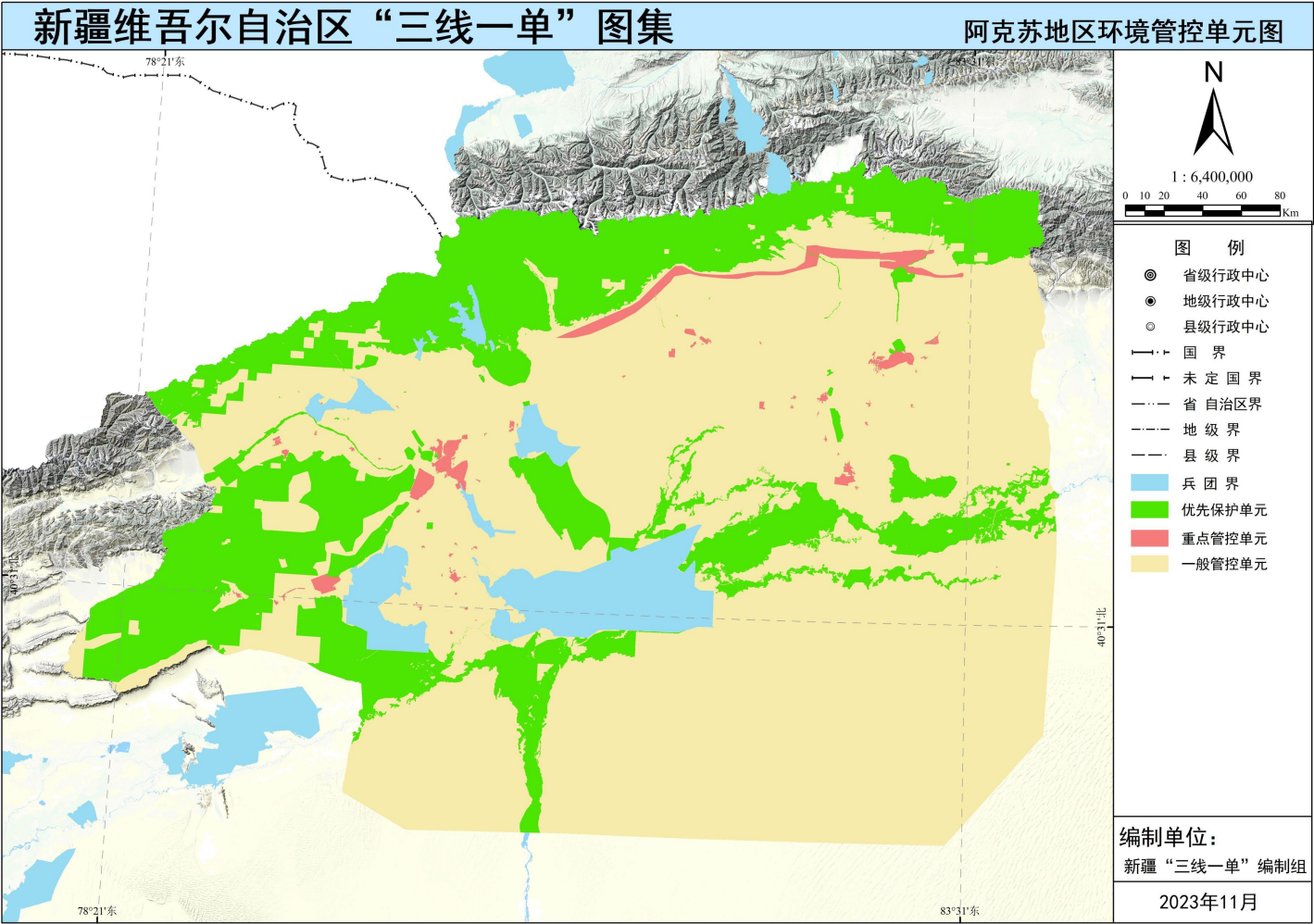


图 1.4-1 项目与分区管控方案位置关系图

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 项目建设不占用耕地、林地、草地。 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、固体均得到妥善处置，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置，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。	1.本项目不属于畜禽养殖项目。 2.本项目不使用高毒、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.本项目不属于化学产品生产企业、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	符合

		4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 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。	哈得气管理区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治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。	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。 3.本项目不占用耕地。	符合
	资源利用效率	1、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2、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》、《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》、《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）、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》、《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）、《基本农田保护条例》（国务院令 588 号）、《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）、《建设项目使用林地审核审批管理办法》（2015 年 3 月 30 日国家林业局令第 35 号；2016 年 9 月 22 日国家林业局令第 42 号修改）、《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）、《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。

（1）新疆维吾尔自治区主体功能区规划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。一些能源和矿产资源富集的区域往往同时是生态脆弱或生态重要的区域，被划分为限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的重点生态功能区或农产品主产区，并不是限制能源和矿产资源的开发，这类区域中的能源和矿产资源，仍然可以依法开发，资源开采的地点仍然可以定义为能源或矿产资源的重点开发基地，但应该按照该区域的主体功能定位实行“点上开发、

面上保护”。

项目位于沙雅县，区域主体功能为国家级农产品主产区。但项目属于石油开采，位于塔里木油田矿权范围内，定位属于能源或矿产资源的重点开发基地，因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。项目在主体功能区划图中的位置详见图 1.4-2。

图 1.4-2 项目与自治区主体功能区划位置关系图

(2) 其他规划、政策等符合性分析

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》、《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）、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》、《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）、《基本农田保护条例》（国务院令第 588 号）、《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）、《建设项目使用林地审核审批管理办法》（2015 年 3 月 30 日国家林业局令第 35 号；2016 年 9 月 22 日国家林业局令第 42 号修改）、《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）、《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
	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
《新疆环境保护规划（2018-2022 年）	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，对克拉玛依市、巴州、阿克苏等历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。	本项目落地原油、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，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式。	本项目井场无组织废气涉及 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		符合

	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。	行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。	
	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规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果。	本项目属于塔里木油田油气开发项目。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量。	本项目无组织废气涉及 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	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；	符合

	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）》（GB 36600-2018）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。	
	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
《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》	石油勘探开发单位排放的废气、烟尘、粉尘，应当符合国家和自治区有关规定；天然气、油田伴生气及炼化系统中排放的可燃性气体应当回收利用；不具备回收条件而向大气排放的可燃气体，必须经过充分燃烧或者采取其他防治污染的措施。	本项目场界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H ₂ S 满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建标准要求。	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	塔里木油田“十四五”期间主要围绕碳酸盐岩油藏进行产能建设，重点开发哈拉哈塘及塔河南	本项目位于富满油田东南方向，属于	符合

“十四五”发展规划环境影响报告书》	岸，油田老区主要为了弥补产能递减配套建设地面工程。	富源Ⅳ区块，属于油田老区弥补产能递减配套建设地面工程。	
	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。	项目对选址选线进行了分析，不占用基本农田，管线选线避让了环境敏感区，远离沿线居民。	符合
《石油天然气开采业污染防治	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%。	项目井下作业废水送塔河南岸区块钻井试修废弃物环保处理站妥善处置，采	符合

技术政策》（公告 2012 年第 18 号）		出水输送至富源联合站处理后回注；项目产生的工业固体废物全部得到妥善处置。	
	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。	项目不涉及钻井工程。	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。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	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	本项目主要建设内容包括新建 1 座标准化井场和集输管线，本项目位于富满油田东南方向，属于富源Ⅳ区块，项目对区块现有工程环境影响进行了	符合

	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。	回顾性评价, 并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。	
	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, 施工期生活污水定期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。运营期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妥善处置, 采出水输送至富源联合站处理后回注, 均不外排。	符合
	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。	哈得油气开发部已编制突发环境事件应急预案, 并已备案(备案编号: 652924-2022-0026)。	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油	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、	符合

天然气开发环境保护条例》		森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	
（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委	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
员会公告第 7 号）	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设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
	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。	项目不涉及钻井工程。	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，	符合

		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。	
	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。	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。	符合
《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
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划	环塔里木能源矿产勘查开发区。重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田建设。	本项目为油气开发项目，位于阿克苏地区沙雅县，属于环塔里木能源矿产勘查开发区。	符合

(2021-2025 年)			
《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）	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》（新环评发〔2020〕138 号）	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》（HJ 19-2022）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。	本项目地处塔里木河流域重点治理区，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）	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。	项目不涉及占用耕地绿化造林。	符合
	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	项目不涉及占用耕地建设绿色通道。	符合

	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。		
	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，不造成明显影响的可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。	项目不占用永久基本农田扩大自然保护地。	符合
	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	项目占地不涉及耕地和永久基本农田。	符合

	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。		
《基本农田保护条例》（国务院令 第 588 号）	国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	项目不占用永久基本农田。	符合
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）	第十二条，一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。 第十三条，二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。	本项目不涉及国家级公益林	符合
《建设项目使用林地审核审批管理办法》（2015 年 3 月 30 日国家林业局令 第 35 号；2016 年 9 月 22 日国家林业局令 第 42 号修改）	各类建设项目不得使用 I 级保护林地。	本项目不占用 I 级保护林地	符合

《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》（HJ 19-2022）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。	本工程占地不涉及沙化土地封禁保护区。	符合
《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24号）	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 的无组织排放。	符合
《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。 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。	本项目定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，可减少天然气（甲烷）的排放。	符合
《阿克苏地区国土空间规划	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界	项目不涉及基本农田保护红线、生态保护红线和城镇开发边界。	符合

(2021—2035 年)》	将保护国土资源、节约集约利用矿产资源，保障能源安全为目标，增强矿产资源调查与勘查，提升矿产资源的勘查和开发利用水平。继续推进非化石能源规模化发展。扩大天然气消费市场。做好化石能源，特别是煤炭清洁高效利用。增加新能源和可再生能源的利用效率，天然气消费比重力争达到 15%，在确保南疆能源供给的基础上，满足西气东输的要求。	本项目为油气开发项目，位于阿克苏地区沙雅县，属于环塔里木能源矿产勘查开发区。	符合
	建成 3 个油气能源资源基地：拜城-库车油气能源资源基地；塔里木盆地塔河油气资源基地；塔里木盆地塔中油气资源基地	本项目为油气开发项目，位于阿克苏地区沙雅县，属于环塔里木能源矿产勘查开发区。	符合
《钻前工程及井场布置技术要求》	井场应避开滑坡、泥石流等不良地段，在河滩、海滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目位于裸地中，不属于滑坡、泥石流等不良地段，也不属于河滩地区。	符合
	满足防洪、防喷、防爆、防毒、防冻等安全要求。	本项目钻井工程选址满足防洪、防喷、防爆、防毒、防冻等安全要求。	符合
	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，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。	本项目井口 75m 范围内无高压线及其他永久性设施，100m 范围内无民宅，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。	符合
	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。	本项目不涉及。	符合
	井口距堤坝、水库的位置应根据国家水利部门的有关规定执行。	本项目井口周边不涉及堤坝、水库。	符合

1.4.5 防沙治沙规划符合性分析

(1) 沙化土地分区

根据《全国防沙治沙规划（2021—2030 年）》，全国沙化土地划分为 5 个大类型区、23 个防治区域，具体见表 1.4-7 和图 1.4-2。

表 1.4-7 全国沙化土地分类表

项目	类型区	防治区域
全国沙化土地	干旱沙漠及绿洲类型区	1.古尔班通古特沙漠及绿洲生态保护修复区
		2.塔克拉玛干沙漠及绿洲生态保护修复区
		3.河西走廊荒漠生态保护修复区
		4.阿拉善高原诸沙漠生态保护修复区
	半干旱沙化土地类型区	5.京津冀山地丘陵沙地综合治理区
		6.呼伦贝尔沙地生态保护修复区
		7.科尔沁沙地生态保护修复区
		8.乌珠穆沁沙地生态保护修复区
		9.浑善达克沙地生态保护修复区
		10.阴山北麓沙化草原修复区
		11.毛乌素沙地生态保护修复区
		12.库布其沙漠生态保护修复区
		13.东北平原沙地综合治理区
	青藏高原高寒沙化土地类型区	14.柴达木盆地沙漠生态保护修复区
		15.共和盆地沙地生态保护修复区
		16.江河源沙地生态保护修复区
		17.“两江四河”河谷沙地综合治理区
		18.藏北高原荒漠生态保护修复区
	黄淮海平原半湿润、湿润沙化土地类型区	19.海河平原沙地综合治理区
		20.黄河故道沙地综合治理区
	沿海沿江湿润沙地化土地类型区	21.海岸带沙地综合治理区
		22.西南高山峡谷沙地综合治理区
		23.长江中下游区河湖沙地综合治理区

本次项目位于沙雅县富满油田 II 区富源 IV 区块，属于干旱沙漠及绿洲类型区中“2.塔克拉玛干沙漠及绿洲生态保护修复区”。

（2）干旱沙漠及绿洲类型区

干旱沙漠及绿洲类型区位于贺兰山以西，祁连山和阿尔金山、昆仑山以北，划分为塔克拉玛干沙漠、古尔班通古特沙漠、河西走廊荒漠、阿拉善高原诸沙漠等 4 个生态保护修复区。涉及内蒙古、甘肃、新疆（含新疆生产建设兵团）等省的 129 个县（含 119 个重点县），现有沙化土地面积 10778.76 万公顷（16.17 亿亩），占全国沙化土地总面积的 63.9%。据“三调”数据，区域耕地面积 41.10 万公顷（617 万亩），种植园用地面积 7.57 万公顷（114 万亩），林地面积 895.81 万公顷（1344 万亩），草地面积 2886.61 万公顷（4.33 亿亩）。

区域概况：本区属大陆性干旱气候，年降水量多在 200 毫米以下，部分地区不足 50 毫米，年蒸发量 2000 毫米以上，干旱少雨，水资源匮乏，风大沙多，植被稀疏，沙漠、戈壁分布广泛，生态极其脆弱，是北方主要沙尘源区。

主要问题：水资源利用不合理，局地季节性洪水时有发生，农业用水占比过大，生态用水得不到保障，区域植被衰退死亡。沙区滥开垦问题仍然存在，造成天然荒漠植被遭受破坏。局地沙丘活化，风沙危害严重。早期营建的绿洲防护林和农田林网趋于老化，防风固沙功能亟待加强。

主攻方向：依法划定封禁保护区，坚持宜沙则沙，实行严格的封禁保护，保护好荒漠植被。在绿洲外围和沙漠边缘营造防风固沙林草带，加强中幼林抚育管理，维护绿洲生态安全。通过实施汛期相机生态补水，促进沙生植被恢复。对退化、老化的防护林、农田林网实施改造更新，提升生态防护功能。对风沙危害较重的重点风沙口，因害设防，采取多种措施综合治理。严禁滥开垦、滥樵采、滥放牧，合理利用水资源，保障生态用水。

项目不在沙化封禁保护区范围内，项目占地主要为沙地。项目要求施工过程中尽量减少施工作业带范围，不得在施工作业带外行驶和施工，不得滥砍滥伐，施工过程中设置草方格固沙，结束后及时进行植被恢复。项目严格执行施工管控措施，在此基础上符合《全国防沙治沙规划（2021—2030 年）》要求。

1.4.6 水土保持规划符合性分析

（1）水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新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 II₃ 塔里木河流域重点治理区。

（2）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“Ⅱ₁‘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。

（3）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。

（4）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。

（5）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。

本项目类型属于油气开发项目，以施工期影响为主，具有临时性、短暂性特点，且占地面积较小。项目实施后，井场采取砾石压盖，集输管线两侧铺设草方格，能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；施工期间要求运输车辆严格按照油田内原有道路行驶，减轻对周边区域的扰动；采取了完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

因此，本工程的各项水保措施符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求。

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，拟建工程对生态环境的影响可得到有效减缓。

环境污染及治理措施如下：①废气：施工期扬尘采用洒水抑尘，焊接烟气无组织排放；机械、车辆尾气加强车辆及机械保养；运营期井场无组织废气采用密闭集输工艺，减少无组织气体逸散；退役期施工扬尘采用洒水抑尘等方式降低对大气环境的影响。②废水：施工期管道试压废水用于场地洒水抑尘；运营期采出水送至富源联合站处理，处理后达标后回注地层；井下作业废水对送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置；③噪声：施工期、运营期及退役期施工设备及车辆噪声对声环境的影响，主要采取采用低噪声设备、合理安排施工时间等措施减少影响。④固废：施工期剩余土方用于管线施工作业带平整，不外运；生活垃圾依托区块内现有公共设施收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置；运营期落地油泥、清管废渣、沾油废物分类收集，直接交由有资质单位处理；退役期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；废防渗材料交由有资质单位处理。采取以上措施后，降低对周围环境影响，环境影响可接受。

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；
- (19) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》，2010 年 1 月 8 日修订。

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〕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) 《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；
- (16) 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；
- (17) 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；
- (18) 《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；
- (19) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 7 月 7 日；
- (20) 《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）；
- (21) 《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）；
- (22) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》，国发〔2010〕46 号；
- (23) 《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；

- (24) 《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；
- (25) 《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；
- (26) 《关于印发全国防沙治沙规划(2021-2030 年)的通知》，(林规发〔2022〕115 号)；
- (27) 《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）；
- (28) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，新林护字〔2022〕8 号；
- (29) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 1 月 18 日；
- (30) 《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021 年 07 月 28 日；
- (31) 《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；
- (32) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》，2018 年 9 月 21 日；
- (33) 《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；
- (34) 《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；
- (35) 《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；
- (36) 《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；
- (37) 《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；
- (38) 《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；
- (39) 《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；
- (40) 《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；

- (41) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；
- (42) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，2016 年 10 月；
- (43) 《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》；
- (44) 《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）；
- (45) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；
- (46) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，新政发〔2021〕18 号；
- (47) 《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；
- (48) 《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）；
- (49) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；
- (50) 《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；
- (51) 《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》；
- (52) 《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；
- (53) 《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；
- (54) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》。

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》（HJ 2.1—2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ 964-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；

- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- (10) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）；
- (11) 《生态环境状况评价技术规范》（HJ 192-2015）；
- (12) 《国家危险废物名录》（2025 年版）；
- (13) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- (14) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）；
- (15) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；
- (16) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；
- (17) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2016）；
- (18) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ 607-2011）；
- (19) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）；
- (20) 《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）；
- (21) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）；
- (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/T 38076-2019）；
- (24) 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）；
- (25) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）。

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

影响因素 环境因素		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
	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	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
地下水环境	现状评价			K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类
	污染源评价			化学需氧量、氨氮、石油类
	影响评价			石油类
	声环境	现状评价		
污染源评价			A 声级	
影响分析			昼、夜等效连续 A 声级	
固体废物	施工期	污染源评价		剩余土方、施工废料、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、pH、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、土壤盐分含量
	运营期	影响分析		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）

生态环境	现状调查	物种、生境、生物群落、生物多样性、自然景观
	影响分析	
风险	风险识别	原油、天然气、硫化氢 危险废物（清管废渣、含油泥沙、废防渗材料）
	影响分析	

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境内，富满油田 II 区富源 IV 区块，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		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
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井场无组织排放废气，无组织废气主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发的非甲烷总烃和硫化氢。

估算数值计算各污染物参数见表 2.4-3 和表 2.4-4。

表 2.4-3 运营期废气污染源参数一览表（面源）

名称	*面源坐标（°）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（°）	排放速率（kg/h）	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
满深 303 井	83.41958821	40.48524979	955	40	42	4	0	0.0107	0.00002

（5）评价等级确定

本项目大气环境影响评价定级判定见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气评价等级估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准（μg/m ³ ）	Cmax（μg/m ³ ）	Pmax（%）	D _{10%} （m）	评价等级
-------	------	--------------------------	--------------------------	---------	----------------------	------

满深 303 井	H ₂ S	10.0	0.048	0.480	/	二级
	NMHC	2000.0	25.635	1.280	/	

由上表可知，项目 $P_{\max}$ 为井场无组织排放非甲烷总烃， $C_{\max}$ 为 $25.635\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为 1.280%， $1\% \leq P_{\max} \leq 10\%$ ， $D_{10\%}$ 未出现。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定项目大气环境影响评价工作等级为二级。

（7）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，本项目大气环境影响评价范围为以满深 303 井场为中心，边长 5km 的矩形区域。

2.4.2 地表水影响评价等级及范围

（1）评价等级

项目施工期不设临时生活区，施工期主要为生活污水及试压废水。生活污水主要为盥洗废水，由生活污水池收集，定期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。

运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；生产废水主要为井下作业废水、和采出水。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；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。

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》（HJ 349-2023），“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》（HJ 349-2023），“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

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感

程度分级进行判定，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，并按相应等级开展评价工作。

①建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的附录 A 地下水环境影响评价行业分类表并结合《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）中要求，气井钻井工程、新建气井井场属于“目录 F 石油、天然气类，37 石油开采”，为 I 类项目；新建集输管线属于“目录 F 石油、天然气类，41、石油管线”，为 II 类项目。

②地下水环境敏感程度分级

本项目所有井场、管线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；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；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 建设项目评价工作等级分级表

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

经以上分析，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 2 中相关规定，本项目井场工程地下水评价等级为二级，管线工程地下水评价等级为三级。

（2）评价范围

本次评价根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中“8.2.2 调查评价范围确定”查表法确定本次评价范围，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，面积为 7.66km²。评价范围和调查范围见图 2.4-2。

图 2.4-2 地下水评价范围图

2.4.4 声环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 环境特征

项目位于现有富满油田 II 区富源 IV 区块内建设，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），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

序号	划分原则		本项目情况	等级确定
	具体内容	等级要求		
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	一级	不涉及	--
2	涉及自然公园	二级	不涉及	--
3	涉及生态保护红线	不低于二级	项目距离生态保护红线最近为 28.59km，评价范围不涉及生态保护红线。	--
4	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	不低于二级	项目不属于水文要素影响型	--
5	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	不低于二级	项目不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标	--
6	工程占地规模>20km ² 时(包括永久和临时占用的陆域和水域)	不低于二级	项目占地面积（临时+永久）为 0.0877km ² <20km ²	--
7	除以上情况外	三级	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，最终形成的生态评价范围约 338.56hm²，生态评价范围见附图。

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》（HJ 169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.4-7。

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》（HJ 169-2018）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） $Q \geq 100$ 。

本项目运营期涉及的危险物质主要为集输管线内的天然气（主要为甲烷和乙烷）、硫化氢、原油和井场产生的危险废物。项目涉及的危险物质数量与临界量比值（Q）确定表见表 2.4-8。

表 2.4-8 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	集输管线	原油	--	19	2500	0.0076	Q<1
		甲烷	74-82-8	0.021	10	0.0021	
		乙烷	74-84-0	0.0001	10	0.00001	
		硫化氢	7783-06-4	0.00005	2.5	0.00002	
	Q 值Σ					0.0097	
2	满深 303 井场	落地油泥	--	0.1	--	--	Q<1
		沾油废物	--	0.25	--	--	
	Q 值Σ					--	

注：项目甲烷、乙烷和硫化氢含量根据天然气成分确定。

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》（HJ 169-2018）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 土壤环境（试行）》（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。本项目位于干旱地区，由土壤现状监测结果可知，各监测点的土壤含盐量均小于 2g/kg， $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ ，因此所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。本项目为油气开采工程，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）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。

(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》（HJ 349-2023），建设项目按照站场内部和集输管道分别判断行业分类。本项目新建满深 303 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；项目集输管线属于石油混输管道，按照 II 类建设项目。

(2) 土壤环境影响评价等级划分

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），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 2.4-9。

表 2.4-9 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

本项目井场永久占地 0.49hm^2 ，集输管线无永久占地，均为小型项目。根据现场踏勘，项目井场周边不存在耕地、园地、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，本项目井场土壤敏感程度为“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 2.4-10。

表 2.4-10 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 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

综上，根据上表可知：本项目井场为 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。

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价范围为井场边界外扩 200m，以及管线两侧外扩 50m 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》（GB 3095-2012）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》（GB 3838-2002）中III类标准。

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

(4) 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）》（GB 36600-2018）表 1、表 2 筛选值第二类用地标准。

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		

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
		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		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	参照执行《大气污染物综合排放标准 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
	肉眼可见物	无	——	
	浑浊度	≤3	NTU	
	嗅和味	无	——	
	色度	≤15	度	
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000	mg/L	
	硫酸盐	≤250	mg/L	
	氯化物	≤250	mg/L	
	铁	≤0.3	mg/L	
	锰	≤0.1	mg/L	
	铜	≤1	mg/L	
	锌	≤1	mg/L	
	铝	≤0.2	mg/L	
	硝酸盐（以 N 计）	≤20	mg/L	
	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00	mg/L	
	氨氮	≤0.5	mg/L	
	硫化物	≤0.02	mg/L	
	耗氧量	≤3.0	mg/L	
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05	mg/L	

氟化物	≤1	mg/L	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅲ类标准
阴离子表面活性剂	≤0.002	mg/L	
氰化物	≤0.002	mg/L	
碘化物	≤0.08	mg/L	
汞	≤1	μg/L	
砷	≤10	μg/L	
硒	≤10	μg/L	
镉	≤5	μg/L	
铅	≤10	μg/L	
三氯甲烷	≤60	μg/L	
四氯化碳	≤2	μg/L	
苯	≤10	μg/L	
甲苯	≤700	μg/L	
总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	
菌落总数	≤100	CFU/mL	
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
氯乙烯	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
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

2.5.2 污染物排放标准

(1) 大气污染物

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

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》（GB 14554-93）表 1 二级新改扩标准要求。

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》（GB 16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	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
	H ₂ S		0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩标准要求

（2）废水

项目运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；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。

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 V 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				

（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	施工期	dB（A）	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）

	级	运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）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》（GB 18599-2020）要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）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》（GB 3095-2012）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》（GB 3096-2008）规定的 2 类区，执行《声环境质量标准》（GB 3096—2008）2 类标准；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	井场周边边长 5km 矩形区域内无敏感点					《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	井场及边界外扩 50m 的范围					《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）二类用地筛选值。
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。					项目区周边大气、土壤、地下水；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	塔里木河流	保护对象：		项目所涉及区域		保护项目区生态系统完整性和稳定性，

满深 303 井地面工程

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）	
环境	域重点治理区（敏感区）	水土流失、植被、动物		（井场边界周围 50m、管线两侧 300m 范围）		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

富满油田分为富满油田 I 区和富满油田 II 区，其中富满油田 I 区包括跃满、富源、富源 II、哈得、玉科等区块，富满油田 II 区包括果勒西、果勒、果勒东 I、满深、富源 III、富源 IV 等区块。本工程所在的区域位于富满油田东南部。富满油田 II 区富源 IV 区块中。工程区与富满油田各区块位置关系见图 3.1-1。

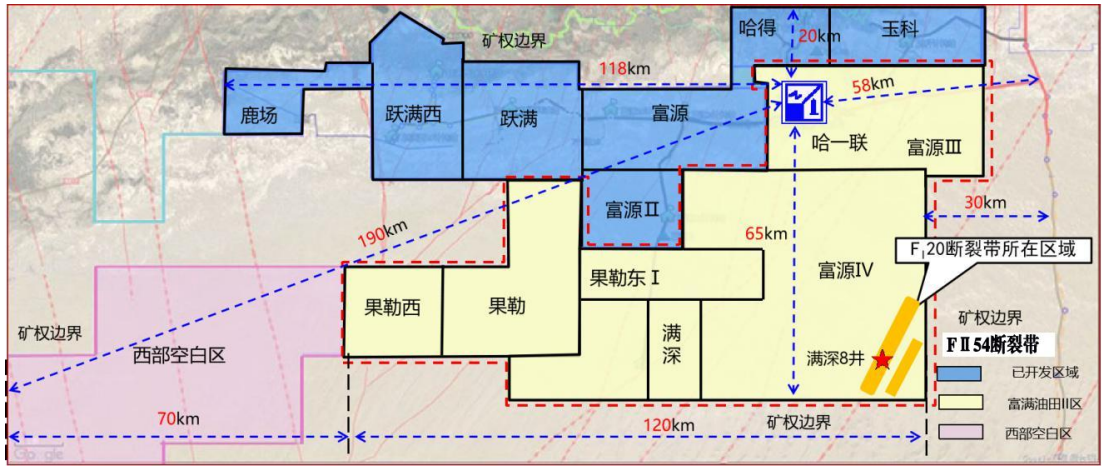


图 3-1 工程区与富满油田各区块位置关系见图

本工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟在富满油田 II 区富源 IV 区块内实施“满深 303 井地面工程”，本项目建成后设计产油量为 81t/d、气量为 9514m³/d。

本项目满深 303 井（勘探井）钻井工程已取得环评批复（阿地环审〔2024〕145 号）。目前，满深 303 井（勘探井）已经完成钻探工作，发现油气资源，塔里木油田分公司即决定将满深 303 井进行开发，本项目仅涉及井场设备安装和配套集输管线建设，均为地面工程，不涉及钻井工程。

本次评价对富满油田开发现状进行回顾性分析，对富源联合站、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站作为依托工程进行分析。

表 3-1 回顾性分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	现有区块开发现状回顾	主要介绍富满油田区块开发现状、富满油田“三同时”执行情况、富满油田回顾性评价、存在环保问题及整改措施等内容
2	依托工程	与项目相关的富源联合站、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及回顾性分析

3.1.1 区块开发状况回顾

富满油田整体处于北部坳陷地构造斜坡位置，位于阿瓦提坳陷和满加尔坳陷之间。矿权面积 $1.6 \times 10^4 \text{km}^2$ ，有利区面积 $1.1 \times 10^4 \text{km}^2$ ，平面上分为 3 个区：

I 区：正建产，包含哈得、跃满、富源、富源 II、玉科等已开发区块，目前已形成 $160 \times 10^4 \text{t}$ 产能规模；

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

III 区：正探索，已部署阿满 3 井。

富满油田采用“衰竭式开发+注水开发”的开采方式，油田已建设完成富源联合站、8 号计转站、3 号计转站等基础设施，共已建联合站三座、转油站 1 座、计转站 14 座，区域内油气通过计转站油气分离、油气增压后，经油气分输管道输至联合站进行油气处理及外输，油气外输管道搭接至已建塔轮线。截至目前，富满油田 I 区共有生产井 171 口，合计产气 $155 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、产油 4935t/d；富满油田 II 区共有生产井 53 口，合计产气 $140.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、产油 2946t/d。

3.1.2 区块环保手续履行情况

富满油田大部分工程正在建设过程中，目前区域内已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 富满油田开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函〔2016〕1264 号	2016 年 8 月 31 日	已于 2020 年 12 月完成自主验收工作		
2		哈拉哈塘油田跃满西区块碳酸盐岩油藏初步开发方案地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环审〔2020〕18 号	2020 年 1 月 19 日	正在开展验收		
3		哈拉哈塘油田富源 II 区块奥陶系油藏滚动开发方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2020〕343 号	2020 年 6 月 20 日	正在开展验收		

8		富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2022)71号	2022年4月24日	正在建设过程中
11	环境风险应急预案	塔里木油田分公司哈得作业区突发环境事件应急预案	2022年2月对《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证, 备案编号为 652924-2022-0026			
12	排污许可执行情况	哈得作业区	于2020年3月9日取得新疆阿克苏地区沙雅县固定污染源排污登记回执(登记编号: 9165280071554911XG025Q)			

3.1.3 环境影响评价回顾

由于《哈得油气开发部哈得油气田环境影响后评价报告书》2019年6月至12月调查期间, 本区块尚未进行开发, 根据现场踏勘情况及调查结果, 区块内无退役井及封井情况, 本次评价结合2023年3月19日取得的《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》等项目评价结论, 对满深井区现有生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险等进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾

目前, 区块内大部分工程刚建设完成, 生态恢复情况一般, 区域内现有正在运营的站场及管线周边生态环境处于逐步恢复过程中。

目前, 区块开发区域基本保持原有的荒漠生态系统, 部分地区还在建设中, 自然恢复情况一般。生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。钻井工程结束后对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整, 恢复了原貌。各类管线建成后对临时占地区域进行了回填、迹地平整, 管线上覆土呈紧实状态、略高于地表, 井场及管线周边采用草方格进行了表土加固。对井场及站场永久占地范围内地表结合沙漠特点, 铺设砾石并采取必要的硬化措施, 减少了侵蚀量, 施工完成后, 地面均进行了砾石铺垫处理。油区道路总体建设规范, 道路两侧以草方格固沙, 防止侵蚀加剧。



图 3.1-1 区域生态保护措施落实情况

区域植被较稀疏，属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，覆盖度低，由于区域气候较为干旱，自然恢复过程缓慢，调查期间植被尚未恢复，区域植被覆盖度较低，项目的建设对原有的植被造成一定的影响；从土地利用类型来看，项目的建设使油田区域内的荒漠大量减少，建设用地面积略有增加。总体来说，项目区依旧是荒漠景观，油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

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

根据现场调查及收集相关资料，油田主要采取了以下措施防治土壤污染：

(1) “大气沉降”途径阻断措施

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

(2) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在联合站处理后，直接回注单井或者经污水外输泵外输至哈四联合站。

②重点罐区设置了地面硬化措施。

(3) “垂直入渗”途径阻断措施

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

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③区块产生的油泥（砂）、清管废渣等危险废物均第一时间转运至危废处置资质单位接收并进行达标处理。通过采取上述措施，大大降低了危险废物暂存对土壤的污染风险。

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

3.1.3.3 水环境影响回顾

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，本次钻井结束后拉运至其他井场用于钻井液调配，不对外排放；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至油田作业区污水处理设施处理。

根据总体开发方案，油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出水经联合站污水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落

地油量。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。故在正常生产情况下，试油、洗井、采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

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

(1) 有组织废气监测结果分析

根据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据，对本次区块选取个别有代表性的现状有组织废气污染物达标情况进行分析，有组织监测结果见表 3.1-2。

表 3.1-2 代表性场站有组织废气监测结果一览表

序号	污染源	监测时间	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
1	YUKE401H 井加热炉	2023.2.25~2.26	烟尘	2.4~2.7	《锅炉大气污染物 排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	20	达标
2			SO ₂	6~20		50	达标
3			NO _x	81~96		200	达标
4			林格曼黑度	<1		1	达标
5	玉科计转站 加热炉烟气	2023.2.25~2.26	烟尘	1.3~1.6	表 2 新建锅炉大 气污染物排放浓 度限值	20	达标
6			SO ₂	5~10		50	达标
7			NO _x	93~134		200	达标
8			林格曼黑度	<1		1	达标

由表 3.1-2 可知，富满油田站场及井场加热炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

(2) 无组织废气监测结果分析

富满油田内已正常生产的油井及集输管线定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，能够有效控制无组织非甲烷总烃的排放。根据《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监

测数据,对本次区块选取个别有代表性的现状井场无组织废气污染物达标情况进行分析,无组织监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 富满油田站有组织废气监测结果一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度	主要措施	达标情况
满深 1 井场	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护,做好密	达标
		非甲烷总烃	0.18~0.25	闭措施	达标
满深 1 号计转站	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护,做好密	达标
		非甲烷总烃	0.20~0.25	闭措施	达标

各井场、站场监测点厂界无组织非甲烷总经排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求, H₂S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准。

综上所述,说明各井场无组织废气污染防治措施基本适用、有效,能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中对无组织非甲烷总烃的防控要求,废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实;区域环境空气质量保持稳定,环境空气中的非甲烷总经、硫化氢并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况,区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等,钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,其中非磺化水基泥浆废弃物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钻井液配制,固相经检测合格后,用于铺垫油区内的井场、道路等;磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配制,固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理;含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内,由塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站定期清运并进行处置;生活垃圾集中收集后,拉运至附近固废填埋场生活垃圾填埋池处置。通过分类收集和处理,可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求,严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)中的相关要求,开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理,对环境所造成的影响可以接受。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

富满油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站及联合站的各类机泵。富满油田井场、计转站及联合站等场界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

富满油田隶属于塔里木油田分公司哈得油气开发部管理，《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》于 2022 年 2 月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局进行了备案（备案编号：652924-2022-0026），采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。综合评价认为哈得油气开发部的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足油田生产的要求。

3.1.4 污染物排放情况

本次依据《富满油田 F₁20 断裂带试采地面工程环境影响报告书》环评中富满油田污染物年排放量核算结果，现有工程污染物年排放情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 区块现有工程污染物排放情况一览表

名称		排放量（t/a）
废气	非甲烷总烃	0.882
	H ₂ S	0.0035
	NO _x	0.695
	SO ₂	0.12
	颗粒物	0.14
废水	COD	0.000

	氨氮	0.000
	固体废物	0.000

3.1.5 排污许可执行情况

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

富满油田隶属于塔里木油田分公司哈得油气开发部管理，哈得油气开发部按照法律法规规定申领排污许可证工作，取得哈得采油作业区固定污染源排污登记回执（2022 年 2 月 16 日，登记编号：9165280071554911XG051W）；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），哈得油气开发部建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.6 存在环保问题及“以新带老”整改措施

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

油区部分道路属于简易便道，无路基，道路沿线草方格出现破损的情况。

整改方案：按相关要求修复井场道路并定期洒水，减少行驶扬尘；进一步加强富满油田生态恢复工作，针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。

3.2 依托工程

本项目新部署的满深 303 井为采油井，项目采出原油、天然气、采出水经管线进入富源联合站进行处理，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，生活垃圾依托沙雅县生活垃圾填埋场处置，生活污水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理。

3.2.1 富源联合站

（1）富源联合站基本情况

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 年年底建成投产。

（2）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满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。

(3) 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。

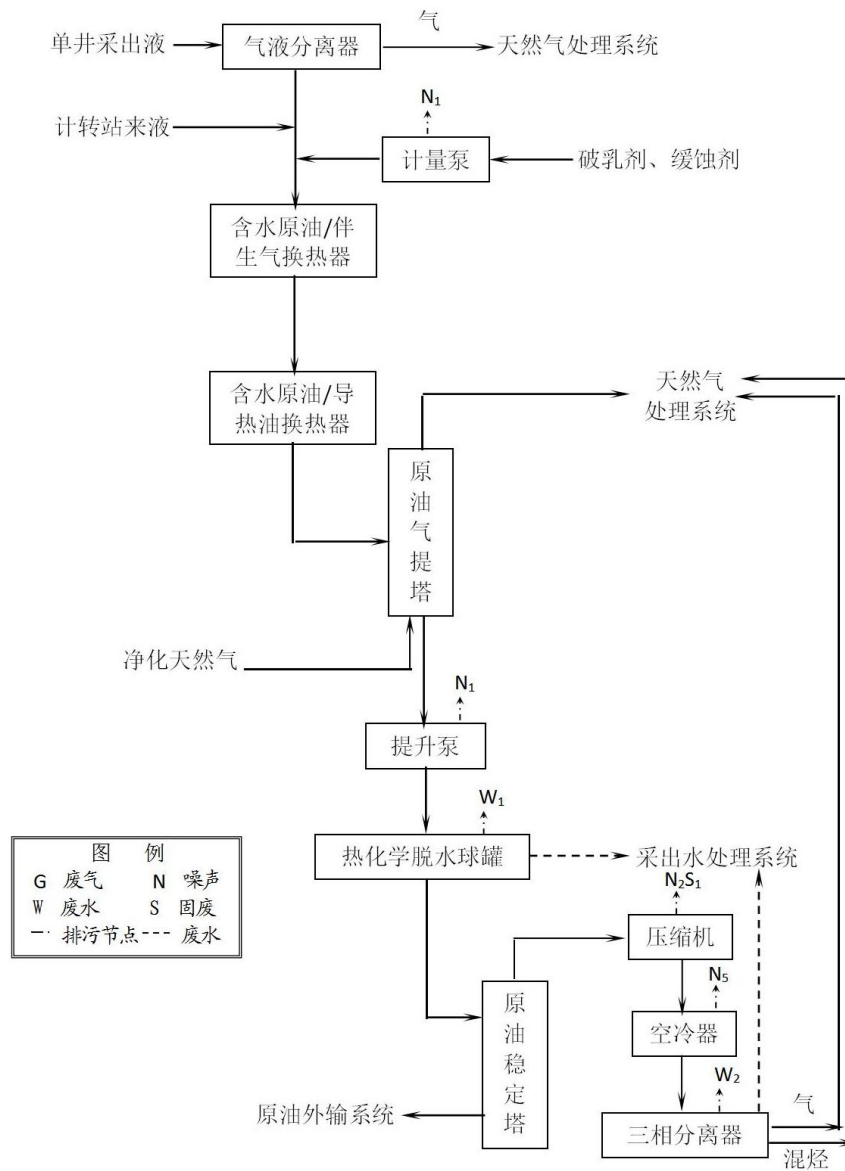


图 3.2-2 原油处理系统工艺流程图

(4) 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。采出水处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中指标要求。

水处理系统工艺见图 3.2-4。

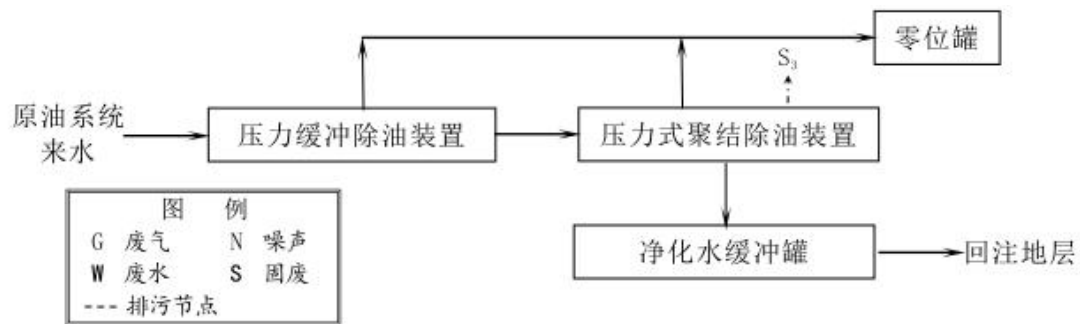


图 3.2-4 水处理系统工艺流程图

(5) 依托可行性分析

由于富源联合站 2023 年底建成并投用,本区块内前期采出水较少,故富源联合站处理量较小,随着区块内采油、采油井的大面积开发、开采时间增长,采出水大量增加后,富源联合站处理能可以满足要求。富源联合站依托可行性见表 3.3-1。

表 3.2-1 富源联合站依托可行性分析表

序号	项目内容	设计最大处理规模	富余处理能力	本项目需处理量	本区块在建项目需处理量	依托可行性
1	原油 10 ⁴ t/a	200	187	8.1×10 ⁻³	3.65	可依托
2	天然气 10 ⁴ m ³ /d	200	95	9.5×10 ⁻³	30	可依托
3	采出水 m ³ /d	1500	1490	14.989	15.9	可依托

3.2.2 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

运营期井下检修作业产生的井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物

环保处理站处置。

(1) 基本情况

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 40°49'29.39"，东经 83°4'57.32"。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。

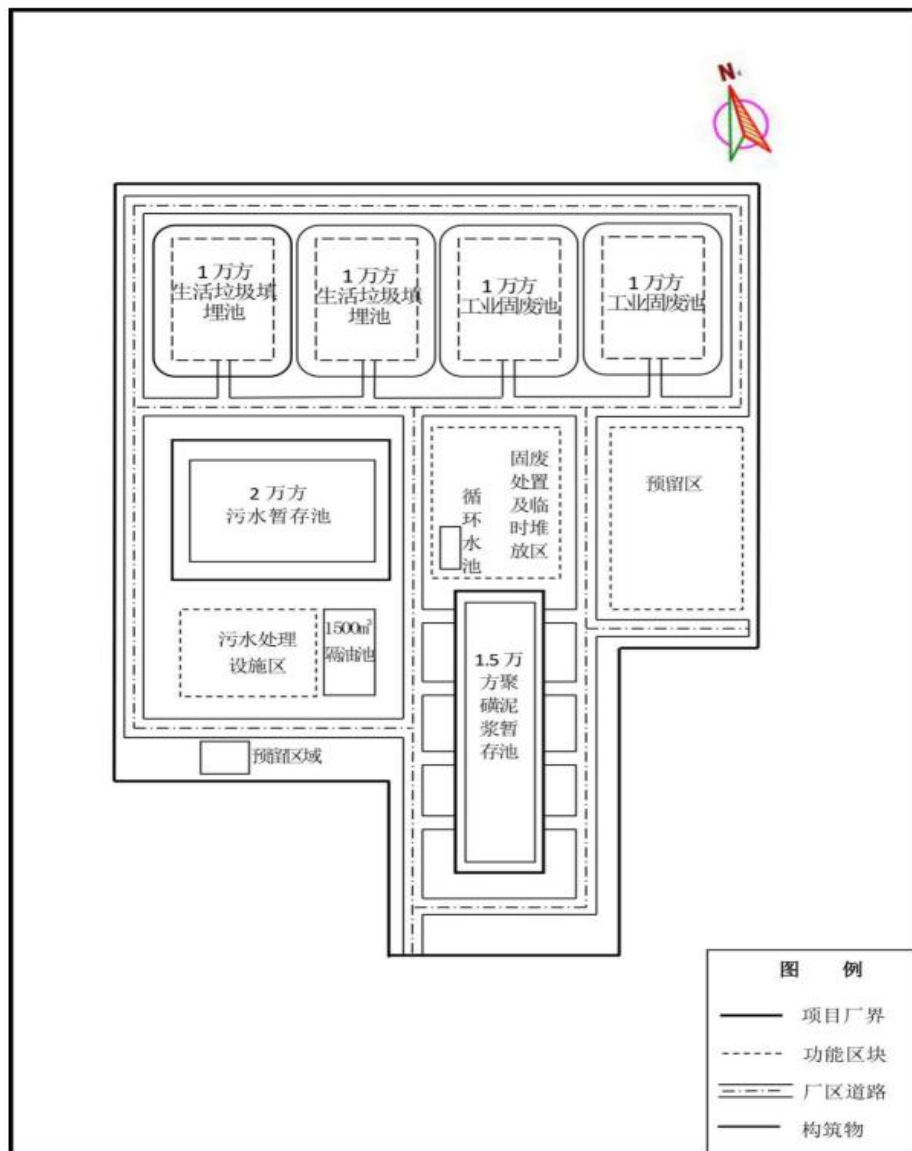


图 3.2-5 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图

(2) 井下作业废水处理工艺

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技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）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 3.2-6。

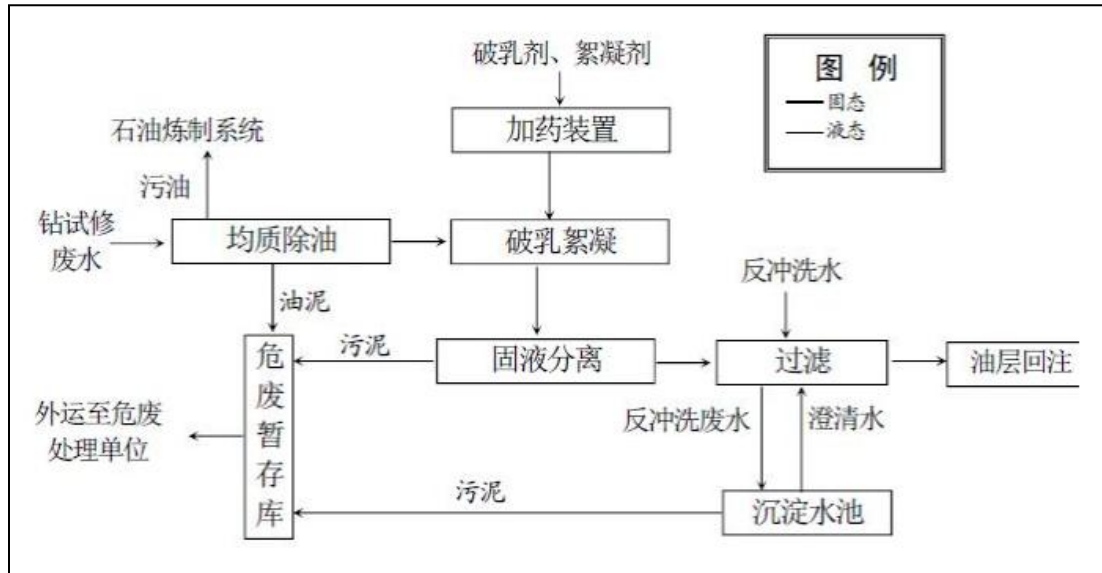


图 3.2-6 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站井下作业废水处理工艺流程

(3) 依托可行性分析

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 3.2-3。

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

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	井下作业废水	300m ³ /d	120m ³ /d	180m ³ /d	0.1m ³ /d	可依托

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，且项目距离塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站约 72km，依托油田现有道路，运输方便，依托可行。

3.2.3 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 41°08'24.6"，东经 82°42'55.7"。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》（以下简称一期）建设项目环境影响

报告表，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》（以下简称二期）建设项目环境影响报告书，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，依托可行。

3.3.4 沙雅县生活垃圾填埋场

（1）基本情况

沙雅县生活垃圾填埋场位于沙雅县城南部，距离县城约 7km 依托堡镇西北面，海楼乡阿克拜勒村西南约 2km 的盐碱地带。沙雅县生活垃圾填埋场 2009 年 8 月开工建设，2010 年 9 月 27 日建成并投入运营，采用卫生填埋处理工艺，2018 年 4 月通过竣工环保验收。

（2）工艺及规模

沙雅县生活垃圾填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等。日处理规模 90t/d，设计总库容约 135 万立方米，

实际有效库容为 108 万立方米，目前已经使用库容 32 万立方米。

(3) 依托可行性分析

本项目施工期施工人员的生活垃圾依托沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 135 万立方米，实际有效库容为 108 万立方米，目前已经使用库容 32 万立方米，余下库容为 76 万立方米。本项目施工期施工人员的生活垃圾产生量为 0.3t，统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋是可行的。

3.3 拟建工程

3.3.1 工程概况

- (1) 项目名称：满深 303 井地面工程
- (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：改扩建
- (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，位于富满油田 II 区富源 IV 区块。
- (5) 项目投资：项目总投资 836.19 万元，其中环保投资 204 万元，占总投资的 24.40%。
- (6) 产能规模：项目建成后预计产油量为 81t/d、产气量为 9514m³/d，根据企业及设计单位提供资料，满深 303 井为采油井。
- (7) 建设内容

项目实施后，满深 303 井采出物输送至富源联合站进行处理。由于《满深 303 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》中评价内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程相关内容，故本次探转采只针对油气集输工程进行评价，具体建设内容为：①场站地面工程：新建满深 303 井标准化采油井场 1 座；②集输管线地面工程：新建单井集输管线 7210m，接入富源联合站阀组；③公辅工程：配套建设井场自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。

本次工程主要建设内容见表 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	地面工程	站场地面工程	建设满深 303 井标准化采油井场 1 座，井场占地面积 4900m ² ，安装采油树、视频监控系统等地面工程，产油量为 81t/d、产气量为 9514m ³ /d。	改扩建
		集输管线地面工程	新建满深 303 井至富源联合站管线，长度 7210m，PN55，DN80，6.4MPa，用酸酐固化玻璃钢保温管，管线采用埋地敷设，管顶埋深为 1.2m。	新建
公用工程	给水	施工期	主要为生活用水、管道试压用水，由水罐车拉运至营地。	/
		运营期	运营期不需供水。	/
	供热	施工期	项目施工期无需供热。	/
		运营期	运营期井场采用电伴热。	新建
	供配电	施工期	依托区域钻井电网。	依托

满深 303 井地面工程

	工程	运营期	满深 303 井地面工程新建 10kV 架空线路，该井高压电源由“110kV 光伏升压站 10kV 施工线路 37#杆”T 接，T 接后在 2#杆设置隔离开关，采用架空线路引至井场附近，新建 50kVA 终端变压器台一座。	新建	
辅助工程	办公、检修	井场为无人值守井场，无须设置办公设施。检修人员定期巡视、检修。		/	
	自控工程	采油井场设置一套 RTU 控制系统，将生产数据传输至井场 RTU 控制系统进行监控，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。		新建	
	通信	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，可实现井场 RTU 数据的远程集中监控。		新建	
	道路	依托油田内现有伴井道路，不新建道路。		依托	
	防腐保温	玻璃钢保温管：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。所有管件防腐保温工艺在工厂预制完成。		新建	
临时工程		项目不设施工营地、临时生活区等大型临时工程，临时占地主要是管沟开挖、采油井井场材料堆放临时占地，占地范围为施工作业区域内部。		/	
穿越工程		本项目管道工程仅穿越碎石路 2 次，采用顶管穿越。		/	
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。	/
			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。	/
		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。	/
		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	项目施工期不设临时生活区，设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水池收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂进行处理。	/
			管道试压废水	管线试压废水为清净废水，试压后用作场地洒水抑尘。	/
		运营期	生活污水	运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；	/
			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	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。	/
		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，高噪声设备进行基础减震，禁止车辆随意高声鸣笛	/
		运营期	井场设备 噪声	选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平。	/
		退役期	运输车辆	合理安排作业时间和运输路线。	
	固废	施工期	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哈得固废填埋场进行处置。	/
			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。	/
		运营期	危险废物	主要为落地原油、清管废渣和废防渗材料，分类收集后交由有资质单位处理。井场不设危废间，随产随清。	
		退役期	废弃管线	维持现状不再开挖，管线内物质应使用清管球清空干净，两端使用盲板封堵。	
			建筑垃圾	收集后拉运至哈得固废填埋场进行处置。	/
			废防渗材料	收集后交由有资质单位处置。	/
	防渗		满深 303 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。		/
	生态	施工期		车辆按照规定路线行驶，避免碾压道路外植被。	/
		运营期		车辆按照规定路线行驶，避免碾压道路外植被。	/
		退役期		地面设施拆除、所有占地恢复原有土地使用功能水平。	/
	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检查。		/
		井场	采油井场设置可燃气体泄漏检测报警仪和硫化氢检测仪，依托勘探井放喷池，用于事故状态下油气放喷。		/
		应急预案	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。		/

(8) 项目占地

本项目总占地面积 8.77hm²，其中永久占地面积 0.49hm²，临时占地面积 8.28hm²，项目井场用地为采矿用地，占地类型主要为沙地。

(9) 劳动定员和工作制度

施工期：井场及管线地面工程建设期劳动定员为 20 人。

运营期：井场不设人员值守，操作人员内部调配，年生产 365 天。

(10) 建设周期

井场及管线地面工程建设周期 30d。

(11) 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	井数	口	1
		井场	座	1
2		单井产油规模	t/d	81
3		单井产气规模	10 ⁴ m ³ /d	9.5×10 ⁻³
7		新建单井集输管线	km	7.21
10	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	4.87
11		年耗气量	万 m ³ /a	0
12	综合指标	总投资	万元	836.19
13		环保投资	万元	204
14		永久占地面积	hm ²	0.49
15		临时占地面积	hm ²	8.28
16		劳动定员	人	不新增
17		工作制度	h	8760

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 油气田范围

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²，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 m³，油气当量 238.95 亿吨，富满油田作为塔北-塔中大油气区的主力区块，整体处于北部坳陷地构造斜坡位置，位于阿瓦提坳陷和满加尔坳陷之间，矿权面积 1.6×10⁴km²。其中富满油田 II 区属于奥陶系一间房组顶面构造，整体表现为西北高东南低的斜坡，高点位于构造西北部，低点位于构造东南部，海拔-6320~-7420m，构造高差达 1100m。

3.3.2.2 勘探开发概况

富满油田 2025 年预计建成产油 400×10⁴t/a、产气 400×10⁴Nm³/d 的规模，稳产 7 年。其中，富满油田 I 区为已开发区域，主要包括：鹿场、跃满西、跃满、富源、哈得、玉科、富源 II 等已开发区块，目前已形成 160×10⁴t 产能规模；富满油田 II 区为正在开发区域，主要包括：果勒西、果勒、果勒东 I、满深、富源 III 和富源 IV 等区块；此外，西部空白区等正在探索。

3.3.2.3 地质构造

富满油田主体位于北部坳陷阿满过渡带，构造形态上近似“三角形”特征。北接塔北隆起，南部为塔中隆起，西部为阿瓦提凹陷，东靠满加尔凹陷。油田北部与轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力相连，以宽缓坡折带过渡，构成奥陶系碳酸盐岩特大型油田群。富满油田生产层位主要为奥陶系一间房组-鹰山组，埋深位于6500m~9000m 之间。奥陶系一间房组顶面构造整体呈北西高南东低特征，区内走滑断裂发育。

富满油田Ⅱ区断裂带位于富满油田东南部，奥陶系一间房组构造整体表现北西高南东低的斜坡，海拔-6350m~-6850m，高差 500m，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜或断鼻。

3.3.2.4 地层层系

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

3.3.2.5 油气藏流体性质

(1) 原油性质

表 3.3-3 原油物理性质统计表

原油密度（g/cm ³ ） （20℃）	原油密度 （g/cm ³ ）（50℃）	粘度 （mPa·s） （50℃）	凝固点 （℃）	含蜡 量（%）	含硫 量（%）	胶质 （%）	沥青 质（%）
0.8111	0.7888	2.449	-24	11.3	0.152	0.2	0.26

(2) 天然气性质

该区天然气甲烷含量很高，其他成分含量较低，低含硫，天然气组分分析具体详见表 3.3-4。

表 3.3-4 天然气物理性质统计表

相对密度	甲烷（%）	乙烷+（%）	CO ₂ （%）	N ₂ （%）	H ₂ S（%）
1.062	54.8	0.062~12.9	1.86	16.5	0.000237

3.3.3 工程组成

3.3.3.1 主体工程

由于《满深 303 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》中评价内容包括钻

前工程、钻井工程、储层改造工程相关内容，故本次探转采只针对油气集输工程进行评价。

拟建工程主体工程主要包括：地面场站工程、油气集输工程。

（1）地面场站工程

项目建设满深 303 井标准化采油井场 1 座，安装采油树、视频监控系统等地面工程。井场装置无人值守，定期巡检。项目地面场站工程的主要设备设施见表 3.3-5，井场坐标位置见表 3.3-6。

表 3.3-5 地面场站工程主要设备设施一览表

序号	项目	设备名称	单位	数量
1	满深 303 井	采油树	座	1
2		电控信一体化撬（RTU、探测器、气体报警等）	套	1
3		配电箱	座	1
4		卡轨式二层工业以太网交换机	套	1

表 3.3-6 项目井场布局情况一览表

序号	名称	坐标	
		经度	纬度
1	满深 303 井井场	83°24'59.035"	40°29'3.855"

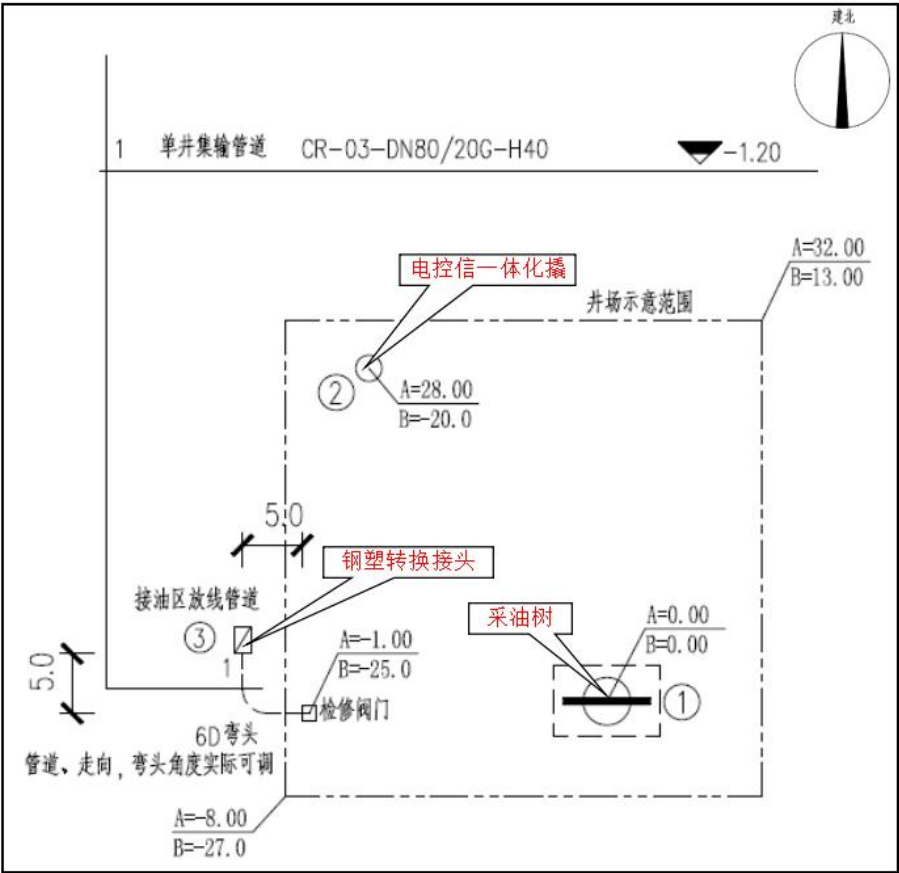


图 3.3-1 采油井场平面示意图

（2）油气集输工程

拟建工程新建满深 303 井至富源联合站集输管线，长度 7210m。具体管线部署情况见表 3.3-7，管线起终点坐标详见表 3.3-8。

表 3.3-7 管线工程部署情况一览表

序号	管线类型	起点	终点	长度 (m)	管径 (mm)	压力 (MPa)	材质	输送介质
1	集输 管线	4483525.0894; 4483455.0894	450544.5479; 450544.5479	7210	PN55, DN80	6.5	酸酐固化玻 璃钢保温管	原油、天 然气

表 3.3-8 管线工程起终点坐标一览表

序号	名称			坐标	
				X	Y
1	集输管线	满深 303 井至富源联合站	起点	4483525.0894	450544.5479
			终点	4483455.0894	450544.5479

（3）工程占地及土石方

①工程占地

本项目占地面积总计 8.77hm²，其中永久占地面积 0.49hm²，临时占地 8.28hm²。项目占地主要包括满深 303 井井场占地、管线占地。本项目占地不涉及公益林地，占地组成详见下表。

表 3.3-9 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	占用植被类型	备注
		永久占地	临时占地			
1	满深 303 井井场	0.49	0	沙地	以耐旱植物为主	不涉及公益林地
2	管线工程	0	8.28	沙地		
合计		0.49	8.28	--	--	--

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，开挖出的渣土堆放沟槽边 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、熟土顺序堆放，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 24840m³、回填土方 24840m³。

表 3.3-10 土石方平衡一览表

单位: m³

项目	挖方量	填方量	剩余量	处理方式
满深 303 井管线工程	24840	24640	200	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; 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: 项目施工期不设临时生活区, 设置可移动环保厕所, 生活污水由生活污水池收集, 定期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期用作场地洒水抑尘。

运营期: 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; 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。

(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哈得固废填埋场处理; ③生活垃圾集中收集后, 拉运至沙雅县生活垃圾填埋场处理;

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哈得固废填埋场进行处置; 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管道试压用水、生活用水和洒水抑尘用水。

生活用水均由水罐车拉运至井场，项目地面工程施工人数为 20 人，施工天数为 30 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则地面工程施工期生活用水量为 24m³。

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 8m³。

项目施工期针对施工产生的扬尘采取洒水抑尘措施，用水量约为 30m³。

排水：项目施工期废水主要为管道试压废水、生活废水。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，则地面工程施工期生活废水量为 19.2m³。项目施工期设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水池收集，定期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 7.8m³，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 3.3-11，水平衡图见图 3.3-2。

表 3.3-11 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
地面工程	生活用水	24	4.8	19.2
	洒水抑尘用水	30	30	0
	管道试压用水	8	0.2	7.8
合计		62	35	27

图 3.3-2 项目施工期给排水平衡图（单位：m³）

②运营期

运营期无生产用水，人员内部调配，无新增生活废水产生。项目运营期生产

废水主要为井下作业废水和采出水。

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。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”采出水产污系数计算结果，项目采出水产生量约 5470.83t/a（14.989t/d）。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。

井下作业废水：井下作业主要包括气井维修、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，则井下作业废水产生量为 38t/a。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

项目施工期依托作业区现有公共设施。项目运营期用热主要为井口加热，使用电伴热。

（3）供配电

井场建设低压动力配电箱 1 台，电源来自本次工程建设电网，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

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，可实现井场 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 $\geq 2\text{mm}$ 。所有管件防腐保温工艺在工厂预制完成。

3.3.3.4 闭井工程

随着石油、天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

闭井期应严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《油气田开发生产井报废规定》（Q/SY36-2007）要求进行施工作业。首先，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水窜层。井口封堵后，拆除井场设施及围挡，恢复井场原有自然地貌。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成的二次破坏。

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地面场站工程和油气集输工程。

（1）地面场站工程

本项目建设标准化采油井场 1 座，地面场站工程较简单，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，安装电伴热设施，施工内容较简单，环境影响较小。

（2）油气集输工程

项目油气集输工程的施工具有流动性强、施工作业面长的特点，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，沿设计的管线走向设置宽度约 12m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，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 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1：1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土。将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

拟建工程管线穿越现有砂石道路 2 次，管道采用有钢套管穿越公路，穿越段长度 15m。穿越管道与被穿越公路的夹角应大于 60°。防护长度应满足公路用地范围外 3m 的要求。输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应满足：公路顶面路面以下 1.2m，公路边沟底面以下 1.2m，并在管线两侧设置警示带，施工完毕后做好地面恢复。

表 3.3-12 穿越节点一览表

序号	穿越道路坐标	
	经度	纬度
1	83.3638	40.4851
2	83.3632	40.4851

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 3.3-3，管线与已建管线穿越示意图见图 3.3-4。

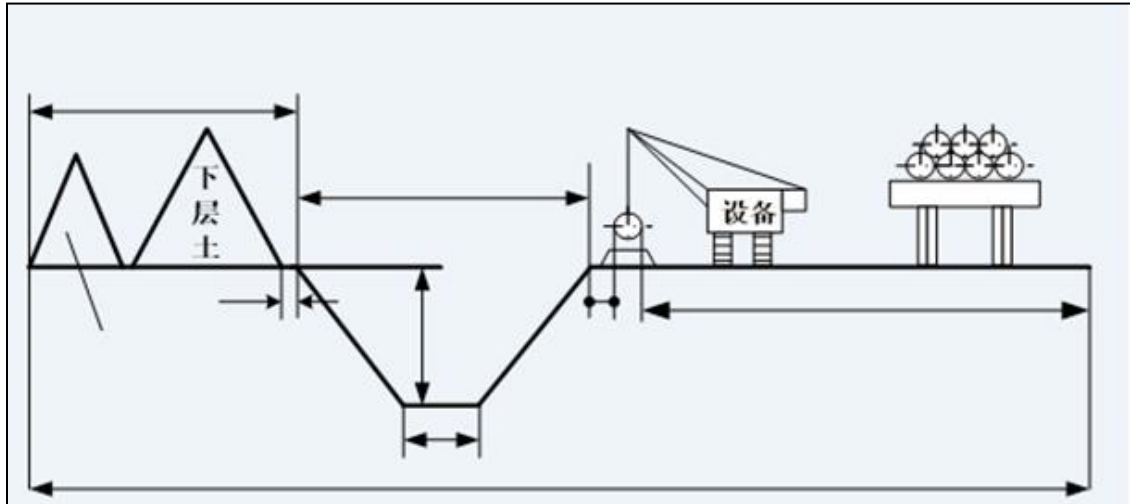


图 3.3-4 施工作业带断面布置图

图 3.3-5 管线与已建管线穿越示意图

③管道连接及试压

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。防腐保温采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级外护层的防腐保温结构。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，然后采用原挖方进行回填，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，作为自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 3.3-6 施工期油气集输工程工艺流程及排污节点图

表 3.3-13 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
		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
	废水	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	由生活污水池收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理	不外排
	噪声	施工机械和运输车辆等噪声	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哈得固废填埋场进行处置。	妥善处置
		施工人员	生活垃圾	间断	集中收集后，拉运至沙雅县生活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

3.4.4.2 运营期工艺流程及排污节点分析

项目实施后，满深 303 井采出物输送至富源联合站进行处理。

(1) 采油工艺

本项目新部署的满深 303 井为采油井，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机械抽出进行开采。为减少采出物黏滞性，便于集输，井场设电伴热对采出物进行加热。

(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。在气井投入生产后，气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气井内，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。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气井内。

运营期主要污染物中废气污染源主要为井场无组织废气（G1）；废水污染源主要为井下作业废水（W1），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，采出水（W2）采出水和油气一同输送至富源联合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；噪声污染源主要为采油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（S1）、清管废渣（S2）和废防渗材料（S3），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 3.3-7 运营期集输工艺流程及排污节点图

表 3.3-14 拟建工程营运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 ₂ S	连续	密闭集输，定期巡检
废水	W ₁	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
	W ₂	采出水	化学需氧量、氨 氮、石油类、总 氮、挥发酚	连续	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。
噪声	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	

3.4.4.3 退役期工艺流程及排污节点分析

随着油、气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

图 3.3-8 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见表 3.4-15。

表 3.3-15 本项目退役期污染源及治理措施一览表

类	序	污染源	主要污染物	排放方	治理措施
---	---	-----	-------	-----	------

别	号			式	
废气	G ₁	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
废水	W	退役期无废水产生	/	/	无废水
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
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	收集后拉运至哈得固废填埋场进行处置
	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

项目主要环境影响因素见表 3.4-16。

表 3.3-16 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	生活污水、管道试压废水	剩余土方、施工废料、含油废物、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	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	车辆噪声	--

3.4.5 工程主要污染源及防治措施

3.4.5.1 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。

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 10mg/m³；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 5mg/m³。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、SO₂等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

(2) 废水

项目施工期废水主要为管道试压废水和施工人员的生活污水。

①生活污水

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 30d，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 19.2m³，项目施工期设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水池收集，定期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 8m³，管道试压废水循环使用，在最后一段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 7.8m³，主要污染物为 SS，用于周边场地洒水抑尘，不外排。

（3）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~90dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，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》（HJ 2034-2013），施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-17。

表 3.3-17 施工期主要施工设备噪声源不同距离声压级

设备名称	噪声值/距离（dB（A）/m）
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

（4）固废

施工期固体废物主要为施工弃土、施工废料、含油废物和施工人员生活垃圾。

①施工弃土

项目管线工程和电力线路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 1t。施工废料优先回收利用，不可回收利用部分拉运至哈得固废填埋场进行处置。

④生活垃圾

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 30d，生活垃圾以 0.5kg/（人·d）计，产生量约 0.3t，集中收集后运至沙雅县生活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。

3.4.5.2 运营期污染源及防治措施

（1）废气

①无组织非甲烷总烃及硫化氢

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，本次评价对井场无组织废气污染物补充考虑硫化氢。

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 3.3-18。

表 3.3-18 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	井场	阀门	22	0.064	0.0042	8760	0.037
2		法兰	4	0.085	0.0010	8760	0.009
3		连接件	66	0.028	0.0055	8760	0.048
合计					0.0107	8760	0.094

由上表可知，项目井场无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.0107kg/h，排放量为 0.094t/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 10%，结合天然气密度，天然气中 H₂S 质量比为 0.000252%，经计算，本项目 H₂S 无组织挥发量为 0.0002t/a，年有效工作时间按 8760h 计算，则本项目 H₂S 无组织排放源强为 0.00002kg/h。

(2) 废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。本项目运营期废水主要为井下作业废水、采出水。

①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 3.3-19 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	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）	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，则本项目每年产生井下作业废水 38m³，其中化学需氧量 0.052t/a、石油类 0.009t/a。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

有关标准后回注地层，不外排。

②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油、气从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。本项目采油初期基本没有采出水，随着采油年限日益增加，本项目考虑最不利情况下采油后期采出水产生最大量时期作为评价时期，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 3.4-20。

表 3.4-20 石油和天然气开采行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位
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。					

根据产量预测，产油量为 29565t/a（81t/d），根据企业提供的设计资料，含水率取 15%，故 A 取 0.15。采气量为 347.26×10⁴m³/a（9514m³/d），本工程采出水以及采出水中污染物的产生量详见表 3.4-21。

表 3.4-21 采出水中污染物产生量一览表

物质	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
原油 (29565t/a)	化学需氧量	113.872	3.367	647.072	0
	氨氮	1.957	0.058	11.146	0
	石油类	20.515	0.607	116.654	0
	总氮	1.568	0.046	8.840	0
	挥发酚	0.146	0.004	0.769	0
	工业废水量	0.176（吨/吨—产品）	5203.44	--	0
采出气 (347.26 万 m ³ /a)	污染物指标	产污系数（克/万立方米—产品）	污染物产生量（t）	产生浓度（mg/L）	排放量
	化学需氧量	749	0.260	972.728	0
	石油类	60.61	0.021	78.714	0
	工业废水量	0.77（吨/万立方米—产品）	267.390	--	0

合计	化学需氧量	--	3.627	662.971	0
	氨氮	--	0.058	10.602	0
	石油类	--	0.628	114.791	0
	总氮	--	0.046	8.408	0
	挥发酚	--	0.004	0.731	0
	工业废水量	--	5470.83	--	0

根据上表分析，本项目产生废水量 5470.83t/a（14.989t/d），其中化学需氧量、氨氮、石油类、总氮和挥发酚的产生量依次为 3.627t/a、0.058t/a、0.628t/a、0.046t/a、0.004t/a，产生浓度依次为 662.971mg/L、10.602mg/L、114.791mg/L、8.408mg/L、0.731mg/L。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。

（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 3.3-22 井场噪声污染源强一览表

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强（任选一种）	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	声压级/距声源距离 dB（A）/m		
1	采油树	21.6	39.8	1	65/5	基础减振	昼夜

本项目井场产噪设备主要为采油树等设备噪声，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，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，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。本工程新建混输管线和燃料气管线总长度为 7.21km，每次清管废渣量约 8.29kg（0.008t/a）。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，则本工程气井作业 1 次共产生废弃防渗材料约 0.5t。气井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/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，交由有资质单位处置。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的危险废物属性表详见表 3.4-23。

表 3.3-23 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	071-0 01-08	0.1	油气开采、管道 集输、井下作业	固态	油类 物质、	油类 物质	T, I	分类收 集，交由 有资质 单位处 理
清管废渣	油与含		8.29	清管作业	固态	泥沙			
废防渗材料	矿物油 废物	900-2 49-08	0.25	井下作业	固态	油类 物质	油类 物质	T, I	

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。项目危险废物随产随清，不设置危险废物暂存间。

3.4.5.3 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，采取以下措施：

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

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送哈得固废填埋场处理。

③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，收集后交由有资质单位处置。

④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。

⑤运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（5）生态恢复措施

开采到了后期，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。

3.4.6 非正常工况

项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。项目油、气集输过程中，若井口压力过高，原油和天然气通过放喷管道直接进入焚烧池或放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。项目非正常排放见表 3.4-24。

表 3.4-24 项目非正常排放情况一览表

污染源	污染物	非正常排放原因	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/min	年发生频次/次	应对措施
焚烧池或放喷池	非甲烷总烃	井口压力过高	--	0.1	10	1 次	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，交由资质单位处理。
	硫化氢		--	0.001			

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，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。本项目集输管线刺漏时，原油从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏除修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托交由有资质单位处理。

3.4.7 清洁生产水平分析

项目隶属塔里木油田分公司哈得油气开发部管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，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。

3.4.7.1 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，综合考评富满油田 II 区富源 IV 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（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 3.3-25。

表 3.3-25 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 天然气	30	天然气: ≤50	≤50	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	50	0	
		COD		mg/L	5	乙类区: ≤150	150	5	
		落地凝析油回收率		%	7.5	100	100	7.5	
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5	
		采油废水达标排放率		%	7.5	≥80	--	7.5	
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	20	20
		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	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	10	

体系建设及清洁生产审核		开展清洁生产审核，并通过验收	20	0
		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 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 =$$

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：

$$P_2 =$$

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-26。

表 3.3-26 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

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 90 分，综合评价指数得分 78 分，属于清洁生产企业。

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

3.4.7.2 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) 若哈得油气开发部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 污染物排放统计

项目建成后运营期主要污染源及排放情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目运营期污染源排放汇总表

名称		排放量 (t/a)
废气	非甲烷总烃	0.094
	H ₂ S	0.00002
废水	COD	0
	氨氮	0
固体废物		0

本次工程建成后，区块污染物排放“三本账”核算见表 3.4-2。

表 3.4-2 项目完成后污染物排放“三本账”一览表 (单位: t/a)

污染物		现有工程 排放量	本工程 新增排放量	“以新带老” 削减量	总体工程 排放量	增减量 (+、-)
废气	烟尘	0.14	0	0	0.14	0
	NO _x	0.695	0	0	0.695	0
	SO ₂	0.12	0	0	0.12	0
	H ₂ S	0.0035	0.0002	0	0.0037	+0.0002
	非甲烷总烃	0.882	0.094	0	0.976	+0.094
废	COD	0	0	0	0	0

水	氨氮	0	0	0	0	0
	固废	0	0	0	0	0

3.5 总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 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。

3.6.3 总量控制建议指标

（1）总量指标

本项目在正常运行期间，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；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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本次评价采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.094t/a。

综上所述，项目总量控制指标为 VOCs：0.094t/a；COD：0.000t/a，NH₃-N：0.000t/a。

4 环境现状调查与评价

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

项目位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，井区整体位于塔克拉玛干沙漠北缘，地势较平坦，井场周围地表为沙漠，地面海拔 943m~1013.0m，周边有油田简易公路，交通运输十分便利。

4.1.2 地形地貌

井区整体位于塔克拉玛干沙漠北缘，地势较平坦，地面海拔 935.2~1013.0m。评价区为风积沙漠地貌类型。地表主要为无人人类活动的荒漠地带和沙漠。由于降水稀少，风蚀作用强烈，形成了各种形态的风蚀地貌和活动沙丘，主要以半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约 1-5m 不等。

4.1.3 地层地质

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，本项目所处位置大地构造分区属于顺托果勒凹陷四级构造单元。

跃进一号长垣（IX₅²⁻³）西临顺托果勒凹陷，东靠满加尔凹陷，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。跃进一号长垣为一近南北向长条状构造。在震旦-奥陶纪属于库满拗陷拉槽的西部延伸部分，志留纪后由于南北二隆起的继承性活动，该地区显示拗陷性质，但自老而新其拗陷特征逐渐变弱。地下水评价范围无断裂发育，区域地质构造见图 4.1-1。

图 4.1-1 区域地质构造图

4.1.3.2 地层岩性

区域内出露的地层为第四系（Q）。全新统风积层（ Q_4^{col} ）是区域内分布最广的地层。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

4.1.4.1 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带，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沙砾石层，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。

本项目位于塔里木盆地中部的塔克拉玛干的风积沙漠地区。

区域水文地质图见图 4.1-2。

图 4.1-2 区域水文地质图

4.1.4.2 地下水的补给、径流与排泄

本项目区域地下水补给水源主要靠山地流入的七条河流和季节性洪流的转化下渗补给。平原区虽有大气降水，但不足 30mm/a，其它如灌溉水入渗等其量甚微，对平原地下水补给不具有实际意义。

本项目区域地下水径流自西南向东北运动，山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，地下水径流交替强烈，从沙漠腹地向较低的沙漠边缘运移条件良好，地下径流速度由每日数十米，至沙漠古冲积湖积平原后逐渐趋于缓慢约为 1m/d，构成了广大沙漠中大面积的滞流集水区，是塔克拉玛干沙漠普遍分布地下水的基

本原因。

该区域地下水的排泄严格受基底构造的控制。在车尔臣隆起带附近，倾斜平原的前缘地带地下水埋深约为 1.5m，古河道侵蚀河谷的侧面多有泉水出露，一般流量小于 5L/s，使得地下水排泄回归地面，而后又汇集河床向沙漠方向倾泻，形成了局部循环转化的过程。但该区域大面积地下浅水带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳，表明该地带为地下水排泄地段。地层深部的大量地下水径流仍源源不断地向沙漠中部集聚；在沙漠中仅占 15%面积的垅间洼地内的水位浅埋地段，有极少部分地下水进行蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠地区的冲积湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态。该区域水质条件差，水质矿化度在 4~5g/L 之间，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.4.3 地下水化学特征

(1) 根据收集的相关资料，塔克拉玛干沙漠区地下水水质综合指标呈现出如下特点：

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

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

③沙漠北部矿化度除古河道小于 5g/L 外，一般大于 10g/L，至东部最高可达 228.28g/L；总硬度存在一近东西向高值区，达 7000~14000mg/L，东部普遍大于 7000mg/L，最高达 84252.71mg/L。

(2) 地下水化学类型呈现出如下特点：

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

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

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

4.1.4.4 地下水开发利用规划

本区位于塔克拉玛干沙漠内，地下水矿化度一般都大于 5g/L，无开发利用价值，且油田用水均由罐车拉运，综上，本区地下水基本未进行开发。

4.1.5 气候特征

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的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资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气象要素表

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				

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，站场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区和水土流失重点预防区和重点治理区等。

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。

本项目生态保护红线的最近距离为 28.59km。距本项目最近的生态红线为塔里木河流域土地沙化、生物多样性维护生态保护红线区，生态系统类型主要为盐化荒漠、河漫滩草甸与沼泽草甸，本项目不在该红线保护范围内。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件。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

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《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），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。

项目所在区域是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。

根据《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区），是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足 10%。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。该区是沙雅县风蚀最为严重的地区。

治理措施主要有：①保护好现有沙生植被，对重点地区进行封育治理，减少滥砍滥伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被；②应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

本项目类型属于石油开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复和管沟回填，并采取了完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持造成影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

本项目环境空气、噪声、土壤及地下水均委托新疆锡水金山环境科技有限公司进行监测，环境质量监测时间为，环境质量现状监测时间为 2024 年 11 月 21

日-12月4日。

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 和 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 和 O₃的数据来源，沙雅县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：μg/m³**

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	7μg/m ³	60μg/m ³	11.7%	达标
NO ₂	年平均	32μg/m ³	40μg/m ³	80.0%	达标
PM ₁₀	年平均	95μg/m ³	70μg/m ³	135.7%	不达标
PM _{2.5}	年平均	37μg/m ³	35μg/m ³	105.7%	不达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2200μg/m ³	4000μg/m ³	55%	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	130μg/m ³	160μg/m ³	81.25%	达标

由上表可知，SO₂、NO₂年平均质量浓度、CO24h 平均质量浓度、O₃日最大 8h 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；PM₁₀、PM_{2.5}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。项目区域为不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}。

阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

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

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

本项目环境空气由新疆锡水金山环境科技有限公司监测，本次设置监测点位一个，位于项目区下风向，监测时间为 2024 年 11 月 21 日～2024 年 11 月 27 日，满已更新足项目现状调查需求。

(1) 监测因子

非甲烷总烃、H₂S。

(2) 监测布点

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，项目设置监测点位 1 个，基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见附图。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点名称	坐标	与本项目位置关系	监 测 因 子
1	满深 303 井下风向	E: 83°25'0.28", N: 40°29'5.21"	项目区东北侧	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 11 月 21 日～2024 年 11 月 27 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，监测时间分别为北京时间 02: 00、8: 00、14: 00 及 20: 00 时，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》（HJ604-2017）	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/T 11742-1989）	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

点位名称	污染物	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
满深 303 井	H ₂ S	1 小时	0.01	未检出	0	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.7~0.78	0	0	达标

由监测结果可知，各监测点位非甲烷总烃满足《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

本项目的地下水环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求，本次引用《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程环境影响报告书》中的 1 个潜水水质监测点，取样时间：2022 年 3 月；引用《满深区块 ManS2-H4 等 8 口井地面工程环境影响报告书》中的 2 个潜水水质监测点，取样时间：2022 年 6 月；并引用《富满油田 F112 断裂带初步开发方案环境影响报告书》中的 2 个潜水水质监测点，取样时间：2023 年 8 月。监测点位情况详见下表：

表 4.3-5 地下水监测点位信息表

编号	位置	高斯坐标		与本项目相对 位置	采样井 功能	井深 (m)	监测层 位
		Y	X				
1#	FY219-H1 井南侧 2.5km	28443563.15	4473667.69	上游 11.09km	废弃井	20	潜水含水层
2#	FY212H 计量阀组站东 北 4.3km	28446465.75	4492402.66	两侧 8.83km	废弃井	30	
3#	ManS502-H4 井场	28455648.52	4475884.22	两侧 9.04km	废弃井	15	
4#	ManS504-H2 井场附近	28465992.34	4495569.13	下游 19.47km	废弃井	40	
5#	满深 701 井场附近	28470425.40	4488391.79	下游 20.35km	废弃井	40	

（2）监测因子

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类。

(3) 检测方法

本次环评水质现状监测项目及分析方法见附件监测报告。

(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：

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：

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

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》（GB 3838-2002）中Ⅲ类标准。

(6) 水质监测结果及评价

潜水水质现状监测数据及标准指数见表 4.3-6。

由表 4.3-6 分析可知，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅲ类标准。

表 4.3-6 地下水质量现状监测及评价结果一览表

监测项目	标准值	单位	1#		2#		3#	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
色度	≤15	度	未检出	/	10	0.667	/	/
嗅和味	--	无	无	/	无	/	/	/
肉眼可见物	--	无	无	/	无	/	/	/
pH 值	6.5~8.5	无量纲	7.4	0.267	7.5	0.333	7.6	0.40
总硬度	≤450	mg/L	4400	9.778	6230	13.844	3400	7.556
溶解性总固体	≤1000	mg/L	19800	19.80	24800	24.80	24700	24.70
硫酸盐	≤250	mg/L	4630	18.52	5500	22	5450	21.80
氯化物	≤250	mg/L	8330	33.32	10000	40	10200	40.80
铁	≤0.3	mg/L	0.17	0.567	0.18	0.60	未检出	/
锰	≤0.1	mg/L	0.05	0.50	0.05	0.50	未检出	/
铜	≤1.0	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
锌	≤1.0	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
铝	≤0.2	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
挥发性酚类	≤0.002	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
阴离子表面活性剂	≤0.3	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
耗氧量	≤3.0	mg/L	0.87	0.29	1.53	0.51	1.57	0.523
氨氮	≤0.5	mg/L	未检出	/	未检出	/	0.279	0.558
硫化物	≤0.02	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
钠	≤200	mg/L	5610	28.05	7410	37.05	7500	37.50

总大肠菌群	≤3	MPN/100mL	0	0	0	0	未检出	/
菌落总数	≤100	CFU/mL	42	0.42	47	0.47	44	0.44
亚硝酸盐氮	≤1.0	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
硝酸盐氮	≤20.0	mg/L	3.41	0.171	未检出	/	1.63	0.082
氟化物	≤1.0	mg/L	1.32	1.32	1.26	1.26	1.38	1.38
碘化物	≤0.08	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
氰化物	≤0.05	mg/L	/	/	/	/	未检出	/
汞	≤0.001	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
砷	≤0.01	mg/L	0.0008	0.08	0.0025	0.25	0.0004	0.04
镉	≤0.005	mg/L	0.0011	0.22	0.0011	0.22	未检出	/
硒	≤0.01	mg/L	0.0031	0.31	未检出	/	/	/
六价铬	≤0.05	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
铅	≤0.01	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/
三氯甲烷	≤0.06	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
四氯化碳	≤0.002	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
苯	≤0.01	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
甲苯	≤0.7	mg/L	未检出	/	未检出	/	/	/
石油类	≤0.05	mg/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/

续表 4.3-6 地下水质量现状监测及评价结果一览表

监测项目	标准值	单位	4#		5#	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数
色度	≤15	度	/	/	/	/
嗅和味	--	无	/	/	/	/
肉眼可见物	--	无	/	/	/	/
pH 值	6.5~8.5	无量纲	7.6	0.40	7.4	0.267
总硬度	≤450	mg/L	5310	11.80	4110	9.133
溶解性总固体	≤1000	mg/L	25900	25.90	21000	21.00
硫酸盐	≤250	mg/L	4240	16.96	3130	12.52
氯化物	≤250	mg/L	11900	47.60	9830	39.32
铁	≤0.3	mg/L	未检出	/	未检出	/
锰	≤0.1	mg/L	未检出	/	未检出	/
铜	≤1.0	mg/L	/	/	/	/
锌	≤1.0	mg/L	/	/	/	/
铝	≤0.2	mg/L	/	/	/	/
挥发性酚类	≤0.002	mg/L	0.0009	0.45	0.001	0.50
阴离子表面活性剂	≤0.3	mg/L	/	/	/	/
耗氧量	≤3.0	mg/L	0.68	0.227	0.71	0.237
氨氮	≤0.5	mg/L	0.26	0.52	0.279	0.558
硫化物	≤0.02	mg/L	0.013	0.65	0.014	0.70
钠	≤200	mg/L	6960	34.80	5920	29.60

总大肠菌群	≤3	MPN/100mL	2	0.667	未检出	/
菌落总数	≤100	CFU/mL	72	0.72	61	0.61
亚硝酸盐氮	≤1.0	mg/L	未检出	/	未检出	/
硝酸盐氮	≤20.0	mg/L	0.1	0.005	0.08	0.004
氟化物	≤1.0	mg/L	0.79	0.79	0.66	0.66
碘化物	≤0.08	mg/L	/	/	/	/
氰化物	≤0.05	mg/L	未检出	/	未检出	/
汞	≤0.001	mg/L	0.00005	0.05	未检出	/
砷	≤0.01	mg/L	0.0006	0.06	0.0007	0.07
镉	≤0.005	mg/L	0.00334	0.668	0.00324	0.648
硒	≤0.01	mg/L	/	/	/	/
六价铬	≤0.05	mg/L	0.005	0.10	0.006	0.12
铅	≤0.01	mg/L	0.0023	0.23	0.003	0.30
三氯甲烷	≤0.06	mg/L	/	/	/	/
四氯化碳	≤0.002	mg/L	/	/	/	/
苯	≤0.01	mg/L	/	/	/	/
甲苯	≤0.7	mg/L	/	/	/	/
石油类	≤0.05	mg/L	0.02	0.40	0.02	0.40

(7) 水质监测结果分析

各水质现状监测点位的监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率分析见表 4.3-7。

表 4.3-7 水质监测结果统计分析

项目	单位	最大值（mg/L）	最小值（mg/L）	均值（mg/L）	标准差	检出率	超标率
色度	≤15	10	/	/	/	20.00%	0.00%
嗅和味	--	/	/	/	/	0.00%	0.00%
肉眼可见物	--	/	/	/	/	0.00%	0.00%
pH 值	6.5~8.5	7.6	7.4	7.50	0.10	100.00%	0.00%
总硬度	≤450	6230	3400	4690	1100.068	100.00%	100.00%
溶解性总固体	≤1000	25900	19800	23240	2668.895	100.00%	100.00%
硫酸盐	≤250	5500	3130	4590	977.676	100.00%	100.00%
氯化物	≤250	11900	8330	10052	1270.264	100.00%	100.00%
铁	≤0.3	0.18	/	/	/	40.00%	0.00%
锰	≤0.1	0.05	/	/	/	40.00%	0.00%
铜	≤1.0	/	/	/	/	0.00%	0.00%
锌	≤1.0	/	/	/	/	0.00%	0.00%
铝	≤0.2	/	/	/	/	0.00%	0.00%
挥发性酚类	≤0.002	0.001	/	/	/	40.00%	0.00%
阴离子表面活性剂	≤0.3	/	/	/	/	0.00%	0.00%
耗氧量	≤3.0	1.57	0.68	1.072	0.443	100.00%	0.00%
氨氮	≤0.5	0.279	/	/	/	60.00%	0.00%
硫化物	≤0.02	0.014	/	/	/	40.00%	0.00%
钠	≤200	7500	5610	6680.000	866.920	100.00%	0.00%

总大肠菌群	≤3	2	/	/	/	60.00%	0.00%
菌落总数	≤100	72	42	53.20	12.872	100.00%	0.00%
亚硝酸盐氮	≤1.0	/	/	/	/	0.00%	0.00%
硝酸盐氮	≤20.0	3.41	/	/	/	80.00%	0.00%
氟化物	≤1.0	1.38	0.66	1.082	0.332	100.00%	40.00%
碘化物	≤0.08	/	/	/	/	0.00%	0.00%
氰化物	≤0.05	/	/	/	/	0.00%	0.00%
汞	≤0.001	0.00005	/	/	/	20.00%	0.00%
砷	≤0.01	0.0025	0.0004	0.001	0.001	100.00%	0.00%
镉	≤0.005	0.00334	/	/	/	80.00%	0.00%
硒	≤0.01	0.0031	/	/	/	20.00%	0.00%
六价铬	≤0.05	0.006	/	/	/	40.00%	0.00%
铅	≤0.01	0.003	/	/	/	40.00%	0.00%
三氯甲烷	≤0.06	/	/	/	/	0.00%	0.00%
四氯化碳	≤0.002	/	/	/	/	0.00%	0.00%
苯	≤0.01	/	/	/	/	0.00%	0.00%
甲苯	≤0.7	/	/	/	/	0.00%	0.00%
石油类	≤0.05	0.02	/	/	/	40.00%	0.00%

由分析结果可知，除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物外，其他全部监测因子超标率均为 0，满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)III 类标准，石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高且本区地下水径流缓慢，地下水溶滤作用强导致上述因子超标。

(7) 地下水水化学类型分析

潜水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		1#			2#			3#		
		ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %
阳 离 子	K ⁺	70.4	1.81	0.5%	109	2.79	0.6%	99.6	2.55	0.64
	Na ⁺	5610	243.91	72.3%	7410	322.17	70.9%	7500	326.09	82.10
	Ca ²⁺	567	28.35	8.4%	508	25.40	5.6%	764	38.20	9.62
	Mg ²⁺	772	63.28	18.8%	1270	104.10	22.9%	364	30.33	7.64
	合计	7019.4	337.35	100.0%	9297	454.47	100.0%	8727.60	397.17	100.00
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%	1.63	0.05	0.01
	HCO ₃ ⁻	239	3.92	1.2%	256	4.20	1.0%	600	9.84	2.39
	SO ₄ ²⁻	4630	96.46	28.8%	5510	114.79	28.6%	5450	113.54	27.64
	Cl ⁻	8330	234.65	70.0%	10000	281.69	70.3%	10200	287.32	69.95
	合计	13199	335.02	100.0%	15766	400.68	100.0%	16251.63	410.76	100.00
地下水化学类型		Cl·SO ₄ -Na			Cl·SO ₄ -Na			Cl·SO ₄ -Na		

续表 4.3-8 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		4#			5#		
		ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) meq/L	x (1/zBz±) %
阳 离 子	K ⁺	101	2.59	0.64	86.9	2.23	0.66
	Na ⁺	6960	302.61	74.32	5920	257.39	76.17
	Ca ²⁺	503	25.15	6.18	381	19.05	5.64
	Mg ²⁺	922	76.83	18.87	711	59.25	17.53
	合计	8486.00	407.18	100.00	7098.90	337.92	100.00
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00
	HCO ₃ ⁻	156	2.56	0.60	112	1.84	0.53
	SO ₄ ²⁻	4240	88.33	20.73	3130	65.21	18.96
	Cl ⁻	11900	335.21	78.67	9830	276.90	80.51
	合计	16296.00	426.10	100.00	13072.00	343.95	100.00
地下水化学类型		Cl-Na			Cl-Na		

4.3.3.2 包气带污染现状调查

(1) 监测点位

本次评价于 2024 年 11 月进行一期包气带现状监测，共布设 3 个包气带监测点，监测点位见表 4.3-9。

表 4.3-9 包气带现状监测布点情况表

序号	点位性质	位置	坐标	
B1	空白对照点	富源联合站外	83°21'9.28"	40°29'16.73"
B2	污染控制点	富源联合站	83°21'23.87"	40°29'32.97"
B3	污染控制点	满深 303 井场	83°24'59.77"	40°29'4.05"

(2) 监测因子

pH、石油类、硫化物、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

本次评价对包气带污染源调查结果可知，B2、B3 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。

表 4.3-10 包气带监测结果

监测因子	单位	监测点位		
		B1	B2	B3
石油类	mg/L	<0.01	<0.01	<0.01
pH	无量纲	7.7	7.7	7.9
硫化物	mg/L	<0.003	<0.003	<0.003
氯化物	mg/L	38	41	45
阴离子表面活性剂	mg/L	<0.04	<0.04	<0.04
砷	μg/L	6.6	7.1	7.0
汞	μg/L	0.7	0.46	0.63
六价铬	mg/L	<0.004	<0.004	<0.004
镉	μg/L	<1	<1	<1
铅	μg/L	<1.24	<1.24	<1.24
镍	mg/L	<0.007	<0.007	<0.007
钡	μg/L	<2.5	<2.5	<2.5
挥发酚	mg/L	<0.0003	<0.0003	<0.0003

4.3.2.3 水位调查

本次工作于 2024 年 11 月进行了水位调查工作，共设水位调查点 6 个，评价区水位调查情况表见表 4.3-11。

表 4.3-11 地下水水位监测情况一览表

编号	坐标		地面标高 (m)	2024 年 11 月	
	Y	X		水位埋深 (m)	水位标高 (m)
SW1	28443563.15	4473667.69	957.61	4.69	952.92
SW2	28446465.75	4492402.66	953.72	3.66	950.06
SW3	28455648.52	4475884.22	954.17	4.02	950.15
SW4	28465992.34	4495569.13	950.65	3.15	947.50
SW5	28470425.40	4488391.79	950.05	2.08	947.97
SW6	28448212.46	4480012.53	955.70	4.37	951.33
SW7	28445207.37	4484364.73	954.22	2.75	951.47
SW8	28454585.33	4481359.64	954.04	3.35	950.69
SW9	28450699.44	4489908.61	952.86	2.84	950.02
SW10	28461165.45	4491514.78	950.83	2.52	948.31

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 4.3-10。

表 4.3-10 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	满深 303 井场边界东、南、西、北场界	2 类区	等效连续 A 声级

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2024 年 11 月 21 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 4.3-11。

表 4.3-11 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
	满深 303 井场	东厂界	38	60	达标	36	50	达标
		南厂界	38	60	达标	36	50	达标
		西厂界	38	60	达标	36	50	达标
		北厂界	38	60	达标	36	50	达标

由表 4.3-11 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

本项目井场的土壤环境影响评价工作等级为二级，集输管线的土壤环境影响评价工作等级为三级。本次评价选取满深 303 井场为土壤理化特性监测点（Z1），土壤理化特性见下表。

表 4.3-12 土壤理化特性调查表

点位		满深 303 井场		
经纬度		E: 83°24'58.02", N: 40°29'2.21"		
层次		深度 17cm		
现场记录	颜色	黄色		
	结构	团粒		
	质地	砂土		
	砂砾含量 (%)	90		
	其他异物	/		
实验室测定	pH 值	8.12		
	阳离子交换量 (cmol (+) /kg)	10.7		
	氧化还原电位 (mV)	421		
	土壤容重 (g/cm ³)	1.44		
	孔隙度 (%)	34.4		
	饱和导水率 mm/min			
	含水率%			

(2) 监测点布置

项目所在区域涉及的土壤类型为荒漠风沙土。根据项目区域土壤类型及站场布置，共设 6 个土壤监测点，在项目占地范围内布设 3 个柱状样（B1、B2、B3）和 1 个表层样（B4），在占地范围外布设 2 个表层样（B5、B6）。土壤采样点位置详见下表，具体点位设置及分布见表 4.3-13 和附图。

表 4.3-13 土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标 (°)		功能区	取样方法	监测因子	备注
		经度	纬度				
B1	满深 303 井井场	83.41979187	40.48529865	建设用地	柱状样	45 项基本因子+特征因子	取样深度 0~0.5m
						特征因子	取样深度 0.5~1.5m
						特征因子	取样深度 1.5~3m
B2	满深 303 井焚烧池	83.41958818	40.48462119			特征因子	取样深度 0~0.5m
						特征因子	取样深度 0.5~1.5m
						特征因子	取样深度 1.5~3m
B3	富源联合站 8 接口阀组	83.36199894	40.48535542	荒漠	45 项基本因子+特征因子	取样深度 0~0.5m	
					特征因子	取样深度 0.5~1.5m	

						特征因子	取样深度 1.5~3m
B4	满深 303 井井场东侧 100m	83.42106736	40.48519169			特征因子	取样深度 0~0.2m
B5	富源联合站 8 接口阀组西侧 100m	83.36085936	40.48521485		表层样	特征因子	取样深度 0~0.2m
B6	满深 303 井井场	83.39032675	40.48751833			特征因子	取样深度 0~0.2m

(3) 监测项目

常规因子：建设用地监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）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，共计 45 项。

特征因子：pH、石油烃（C₁₀~C₄₀）、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 11 月 21 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 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。分析方法及检出限见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤监测项目分析及检出限

序号	检测项目	分析及来源	检出限 (mg/kg)
1	pH	《土壤 pH 值的测定 电位法》（HJ962-2018）	--
2	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	0.01
3	镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T17141-1997）	0.01
4	铬（六价）	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰	0.5

		原子吸收分光光度法》（HJ1082-2019）	
5	铜	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ491-2019）	1.0
6	铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	0.1
7	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	0.002
8	镍	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ491-2019）	3.0
9	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ605-2011）	0.0013
10	氯仿		0.0011
11	氯甲烷		0.0010
12	1, 1-二氯乙烷		0.0012
13	1, 2-二氯乙烷		0.0013
14	1, 1-二氯乙烯		0.0010
15	顺-1, 2-二氯乙烯		0.0013
16	反-1, 2-二氯乙烯		0.0014
17	二氯甲烷		0.0015
18	1, 2-二氯丙烷		0.0011
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷		0.0012
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷		0.0012
21	四氯乙烯		0.0014
22	1, 1, 1-三氯乙烷		0.0013
23	1, 1, 2-三氯乙烷		0.0012
24	三氯乙烯		0.0012
25	1, 2, 3-三氯丙烷		0.0012
26	氯乙烯		0.0010
27	苯		0.0019
28	氯苯		0.0012
29	1, 2-二氯苯		0.0015
30	1, 4-二氯苯		0.0015
31	乙苯		0.0012
32	苯乙烯		0.0011
33	甲苯		0.0013
34	间/对二甲苯		0.0012
35	邻二甲苯		0.0012
36	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱法》（HJ 1019-2019）	0.09

37	苯胺	《土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	0.09
38	2-氯酚		0.06
39	苯并（a）蒽		0.1
40	苯并（a）芘		0.1
41	苯并（b）荧蒽		0.2
42	苯并（k）荧蒽		0.1
43	蒽		0.1
44	二苯并（a, h）蒽		0.1
45	茚并（1, 2, 3-cd）芘		0.1
46	萘		0.09
47	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	《土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	6.0
48	阳离子交换量	《土壤 阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法》（LY/T 1251-1999）	0.8cmol ⁺ /kg
49	锌	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ491-2019）	1
50	铬		4
51	石油类	《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》（HJ 1051-2019）	4
52	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	《土壤和沉积物 石油烃（C ₆ -C ₉ ）的测定 吹扫捕集 气相色谱法》（HJ 1020-2019）	0.04
53	全盐量	《土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定》NY/T1121.16-2006	--

（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/kg；

C_{is}—某因子的环境质量标准值，mg/kg。

（7）监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见表 4.3-15 至表 4.3-16。

表 4.3-15 土壤监测结果表

序号	项目	单位	标准值	B1			B2			B3		
				深度 17cm						深度 16cm		
1	氯乙烯	µg/kg	0.43	<1.5						<1.5		
2	1, 1-二氯乙烯	µg/kg	66	<0.8						<0.8		
3	二氯甲烷	µg/kg	616	<2.6						<2.6		
4	反-1, 2-二氯乙烯	µg/kg	54	<0.9						<0.9		
5	1, 1-二氯乙烷	µg/kg	9	<1.6						<1.6		
6	顺-1, 2-二氯乙烯	µg/kg	596	<0.9						<0.9		
7	氯仿	µg/kg	0.9	<1.5						<1.5		
8	1, 1, 1-三氯乙烷	µg/kg	840	<1.1						<1.1		
9	四氯化碳	µg/kg	2.8	<2.1						<2.1		
10	1, 2-二氯乙烷	µg/kg	5	<1.3						<1.3		
11	苯	µg/kg	4	<1.6						<1.6		
12	三氯乙烯	µg/kg	2.8	<0.9						<0.9		
13	1, 2-二氯丙烷	µg/kg	5	<1.9						<1.9		
14	甲苯	µg/kg	1200	<2.0						<2.0		
15	1, 1, 2-三氯乙烷	µg/kg	2.8	<1.4						<1.4		
16	四氯乙烯	µg/kg	53	<0.8						<0.8		
17	氯苯	µg/kg	270	<1.1						<1.1		
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	µg/kg	10	<1.0						<1.0		
19	乙苯	µg/kg	28	<1.2						<1.2		
20	间, 对-二甲苯	µg/kg	570	<3.6						<3.6		
21	邻-二甲苯	µg/kg	640	<1.3						<1.3		
22	苯乙烯	µg/kg	1290	<1.6						<1.6		
23	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	µg/kg	6.8	<1.0						<1.0		
24	1, 2, 3-三氯丙烷	µg/kg	0.5	<1.0						<1.0		
25	1, 4-二氯苯	µg/kg	20	<1.2						<1.2		
26	1, 2-二氯苯	µg/kg	560	<1.0						<1.0		
27	氯甲烷	µg/kg	37	<3.0						<3.0		
28	硝基苯	mg/kg	76	<0.09						<0.09		
29	苯胺	mg/kg	260	<3.78						<3.78		
30	2-氯苯酚	mg/kg	2256	<0.06						<0.06		
31	苯并(a)蒽	mg/kg	15	<0.1						<0.1		
32	苯并(a)芘	mg/kg	1.5	<0.1						<0.1		
33	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15	<0.2						<0.2		

34	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151	<0.1						<0.1		
35	蒽	mg/kg	1293	<0.1						<0.1		
36	二苯并（a, h）蒽	mg/kg	1.5	<0.1						<0.1		
37	茚并（1, 2, 3-cd）芘	mg/kg	15	<0.1						<0.1		
38	萘	mg/kg	70	<0.09						<0.09		
39	pH	无量纲	--	8.12						8.17		
41	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	4500	11						19		
42	砷	mg/kg	60	21.0						24.1		
43	铅	mg/kg	800	32						39		
44	汞	mg/kg	38	0.112						0.378		
45	镉	mg/kg	65	0.36						0.34		
46	铜	mg/kg	18000	24						21		
47	镍	mg/kg	900	28						29		
48	六价铬	mg/kg	5.7	<0.5						<0.5		
50	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	--	11						19		
51	全盐量	g/kg	--	2.3						2.2		

表 4.3-16 土壤监测结果表

项目	标准值及单位		B2	B4
			深度 19cm	深度 18cm
pH	--	无量纲	8.18	8.21
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500	mg/kg	13	14
全盐量	--	g/kg	2.0	2.4

由上表可知，各监测点的土壤含盐量均小于 2g/kg， $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ ，因此所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。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（试行）》（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，区域土壤环境质量现状良好。

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除局部地段外，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图 4.4-1。

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。

图 4.4-1 生态功能区划图

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能得以生存，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、技术线路进行叠加，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。

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		
工矿仓储用地	采矿用地	0.016	0.005%
交通运输用地	公路用地	3.33	0.984%
其他土地	沙地	335.21	99.012%
合计		338.56	100.00%

综上所述，评价范围内土地利用类型以沙地为主，面积为占 335.21hm²，评价区域面积的 99.012%，其他用地占评价区域面积的 0.988%。

4.4.4 植被环境现状调查及评价

4.4.4.1 区域自然植被区系类型

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柽柳科（多枝柽柳等）、杨柳科（胡杨等）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
麻黄科	膜果麻黄	<i>EphedraprzewalskiiStapf</i>
杨柳科	胡杨	<i>Populuseuphratica</i>
	线叶柳	<i>Salixwilhelmsiana</i>
蓼科	沙拐枣	<i>Calligonummongolicunl</i>
	盐穗木	<i>Halostachyscaspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemumshrobilaceum</i>
	盐生草	<i>Halogetonglomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidiumschrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaedsalsa</i>
	刺蓬	<i>Sallsolapestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispormumheptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassiadasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasisaphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatisorientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendronhalodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophoraalopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaorophysasalsula</i>
	胀果甘草	<i>GlycyrrhizainflataBatal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagisparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Pegantumharmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitrariasibirica</i>
柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarixramosissima</i>
	刚毛柽柳	<i>Tamarixhispida</i>
	短穗柽柳	<i>TamarixlaxaWilld</i>
	多花柽柳	<i>TamarixhohenackeriBunge</i>
	长穗柽柳	<i>TamarixelongataLedeb</i>
胡颓子科	尖果沙枣	<i>Elacagnusoxycarpa</i>
	大沙枣	<i>ElacagnusMoorcroftii</i>
夹竹桃科	大花罗布麻	<i>Poacynumhendersonii</i>

	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
列当科	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</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	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</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腹地，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。

4.4.4.2评价区植被类型

项目所在区域植被覆盖率低、种类组成贫乏等特点，属典型的荒漠生态景观。评价区域内植被类型主要可分为胡杨、怪柳和非植被区 3 种类型，评价区植被类型见下表，评价区各植被类型现状统计图见附图。

表 4.4-4 评价区植被类型现状一览表

群系	面积 (hm ²)	面积百分比 (%)
胡杨群系	0.971	0.29%
怪柳群系	0.0363	0.01%
非植被区	337.55	99.70%
合计	338.56	100.00%

(1) 怪柳群系

群系中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 10%左右。

(2) 胡杨群系

胡杨是干旱荒漠区特有的夏绿阔叶荒漠河岸林类型，它适应温带荒漠条件，需要一定的高温、水分、盐分和沙壤质的土壤才能生长、发育和自然更新。

胡杨林在塔里木河流域分布最广，在塔里木盆地中的生态地位极其重要，被誉为荒漠中的绿色长城。在干旱荒漠生境中，它是自然林地的建群树种。

4.4.4.3 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腹地，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 4.4-5 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>	/	+

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
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 monedual</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvua 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； ③ I 胡杨林区；II 柽柳灌丛区；III 半灌木荒漠区；IV 塔里木河水域区。				

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。

4.4.5 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“II₁‘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，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和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。

4.4.6 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。盆地为高山和高原所夹，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，且末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。

4.4.7 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）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，燃用合格燃料，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。

（3）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。

(5) 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管道试压废水和少量生活污水。

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。施工现场设置可移动环保厕所，施工期间生活污水定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，不新增临时集中式污水排放点。

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75dB（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) 噪声源参数确定

根据类比调查的结果，本项目施工期噪声源噪声参数见表 5.1-1。其中，坐标原点设在井场中心。

表 5.1-1 施工期噪声源噪声参数情况表

序号	声源名称	声功率级 dB (A)	声源控制措施	空间相对位置			运行 时段	厂界距离 (m)			
				X	Y	Z		东	南	西	北
1	推土机	75	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	-14	20	1	昼间/夜间	64	95	46	25
2	混凝土翻斗车	75		32	-15	1		68	90	42	30
3	挖掘机	75		20	10	1		30	85	80	35

(3) 声环境预测结果及评价

根据噪声预测模式，利用环安科技噪声影响评价系统进行计算，本项目各噪声源对四周场界的噪声贡献值见表 5.1-2。

表 5.1-2 场界预测点预测结果一览表 单位：dB (A)

预测点名称	施工期贡献值 (dB (A))		标准值 (dB (A))		达标情况
	昼间	夜间	昼间	夜间	
东场界	46.67	46.67	70	55	达标
南场界	47.13	47.13	70	55	达标
西场界	51.88	51.88	70	55	达标

北场界	53.06	53.06	70	55	达标
-----	-------	-------	----	----	----

由表 5.1-2 计算结果可知，工程实施后项目噪声源对四周场界的噪声贡献值为 46.67~53.06dB（A），均满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中规定的噪声限值。

综合以上预测结果分析，本项目施工期不会对周围声环境产生明显影响。项目施工期较短，施工结束后噪声影响即会消除。

（4）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、含油废物和施工人员生活垃圾。

①剩余土方

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 1t。施工废料优先回收利用，不可回收利用部分拉运至哈得固废填埋场进行处置，尽可能减少或消除人类活动痕迹、恢复原地貌。

③生活垃圾

项目施工期生活垃圾产生量约 0.45t，施工单位就近依托作业区现有公共设施，收集后拉运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。

(2) 施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，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 0.49hm²，主要为井场占地；项目临时占地面积为 8.28hm²，主要是管线管沟开挖临时占地，占地类型主要为沙地。

永久占地使原有植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代。临时占地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

拟建工程施工过程中最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设等临时占地对土壤环境的影响。管道敷设临时占地土壤类型为荒漠风沙土。施工过程对土壤的影响主要为：

（1）对土壤结构和质地影响

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

（2）对土壤密实度的影响

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

（3）固体废弃物对土壤的影响

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

（4）对土壤物理性质的影响

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

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

5.1.5.3 对植被的环境影响

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使区域环境内地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

本项目投入运营后，其中有 0.49hm² 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。

集输工程和钻前工程的建设主要为临时占地，临时占地面积 8.28hm²，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) 生物量损失

拟建工程井场和管线施工区域以沙地为主。本项目永久性占地面积为 0.49hm²、临时占地 8.28hm²，工程占地类型主要为沙地，植被类型为怪柳、胡杨，覆盖度较低。根据《中国区域植被地上与地下生物量模拟》中荒漠中植被的平均生物量为 0.4t/hm²。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=Si \cdot Wi$$

式中，Y—永久性生物量损失，t；

Si—占地面积，hm²；

Wi—单位面积生物量，t/hm²。

项目施工区域植被覆盖率较低，平均生物量 0.4t/hm²。

表 5.1-3 项目建设各类型占地的生物量损失一览表

植被类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积 (hm ²)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
稀疏草地	0.4	0.49	8.28	0.196	3.312

本项目的实施将造成 0.196t 永久植被损失和 3.312t 临时植被损失。

(3) 污染物对植被的影响

①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要为管道试压废水和少量生活污水。其中管道试压采用中性清洁水，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

期生活污水产生量较小，现场设置可移动环保厕所，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，不会对周围植被造成影响。

（4）人类活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

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

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经 1~3 年才能完全恢复。

（5）事故排放对植被的影响

油田开发建设中对环境造成严重破坏的主要事故类型为凝析油泄漏，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。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对凝析油的及时清理而减轻其影响，如塔里木油田公司的东河塘油田发生的集输管线破裂事故，致使 40×60m² 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的树木被喷射出的石油污染，但基本未造成林木死亡，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响树木的正常生长。

综上所述，项目事故排放对整个区域植物产生的影响较小。

（6）对野生植物的影响

根据现场踏勘，项目评价范围内无灰胡杨等重点保护野生植物，项目位于沙地区域，地表植被较少，不涉及重点保护野生植物，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。

5.1.5.4 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，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。

5.1.5.5 对生物多样性影响

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。

拟建工程井场及管线作业施工周期短，不会对基因多样性造成影响，对生态系统类型、结构、组成及功能影响较小，对物种多样性有一定程度的影响，主要体现在植被和动物的影响过程中。

5.1.5.6 生态保护红线影响分析

根据与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》进行核对，本次拟建工程距生态保护红线最近距离约为 28.59km，不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线要求。

项目只要做好集输管网的选线工作，优化施工线路，同时做好施工期的生态保护，项目对生态保护红线的影响可以接受，不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，可以满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

5.1.5.7 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灾天气，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，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

本项目拟采取的水土流失防治措施如下：

（1）井场工程区

①砾石压盖：新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②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，以避免增加对地表的扰动和破坏。

（2）集输管道工程区

①场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性。

②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。

③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，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。

5.1.5.8 生态环境影响减缓措施

（1）井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地和永久占地，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，最大限度的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对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（2）管线施工生态保护工程措施

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。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和地势走向的基础上，优先选择最短的路线减少占地面积，同时尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏地表植被。

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，并进一步影响地表植被。

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。

5.1.6 防沙治沙分析及措施

5.1.6.1 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况
本项目占地全部为沙漠等沙化土地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响
拟建工程管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土方用于回填管沟及场地平整，剩余土方用于施工作业带平整。

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）。

本工程占地类型以沙地为主，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。

项目管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在有植被土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。

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

5.1.6.2 防沙治沙内容及措施

为防止因项目施工造成沙化趋势,项目拟采用以下措施。

(1) 采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订);
- ②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发〔2013〕136 号);
- ③《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);
- ④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007);

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则:①科学性、前瞻性与可行性相结合;②定性目标与定量指标相结合;③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合;④节约用水和合理用水相结合;⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标:通过工程建设,维持现有区域植被覆盖度,沙化趋势得到遏制,区域生态环境显著改善。

(3) 植物措施

①植被覆盖度高的草地,施工结束后,及时采取撒播草籽等措施,恢复原地貌;②施工过程中,对于管线工程尽量避开植被较丰富的区域,无法避让的应尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖,局部降低作业带宽度,减少对植被的破坏;③植被覆盖度高的草地,采取分层开挖、分层回填措施,避免破坏区域土壤肥力。

(4) 草方格固沙

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。

(5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程,提出如下措施:①井场平整后,采取砾石压盖;②井场位置应根据场地周边植被分布情况,在满足设计要求的前提下进行适当的调整,以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③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。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(5) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.6.2 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2) 技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于作业区场地泼洒抑尘。

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本工程防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

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

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县近 20 年的地面观测数据进行统计分析。

(1) 风速

沙雅县气象站的年平均风速为 1.37m/s，春夏季风速最大，其中以 6 月份和 7 月份风速最大（1.74m/s），以 11 月份风速最小（1.2m/s），区域各月平均风速统计见表 5.2-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.2-1。

表 5.2-1 评价区域各月平均风速统计表

位置	月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
沙雅县	风速	0.92	1.56	1.56	1.52	1.63	1.73	1.74	1.50	1.47	0.93	0.88	1.08

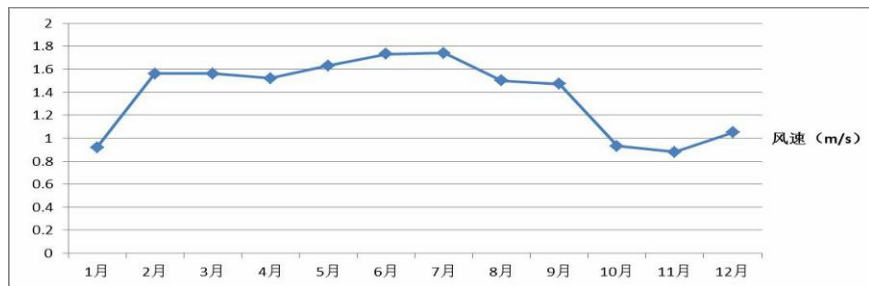


图 5.2-1 评价区全年各月风速变化曲线

(2) 风向、风频

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

沙雅县各季及全年各风向频率统计情况见表 5.2-2，风向频率玫瑰见图 5.2-2。

表 5.2-2 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目风向	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	1.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52

SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	0.83	5.26	1.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	1.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

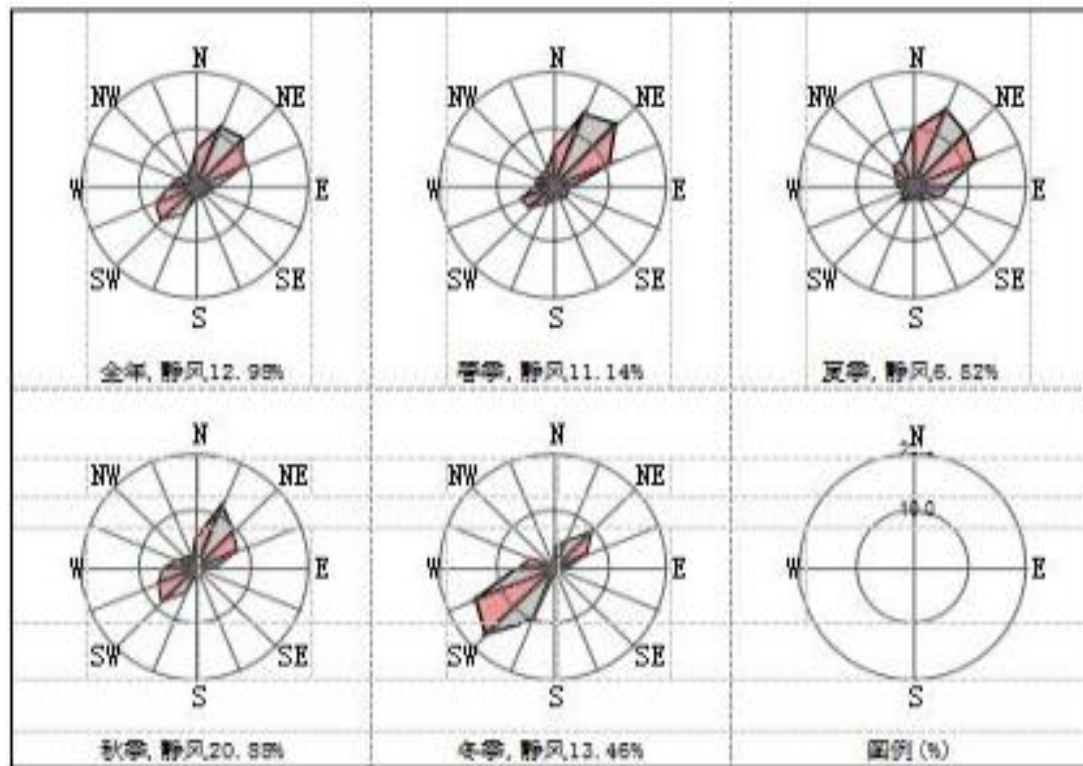


图 5.2-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

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

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 5.2-3 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

项目大气环境影响评价工作等级为二级，依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 的规定：“二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算”。

本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 附录 A 推荐模型中的 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 5.2-4。

表 5.2-4 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/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-24.2
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/ $^{\circ}$	/

(4) 污染源特征参数

项目废气污染源参数见表 5.2-5。

表 5.2-5 运营期废气污染源参数一览表 (面源)

名称	*面源起点坐标 ($^{\circ}$)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 ($^{\circ}$)	排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
满深 303 井	83.419162	40.484881	940	40	42	2	0	0.0107	0.00002

(5) 大气环境影响估算结果

估算模式预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	满深 303 井井场			
	H ₂ S 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	H ₂ S 占标率 (%)	非甲烷总烃浓 度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非甲烷总烃占 标率 (%)
50.0	0.048	0.48	25.631	1.28
100	0.041	0.41	21.789	1.09
200	0.029	0.29	15.264	0.76
300	0.021	0.21	11.083	0.55
400	0.017	0.17	9.024	0.45
500	0.014	0.14	7.594	0.38
600	0.012	0.12	6.568	0.33
700	0.011	0.11	5.808	0.29
800	0.01	0.1	5.216	0.26
900	0.009	0.09	4.731	0.24
1100	0.007	0.07	4.004	0.2
1200	0.007	0.07	3.681	0.18
1400	0.006	0.06	3.154	0.16
1600	0.005	0.05	2.743	0.14
1800	0.005	0.05	2.415	0.12
2000	0.004	0.04	2.035	0.1
2500	0.003	0.03	1.667	0.08
3000	0.003	0.03	1.345	0.07
3500	0.002	0.02	1.118	0.06
4000	0.002	0.02	0.95	0.05
4500	0.002	0.02	0.822	0.04
5000	0.001	0.01	0.721	0.04
10000	0.001	0.01	0.299	0.01
11000	0	0	0.264	0.01
12000	0	0	0.236	0.01
13000	0	0	0.213	0.01
14000	0	0	0.193	0.01
15000	0	0	0.176	0.01
20000	0	0	0.121	0.01
25000	0	0	0.09	0
下风向最大浓度	0.048	0.48	25.635	1.28

下风向最大浓度出现距离	51	51	51	51
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。

● 矩形面源[H₂S] ● 矩形面源[NMHC]



图 5.2-3 最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测结果图

表 5.2-7 项目各因子大气环境影响估算模式计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)
满深 303 井	H ₂ S	10.0	0.048	0.480	/
	NMHC	2000.0	25.635	1.280	/

由上表可知，项目 $P_{\max}$ 为井场无组织排放非甲烷总烃， $C_{\max}$ 为 $25.635\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为 1.280%， $1\%\leq P_{\max}\leq 10\%$ ， $D_{10\%}$ 未出现。

5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

利用 AERSCREEN 估算模式计算无组织排放源对东、南、西、北场界外浓度监控点的贡献浓度，然后进行达标分析。计算结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 各污染物场界监控点浓度贡献值

项目	污染物	场界浓度值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标 情况
		东	南	西	北		
满深 303 井	H ₂ S	0.048	0.040	0.040	0.047	60	达标
	非甲烷总烃	25.506	21.246	21.258	25.339	4000	达标

由估算结果可知，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准；无组织排放 H₂S 四周场界浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建场界二级标准值，因此项目大气环境影响可接受。

5.2.4 废气污染物排放核算

项目废气主要为井场无组织逸散废气，废气排放情况如下：

项目无组织污染物排放量核算表见表 5.2-9。

表 5.2-9 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)		
满深 303 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	0.0107	0.094
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 （GB14554-93）	0.06	0.00002	0.0002
无组织排放合计				非甲烷总烃			0.094
				H ₂ S			0.0002

(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 5.2-10。

表 5.2-10 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	0.094
2	H ₂ S	0.0002

5.2.5 大气防护距离

本项目大气环境影响评价等级为二级，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。

5.2.6 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 5.2-11。

表 5.2-11 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☑

满深 303 井地面工程

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	(2024) 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 ☐	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 (--) 场界最远 (--) m					
	污染源年排放量	硫化氢： (0.0002) t/a 非甲烷总烃： (0.094) 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

河北奇正环境科技有限公司

项目运营期不新增生活污水，运营期废水主要为井下作业废水和采出水。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。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。

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

本项目建成投运后，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，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

富源联合站采出水设计处理规模为 1500m³/d，预计于 2023 年底建成投产，本项目采出水产生量为 14.989m³/d，依托可行。

（2）井下作业废水处理

井下作业主要包括气井维修、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，COD 产生浓度为 1200mg/L，石油类产生浓度为 200mg/L，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，设计处理规模 300m³/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，仅 0.1m³/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。

综上，拟建工程采出水、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	评价范围	河流：长度（ ☐ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ☐ ）km ²			
评价	评价因子	（ ☐ ）			

满深 303 井地面工程

	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 □ 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 □	

满深 303 井地面工程

	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 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

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，本项目位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内以单一结构的潜水含水层为主。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》MS1、MS2、MS3、GL12 的抽水试验结果可得，调查范围内潜水含水层渗透系数 0.94-1.93m/d；钻孔揭露的含水层平均厚度约 35m；换算涌水量约 95.95-152.83m³/d；含水层岩性为第四系细砂、粉细砂；水量中等-贫乏。

(2) 地下水的补给、径流和排泄条件

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

①地下水补给

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

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下迳流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由西南向东北方向径流，水力坡度在 1‰左右。

③地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项 a.北部（向下游的）地下侧向径流排泄，这是沙漠区地下水的主要排泄方式；b.潜水面垂直蒸发排泄；c.地下水人工开采排泄，沙漠区地下水原本不存在人工开采。但在塔中地区随着塔中油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。

(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。评价区位于塔克拉玛干沙漠腹地，区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍较浅，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件，决定了评价区潜水的水化学作用以蒸发浓缩作用为主。评价区潜水的水化学类型较为单一，多为 Cl·SO₄-Na、Cl-Na 型水。矿化度大，水质均较差，为咸水。

评价区水文地质图见图 5.4-1。

图 5.4-1 评价区水文地质图

图 5.4-2 水文地质剖面线图

(5) 场地包气带特征

参照《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中勘探孔 MS2 的钻孔柱状图，调查范围地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂。

图 5.4-3 MS2 钻孔柱状图

5.4.2 地下水环境影响分析

本工程地下水环境影响评价等级为二级，因此，本次评价采用解析法预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.4.2.1 地下水环境影响预测模型

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：

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 35m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，g；

u —地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性渗透系数取最大值 1.93m/d。水力坡度 I 取 1‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=1.93\text{m/d} \times 1\text{‰}/0.21=0.0092\text{m/d}$ ；

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 $n=0.21$ ；

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 $D_L=\alpha_m \times u=0.092\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.0092\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

5.4.2.2 运营期地下水环境影响预测

(1) 情景设置

①正常状况

a.废水

运营期不新增生活污水。本项目运营期废水主要为井下作业废水和采出水。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，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，达标后回注地层，不外排。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。

b.落地油

采气过程中产生的落地油，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，只有极少量的石油类最多可下渗到 20cm。由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

c.集输管线

集输管线采用酸酐固化玻璃钢保温管密闭输送，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

a.油气窜层对地下水的污染影响

正常状况，油气井管为双层套管，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，由于油气井长期运行，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，油田采取对油气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。

b.井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，采气井的采出液会喷出井口，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。

c.集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况发生集输管道泄漏事故，一般泄漏于土体中的采出液可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的采出液泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

综上分析，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。

(2) 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：

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

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

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），选取管径最大、长度较长的管线进行计算， r 取 0.08m，长度取 7.21km；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据工程分析，该管线外输液量为 $97.03m^3/d$ ，管线发生泄漏时，5min 内采出液泄漏量为 $0.337m^3$ 。

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

河北奇正环境科技有限公司

物泄漏量为 1.573m^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 1.912m^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 34.41g 。

(3) 地下水环境影响预测结果

非正常状况下集输管线发生泄漏，预测结果见表 5.4-4 及图 5.4-4。根据预测结果，在预测各时间节点石油类最大浓度为 0.13mg/L ，最大超标距离为 6.92m ，最大超标范围为 36m^3 ，最大影响距离为 19.2m ，最大影响范围为 93m^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 5.4-4 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	0.13	6.92	36	10.92	94
1000d	0.0128	0	0	19.2	93
7300d	0.00175	0	0	0	0

(100d)

(1000d)

(7300d)

图 5.4-4 运营期石油类运移结果图

5.4.3 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

《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。

②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。

③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。

④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》（HJ 610-2016）11.2.2 分区防控措施中要求：已颁布污染控制标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求

按照相应标准或规范执行，因此本项目应按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗分区。依据本项目的工程建设特点，对项目运营期采取了防渗措施，具体措施见表 5.4-4 和 5.4-5。

表 5.4-5 项目运营期防渗分区及防渗要求

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≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s
简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化

图 5.4-5 运营期防渗分区图

（4）管道泄漏防范措施

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，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，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《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）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 1 眼地下水监控井，监测点位见表 5.4-8。

表 5.4-6 地下水监测点布控一览表

功能	编号	地点	监测频率	监测项目
污染扩散监测点	JK1	满深 303 井井场 地下水下游	1次/半年	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、铬（六价）、耗氧量、氨氮

当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目区所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。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，并与其他应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施；

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

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

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.4 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，模拟和预测了运营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环境造成一定影响。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运转噪声，噪声值为 65dB（A）。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 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 (声压级/距离声源距离) / (dB (A) /m)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	0	0	0	65dB (A) /5m	基础减振	昼间/夜间

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 $L_p(r)$ 可按下式计算：

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

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

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

厂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	运营期井场周界贡献值
1	东厂界	28.5
2	南厂界	30.5
3	西厂界	19.2
4	北厂界	18.8

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 18.8~30.5dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

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

	值			
	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 ☐		
环境监测计划	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（2021 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。

（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》（GB 15562.2-1995）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）危险废物贮存及运输

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）及其他有关规定收集、转运，更换时布置托盘，确保危险废物不落地。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的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、危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字，字体颜色：黑色。

B、危险废物类别：按危险废物种类选择；

C、材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

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

项目产生的危险废物按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录

表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物分类收集后交由有资质单位处理。

（3）危险废物运输过程影响分析

项目产生的危险废物委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

危废外运时，公司应当向本地环保局提交下列材料：

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

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接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）或采用网上电子转移联单。

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和植物的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目新增永久用地较小，且现状为采矿用地，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，管线所经地区恢复正常状态，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。项目运营期通过加强巡线，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，造成的植被损失量较小。

（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

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、

满深 303 井地面工程

		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: (3.3856) 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，所在区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。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

本工程施工期主要为钻井、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。运营期外排废气中主要为非甲烷总烃、硫化氢，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，本工程的土壤影响途径主要为运营期垂直入渗污染。

5.8.1.3 污染源及影响因子

非正常工况下，运营期管线中的原油会下渗到土壤中，造成一定的影响。考虑到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
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故状况

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), 本次评价的土壤现状调查范围为井场边界外扩 200m, 以及管线两侧外扩 50m 范围。

(2) 敏感目标

本工程井场外扩 200m 范围及管线两侧 50m 范围内无土壤保护目标。

(3) 土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果, 本工程井场永久占地及管线周边临时占地均为未利用地, 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。

(4) 土壤类型调查

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

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

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

(1) 溢油过程分析

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

果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.8-1。

①溢油在包气带中的污染过程分析

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

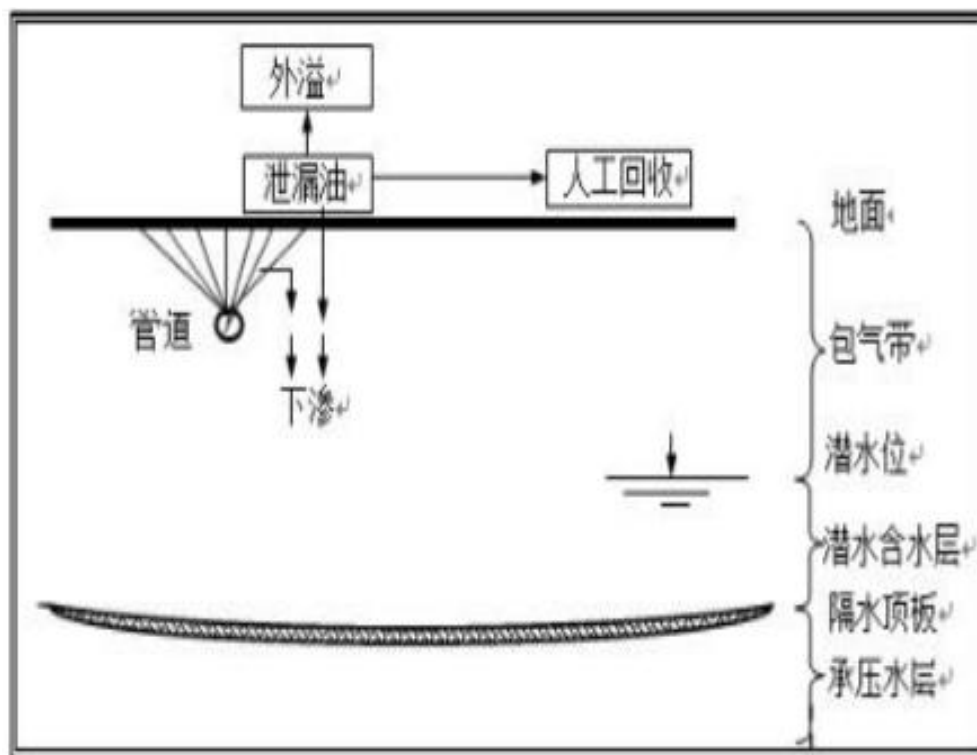


图 5.8-1 管道溢油污染过程示意图

②溢油在潜水含水层中的污染过程分析

在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

（2）垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区域土壤类型为风沙土，项目区浅部地层主要由第四系全新统（Q）冲

积细砂组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，包气带厚度约 5m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

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

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 833800mg/L。

⑤预测结果

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

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

5.8.4 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

根据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)防渗要求，施工期和运营期防渗措施参照地下水分区防渗措施。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《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）相关要求，制定监测计划，详情见表 5.8-3。

表 5.8-3 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	满深 303 井 采油树管 道接口处	表层样	pH、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、土 壤盐分含量	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风 险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 表 2 第二类用地筛选值	1 次/5a

5.8.5 结论与建议

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

表 5.8-4 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	0.49hm ² （永久占地）				小型
	敏感目标信息	--				--
	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				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类☑；III类□；IV类 □				--
	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 3-2
		表层样点数	1	2	（0-0.2m）	
		柱状样点数	3	0	（0-3m）	
现状监测因子		（GB36600-2018）中 45 项基本因子、pH、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、				--

满深 303 井地面工程

		土壤盐分含量			
现状评价	评价因子	(GB36600-2018) 中 45 项基本因子、pH、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、土壤盐分含量			--
	评价标准	GB15618 ☐ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()			--
	现状评价结论	厂区内各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600			--
影响预测	预测因子	--			--
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他 ()			--
	预测分析内容	影响范围 (井场周围) 影响程度 (较小)			--
	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	--
		满深 303 井采油树管道接口处	pH、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、土壤盐分含量	1 次/5a	
	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

项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 $Q < 1$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中相关规定，本项目环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 5.9-1。

表 5.9-1 环境风险评价工作等级划分依据表

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

由上表可知，项目环境风险评价等级为简单分析，无须设置评价范围。

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。

表 5.9-2 项目周围主要环境风险敏感目标分布

环境敏感特征					
环境 空气	井场边界外延 500m 范围内；管线边界外延 200m 范围内				
	敏感目标名称	相对方位	距离（m）	属性	人口数
	井场边界外延 500m 范围内和管线边界外延 200m 范围内无居民				
	井场边界外延 500m 范围内和管线边界外延 200m 范围人口数小计				0

地表水	受纳水体				
	受纳水体名称	排水点水域环境功能		24 小时内流经范围	
	废水不外排				
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标				
	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	废水不外排				
地下水	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带 防污性能	与项目场 界距离/m
	调查评价范围内潜水含水层		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	D1	/

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》（HJ 169-2018）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天然气、原油、硫化氢、危险废物等，详见下表。

表 5.9-3 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		油状液体；沸点 120-200℃，闪点<28℃	集输 管线 和井 场
2	天然 气	甲烷	外观与性状：无色无臭气体；溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚； 熔点（℃）：-182.5； 沸点（℃）：161.5；相对密度：（水=1）0.42 相对蒸气密度：（空气=1）0.55；爆炸下限（%）：1.5，爆炸上限 （%）：5.3，闪点（℃）：-188	
		乙烷	外观与性状：无色无臭气体；溶解性：不溶于水，溶于乙醇、乙醚、 丙酮、苯；熔点（℃）：-183~-172；沸点（℃）：-88.6；相对密度： （水=1）0.45；相对蒸气密度：（空气=1）1.05；爆炸下限（%）： 3.0，爆炸上限（%）：12.5，闪点（℃）：-135	
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℃	井场
4	危险废物		--	

5.9.3.2 生产系统危险性识别

（1）生产系统危险性识别范围

生产系统危险性识别，包括主要生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施，以及环境保护设施等。

(2) 生产设施及生产过程主要危险部位分析

根据工艺流程和项目特点，项目主要危险部位为井场和集输管线等。

(3) 伴生、次生事故分析

工程应严格按照《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）进行总图布置和消防设计，一旦某一危险源发生爆炸、火灾和泄漏，均能在本区域得到控制，避免发生事故连锁反应。

(4) 运输事故

危险物料在运输时，存在由于发生交通事故而引发的物料泄漏、发生火灾和爆炸等事故。危险物料的运输全部委托有资质的单位运输。

5.9.3.3 危险物质向环境转移的途径识别

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。

本项目毒害物质扩散途径主要有如下几个方面：

大气扩散：有毒有害物质泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，或者易燃易爆物质泄漏发生火灾爆炸事故时伴生污染物进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

水环境扩散：拟建项目易燃易爆物质发生火灾事故时产生的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，对地表水环境造成影响。

地下水环境扩散：本项目原油、危险物质泄漏，通过地面下渗至地下含水层并向下游运移，对下游地下水环境敏感目标造成风险事故。

危险物质向环境转移的途径识别见表 5.9-4。

表 5.9-4 项目环境风险及环境影响途径识别表

序号	风险单元	风险源	作业特点	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井场、管线	采油树、管线	常温常压	原油 天然气	管道泄漏，法兰连接处泄漏；遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放	大气、地面下渗	居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公

5.9.4 环境风险分析

5.9.4.1 大气环境风险分析

天然气泄漏进入大气引起人员中毒事故;天然气和原油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故,引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类,完全燃烧反应生成物主要是 H_2O 和 CO_2 ,对大气环境影响较小,但如果出现不完全燃烧,则会产生一定量的 CO ,引发周围人员 CO 中毒事件(次生灾害),但 CO 产生量较少、扩散较快,所以项目实施后对周围环境的影响是可以接受的。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标,但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧,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。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。

采出天然气中硫化氢气体扩散至环境空气中,进而可能引发员工硫化氢中毒事件。项目天然气含硫化氢为 0.000237%,含量较小。本项目所属的哈得油气开发部备有相应的应急物资,且在泄漏时可以及时发现,在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后,集输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,天然气中 H_2S 的扩散量及扩散浓度较小,地处开阔有利于 H_2S 稀释,对周围环境及人员影响较小。

5.9.4.2 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成采出物泄漏主要集中在集输管线区域范围,由于输送的介质天然气密度比空气小,且在水中溶解率很低,在事故状态下,即一旦输气管线发生破裂,天然气对水质的直接影响很小,但管道的维修和维护将会对水环境造成一定的影响,通过严格管理,规范施工,可以将影响降低到最小。

本项目对集输管道加强巡检和定期检测。通过采取以上措施,可降低管道风险概率,尽量避免对地表水体的影响。

5.9.4.3 地下水环境风险分析

本项目风险情况下,主要考虑集输管道泄漏、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) 集输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体。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集输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，因此即使发生集输管线泄漏事故，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，较厚包气带回阻隔原油下渗，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) 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。

运营期集输管线破裂，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 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应措施，基本不会对周围植被产生影响。

5.9.4.6 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，天然气和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。项目采出天然气含硫量为 0.000237%，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 H_2S 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 管道泄露事故风险防范措施

(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。集输管线采用柔性高压复合管，采用耐高温无溶剂环氧涂料+聚乙烯胶粘带。所有管件的防腐保温处理均在工厂预制完成。

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。

(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。

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，如有突发事件启动应急预案。

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。

5.9.5.2 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) 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。

(3) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守安全规定，在井口安装防喷器和控制措施。

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定期对管线进行巡视，加强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。

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。按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止在管道两侧 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。

5.9.5.3 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，杜绝事故的发生。

(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。

5.9.5.4 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。

5.9.5.5 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。第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ），第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ），进入上述区域应注意是否有报警信号。在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

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亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司哈得油气开发部编制有《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2022-0026），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）项目涉及的危险物质为原油、天然气、硫化氢和危险废物，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，无须设置评价范围。

（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 5.9-5，环境风险简单分析内容见表 5.9-6。

表 5.9-5 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	对井场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 5.9-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	满深 303 井地面工程
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	83°24'59.035"，40°29'3.855"
主要危险物质及分布	项目主要危险物质为原油、天然气、硫化氢、危险废物等，天然气（含硫化氢）主要分布在井场和集输管线，原油主要分布在井场和集输管线，危险废物主要产生于井场内。
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、天然气、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 836.19 万元在新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，富满油田 II 区富源 IV 区块内实施“满深 303 井地面工程”。

项目涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢、危险废物，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。

气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 1 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

本项目需新建集气管线与燃料气管线（燃料气管线与集输管线同沟敷设），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 12m 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，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

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）》及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目（HJ 349-2023）》，分析项目温室气体排放源和气体种类，并提出针对性的控制措施与管理要求，减少温室气体排放。

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、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。

项目内容主要包括井场建设、集输工程及配套公辅工程，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：燃料燃烧 CO₂ 排放、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

中国石油天然气生产企业的温室气体（GHG）排放总量等于化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其中非 CO₂ 气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成 CO₂ 当量），减去企业的 CH₄ 和 CO₂ 回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含 CO₂ 排放量，公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_{\text{燃烧}}} + E_{GHG_{\text{火炬}}} + \sum (E_{GHG_{\text{工艺}}} + E_{GHG_{\text{逃逸}}}) s - R_{CH_4_{\text{回收}}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_{\text{回收}}} + E_{CO_2_{\text{净电}}} + E_{CO_2_{\text{净热}}}$$

E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{CO_2_{\text{燃烧}}}$ 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG_{\text{火炬}}}$ 为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG_{\text{工艺}}}$ 为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG_{\text{逃逸}}}$ 为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

s 为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4_{\text{回收}}}$ 为企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} 为 CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{CO_2_回收}$ 为企业的 CO_2 回收利用率，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_净电}$ 为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_净热}$ 为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 。

项目主要涉及燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放的 CO_2 和 CH_4 、 CH_4 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放，具体核算方法如下：

(1) CH_4 逃逸排放

项目为天然气开采和集输， CH_4 逃逸排放主要为井口装置逃逸和输送管道逃逸。

1) 井口装置逃逸

油气开采过程中井口装置 CH_4 逃逸计算公式如下：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4_开采逃逸}$ 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 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

本项目新增开口井数为 1 口，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）》附录二中表 2.2 油气系统不同设施 CH_4 排放因子缺省值，常规天然气开采井口装置设施逃逸系数为 2.5t/年·个，则本项目井口装置 CH_4 逃逸排放量为 2.5t。

2) 油气集输储运业务 CH_4 逃逸排放

天然气输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放主要源于集输输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH_4\text{-气输放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

$E_{CH_4\text{-气输放空}}$ 为天然气输送过程中产生 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等；

Num_j 为第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个油气输送设施的工艺放空排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

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）》附录二中表 2.2 油气系统不同设施 CH_4 排放因子缺省值，天然气输送管道 CH_4 逃逸系数为 5.49 吨/（年·个），则天然气管道 CH_4 逃逸量为 5.49t。

综上，项目甲烷逃逸量为 7.99t， CO_2 排放量为 167.79t。

（2）净购入电力隐含的 CO_2 排放

建设单位净购入的电力消费引起的 CO_2 排放按下式计算

$$E_{CO_2\text{净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{净电}}$ 为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

根据《关于做好 2023—2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》，2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703t CO_2 /MWh。项目年耗电量为 4.87 万 kWh，则净购入的电力消费引起的 CO_2 排放为 27.77t CO_2 。

3、温室气体排放量统计

项目主要涉及燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放的 CO_2 和 CH_4 、 CH_4 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放，统计数据结果见表 5.11-3。

表 5.11-3 各排放类别温室气体排放量统计

排放类别	温室气体种类	排放量（折合为 t CO_2 ）	合计（t CO_2 ）
CH_4 逃逸排放	CH_4	167.79	195.56
净购入电力	CO_2	27.77	

综上，项目温室气体排放量为 442.86t CO_2 。

5.11.2 温室气体控制措施

项目从工艺技术、节能设备和能源及运输等方面均采取了一系列控制措施，具体如下。

5.11.2.1 工艺技术控制措施

项目采用无人值守井场，采用自动控制技术，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行 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。

5.11.2.2 节能降耗控制措施

项目在采取多种节能措施，从而间接减少电力隐含的温室气体排放。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、采用相对电磁加热器节能的空气源热泵，高效运行，降低能耗。
- 3、选择高效节能保温材料，降低建筑物、设备和管道的热损失。
- 4、选用密闭性能好、能耗低的设备，使所用阀门均具有良好的密封性以减少油品泄漏损耗。
- 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 运输措施

项目井场开采油气采用密闭集输管道输送至富源联合站进一步处理，减少车辆转运过程中产生的温室气体排放。

5.11.3 温室气体管理措施

塔里木油田分公司哈得油气开发部建立有碳排放管理组织机构，对整个管理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。

5.11.4 温室气体评价结论及建议

5.11.4.1 结论

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，有利于减少温室气体排放。

5.11.4.2 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、积极开展试采气回收，减少试采气燃烧规模从而减少温室气体排放。

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）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（9）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（10）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。

（11）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

(1) 无组织废气

①项目采用密闭集输工艺，容易泄露的关键危险部位采用先进设备和材料，采取加强管理、防止跑冒滴漏措施后，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

②项目定期巡检，确保集输系统安全运行；

③提高对风险事故的防范意识，在不良地段做好工程防护措施。

根据源强核算，项目逸散的无组织废气非甲烷总烃可达标排放，环境空气污染防治措施可行。类比富满油田同类型站场满深 1 井、满深 2 井及满深 1 号计转站污染源监测数据，井场无组织废气均可达标排放。监测数据见下表。

表 6.1-1 富满油田井场污染物排放情况汇总一览表

项目	井场	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	满深 1 井	无组织 废气	硫化氢	未检出	日常维 护，做好 密闭措施	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷 总烃	0.18~0.25		《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	
	满深 2 井	无组织 废气	硫化氢	未检出	日常维 护，做好 密闭措施	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求	达标
			非甲烷 总烃	0.19~0.24		《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	
	满深 1 号 计转 站	无组织 废气	硫化氢	未检出	日常维 护，做好 密闭措施	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标 准限值要求	达标
			非甲烷 总烃	0.20~0.26		《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	

综上，采取以上措施后，井场、阀组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管道试压废水和施工队生活污水。

(1) 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。

(2) 施工队生活污水

项目地面工程施工周期 30 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 24m³，生活污水产生量按用水量的 80% 计算，则总产生量为 19.2m³。依托作业区现有公共设施，项目施工期设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水池收集，定期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

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。本项目运营期废水主要包括井下作业废水。

(1) 井下作业废水处理

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，仅 0.1m³/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。

(2) 采出水处理

本项目建成投运后，采出水随采出液一起输送至富源联合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注地层，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。富源联合站采出水设计处理规模为 1500m³/d，预计于 2023 年底建成投产，本项目采出水产生量为 14.989m³/d，依托可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

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

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）施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响；

（3）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

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）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 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哈得固废填埋场进行处置，不外排，措施可行。

（3）含油废物

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。

（4）生活垃圾

施工期施工单位就近依托作业区现有公共设施，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，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（2021 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）危险废物贮存及运输

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

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 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交由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哈得固废填埋场妥善处理。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(2) 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 12m 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

图 6.5-3 项目主要生态保护措施平面布置图

6.5.2.3 野生动植物生态保护措施

(1) 植物保护措施

对于项目建设等工程施工过程中均应采取以下措施：

①设计选线过程中，集输工程沿线是胡杨、怪柳等植被，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏植物。

②管线施工范围应严格限制在 8m 范围内；井场施工范围应限制在 90m×120m 的井场临时用地范围内；管线工程施工范围应限制在 30m×6m 的操作坑范围内。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妥善处置施工废物，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在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将植物作为薪柴使用。

⑤及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑥施工时对表土进行剥离存放,用于植被恢复;对施工导致植物损失的区域,采取植物补偿措施。在植物恢复时,需选择适合当地的本地植物,还需考虑当地土壤底质、不同种类植被的特性、种植密度、种植宽度、本地植物重建等因素。

⑦强化风险意识,制定切实可行的风险防范与应急预案,最大限度降低风险概率,避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物的破坏。

(2) 野生动物保护措施

对于工程建设等工程施工过程中均应采取以下措施:

①井场和集输管线设计选线和开挖位置选择过程中,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加强井区的野生动物保护,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施工结束后及时选用当地物种进行植被恢复,重建动物生境。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施,拟建工程采取的环境保护措施可行。

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。工程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。

④井场永久占地地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(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。在施工作业区设彩条旗等明显作业区域标志，以表明车辆行驶的边界，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。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的环境保护措施可行。

6.5.2.5 防沙治沙措施

根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在区域新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，属于塔里木河流域重点治理区范围内，应严格落实《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）等规定提出的各项防沙治沙措施，并持续动态优化调整各项措施，减少水土流失和土地沙化。

（1）在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

（2）施工土方全部用于管沟回填和平整，严禁随意堆置。施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙化。

（3）遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。

（4）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。

（5）井场和集输管线设计选线和开挖位置选择过程中，尽量避开植被较丰富的区域，在植被覆盖度高的地段采取人工开挖。

（6）土方开挖过程应采取分层开挖、分层回填的方式；井场平整后，采取砾石压盖。

（7）采取防沙治沙措施，设置草方格，防止土地沙漠化。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.5.2.6 生物多样性保护措施

对于项目建设等工程施工过程中均应采取以下措施：

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

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

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

对于井场建设工程施工期涉及油料、伴生气的工程还应强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

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凝析油。

（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，井场及管线工程需开展生态修复方案并按照设计要求进行恢复。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 1 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、站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。

（2）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

拟建工程新建单井集输管线 7210m，接入富源联合站阀组。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 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。

（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，并尽量沿道路纵向平行布设，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，工程对野生植物和动物影响较小。

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) 回收泄漏油品首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制,会流向低洼地带,应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤,汇集在低洼坑中的地表油,用车及时进行收集,将严重污染的土壤集中处理,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《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤三级评价的跟踪监测要求,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 5 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 $P_{\max}=1.28\%$	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。	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，缓解当前石油、天然气供应紧张、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 836.19 万元，环保投资 204 万元，环保投资占总投资的比例为 24.40%。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	15
	机械、车辆尾气	颗粒物、NOx、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	
废水	试压废水	SS	循环使用，试压完成后用于洒水抑尘	20
	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	设置可移动环保厕所，定期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		40
	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至哈得固废填埋场进行处置		
	生活垃圾	依托区块内现有公共设施收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置		
生态	生态恢复	严格控制作业带宽度		25
		管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土		
		对临时占地进行平整后，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		12
	防沙治沙	植物措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；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		10
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	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
	采出水	化学需氧量、氨氮、石油类、总氮、挥发酚、工业废水量	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，	10
噪声	采油树等	噪声	选择低噪声设备，基础减振	5
固废	落地油泥、清管废	落地油 100%回收，分类收集后直接交由有资质单位接收处		2

	渣、废防渗材料		置。		
环境 风险	设置可燃气体检测报警仪、硫化氢监测设备、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	井口、焚 烧池区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s		8
	一般防 渗区	工艺装 置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s		
退役期					
废气	施工扬尘		颗粒物	洒水抑尘	5
噪声	运输车辆		噪声	合理安排作业时间和运输路线	--
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		收集后送哈得固废填埋场妥善处理		
	废防渗材料		收集后交由有危废处置资质单位接收处置		2
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					204

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、基础减振等措施，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/ km^2 ~ 60×10^4 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 0.49hm^2 ，计算得出生态经济损失预计 0.29 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 204 万元，环境保护投资占总投资的 24.40%。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，加大环境监督管理力度，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。

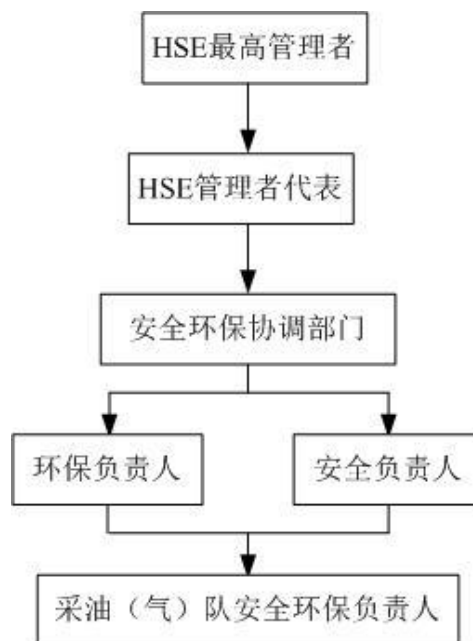


图 8.1-1 塔里木油田分公司环境管理机构设置

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/T 6276-2014）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，培训内容包括：

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。

8.1.3 施工期的环境管理和监理

为了全面控制和减缓项目造成的环境影响，确保“三同时”制度及环境影响报告有关环保措施的落实，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。

8.1.3.1 监理实施机构

工程环境监理纳入工程监理体系中，建设单位应委托具有工程监理资质并经过环境保护业务培训的单位承担工程环境监理工作。

8.1.3.2 监理工作内容及要点

环境监理的开展分为 4 个阶段进行，即设计阶段、施工准备阶段、施工阶段、交工及缺陷责任期。

（1）设计阶段

设计阶段监理的工作内容包括收集环境保护相关文件（环评报告、环评批复等），并以此为基础，对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注工程变化情况、项目初步设计、施工图设计中落实环境保护要求的情况，以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选址、设计方案及环保设施的设计内容等。

（2）施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段，分别为施工准备阶段和施工阶段。

①施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计（方案）中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

②施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计（方案）、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、拟建工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

（3）试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告，督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下

尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

表 8.1-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场建设现场	1) 井位选址布设是否满足环评要求; 2) 各站场施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; 3) 施工作业是否超出了限定范围, 施工结束后, 施工现场是否进行了及时清理; 4) 站场硬化是否达到要求; 5) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度; 3) 挖土方放置是否符合要求, 管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填, 管沟开挖过程中是否采取有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 施工季节是否合适; 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为。	

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核查。

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执行排污许可证，在规定时限内申请变更排污许可证回执。

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，富满油田 II 区富源 IV 区块。

主要产品及规模：①场站地面工程：新建满深 303 井标准化采油井场 1 座；②集输管线地面工程：新建满深 303 井至富源联合站之间集输管线，长度均为 7210m；③公辅工程：配套建设井场自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。

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：管道试压废水、施工人员生活污水；运营期井下作业废水、采出水。

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《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等有关要求，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。

具体要求如下：

①一般原则

a.落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责，并对危险废物管理台账的真实性、准确性和完整性负法律责任。

b.应根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向，如实建立各环节的危险废物管理台账，记录内容参见附录 B。

c.危险废物管理台账分为电子管理台账和纸质管理台账两种形式。产生危险废物的单位可通过国家危险废物信息管理系统、企业自建信息管理系统或第三方平台等方式记录电子管理台账。

②频次要求

产生后盛放至容器和包装物的，应按每个容器和包装物进行记录；产生后采用管道等方式输送至贮存场所的，按日记录；其他特殊情形的，根据危险废物产生规律确定记录频次。

③记录内容

a.危险废物产生环节，应记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险废物设施编码、产生部门经办人、去向等。

b.危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、运送部门经办人、贮存部门经办人、产生批次编码等。

c.危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、

出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。

d.危险废物自行利用/处置环节，应记录自行利用/处置批次编码、自行利用/处置时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、自行利用/处置量、计量单位、自行利用/处置设施编码、自行利用/处置方式、自行利用/处置完毕时间、自行利用/处置部门经办人、产生批次编码/出库批次编码等。

e.危险废物委外利用/处置环节，应记录委外利用/处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、利用/处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。

④记录保存

保存时间原则上应存档 5 年以上。

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	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	0.0107	0.095	8760
		硫化氢	类比法	--	--		--	类比法	0.00002	0.0002	

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	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
落地油泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.1	油气开采、管道集输、井下作业	固态	油类物质、泥沙		T, I	分类收集，交由有资质单位处理
清管废渣			0.0035	清管作业	固态				
废防渗材料		900-249-08	0.25	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	每年一次

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场界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展场界环境噪声监测；周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站，可不开展场界环境噪声监测。本项目井场周边 2km 范围内均无噪声敏感点，可不开展噪声监测。

(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	硫化氢	满深 303 井下风向	半年 1 次
地下水	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、耗氧量、氨氮	满深 303 井井场地下水下游	半年 1 次
土壤环境	pH、石油类、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量	满深 303 井采油树管道接口处	每 5 年 1 次
生态环境	植物措施生长情况	井场周边 50m 范围内；	每季度 1 次
	沙化土地的动态变化信息	管线临时占地范围内	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	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、耗氧量、氨氮	满深 303 井井场地下水下游	1 次/天
土壤	pH、石油类、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、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
	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
	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	设置可移动环保厕所,定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。	
噪声	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哈得固废填埋场进行处置	
	施工人员	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	
生态	生态恢复		严格控制占地范围;管线绕行方式,禁止破坏胡杨植被;临时占地平整恢复;开挖管线及管沟多余的土方,平堆于管沟上方。	植被恢复程度不低于施工前,临时占地恢复到之前状态
	防沙治沙		植物措施:施工土方全部用于管沟回填和井场平整,严禁随意堆置;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	防沙治沙

			制和管理运输车辆及重型机械的运行路线和范围。	
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	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
	采出水	化学需氧量、氨氮、石油类、总氮、挥发酚、工业废水量	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	不外排
噪声	采油树	噪声	选择低噪声设备,基础减振。	《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		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、硫化氢检测设备、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	井口、焚烧池区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	--
	一般防渗区	工艺装置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	--
退役期				

满深 303 井地面工程

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
废水	/	/	/	/
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
	建筑垃圾		收集后送哈得固废填埋场妥善处理	
	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	井场地面设施拆除，对占地范围进行平整，并进行生态恢复，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植被恢复		恢复原貌

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，本项目拟建工程通过竣工环保验收后，应适时开展富满油田 II 区环境影响后评价，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：满深 303 井地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设地点：本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，位于富满油田 II 区富源 IV 区块。

项目投资：项目总投资 836.19 万元，其中环保投资 204 万元，占总投资的 24.40%。

产能规模：项目建成后预计产油量为 81t/d、产气量为 9514m³/d。

劳动定员和工作制度：井场及管线地面工程建设期劳动定员为 20 人。项目运营期井场均不设人员值守，操作人员内部调配，年生产 365 天。

建设周期：井场及管线地面工程建设周期 30d。

建设内容：项目主要建设内容主要为油气集输工程，不包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气处理工程。具体建设内容为：①场站地面工程：新建满深 303 井标准化采油井场 1 座；②集输管线地面工程：新建满深 303 井至富源联合站之间的集输管线，长度均为 7210m；③公辅工程：配套建设井场自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。项目建成后，预计产油量为 81t/d、产气量为 9514m³/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（2022 年版）》，不在其负面清单内；对照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气

据《2023 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中相关信息，项目

所在区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ ，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。

结合项目监测数据可知，区域非甲烷总烃满足《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

由分析结果可知，除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、钠、氟化物外，其他全部监测因子超标率均为 0，满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准，石油类满足参照执行的《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。结合项目区域地下水监测数据，附近部分地下水监测井存在一定程度的锰超标，分析超标主要由于区域地质原因造成。

（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）》（GB 36600-2018）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。

（5）生态环境现状

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，植被多为耐旱型，主要植被群系为多枝怪柳灌丛。栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对很差。

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、施工机械和车辆尾气。施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；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

施工期废水主要为管道试压废水和施工人员的生活污水。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；地面工程施工期设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水池收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。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；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。

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，如挖掘机、吊机等，噪声级在 85~90dB（A）之间。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。

运营期井场产噪设备主要为采油树等设备噪声，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哈得固废填埋场进行处置。生活垃圾集中收集后运至沙雅县生活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，分类收集后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，送哈得固废填埋场处理；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、机械及车辆尾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，集输工艺全过程密闭，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，经估算，本项目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及生活污水。试压废水用于场地洒水抑尘，不外排；施工期施工人员的生活污水，依托作业区现有公共设施，不新增临时集中式污水排放点。

运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；生产废水主要为井下作业废水及采出水。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，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，不对周边环境造成影响。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、含油废物和生活垃圾。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哈得固废填埋场进行处置。含油废物定期委托有资质单位处理；生活垃圾集中收集后运至沙雅县生活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（2021 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。

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，送至哈得固废填埋场妥善处理。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。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。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，通过网络公示、报纸公示征求了公众意见。由于评价范围内无环境敏感点，无需进行张贴公示，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: 0.164t/a, VOCs: 0.121t/a; COD: 0.000t/a, NH₃-N: 0.000t/a。

9.1.8 环境管理与监测计划

本项目拟建工程应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，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）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。

（3）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。

（4）项目正式投产或运营后，应纳入富源Ⅳ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。