

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

环境影响报告书

(送审稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司
塔里木油田分公司

评价单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二〇二四年二月

	
<p>ST1-7 井场周边井周边地貌</p>	<p>ST7-H4 井周边地貌</p>
	
<p>ST6-9H 井周边地貌</p>	<p>ST6-10H 井周边地貌</p>
	
<p>ST6-11H 井周边地貌</p>	<p>ST2-14 井周边地貌</p>
	
<p>ST5-HC1 井周边地貌</p>	<p>ST2-11X 井周边地貌 (公益林)</p>

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	57
1.6 环境影响评价主要结论	57
2 总则	58
2.1 编制依据	58
2.2 评价原则	63
2.3 环境影响因素识别与评价因子	64
2.4 评价工作等级和评价范围	66
2.5 评价标准	79
2.6 环境功能区划	84
2.7 生态环境功能区划	84
2.8 环境保护目标	85
3 工程概况及工程分析	87
3.1 区块开发现状及回顾性分析	87
3.2 依托工程	103
3.3 拟建工程	107
3.4 污染物排放统计	165
3.5 总量控制	166
4 环境现状调查与评价	167
4.1 自然环境概况	167
4.2 环境敏感区调查	172
4.3 环境质量现状监测与评价	175
5 环境影响预测与评价	221
5.1 施工期环境影响分析	221
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	234
5.3 运营期地表水环境影响分析	243

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价	248
5.5 运营期声环境影响预测与评价	267
5.6 运营期固体废物环境影响分析	270
5.7 运营期生态环境影响分析	272
5.8 运营期土壤环境影响分析	275
5.9 运营期环境风险评价	281
5.10 退役期环境影响分析	299
6 环境保护措施可行性论证	303
6.1 大气污染防治措施可行性论证	303
6.2 废水治理措施及其可行性论证	305
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	306
6.4 固废治理措施及其可行性论证	307
6.5 生态环境保护措施可行性论证	308
6.6 土壤环境保护措施	317
7 温室气体排放影响评价	319
7.1 温室气体排放量核算	319
7.2 温室气体控制措施	323
7.3 温室气体管理措施	324
7.4 温室气体评价结论及建议	324
8 环境影响经济损益分析	326
8.1 环境影响分析	326
8.2 社会效益分析	326
8.3 经济效益分析	326
8.4 环境措施效益分析	329
8.5 小结	330
9 环境管理与监测计划	332
9.1 环境管理	332
9.2 污染物排放管理要求	339
9.3 环境监测计划	342
9.4 环境保护“三同时”验收	344
9.5 环境影响后评价	351

10 环境影响评价结论	352
10.1 结论	352
10.2 要求与建议	359

附图附件

附图：

- 附图 1：项目地理位置图；
- 附图 2：项目组成及总平面布置图；
- 附图 3：项目井场、管线布局示意图；
- 附图 4：环境质量现状监测布点图；
- 附图 5：评价范围示意图
- 附图 6：项目与公益林位置关系图；
- 附图 7：项目与生态保护红线位置关系图；
- 附图 8：项目生态保护措施平面布置及设计图；
- 附图 9：土地利用现状图；
- 附图 10：植被类型图；
- 附图 11：土壤类型图；
- 附图 12：生态系统类型分布图；
- 附图 13：项目与周边地表水体位置关系图；
- 附图 14：阿克苏地区环境管控单元分布图；
- 附图 15：巴音郭楞蒙古自治州环境管控单元分布图；
- 附图 16：生态功能区划图；

附件：

- 附件 1：桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案的批复；
- 附件 2：项目区块环评、验收手续；
- 附件 3：项目区块后评价备案意见；
- 附件 4：塔里木油田公司轮南油气开发部突发环境事件应急预案；
- 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。

1 概述

1.1 任务由来及背景

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

塔里木油田分公司轮古油气田桑吉片区位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，轮古油气田桑吉片区是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山。桑吉片区目前主要包括桑塔木油田、解放渠东油田和吉拉克凝析气田。

为满足轮古油气田桑吉片区持续稳产，围绕“老区持续稳产”目标，以新井产能补充老井递减，完善集输、计量等地面配套设施，为轮古油气田桑吉片区老区稳产夯实基础。塔里木油田分公司决定在轮古油气田桑吉片区实施“桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案”(以下简称“拟建工程”)，项目利用老井 42 口，3 口转注气，其余井维持原有生产方式不变，部署新井 13 口(新井 10 口，侧钻井 3 口)，本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整和 道路，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 13 口，其中新井 10 口、侧钻井 3 口；③储层改造工程：提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组 5、6、7 区建立注碳试验井组(ST5-H5、ST6-8H、ST7-1)；④站场工程：新建采油井场 13 座；⑤油气集输工程：新建新钻井单井集油管线 17.625 千米；⑥东轮管线(注水管线)改造：考虑轮南片区统一注水布局需求，对现有的 32 千米东轮管线(管道规格 $D323.9 \times 6$)采用 HTPO 管道穿插技术改造；⑦公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。建成后年产油 6 万吨以上稳产 5 年，预计期末累产油 314.09 万吨、产气 $7.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

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) 利用老井 42 口，3 口转注气，其余井维持原有生产方式不变，部署新井 13 口（新井 10 口，侧钻井 3 口），均为采油井，钻井过程全部采用水基钻井液。

(2) 拟建工程利用的老井均依托现有已建管线和站场，不进行地面工程的改扩建，仅对其进行储层改造；本次仅涉及新井钻井、井场的设备安装、计量阀组和配套集输管线等辅助系统建设，不涉及新建集输站场。

(3) 本项目井场和集输管线不可避免的占用部分国家二级天然公益林，拟采取避让保护植物、控制施工作业带、边施工边植被恢复等生态保护措施，防止生态遭到较大破坏。

(4) 本项目拟建集输管线充分避让耕地，项目永久占地、临时占地均不占用耕地，在做好相应的生态保护措施的情况下，工程对农业生态系统的影响有限。

(5) 采用井口不加热集输工艺，但设计考虑接入电磁加热器的预留阀，无燃烧废气产生。

(6) 项目采取密闭集输工艺，井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求，项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(7) 项目无废水排入地表水体，不会对地表水造成影响。

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

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

(10) 项目永久占地面积较小，生态影响很小；临时用地及时进行植被回复，对区域生态环境的影响通过 2~3 年可自然恢复。项目的实施对生态环境影响可以接受。

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

1.3 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采项目，项目所有井场、油气集输管线等主体工程均位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线（注水管线）改造工程位于

阿克苏地区库车市，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)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中游水土流失重点预防区，且项目部分管线占用国家二级公益林。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018年12月29日修正)》《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 077 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。

2023年11月6日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托河北奇正环境科技有限公司承担该项目的环评工作。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及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，开展了《桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案环境影响报告书》编制工作。

在环境影响评价工作期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》规定，2023年11月8日，建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网进行了本项目公众参与第一次公示。2023年12月27日建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网及阿克苏日报（2024年1月3日和2024年1月4日分别进行一次公示）进行项目征求意见稿公示，公示时间为10个工作日。根据塔里木油田分公司提供的《桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书。

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；项目对照《市场准入负面清单（2022年版）》，不在其负面清单内。

1.4.2 项目选址合理性分析

项目设计总井数 55 口，其中利用老井 42 口，部署新井 13 口。老井均依托现有已建管线和集输站场，本次不进行老井地面工程的改扩建，本项目建设内容主要包括 13 口新井的钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程、东轮注水管线改造工程以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，项目主体工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线改造工程位于阿克苏地区库车市，区域以油气开采为主，工程占地范围内无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，主要生态的敏感目标为公益林、耕地、生态保护红线和塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区。

(1) 井场选址分析

本项目利用老井 42 口均不涉及新建井场，本次新建 13 座单井井场。根据现场调查和资料搜集，本工程占地不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线、耕地等生态敏感区。

拟建工程 ST1-7 井与生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近距离为 0.73km，ST1-7 井至 5#计量间集输管线的终点紧邻生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)，本工程所有占地均不涉及生态保护红线。井场及管线选址均已避开生态保护红线。

本项目周边涉及公益林和耕地，工程设计阶段尽可能避让公益林和耕地。工程区域公益林占地面积较大，设计阶段已充分考虑避让公益林，但仍有 4 个井场井场位于公益林内，集输管线不可避免地需穿越公益林，穿越公益林全部为国家二级公益林地带，不涉及国家一级公益林。项目集输管线选取植被稀疏地带布设，尽量减少对公益林内原生植被的扰动。项目井场及管线选址均已避开耕地，对农业生态系统的影响有限。

工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区。本工程无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内，工程选址、选线合理。

(2) 管线选线合理性分析

经过多次实地踏勘，部分井场位于国家二级公益林内，集输管线不可避免地需穿越国家二级公益林。从公益林保护类型和项目开发占地上来看，井场、管线等的施工不占用国家一级公益林地带，项目建设严格控制管线开挖临时占地，可减少对生态的影响。

本项目新建集输管线采用输送至最近的已建计量间、集气站，再由已建计量间、集气站集中输送至桑南站的方式，减少了管线开挖长度，减少了管线临时占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动；项目新建管线总长度约有 17.625km，约 1.081km 位于国家二级公益林区，项目临时用地不占用国家一级公益林，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动，避让保护植物胡杨；项目选线已充分避让了耕地，项目临时用地不涉及占用耕地；并且管线区域地质稳定，野生动物活动踪迹较少，对野生动物影响较小。

(3) 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，项目开发产业总体布局基本合理。

(4) 环境影响可接受性分析

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

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《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）、《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）、《巴音郭楞蒙古自治州“三

线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32号),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

拟建工程属于油气开采项目,项目主体工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内,仅东轮管线改造工程位于阿克苏地区库车市。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超标现象严重。环境质量现状监测结果表明,非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求、H₂S满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中相关标准;声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准;土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1筛选值第二类用地标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准。

本工程施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施,且施工周期较短,随着施工期结束将消失。运营期主要为废气、废水和固废影响,采取相应措施后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辅助工程,用水量较小,不属于高耗水项目,主要为施工期生活用水、试压水和运营期生活用水,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。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。

拟建工程主体工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内,仅东轮管线改造工程位于阿克苏地区库车市,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),轮台县、库车市均不在以上负面清单之列。

对照《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18号),项目位于天山南坡片区范围内,符合该片区生态管控要求。

表 1.4-1 与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
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束		
	<p>【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外,凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建。</p>	<p>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;不属于“三高”项目</p>	符合
	<p>【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策,防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外,国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目,具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”,执行大气污染物相应标准限值,新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代,不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标;一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”,执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法。</p>	<p>拟建工程为石油开采项目,不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目;不属于国家和自治区大气污染联防联控区域</p>	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	<p>【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019 年本)》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。</p>	<p>拟建工程为改扩建项目，现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的淘汰类项目；不属于环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业。</p>	符合
	<p>【A1.3-2】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。</p>	<p>拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目</p>	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	<p>【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、自治区生态功能区规划、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。</p>	<p>拟建工程建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求</p>	符合
	<p>【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划。</p>	<p>拟建工程不属于重大项目</p>	—
	<p>【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进产业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。</p>	<p>拟建工程属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目。拟建工程实施后生产工艺过程密闭，减少 VOCs 排放对大气环境的影响</p>	符合
A2 污染	<p>【A2.1-1】PM_{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新(改、扩)建未落实 SO₂、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物(VOCs)等四项大气污染物总</p>	<p>拟建工程所在区域属于 PM₁₀ 年平均浓度不达标城市，根据《关于将巴音郭楞蒙古自治</p>	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	管控要求	拟建工程	符合性
物排放管控	量指标倍量替代的项目。	州吐鲁番市哈密市纳入执行<环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策范围的复函》(环办环评函[2022]341号)的要求,对巴音郭楞蒙古自治州实行环境影响评价差别化政策,可不进行颗粒物区域削减;按照总量替代原则,拟建工程不涉及SO ₂ 、NO _x 的排放,挥发性有机物(VOCs)总量指标为0.435t/a	
	【A2.1-2】优化区域交通运输结构,加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设,降低大宗货物公路运输比重,减少重型柴油车使用强度,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。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设,充分利用已有铁路专用线能力,大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系,支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心。	拟建工程不涉及相关内容	—
新疆维吾尔自治区总体管控要求	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施,严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度,推动“公转铁”和多式联运,推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用,强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制。	项目不属于高耗能、高排放项目	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	<p>【A2.1-4】到 2025 年,全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力,城市污水处理率达到 98%左右,县城污水处理率达到 95%左右。</p>	<p>拟建工程采出水随油气混合物输送至桑南处理站处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,达标后回注地层,废水均不向外部环境排放。</p>	符合
	<p>【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施,实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置,县级城市(县城)生活垃圾无害化处理设施全覆盖,区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥,统筹建设垃圾焚烧发电设施,促进生活垃圾资源化利用。</p>	<p>拟建工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶,定期清运至轮南固废填埋场填埋处置。</p>	符合
	<p>A2 污水排放管控 【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水IV类标准的城市,新扩改建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上。</p>	<p>拟建工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域,建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区。</p>	—
新疆维吾尔自治区总体管控要求	<p>A3 环境风险管控 【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全 and 卫生防护距离要求的危险化学品生产企业,进行定量风险评估,就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。</p>	<p>拟建工程不属于危险化学品生产项目</p>	—
	<p>【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上,2030 年保持 98%;污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%,2030 年达到 95%以上。</p>	<p>拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块</p>	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	<p>【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范。</p>	<p>拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610 - 2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对各井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范。</p>	符合
	<p>【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p>	—
A4	<p>【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，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。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内。</p>	<p>拟建工程开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源。</p>	符合
A4	<p>【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。</p>	<p>拟建工程开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源。</p>	符合
	<p>【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位</p>	<p>拟建工程不涉及地下水的开采</p>	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	管控要求	拟建工程	符合性
	双控制度。		
	【A4.1-4】2025年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为688538万m ³ 、626527万m ³ 。	拟建工程开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源。	符合
	【A4.2-1】2025年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上。	拟建工程占地不涉及基本农田	—
	<p>【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。</p> <p>【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。</p> <p>【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准。</p>	拟建工程不涉及煤炭消耗	—
	<p>【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。</p> <p>【A4.4-2】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。</p>	拟建工程不涉及煤炭消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施。	—
	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用。	拟建工程开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源。	符合
	【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	拟建工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用。	—

表 1.4-2 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

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泥、清管废渣、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 1.4-3 拟建工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建井场距离生态保护红线约0.73km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。	符合
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境质量底线	全州水环境质量持续改善，开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟5条河流13个监测断面稳定达	拟建工程采出水随油气混合物输送至桑南处理站处理达标后回注地层，井下作业废水采用	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《“一单”生态环境分区管控方案》		<p>到Ⅱ类水(塔里木河氟化物不参与考核,其他指标均为Ⅱ类),孔雀河4个监测断面达到Ⅱ类水,博斯腾湖17个重点点位中1、7、14监测点均值Ⅲ类,其余监测点均值Ⅳ类;受污染地表水体得到有效治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定。全州环境空气质量有所提升,SO₂、NO₂浓度长期维持在较低水平,达到环境空气质量一级标准;逐步减少颗粒物排放,PM₁₀、PM_{2.5}平均浓度分别低于81 μg/m³、31.5 μg/m³(库尔勒市,扣除沙尘天气影响),空气优良天数比例大于75.2%(库尔勒市),重污染天数持续减少,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;全州土壤环境质量保持稳定,受污染耕地安全利用率达到98%以上,污染地块安全利用率不低于93%,土壤环境风险得到进一步管控</p>	<p>专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,达标后回注地层,废水均不向外环境排放;拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域,拟建工程油气采取密闭集输工艺,拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险。</p>	
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	资源利用上线	<p>推进低碳发展,强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。</p>	<p>拟建工程开发过程中采取节水措施,生产废水和生活污水进行综合利用,节约了水资源;油气集输常温集输,不消耗天然气,用电接自区域电网,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场永久占地面积较小,管线埋地敷设,敷设完成后回填管沟,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;拟建工程开发符合资源利用上线要求。</p>	符合
《巴音郭	环境	巴州共划分125个环境管控单元,	本项目主体工程位于	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求		拟建工程	符合性
<p>楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》</p>	<p>管控单元</p>	<p>分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元以沙漠、荒漠、戈壁、一般农业生产等为主的管控单元，主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。</p>	<p>ZH65282230001 轮台县一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对项目周围大气环境、地下水环境、声环境、土壤环境等产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效地控制，不会对周围环境产生明显影响。</p>	

表 1.4-4 拟建工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		拟建工程	符合性
空间布局约束	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	拟建工程不涉及	—
	1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	拟建工程不涉及	—
	1.3 县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉	拟建工程不涉及新建锅炉	—
	1.4 禁止在自治州行政区域内引进能(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	拟建工程属于油气开采项目，耗水量较小，不属于高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	符合
空间布局约束	1.5 禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门，根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划，报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目，自治州、各县(市)人民政府规定期限内未达到治理要求的项目，应当停产、限期搬迁或者关闭	拟建工程属于油气开采项目，不属于严重污染大气环境的项目	符合
	1.6 在饮用水水源保护区内，禁止设置排污口	拟建工程未处于饮用水水源保护区内	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
	1.7 开都-孔雀河流域、塔里木河流域沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	拟建工程属于油气开采项目，不涉及	—
	1.8 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	拟建工程未处于基本农田保护区	符合
	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除	拟建工程未处于永久基本农田范围内	符合
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理，依法将其划定为农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品，不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设；对威胁地下水、饮用水水源安全的，有关县市人民政府要制定环境风险管控方案，并落实有关措施。研究推进严格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围，制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	拟建工程不涉及	—
空间布局约束	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整和化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局和规模	拟建工程不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护区核心区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	拟建工程井场及管线未处于生态保护红线范围内	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
	1.13 【生态红线允许类】共 6 条	拟建工程井场及管线未处于生态保护红线范围内	符合
	1.14 自治州、各县(市)人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	拟建工程未处于退耕还林还草范围	符合
	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	拟建工程选址区域为林地、荒漠，开采完成后采取自然恢复措施	符合
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	拟建工程属于油气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等	拟建工程属于油气开采项目，已提出相关防护措施	符合
	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	拟建工程不属于两高一资项目	符合
空间布局约束	1.19 自然保护区核心保护区：共 7 条	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.20 自然保护区一般控制区：共 9 条	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，	拟建工程属于油气开采项目，开采强度未超过区域规	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件要求		拟建工程	符合性
	依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局 and 环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	划规模	
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由市级及以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用	拟建工程不涉及	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	拟建工程不涉及	—
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	拟建工程未处于自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共 4 条	拟建工程未处于风景名胜区范围内	符合
	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	拟建工程未处于风景名胜区范围内	符合
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共 9 条	拟建工程未处于国家湿地公园范围内	符合
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共 9 条	拟建工程未处于国家级森林公园范围内	符合
空间布局约束	1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共 3 条	拟建工程未处于国家沙漠公园范围内	符合
污染	1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共	拟建工程未处于天山自然	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件要求		拟建工程	符合性
物排放管控	4 条	遗产地范围内	
	1.31 在天山自然遗产地禁建区内,除配置必要的研究监测和安全防护设施外,禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内,可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内,可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的,建设单位、施工单位应当制定生态保护方案,采取有效措施,保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌,并经天山自然遗产管理机构审核同意后,依照有关法律、法规的规定办理审批手续;天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的,可以不再申请核发建设项目选址意见书。	拟建工程未处于天山自然遗产地范围内	符合
	1.32 【开都河流域空间布局约束】:共 7 条	拟建工程未处于开都河流域	符合
	2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水 I 类,空气质量达到一级	拟建工程不涉及	—
	2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺,配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置,或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置,减少大气污染物的排放	拟建工程不涉及	—
	2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫化物和氮氧化物的,应当采用清洁生产工艺,配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置,或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	拟建工程不涉及	—
	2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业,应当加强精细化管理,采取集中收集处理等措施,严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施,减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	拟建工程不涉及	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.5 库尔勒区域(以库尔勒市人民广场为中心,半径50公里范围,主要包括库尔勒市、第二师铁门关市(28团、29团)、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区(不含石油石化产业园)和尉犁县部分区域。)禁止新(改、扩)建未落实SO ₂ 、NO _x 等主要大气污染物总量指标减量替代的项目。上述区域所有新(改、扩)建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	拟建工程未处于库尔勒区域、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区范围内	—
	2.6 根据水环境保护的需要,在饮用水水源保护区内,采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	拟建工程不涉及	—
	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	拟建工程未处于饮用水水源地范围内	符合
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后,进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源,准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施,限期达标	拟建工程未处于饮用水水源地范围内	符合
	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况,重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施,达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度,对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示,一律限制生产或停产整治;对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚,一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”、“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况,结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度,建立环保领域非诉案件执行联动配合机制,对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	轮南油气开发部已申领排污许可证	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查，监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险，实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物和废弃物进行严格管理	拟建工程不涉及	—
	2.11 【开都河流域污染排放限制】：共 4 条	拟建工程未处于开都河流域	符合
	2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团(镇)应当采取保护和治理措施，维护和改善博斯腾湖水环境，使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》(GB3838—2002)II类标准，博斯腾湖水质达到《地表水环境质量标准》(GB3838—2002)III类标准	拟建工程不涉及	—
	2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】：共 7 条	拟建工程不涉及	—
	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，严防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	拟建工程不涉及	—
	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔	拟建工程不涉及	—
	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场(小区)和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场(小区)要根据污染防治需要，配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场(小区)要实施干湿分流、粪便污水资源化利用	拟建工程不涉及	—
	2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染河流水质	拟建工程不涉及	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
污染物排放管控	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构	拟建工程不涉及	—
	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐	拟建工程属于油气开采项目，未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	符合
	2.20 加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔中作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油(气)资源开发区为重点，加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油(气)田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理	轮古油气田桑吉片区已进行土壤环境污染综合整治	符合
环境风险防控	3.1 加强重污染天气应急联动。完善自治区重污染天气预警分级标准，统一同一区域内应急预警标准。当预测到区域将出现大范围重污染天气时，统一发布区域预警信息，各县市按级别启动应急响应，落实应急措施，实施区域应急联动	拟建工程不涉及	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
	3.2 完善重污染天气应急减排措施。各地进一步完善或制订、修订重污染天气应急预案。提高应急预案中污染物减排比例，黄色、橙色、红色级别减排比例原则上分别不低于 10%、20%、30%。细化应急减排措施，落实到企业各工艺环节，实施“一厂一策”清单化管理。制定应急运输响应方案，在黄色及以上重污染天气预警期间，对钢铁、建材、焦化、有色、化工、矿山等涉及大宗物料运输的重点用车企业，实施应急运输响应	拟建工程不涉及	—
	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急预案	拟建工程不涉及	—
环境 风险 防控	3.4 自治州、各县(市)人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	拟建工程不涉及	—
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	拟建工程不涉及	—
	3.6 对饮用水水源保护区内排放重金属等有毒有害污染物的企业，优先取缔关闭；对饮用水水源保护区受重金属污染的土壤，修复处理以确保饮用水水源环境安全；对天然背景值超标、水厂无法处理的重金属等污染的水源，需尽快更换	拟建工程未处于饮用水水源保护区内	符合
	3.7 强化对水源周边可能影响水源安全的制药、化工、造纸、采选、制革、印染、电镀、农药等重点行业企业的执法监管	拟建工程不涉及	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
	3.8 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共 6 条	拟建工程不涉及	—
	3.9 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	拟建工程不涉及	—
	3.10 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境和健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
环境 风险 防控	3.11 建立州内国家 4A 级及以上旅游景区、生态旅游示范区的资源和环境保护监测机制。在旅游旺季对环博斯腾湖景区、巴音布鲁克景区、罗布人村寨景区、巩乃斯景区等重点景区实施空气质量(含负氧离子)、噪声指标、地表水质量、污水排放实施监测控管，出具监测质量报告。与景区管理机构形成联动机制，及时公布	拟建工程不涉及	—
	3.12 (农田灌溉风险要求)农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	拟建工程不涉及	—
资源 利用 效率	4.1 加强秸秆综合利用和氨排放控制。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。全面加强秸秆禁烧管控，强化各级政府秸秆禁烧主体责任，充分发挥网格化监管作用，在初春、秋收和夏收阶段开展秸秆禁烧专项巡查	拟建工程不涉及	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
	4.2 提高能源利用效率。继续实施能源消耗总量和强度双控行动。大力开发、推广节能高效技术和产品，实现重点用能行业、设备节能标准全覆盖	拟建工程能源消耗较小，设备设施均属于节能高效设备	符合
	4.3 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	拟建工程不涉及	—
	4.4 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过2万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	拟建工程不涉及	—
资源利用效率	4.5 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制	拟建工程不涉及	—
	4.6 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭	拟建工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	文件要求	拟建工程	符合性
	4.7 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区,禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换,合理配置地表水和地下水开采量,减少地下水开采规模,逐步实现地下水采补平衡	拟建工程不涉及	—
	4.8 流域执行最严格的水资源管理制度,依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划,严格执行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。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益,发挥水资源的综合效益	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
	4.9 【开都河流域自然资源开发限制】:共8条	拟建工程不属于开都河流域	符合
	4.10 开都河岸线保护区:共2条	拟建工程不属于开都河流域	符合
	4.11 开都河岸线控制利用区:共2条	拟建工程不属于开都河流域	符合
	4.12 开都河岸线保留区:共2条	拟建工程不属于开都河流域	符合
	4.13 根据博斯腾湖水生态环境保护需要,确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为1045.50米。在满足防洪要求确保安全的前提下,优化水资源配置与调度,维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测,按照法律法规规定,在人员流动相对密集的湖岸场所(大河口和扬水站区域)设立水位变化动态监测结果的显著标志标识,实时公开公示水位	拟建工程不属于博斯腾湖区域	符合
资源利用效率	4.14 【博斯腾湖水资源管理】共4条	拟建工程不属于博斯腾湖区域	符合
	4.15 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线:共2条	拟建工程不属于博斯腾湖区域	符合
	4.16 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录,加大工业节水先进技术的推广应用,加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准,推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡	拟建工程钻井用水、管道试压水循环利用,施工期用水量较小,工程总用水量13456.4m ³ ,运营期不新增用水。	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件要求	拟建工程	符合性
测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造		
4.17 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	拟建工程不涉及	—
4.18 发展农业节水。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。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—
4.19 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	拟建工程不涉及	—
4.20 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于 0.01 毫米、耐候期小于 180 天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新，采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜；鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜，并逐步推广。建立农膜回收利用机制，建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	拟建工程不涉及	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件要求		拟建工程	符合性
资源利用效率	4.21 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	拟建工程不涉及	—
	4.22 加强建设用地规划引领管控：严控城乡建设用地规模；优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发：鼓励建设用地立体开发；支持土地综合开发利用；推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用：推进城镇低效用地再开发；鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率：严格农村用地标准控制；盘活存量集体建设用地	拟建工程不涉及	—

表 1.4-5 拟建工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中“轮台县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65282 230001 轮台县 一般管 控单元	空间布局约束	1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	拟建工程满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
	污染物排放管控	1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	拟建工程满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
	环境风险防控	1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	拟建工程满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	符合
	资源利用效率	1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	拟建工程满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	符合

表 1.4-6 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	拟建井场和管线均不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	运营期采出水随油气混合物输送至桑南处理站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险，采取相应措施后各污染物能够满足相关标准要求	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	拟建工程开发过程中采取节水措施，生产废水和生活污水进行综合利用，节约了水资源；井口加热采用电磁加热器，不消耗天然气，用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性
环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	本项目东轮管线改造工程位于 ZH65290230001 库车市一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地下水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效地控制，不会对周围环境产生明显影响	符合

表 1.4-7 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束 1.1 严格执行自治区总体准入要求中“ A1 空间布局约束 ”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“ A1 空间布局约束 ”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	1.2 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	本项目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	符合
	空间布局约束 1.3 阿瓦提县禁止类涉及国民经济 1 门类 6 大类 10 中类 10 小类；乌什县禁止类涉及国民经济 2 门类 4 大类 8 中类 6 小类；柯坪县禁止类涉及国民经济 2 门类 6 大类 9 中类 9 小类	项目主体工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线改造工程位于阿克苏地区库车市，不涉及阿瓦提县及柯坪县。	--
	1.4 阿瓦提县限制类涉及国民经济 3 门类 8 大类 10 中类 11 小类；乌什县限制类涉及国民经济 7 门类 14 大类 18 中类 21 小类；柯坪县限制类涉及国民经济 7 门类 10 大类 16	项目主体工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线改造工程位于阿克苏地区库车市，不	—

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性
	中类 18 小类	涉及阿瓦提县及柯坪县。	
	1.5 加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动	本项目建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	--
	1.6 加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库	工程施工期严格控制占地范围，施工期结束后恢复井场周边临时占地，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
	1.7 加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用	工程施工期严格控制施工占地，不占用占地范围之外的用地	符合
	1.8 塔里木盆地区域重点矿区内新建矿山必须符合国家、自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件	本项目属于石油开采项目，位于塔里木盆地北缘，符合《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》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等	符合
阿克苏地区总体管控要求	1.9 铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区 1 公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内，其它 III 类水体岸边 200 米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保	本项目不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，不在重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域。本项目不属于建非金属矿选矿工程，无废水排放不会对地表水体产生明显影响。	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性
	不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求		
	1.10 在城市规划区边界外 2 公里(现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外)以内, 主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边 1 公里以内禁止建设焦化项目, 已在上述区域内投产运营的焦化企业, 要根据该区域规划要求, 在一定期限内, 通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目, 除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外, 对新建设有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批	本项目不在城市规划区边界外 2 公里以内, 不属于焦化项目	--
	1.11 煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求, 现代煤化工项目应布局在重点开发区, 优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局, 并符合环境保护规划	本项目不属于煤化工产业	--
	1.12 科学布局, 准确定位。结合县(市)园区发展实际, 明晰园区产业项目规划布局, 确定重点产业, 推动关联产业项目合理流动, 引导产业项目严格按照规划布局入园发展, 促进产业项目向园区集中	本项目不涉及产业园区	--
	1.13 提高 VOCS 排放重点行业环保准入门槛, 严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设	本项目采出液采用密闭集输措施, 减少 VOCS 排放对大气环境的影响	符合
	1.14 按照地区统筹, 上下联动、区域协同、兵地融合的原则, 在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	--
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束 1.15 新改扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划要求, 满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域	本项目不属于“两高”项目	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性
	削减有关规定,制定配套区域污染物削减方案		
	1.16 依法设立的各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求,引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求	本项目不涉及工业园区及开发区	--
	1.17 温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县(市)应当切实增强生态环境保护意识,将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生,加大生态扶贫投入,不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域,同时加强对生态环境质量的考核和资金的绩效管理	本项目不涉及财政转移支付	--
	1.18 在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边,不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目,或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的,应当逐步搬迁或者升级改造	本项目不属于石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目	--
阿克苏地区总体管控要求	2.1 严格执行自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	2.2 主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治,实行采暖季重点行业错峰生产,推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理,严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管,从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划,加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测,提升重污染天气应对能力	本项目采出液采用密闭集输措施,采出水经管道输送至桑南处理站,经处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,废水均不向外环境排放。大气污染物及水污染物排放量控制均在自治区下达指标范围以内	符合
阿克苏地区总	2.3 推进城市建成区、工业园区实行集中供热,使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区	本项目不在城市建成区、工业园区内	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性	
体管控要求	放管 控	域内,禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉,集中供热管网覆盖前,已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域,鼓励使用清洁能源替代,推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉		
		2.4 新建涉工业炉窑的建设项目,原则上要入园,配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑,加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放	本项目不涉及工业炉窑	--
		2.5 新、改、扩建涉 VOCs 排放项目,应从源头加强控制,使用低(无)VOCs 含量的原辅材料,加强废气收集,安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动,应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行,并安装、使用污染防治设施;无法密闭的,应当采取措施减少废气排放	本项目采出液采用密闭集输措施,对周边大气环境影响可接受	符合
		2.6 新建(含搬迁)钢铁项目原则上要达到超低排放水平,推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值	本项目不属于钢铁项目	--
		2.7 各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到 2025 年,全地区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力,城市污水处理率达到 98%左右,县城污水处理率达到 95%左右。规模化养殖场(小区)配套建设粪污处理设施比例达到 100%	本项目营运期采出水经管道输送至桑南处理站,经处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,废水均不向外环境排放	符合
阿克苏地区总	污染物排	2.8 加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管,推动	本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性	
体管控要求	放管 控	重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618); 建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600)	会增加土壤环境风险; 本项目运营后采取源头控制、过程防控措施; 占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值	
		2.9 加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施, 实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置, 县级城市(县城)生活垃圾无害化处置设施全覆盖, 区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥, 统筹建设垃圾焚烧发电设施, 促进生活垃圾资源化利用。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力, 建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制, 推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用, 提升医疗废弃物规范化处理处置水平	本项目施工期生活垃圾送至轮南固废填埋场处置, 运营期不新增劳动定员, 不新增生活垃圾	符合
		2.10 加强尾矿库监督管理、加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防治、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理	塔里木油田目前尚未发生土壤环境污染事故; 本项目不涉及涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置	符合
		2.11 强化常态化生态环境风险管理, 严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		2.12 推动实现减污降碳协同增效。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施, 严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度, 推动“公转铁”和多式联运, 推广节能和	本项目不属于高耗能、高排放项目, 不涉及相关内容	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性
	新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制		
阿克苏地区总体管控要求	2.13 加快产业结构优化调整,加大落后产能淘汰力度,支持绿色技术创新,加快发展节能环保、清洁生产产业,推进重点行业和重要领域绿色化改造,促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案,加大温室气体排放控制力度,降低碳排放强度。大力发展绿色建筑,城镇新建公共建筑全面执行 65%强制性节能标准,新建居住建筑全面执行 75%强制性节能标准。开展超低能耗、近零能耗建筑试点,扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围	本项目在生产工艺、设备的先进性、合理性,原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求,将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中	符合
	2.14 按照地区统筹,上下联动、区域协同、兵地融合的原则,在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	--
阿克苏地区总体管控要求	3.1 严格执行自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	3.2 定期评估沿河湖库工业企业、工业集聚区环境和健康风险,加强预案管理,落实防控措施,排除水污染隐患,确保水环境安全	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	3.3 加强重点乡镇域重污染天气监测预警,收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时,应启动监测预警会商机制,共同对重污染天气过程实行研判,联合发布污染天气预警信息	本项目不涉及相关内容	--
	3.4 加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控,编制环境风险应急预案并及时更新,加强与各级各类环境风险应急预	本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	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性	
	案的联动，定期组织应急演练，逐步提高应急演练范围与级别	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		
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.5 按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	--
	资源利用效率	4.1 严格执行自治区总体准入要求中“A4 资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A4 资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		4.2 把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可	本项目开发过程中采取节水措施，生活污水处理后用于荒漠灌溉，节约了水资源	符合
		4.3 塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水	本项目不涉及相关内容	--
		4.4 高污染燃料禁燃区，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源	本项目不涉及燃用高污染燃料的设施	--
		4.5 实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地	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
		4.6 大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	本项目属于石油开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；本项目不涉及选矿回收	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性
		及综合利用	
	4.7 单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内	本项目不涉及相关内容	--
	4.8 按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求	本项目建设单位不属于兵团企业	--

表 1.4-8 本项目与库车市一般管控单元符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH652 902300 01 库车市一般管控单元	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	符合
	2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	本项目未占用基本农田	--
	3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘	本项目为石油开采项目，不属于露天矿山	--
	4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目	项目占地不涉及耕地	符合
	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	符合
	2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放	本项目不属于畜禽养殖项目	--
	3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性	
	4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料	本项目施工营地设垃圾桶，定期由轮南固废填埋场处置	符合	
	5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	--	
	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	符合	
	2.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	对项目区域土壤环境监测可知,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,项目所在区域农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值	符合	
ZH652 902300 01 库车市一般 管控单元	环境风险 防控	加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理	塔里木油田已开展历史遗留污染场地治理工作	符合
	资源利 用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	本项目满足一般管控单元的资源利用效率要求	符合
		2.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	本项目不涉及	--
		3.减少化肥农药使用量,增加有机肥使用量,逐步实现化肥农药使用量零增长	本项目不涉及	--
		4.推进矿井水综合利用,煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水,加强洗煤废水循环利用	本项目不涉及	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	文件要求	本项目	符合性
	5.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	本项目不涉及	--

综上所述,拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、《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》、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》相关要求。

1.4.4 与相关环保政策要求符合性分析

拟建工程属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国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》及《巴音郭楞蒙古自治州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》。拟建工程位于轮古油气田桑吉片区内,不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区,拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区,属于主体功能区中的限制开发区域,符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

表 1.4-9 与相关环保政策符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和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。	拟建工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展规划和二零三五年远景目标纲要》	立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础，稳定扩大油气产能，积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能，推进石油化工基地建设，做大做强基础石化，拉长精细化工产业链条，推动炼化纺一体化发展，提高资源就地加工比例，推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型，打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地	拟建工程属于巴州塔里木盆地油气开发项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测。	报告中已提出环境监测计划，详见：“8.3.3 监测计划”	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。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，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控	轮南油气开发部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
《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	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	<p>综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量。</p> <p>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。</p>	<p>拟建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</p>	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》	<p>塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、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 大型油气田基地建设</p>	<p>本工程属于塔里木能源资源勘查开发区</p>	符合
《关于<新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)环境影响报告书>的审查意见》(环审[2022]124 号)	<p>生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、22 个重点勘查区、32 个重点开采区等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)存在空间重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块，以及与水环境优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区块、8 个开采规划区块等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求</p>	<p>本工程属于塔里木能源资源勘查开发区，不在生态保护红线范围内，主体工程属于 ZH65282230001 轮台县一般管控单元，不属于大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低</p>	符合
《关于<新疆维吾尔自治区矿	<p>严格环境准入，保护区域生态功能。按照新疆维吾尔自治区生态环境分区</p>	<p>项目主体工程属于 ZH65282230001 轮</p>	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
产资源总体规划(2021-2025 年环境影响报告书>的审查意见》 (环审[2022]124 号)	管控方案、生态环境保护规划等新要求，与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等 存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求，确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动，并采取相应保护措施，防止加剧对重点生态功能区的不良影响	台县一般管控单元，不属于大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低；本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施。	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	防范新增土壤污染。结合重点行业企业用地详查成果，完善土壤污染重点监管单位名录，在排污许可证中载明土壤和地下水污染防治要求。鼓励土壤污染重点监管单位实施防渗漏改造。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测。督促企业定期开展土壤及地下水环境自行监测、污染隐患排查。	报告中已提出环境监测计划	符合
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全州重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的污染地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。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，开展治理与修复工程。	轮南油气开发部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

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 协同控制。深入实施《自治州重点行业挥发性有机物综合治理方案》，切实推进重点行业 VOCs 污染治理。重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOCs 污染防治，加强芳香烃、烯烃、炔烃、醛类等活性强的 VOCs 排放控制，持续削减重点企业 VOCs 排放量。建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOCs 污染防治管理体系，加强石化、煤化工、表面处理、印刷、油气储罐等重点排放行业的精细化管控，持续实施 LDAR 治理。强化新增污染物排放控制，推进 VOCs 与 NOx 等的协同减排，改善环境空气质量。	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施；塔里木油田分公司轮南油气开发部已委托第三方单位开展 LDAR 工作，对泵、阀等密封点进行检测	符合
	强化危险废物环境监管能力。建立完善危险废物环境重点监管单位清单，开展危险废物规范化环境管理排查整治，强化重点行业企业事中事后监管，严厉打击危险废物环境违法行为，强化部门之间联动。	拟建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
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》(征求意见稿)	加强油气产能建设。在确保自治区内油气生产基地稳定产能的基础上，加大投资力度提高油气产能建设。强化已开油气田稳产，加大克拉 2、英买力、塔河、玛河等老油气田的综合治理，重点实现产量稳中有升；有序开展新区建设，加快博孜-大北、顺北、南缘等新区域新建产能，实现资源良性接替。到 2025 年，原油产量达到 3562 万吨；常规天然气产量达到 514.7 亿立方米	拟建工程为石油开采集输项目，可保证轮古油气田桑吉片区持续稳产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划》	塔里木油田“十四五”期间老油田区块规划新钻开发井 278 口，新建总产能 121×10 ⁴ t，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岸，油田老区主要为了弥补产能递减配套建设地面工程	拟建工程位于轮古油气田桑吉片区内，主要为了弥补产能，项目对现有井进行提液、补孔等，同时建设 13 口开采井，与主体规划	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	<p>与总体规划相结合，完善新油气田产建的配套建设，根据油气上产区块，对油气管道建设、站场新建及扩建、储罐扩容等内容进行规划，分析电力系统、自控系统、通信系统、道路系统的适应性，规划完善上产、稳产保障工程，确保油田生产安全平稳</p>	<p>相符合</p> <p>拟建工程为石油开采集输项目，可保证轮古油气田桑吉片区持续稳产，增大整体开发效益</p>	<p>符合</p>
<p>《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见</p>	<p>(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。</p>	<p>拟建工程废气主要为井场无组织废气，油气采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至桑南处理站处理，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注地层，废水均不向外环境排放；固废主要为落地油泥、清管废渣、废防渗材料，收集后委托有资质单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施，同时管线开挖过程中要求严格控制作业带宽度，采取“表土单独堆存，分层开挖、分层回填”的措施，同时针对井场及管线沿线提出相关水土流失及防沙治沙措施</p>	<p>符合</p>

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	<p>加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p> <p>(四)加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>		
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划和 2035 年远景目标纲要》	<p>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。</p>	本项目属于塔里木油田油气开发项目。	符合
	<p>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。</p>		符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展规划和二〇三五年远景目标纲要》	<p>立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础，稳定扩大油气产能，积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能，推进石油化工基地建设，做大做强基础石化，拉长精细化工产业链条，推动炼化纺一体化发展，提高资源就地加工比例，推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型，打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地</p>	拟建工程属于巴州塔里木盆地油气开发项目	符合
《阿克苏地区环境保护“十四	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	本项目井场无组织废气排放涉及	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
五”规划》	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。	VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合性
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	本工程采出水随油气混合物输送至桑南站采出水处理系统，处理达标后进行回注；井下作业废水收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留	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，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

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。		
《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》	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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	项目运营期采出水随采出油一起送桑南油气处理站处理，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）标准后回注地层；井下作业废水送轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；项目产生的工业固体废物全部妥善处置	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	项目采用水基钻井液；钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于钻井液配制。	符合
	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	项目为油气开采工程，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

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	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。	本次评价要求在油气开发过程中采取完善的生态措施减轻生态影响并及时的用适地植物进行植被恢复。项目按要求设置地下水水质监测井。	符合
	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本项目伴生气全部混输至桑南油气处理站分离处理，不在井场分离放空，伴生气回收利用率可达到为 100%。	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
	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题 and 环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目位于轮古油田桑吉片区内，项目对区块现有工程环境影响进行了回顾性评价，并对存在的生态环境问题 and 环境风险隐患提出有效防治措施。	符合
	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期和运营期废水均不外排	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。	项目采出水送桑南油气处理站处理，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）标准后回注地层	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	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。	轮南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652822-2022-05-L）	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号）	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	工程开发阶段将进行该项工作，并向社会公布，接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目采用先进技术、工艺和设备	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（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，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成	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	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	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	选用的技术和工艺成熟且先进。	
	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	符合
	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目采用水基钻井液；钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于现场钻井液配制，钻井泥浆均得到妥善处置	符合
	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	项目施工期、运行期废水均妥善处理，同时施工期场地、运营期井场均进行分区防渗，同时设置了地下水监控井，随时了解地下水质量状况，当出现污染情况时及时报告并进行处理	符合
	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	项目要求建设单位对生产过程中产生的废气、废水、固废等产生情况建档分类管理，同时进行处置，处置率达到 100%	符合
	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式	项目采出水随油气混输至桑南油气处理站，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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
《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）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本次评价分析了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，应履行永久基本农田占用报批手续。交通、水利工程建设用	项目不涉及占用耕地建设绿色通道。	符合

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	<p>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。</p>		
	<p>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。</p>	<p>项目不涉及占用耕地挖湖造景。</p>	<p>符合</p>
	<p>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。</p>	<p>项目不涉及占用永久基本农田。</p>	<p>符合</p>
	<p>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。</p>	<p>项目不涉及占用耕地从事非农建设。</p>	<p>符合</p>

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	<p>严禁违法违规批地用地。批地用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。</p>	<p>项目占地不涉及耕地和永久基本农田。 本项目提出定期进行后评价要求</p>	<p>符合 符合</p>
<p>《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）</p>	<p>项目正式投入生产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外</p>	<p>本项目提出定期进行后评价要求</p>	<p>符合</p>
<p>《基本农田保护条例》（国务院令 第588号）</p>	<p>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。</p>	<p>项目不占用永久基本农田。</p>	<p>符合</p>
<p>《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）</p>	<p>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</p>	<p>项目管线临时占地涉及二级国家公益林，不涉及一级国家级公益林</p>	<p>符合</p>

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	下经济。		
《建设项目使用林地审核批管理办法》 (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
《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)	<p>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。</p> <p>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。加强管线先进维检技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。</p> <p>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。</p>	本项目伴生气全部混输至桑南油气处理站分离处理，不在井场分离放空，井场运营期无常规火炬燃烧。油田定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少天然气（甲烷）的排放。	符合

1.5 主要环境问题及环境影响

本工程生态影响和环境污染并重。其中，生态影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等，通过采取相应的生态保护与恢复措施，对公益林破坏较小，对生态环境的影响可得到有效减缓。环境污染主要体现在施工期施工扬尘、机械、车辆尾气及运营期无组织废气对大气环境的影响，施工期生活污水对水环境的影响，施工期和运营期设备噪声对声环境的影响，施工期生活垃圾等固体废物的产生。主要采取以下措施：合理规划运输路线、运输车辆和堆存的土方加盖篷布、洒水抑尘等；施工生活污水生活污水排入撬装设施暂存后，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理，生活垃圾收集后拉运至轮南固废填埋场处理；选用低噪声设备。

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) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》，2010年1月8日修订；
- (19) 《中华人民共和国安全生产法》，2014年12月1日起施行。

2.1.2 环境保护法规、部门规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令〔2017〕第682号，2017年10月1日；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2024年本）》，2024年2月1日；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》，2021年1月1日；
- (4) 《空气质量持续改善行动计划》的通知，国发〔2023〕24号；

- (5) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35号文；
- (6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77号；
- (7) 《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，2021年11月2日；
- (8) 《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；
- (9) 《危险废物转移管理办法》，生态环境部令第23号；
- (10) 《关于印发<全国防沙治沙规划（2021—2030年）>的通知》，林规发〔2022〕115号，2022年12月15日；
- (11) 《危险废物排出管理清单（2021年版）》，2021年12月2日；
- (12) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，公告 2013年 21号；
- (13) 《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；
- (14) 《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；
- (15) 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；
- (16) 国务院关于印发《水污染防治行动计划》的通知，国发〔2015〕17号；
- (17) 《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；
- (18) 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第34号，2015年6月5日；
- (19) 《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；
- (20) 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；
- (21) 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；

- (22) 《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；
- (23) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017年10月7日；
- (24) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》，国发〔2010〕46号；
- (25) 《生态文明体制改革总体方案》，2015年9月11日；
- (26) 《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；
- (27) 《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；
- (28) 《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；
- (29) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77号；
- (30) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2012年修正）》，2012年3月28日；
- (31) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》，2018年9月21日；
- (32) 《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；
- (33) 《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；
- (34) 《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；
- (35) 《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；
- (36) 《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；
- (37) 《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；
- (38) 《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；

- (39) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，新疆维吾尔自治区林业和草原局，新林护字〔2022〕8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) 《新疆生态功能区划》；
- (42) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (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) 《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3号）（2022年1月1日施行）；
- (49) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》，新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2022年9月21日；
- (50) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，新疆维吾尔自治区林业和草原局，2024年1月18日；
- (51) 《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）；
- (52) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024年）；
- (53) 《关于印发自治州大气污染防治行动计划实施方案的通知》（巴政发〔2015〕24号）；
- (54) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；
- (55) 《关于印发巴音郭楞蒙古自治州水污染防治工作方案的通知》（巴政发〔2016〕52号）；
- (56) 《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；

- (57) 《巴音郭楞蒙古自治州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》；
- (58) 《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》；
- (59) 《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；
- (60) 《关于印发巴音郭楞蒙古自治州土壤污染防治工作方案的通知》（巴政办发〔2017〕39 号）；
- (61) 《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）；
- (62) 《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》，阿行署发〔2021〕81 号；
- (63) 《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（巴政办发〔2021〕32 号）。

2.1.3 环境影响评价相关规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1—2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- (9) 《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）；
- (10) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）；
- (11) 《区域生态质量评价办法（试行）》（环监测〔2021〕99 号）；
- (12) 《国家危险废物名录》（2021 版）；
- (13) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)；
- (14) 《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）；

- (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》（GB50183-2016）；
- (17) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2016）；
- (18) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (19) 《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）；
- (20) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (21) 《气田集输设计规范》（GB50249-2015）；
- (22) 《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）；
- (23) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (24) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (25) 《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T 10848-2021）；
- (26) 《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）；
- (27) 《矿山生态修复技术规范、第7部分:油气矿山》（TD/T 1070.7-2022）；
- (28) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (29) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）。

2.1.4 其它相关文件

- (1) 现有工程环境影响评价报告、批复及验收文件。
- (2) 项目环境质量现状监测报告。
- (3) 关于本项目环境影响评价委托书。
- (4) 建设单位提供的其它资料。

2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素识别与评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

环境因素		施工期				运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程/注水管线改造工程	开采及集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	-1C	--	--
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	--
	声环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	-1D
	土壤肥力	--	--	--	--	--	-1D
	植被覆盖度	--	--	--	-1C	--	--
	生物量损失	--	--	--	-1C	--	--
	生物多样性	--	--	--	-1D	--	+1D
	生态敏感区	--	--	--	-1C	--	+1D
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	-1C	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，项目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;施工期生态环境影响主要为地表扰动、植被覆盖度、生物量损失等,临时占地影响随着施工期的结束而消失,井场永久占地造成的影响为长期影响。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	施工期	污染源评价	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
		影响分析	TSP、SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
	运营期	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃、CO、O ₃ 、H ₂ S
		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		pH、耗氧量(COD _{Mn} 法,以O ₂ 计)、总硬度(以CaCO ₃ 计)、溶解性总固体、硝酸盐(以N计)、亚硝酸盐(以N计)、氨氮(以N计)、挥发性酚类(以苯酚计)、氰化物、砷、汞、铬(六价)、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类,钾、钠、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物(Cl ⁻)、硫酸盐(SO ₄ ²⁻)、镍、钡、阴离子表面活性剂
	污染源评价	施工期	pH值、石油类、COD、氨氮、石油类、挥发酚、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等
		运营期	石油类、COD、氨氮等
	影响评价		石油类
声环境	现状评价		等效连续 A 声级
	污染源评价		A 声级
	影响分析		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、钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、沾油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾
		影响分析	
	运营期	污染源评价	落地油泥、清管废渣、废防渗材料
		影响分析	

环境要素	评价类别	评价因子
土壤	现状评价	建设用地：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，及 pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、土壤盐分、阳离子交换量 农用地：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、阳离子交换量、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、土壤盐分、阳离子交换量
	影响分析	石油烃、土壤盐分
生态环境	现状调查	地表扰动面积及类型、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性等
	影响分析	
风险	风险识别	原油、天然气、硫化氢
	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 2.4-2 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		41.4
最低环境温度/°C		-36.0
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干旱区
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/o	/

(4) 废气污染源参数

项目运营期废气主要为井场油气开采生产过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢，排放源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。项目利用的 42 口老井不新增污染物排放，且均已取得环保手续，不再对其环境影响重复分析，故本次评价仅对 13 口新井进行分析。估算数值计算各污染物参数见表 2.4-3。

表 2.4-3 废气污染源参数一览表（面源）

名称	面源起点坐标（o）		海拔高度（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（o）	污染物排放速率（kg/h）	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
ST1-7	84.36419327	41.35960911	927	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST7-H4	84.17248993	41.3718157	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST6-9H	84.20357375	41.37089775	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST6-10H	84.19883841	41.37432954	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST6-11H	84.19969541	41.35658722	929	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST8H	84.19554826	41.34879515	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST2-13H	84.33909471	41.35006341	929	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST2-11X	84.35180409	41.35192686	927	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST2-14	84.33670903	41.35196801	927	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST7-5	84.14326319	41.37506147	928	40	40	5	0	0.004	0.00002

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	面源起点坐标 (o)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角(o)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
LG100-3CH	84.17534448	41.37547341	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST5-6CH	84.23763541	41.36514186	926	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST5-HC1	84.24943995	41.37089128	928	40	40	5	0	0.004	0.00002

(5) 估算模型计算结果

估算模式预测结果见表 2.4-4。

表 2.4-4 各井场估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	井场			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
50.0	7.553	0.378	0.032	0.318
100.0	6.914	0.346	0.03	0.29
200.0	5.089	0.254	0.022	0.214
300.0	3.954	0.198	0.016	0.166
400.0	3.150	0.158	0.014	0.132
500.0	2.611	0.131	0.01	0.11
600.0	2.310	0.116	0.01	0.098
700.0	2.059	0.103	0.008	0.086
800.0	1.849	0.092	0.008	0.078
900.0	1.678	0.084	0.008	0.07
1000.0	1.545	0.077	0.006	0.064
1200.0	1.345	0.067	0.006	0.056
1400.0	1.178	0.059	0.004	0.05
1600.0	1.043	0.052	0.004	0.044
1800.0	0.932	0.046	0.004	0.04
2000.0	0.840	0.042	0.004	0.036
2500.0	0.667	0.033	0.002	0.028
3000.0	0.547	0.028	0.002	0.024
3500.0	0.461	0.023	0.002	0.02
4000.0	0.396	0.020	0.002	0.016
4500.0	0.345	0.017	0.002	0.014
5000.0	0.305	0.015	0.002	0.012
10000.0	0.131	0.007	0.001	0.006
11000.0	0.116	0.006	0	0.004

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

下风向距离	井场			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
12000.0	0.104	0.005	0	0.004
13000.0	0.094	0.005	0	0.004
14000.0	0.086	0.004	0	0.004
15000.0	0.079	0.004	0	0.004
20000.0	0.054	0.003	0	0.002
25000.0	0.041	0.002	0	0.002
下风向最大浓度	7.588	0.379	0.032	0.32
下风向最大浓度 出现距离	57.01	57.01	57.01	57.01
D10%最远距离	/	/	/	/

表 2.4-5 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 (μg/m ³)	Cmax(μg/m ³)	Pmax(%)	D10%(m)
ST6-11H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST6-11H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST2-11X	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST2-11X	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST2-13H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST2-13H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST6-10H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST6-10H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST7-5	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST7-5	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST5-HC1	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST5-HC1	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST7-H4	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST7-H4	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST8H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST8H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
LG100-3CH	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
LG100-3CH	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST6-9H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST6-9H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST1-7	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\text{max}}(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_{\text{max}}(\%)$	$D_{10}(\text{m})$
ST1-7	H_2S	10.0	0.032	0.320	/
ST5-6CH	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST5-6CH	H_2S	10.0	0.032	0.320	/
ST2-14	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST2-14	H_2S	10.0	0.032	0.320	/

(6) 评价等级确定

P_{max} 值为 $0.379\% < 1\%$ 。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三级。

(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, 三级评价项目不设置大气环境影响评价范围。

2.4.2 地表水影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018), 拟建工程运营期产生废水包括采出水、井下作业废水。其中采出水随采出液输送至塔南站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层, 井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。因此拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.3 地下水影响评价等级和评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 项目区对地下水环境影响状况和评价区水文地质条件等, 确定该项目地下水环境影响评价的工作等级。

(1) 地下水环境影响评价分类: 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表, 本项目新建采油井场属于 **F 石油、天然气, 37、石油开采**, 为 I 类项目, 新建输油管线属于 **F 石油、天然气类, 41、石油管线**, 地下水环境影响评价项目类别划分为 II 类。

(2) 地下水环境敏感程度分级: 本项目所有工程均不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)

准保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

具体等级划分见表 2.4-6。

表 2.4-6 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分表

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

综上所述，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，项目井场地下水评价等级为二级，集输管道地下水评价等级为三级。

（3）调查评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目新建井场评价范围为 6km^2 。根据地下水流向为自西北向东南，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。评价范围和调查范围见图 2.4-2。

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，确定项目声环境影响评价级别为二级。

（4）评价范围

评价范围为站场边界及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 2.4-7。

表 2.4-7 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	项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	二级
2	涉及自然公园	二级	项目不涉及自然公园	
3	涉及生态保护红线	不低于二级	项目评价范围内涉及生态保护红线。	
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	项目地下水水位或土壤影响范围内有国家级二级公益林	
6	工程占地规模 $>20\text{km}^2$ 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 $0.348\text{km}^2 < 20\text{km}^2$	
7	除以上情况外	三级	/	

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）中划分依据，确定拟建工程生态环境评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 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）确定项目生态环境影响评价的范围为各井场边界向外延伸 50m，管线中心线两侧及两端外扩 300m 范围，涉及公益林的管线中心线两端及两侧外扩 1000m。

2.4.6 环境风险评价工作等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境风险评价工作等级划分依据表

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

（2）风险评价等级划分确定

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

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

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., 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 ≥ 1 时，将 Q 值划分为：（1）1 ≤ Q < 10；（2）10 ≤ Q < 100；（3）Q ≥ 100。

本项目不涉及新建储油库、油气站，井场内不设置油气储存设施，本项目风险源主要为集输管线，计算得管线带压运行状态下最大储油量、储气量、硫化氢含量。具体详见表 2.4-9。

表 2.4-9 环境风险 Q 值一览表

序号	风险源	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	该种危险物质 Q 值
1	集输管线	天然气	74-82-8	1.452	10	0.1452
2		H ₂ S	7783-06-4	0.0004	2.5	0.0002
3		原油	—	20.804	2500	0.008
集油管道 Q 值 Σ						0.1534

注：选择 ST7-5 至 1# 计量间集输送管线计算，管线长度为 2.85km，管线直径 DN100，管线压力 6.4MPa。

由上表可知，项目 Q 值划分为 Q < 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，项目危险物质数量与临界量比重 Q

<1, 该项目环境风险潜势为 I, 则项目工作等级均划分为简单分析, 项目各环境要素大气、地表水及地下水评价工作等级均划分为简单分析。

(3) 评价范围

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

2.4.7 土壤环境影响评价工作等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域历史监测数据, 工程所在区域部分点位土壤盐分含量大于 4g/kg, 属于 HJ964-2018 附录 D.1 中中度盐化及以上地区, 即项目所在区域属于土壤盐化地区, 拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑, 并根据不同项目类别分别判定评价等级。

(1) 建设项目所属的土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 拟建工程采油井场属于 I 类项目, 集油管线、注水管线等管线工程属于 II 类项目。

(2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 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 ($\leq 5\text{hm}^2$)。

项目永久占地面积为 $1.607\text{hm}^2 (< 5\text{hm}^2)$, 占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感, 具体判别依据见表 2.4-10。

表 2.4-10 污染影响型土壤敏感程度分级表

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

拟建工程井场周边 1km 范围内存在耕地, 土壤环境敏感程度为“敏感”; 管线 200m 范围内存在耕地, 土壤环境敏感程度为“敏感”。

② 生态影响型

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

(4) 评价工作等级判定

① 污染影响型

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污染影响型土壤工作等级，划分依据详见表 2.4-11。

表 2.4-11 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	--
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	--	--

注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作

拟建工程采油井场属于I类项目，油气集输管线、注水管线等管线工程属于II类项目，环境敏感程度均为敏感，项目占地规模为小型，故采油井场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，集油管线、注水管线等管线工程污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。综上，拟建工程污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

② 生态影响型

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

表 2.4-12 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

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

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），项目污染影响型土壤评价范围为井场边界外延 1000m 范围，管线两侧向外延伸 200m 范围；生态影响型土壤评价范围为井场边界外延 5km 范围，管线两侧向外延伸 200m 范围。

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

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

(2) 地下水因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类因子参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）。

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

(4) 区域建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值。区域农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准。

表 2.5-1 环境空气质量标准

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

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 相关标准

表 2.5-2 地下水质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5	无量纲	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0		
	溶解性总固体	≤1000		
	硝酸盐（以 N 计）	≤20		
	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00		
	氨氮（以 N 计）	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	氟化物	≤1		
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05		
	氰化物	≤0.002		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	砷	≤0.01		
	汞	≤0.001		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL	
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	镍	≤0.02	mg/L	
钡	≤0.7			
阴离子表面活性剂	≤0.3			
	石油类	≤0.05	mg/L	石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值

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		

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源	
	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 (C10~C40)	4500	mg/kg		
	Cu	100	mg/kg		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB15618-2018)表1 筛选值标准中 pH>z7.5 中其他
	Zn	300	mg/kg		
As	25	mg/kg			
Ni	190	mg/kg			
Pb	170	mg/kg			
Cd	0.6	mg/kg			
Cr	250	mg/kg			
Hg	3.4	mg/kg			
石油类	/	/	/		
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	/	/	/		
土壤盐分	/	/	/		
阳离子交换量	/	/	/		

2.5.2 污染物排放标准

(1) 大气污染物

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

表 2.5-5 大气污染物排放标准一览表

阶段	污染物		标准值	标准来源
施 工 期	颗粒物	无组织排 放监控浓 度限值	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 无组织排放监 控浓度限值要求
	SO ₂		0.40mg/m ³	
	NO _x		0.12mg/m ³	
运 营 期	井场	厂界	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	

(2) 废水

项目运营期不新增劳动定员,无新增生活污水;生产废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随采出液一起进入桑南站处理达标后回注地层;井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

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
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制 指标	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 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		运营期		60	50	

2.5.3 控制标准

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

2.6 环境功能区划

项目所在区域环境空气属《环境空气质量标准》(GB3095-2012)规定的二类区,执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类标准及修改单要求;地下水属《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)规定的III类标准;声环境属《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的2类区,执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准。

2.7 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月),拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表2.7-1。

表 2.7-1 区域生态功能规划

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	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒	生物多样性和生境高度敏感,土壤侵蚀中度敏感,土地沙漠化不敏感,土壤盐渍化轻度敏感	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻	加大保护力度,建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下,有规划地开发利用油气资源,对废弃物进行无害化处理,恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复,加强防洪“导流”工程,实现油气开发与生态环境保护的双赢

项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”,主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”,主要保护目标“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。

拟建工程为油气开发项目，按照塔里木油田分公司的总体规划进行开发，项目占地不涉及胡杨林，未见大型野生动物出没；项目废气达标排放，产生的废水、固废妥善处置；通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响；工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，实现油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调，符合区域生态服务功能定位。

2.8 环境保护目标

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，具体见下表。

拟建工程将生态环境影响评价范围内植被和动物、国家二级公益林、塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区作为生态环境保护目标；将区域大气环境、区域潜水含水层及承压水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

环境要素	保护目标			相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度	方位	距离 (m)	
大气环境	井场 500m 范围内无敏感点，管线 200m 范围内无敏感点					《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单二级标准
地表水	ST1-7 井场南侧 1.2km 恰阳河支流(季节性河流)					《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准
地下水	地下水评价范围内潜水					《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 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	井场四周外扩 1km 的范围以及管线两侧向外延伸 0.2km 的范围中建设用地					《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)筛选值 二类用地
	井场四周外扩 1km 的范围以及管线两侧向外延伸 0.2km 的范围中农用地					《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。
	井场占地外 5000m 及集输管道周边 200m 范围内					不对区域盐碱化程度进一步加深

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

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)	
环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析, 无需设置评价范围。					项目区周边耕地、土壤、地下水、公益林、生态保护红线区等; 加强风险防范, 保证居民正常生产生活及生命财产安全不受到威胁。
生态环境	植被和动物		井场边界向外延伸			不改变生态功能
	塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区		50m, 管线中心线两侧外延 300m 范围, 穿越公益林段管线向两端和中心线外			不对区域水土保持产生明显影响
	国家二级公益林		延 1km			避免占用林地茂密区, 按规定进行补偿

3 工程概况及工程分析

项目利用老井 42 口，3 口转注气，其余井维持原有生产方式不变，部署新井 13 口（新井 10 口，侧钻井 3 口），本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整和通井道路，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 13 口，其中新井 10 口、侧钻井 3 口；③储层改造工程：提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组 5、6、7 区建立注碳试验井组（ST5-H5、ST6-8H、ST7-1）；④站场工程：新建采油井场 13 座；⑤油气集输工程：新建新钻井单井集油管线 17.625 千米；⑥东轮管线(注水管线)改造：考虑轮南片区统一注水布局需求，对现有的 32 千米东轮管线（管道规格 D323.9×6）采用 HTPO 管道穿插技术改造；⑦公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。建成后年产油 6 万吨以上稳产 5 年，预计期末累产油 314.09 万吨、产气 $7.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目利用的 42 口老井依托现有已建管线和站场，不进行地面工程的改扩建，仅对其进行储层改造、不新增污染物排放，且均已取得环保手续，故本次不再对其施工期、运营期、退役期环境影响进行重复分析。本次评价对桑吉片区区块开发现状进行回顾；将拟建工程依托的桑南处理站、轮古油田钻试修废弃物环保处理站、轮南固废填埋场作为依托工程进行分析。

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

轮古油气田桑吉片区隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由轮南油气开发部负责，轮南油气开发部是塔里木油田公司下属二级单位。桑吉片区位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，桑吉片区是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山。根据区域开发建设的阶段性历程，桑吉片区目前主要包括桑塔木油田、解放渠东油田和吉拉克凝析气田。

桑吉片区建有联合站 1 座(桑南处理站)，计量间/站 5 座、阀组间 2 座、转油站 1 座、集气站 2 座、生产井 180 口(油气生产井 142 口，注水井 38 口)，长关井 35 口、废弃井 33 口，同时配套建设了相应的区块内站间集输管线、油气外输管线和油田道路，区域内管道全长约 1165km，油田道路 208.4km。桑吉片区年产油 $13 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产气 $1.14 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

表 3.1-2 现有老井井场主要设备情况一览表

序号	分类	设备名称	数量	单位	集输管道
1	ST5-6CH	采油树	1	台	未出现腐蚀穿孔的情况， 维持现状、管线利旧
2	ST5-HC1	采油树	1	台	整体更换
3	LG100-3CH	采油树	1	台	整体更换

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

3.1.3 区块环保手续履行情况

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、环境影响后评价等手续情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 桑吉片区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			主要建设内容
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间	
1	环评及验收情况	塔北油田开发工程	原国家环境保护局	环监1992[435]号	1992年12月12日	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函[2021]226号	2021年3月15日	建设计转站和计量间5座,新增油井59口
2		吉拉克凝析气田开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函[2004]418号	2004年9月1日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	环自验[2006]10号	2006年10月10日	14口井(利用老井10口)、集气站、集中处理站、计量站、作业区、外输管线工程等
3		桑南凝析气田开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函[2004]420号	2004年9月1日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	环自验[2006]11号	2006年10月10日	天然气集输和处理工程(气井井口装置、单井采气管线、集气站、桑南油气处理站、天然气外输管线等)
4		桑南油田开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函[2004]488号	2004年10月15日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	环自验[2006]12号	2006年10月10日	开发井9口、油气集输及处理工程(井口装置、单井采气管线、集输站、油气外输管线)等
5		2023年度桑塔木油田产能建设实施方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2023]27号	2023年2月24日	正在建设过程中			部署侧钻井2口及集输管线

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件			主要建设内容
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间	
6	环境风险应急预案	塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案(轮台县)	塔里木油田分公司轮南油气开发部制定有《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案(轮台县)》(备案编号 652822-2022-05-L)						
7	排污许可执行情况	轮南采油气管理区	轮南油气开发部在巴音郭楞蒙古自治州先后取得轮一联合站固定污染源排污许可证(2019年12月07日,登记编号:9165280071554911XG007Q)、轮南处理站固定污染源排污许可证(2019年12月09日,登记编号:9165280071554911XG015V)、桑南联合站固定污染源排污许可证(2019年12月09日,登记编号:9165280071554911XG014V)、轮西采油作业区(巴州)固定污染源排污登记回执(2020年11月30日,登记编号:9165280071554911XG002U)、轮南采油作业区固定污染源排污登记回执(2020年12月03日,登记编号:9165280071554911XG083W)、桑吉采油作业区(吉拉克)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日,登记编号:9165280071554911XG081Y)、桑吉采油作业区(桑南西)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日,登记编号:9165280071554911XG087W)、桑吉采油作业区(桑南东)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日,登记编号:9165280071554911XG086X)、桑吉采油作业区(轮南四)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日,登记编号:9165280071554911XG084Z)、桑吉采油作业区(轮古东)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日,登记编号:9165280071554911XG082Z)						
8	环境影响后评价开展情况	轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书	编制完成《轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书》并于2021年3月15日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作(新环环评函[2021]226号)						

3.1.4 环境影响评价回顾

根据现场踏勘情况及调查结果，对轮古油气田桑吉片区分别从生态环境影响、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、环境风险进行回顾性评价。

3.1.4.1 生态环境影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

油气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。桑吉片区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

① 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，桑吉片区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场(转油站等)有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、骆驼刺等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

② 临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。桑吉片区位于迪那河和塔里木水系补给区之间的空白地带，极端的干旱和强烈蒸发，项目区怪柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a. 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感(两栖类、爬行类、小型鸟类)的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

(3)生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被；管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢；环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.4.2 土壤环境影响回顾

根据轮古油气田桑吉片区建设的特点分析，桑吉片区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如联合站、转油站、计量站、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，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线刺漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，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 0~20cm 的土层中，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用和吸收作用。

以桑吉片区历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，桑吉片区大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油气田的开发建设而明显增加。

3.1.4.3 地下水环境影响回顾

3.1.4.3.1 施工期地下水环境影响回顾

(1) 生活污水

根据油区施工情况，施工队伍一般设置临时生活营地，生活营地建有规范的生活污水池，生活污水池防渗采用环保防渗膜 HJHY-1。同时施工分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，定期拉运至油田生活污水处理装置处理或委托资质单位拉运至轮南生活污水处理厂进行处理，不直接排入环境水体，因此不会对地下水造成较大的影响。

(2) 钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被高倍稀释的产物，其组成性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，其中的污染物有悬浮物、石油类、COD 等。钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地处理技术”，钻井废水全部循环利用，用于配制泥浆，不外排，对水环境的影响很小。

综上，施工期间产生的各种废水基本得到了妥善处理，未排入地表水体，对水环境的影响很小。

3.1.4.3.2 运营期地下水环境影响回顾

油田采出水经桑南处理站采出水处理系统处理，采用“旋流反应+沉降过滤”工艺，三相分离器来水先进旋流反应器除油、除悬浮物，后进入除油罐，再经双滤料过滤器、硅藻土涂膜过滤器过滤进一步除油和悬浮物，之后经沉降水罐重力沉降后进入注水罐最终回注地层；在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置后回注。根据后评价过程中的检测结果，桑南油气处理站生产废水处理装置出口水质基本可满足中国石油天然气行业标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注。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，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

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，故在正常生产情况下，采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响；通过本次评价地下水监测井水质可看出，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，桑吉片区在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.4.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，桑吉片区开发过程中的大气污染物主要是真空加热炉、导热油炉等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

(1)在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用了管线输油的集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(2)对各站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

(3)在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

(4)生产运行期加热炉、导热油炉采用清洁能源天然气为原料。

(5)加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

(6)站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据《轮南油气开发部桑吉片区环影响后评价报告书》编制期间选取的代表性站场、井场的加热炉、锅炉等污染源监测数据可知，监测期间各监测点加热炉/循环炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)表1要求。井场无组织挥发的废气随距离的延长可以得到较好的扩散，对环境的影响是可以接受的。

表 3.1-4 桑吉片区井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	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
桑南处理站1#真空加热炉	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ 10~14 125~136 <1级	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
桑南处理站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~ 0.006	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	0.18~0.38		《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	
1#集气站	站场无组织废气	硫化氢	未检出~ 0.008	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	0.20~0.32		《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	
LG15-9井	井场无组织废	硫化氢	0.005~ 0.018	日常维护， 做好密闭	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表1标准限值要求	达标

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	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
	气	非甲烷总烃	0.28~0.40	措施	《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	
LG34-3	井场无组织废气	硫化氢	0.005~0.018	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	0.16~0.24		《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	

后评价阶段对桑吉片区环境空气质量进行了监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子（SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、TSP、非甲烷总烃、H₂S）进行统计分析，区域大气环境质量未发生明显变化，除PM₁₀、PM_{2.5}超标外，其余指标均能满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准要求，说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响可接受。

3.1.4.5 固体废物影响回顾

油气开采对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

危险废物主要包括管线刺漏含油污泥、联合站含油固体废物(污水处理装置油泥和罐底油泥)、含油防渗布；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、建筑垃圾等；生活垃圾主要为作业区公寓产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物收集后送塔里木油田绿色环保站及库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，达到《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20号)规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内铺设道路及井场；钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的固体废物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中控制指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

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，满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4.6 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。

轮古油气田桑吉片区内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、转油站及联合站的各类机泵。根据《轮南油气开发部桑吉片区环影响后评价报告书》编制期间（2019年7月）对井场、站场噪声开展的污染源监测数据，场界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小，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。

表 3.1-5 桑吉片区井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
	昼间	夜间			
桑南处理站四周	昼间	43~46	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	41~44			达标
LG15-9 井场四周	昼间	48~49	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	37~38			达标
LG34-3 井场四周	昼间	46~49	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	42~44			达标

3.1.4.7 环境风险回顾

轮古油气田桑吉片区范围隶属于塔里木油田分公司轮南油气开发部管理，塔里木油田分公司轮南油气开发部制定有《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案(轮台县)》(备案编号 652822-2022-05-L)。区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

轮南采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。塔里木油田公司轮南采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得轮一联合站固定污染源排污许可证(2019年12月07日，登记编号:9165280071554911XG007Q)、轮南处理站固定污染源排污许可证(2019年12月09日，登记编号:9165280071554911XG015V)、桑南联合站固定污染源排污许可证(2019年12月09日，登记编号:9165280071554911XG014V)、轮西采油作业区(巴州)固定污染源排污登记回执(2020年11月30日，登记编号:9165280071554911XG002U)、轮南采油作业区固定污染源排污登记回执(2020年12月03日，登记编号:9165280071554911XG083W)、桑吉采油作业区(吉拉克)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日，登记编号:9165280071554911XG081Y)、桑吉采油作业区(桑南西)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日，登记编号:9165280071554911XG087W)、桑吉采油作业区(桑南东)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日，登记编号:9165280071554911XG086X)、桑吉采油作业区(轮南四)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日，登记编号:9165280071554911XG084Z)、桑吉采油作业区(轮古东)固定污染源排污登记回执(2020年12月03日，登记编号:9165280071554911XG082Z)。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，轮南采油气管理区围绕QHSE制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》(HJ/T295-2006)、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则(试行)》(HJ944-2018)，轮南采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4.9 环境管理回顾

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

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等要求，对建设项目实际

产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.4.10 退役设施情况

根据《轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书》，桑吉片区内有 1 座凝析气处理站、1 个生活区、1 座固废场和 32 口油气井已按照油田公司有关要求完成了退出工作，采取了如下保护措施：

(1) 挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；

(2) 对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

(3) 实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(4) 井场水泥条基拆除拉运，井场戈壁石、井场垫土层清理；将前期填埋的钻井废物清运至绿色环保工作站处理。

(5) 土地平整。对井场进行平整达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果，井场略低于周边，便于洪水过境。

(6) 生态恢复。桑吉片区塔里木胡杨国家级自然保护区内退出井位于洪水区域，采取自然落种方式恢复，通过洪水灌溉及保护区生态系统自我调节能力与自身规律演替，经过 2~3 年的休养生息过程，完成生态恢复。

进一步加强桑吉片区生态恢复工作。对区块的单井、站场、管线和道路临时占地及时进行土地恢复工作，针对防沙治沙、水土保持措施，发现破损缺失，及时修补。

3.2 依托工程

本项目 10 口新井采出油气就近接至已建计量间及场站，3 口侧钻井（ST5-6CH、ST5-HC1、LG100-3CH）中 ST5-6CH 单井集输管线可利旧使用，油井完全依托 1#-2#-3#-桑南站、5#-4#-桑南站、桑南 1#集气站-桑南站集油管道。全部采出油气最终均进入桑南处理站处理。

3.2.1 桑南处理站

(1)基本情况

桑南油气处理站集原油集输、天然气净化处理、采出水回注为一体，1993 年 10 月原油处理装置投产，2005 年 4 月天然气净化装置投产，主要接收桑塔木油田 5 座计量站、2 座集气站、1 座转油站及站外单井的来液。桑南油气处理站于 2004 年 8 月 31 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环自函[2004]420 号)，并于 2006 年 10 月 10 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(环自验[2006]11 号)。

(2)工艺流程

原油处理系统：桑南油单元处理能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，主要负责接收处理桑塔木油田 1#-5# 计量间来油以及解放渠东油田来低含水油，同步处理气单元分离出的凝析油，经脱水换热器升温后，进入三相分离器进行油气水分离，原油脱水至 $\leq 0.5\%$ ，增压外输至轮一联合站。

天然气处理系统：桑南气单元处理能力 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。低压天然气进站后，经计量、分离、增压后和高压天然气混合，统一进入原料气分离器和过滤分离器，再进入 MDEA 循环吸收塔进行脱硫，塔顶净气经丙烷蒸发制冷、低温分离进行脱水脱烃，干气输往轮南，MDEA 富液进入再生塔再生，同时为防止脱水脱烃过程中形成水化物，加入乙二醇进行防冻，配套有乙二醇再生装置；脱出的轻烃掺混进原油管道统一外输。

采出水处理系统：选用先进密闭的生产工艺，强化输送、进出料等易泄漏环节的密闭性，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求。采出水处理系统设计规模 $3100 \text{m}^3/\text{d}$ 。含油污水在 3000m^3 沉降水罐重力沉降后，进入 200m^3 注水罐最终回灌地层。采出水处理站目前运行良好，能满足生产的要求。

采出水处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后,根据井场注水需要回注地层。

注水系统:桑塔木油田注水系统设有注水站1座,设计规模3800m³/d,位于桑南油气处理厂内,1993年9月建成投产,主要对桑塔木、桑南西和部分解放渠东油田来液进行集中处理后,水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注。桑塔木油田下辖注水井6口,其中5口无效回灌井,1口地质注水井,无效回灌由站内高压注水泵直接供水,地质注水采用低压供水、井口升压的注水方式。

桑南处理站采出水处理现状执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准见表3.2-1。

表3.2-1 桑南处理站采出水处理现状执行标准

类别	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
采出水	悬浮固体含量	≤30.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)
	悬浮物颗粒直径中值	≤5.0	μm	
	含油量	≤50.0	mg/L	

(3)依托可行性

桑南处理站运行负荷见表3.2-2。

表3.2-2 桑南处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	原油 10 ⁴ t/a	50	12.7	25.4%	37.3	6.7	可依托
2	天然气 10 ⁴ m ³ /d	150	32	21.3%	118	7.5	可依托
3	采出水 m ³ /d	3100	1230	39.7%	1870	341	可依托

由上表可知,因此桑南处理站处理能力可满足拟建工程生产需求。

3.2.2 轮南油田钻试修废弃物环保处理站

(1)轮南油田钻试修废弃物环保处理站概况

轮南钻试修废弃物环保处理站位于轮台县轮南镇,主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液,于2016年11月7日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626号),并于2019年4月通过了企业自主竣工环境保护验收(油质安[2019]6号)。轮南油田钻试修废弃物环保处理站现由巴州山水源工程技术有限公

司运行管理，巴州山水源工程技术有限公司制定了《巴州山水源工程技术有限公司塔里木油田(轮南油田)钻试修废弃物环保处理站突发环境事件应急预案》(备案编号652822-2021-21-L)。

2017年11月30日开始投用，处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水，年处理达标固相可达12万m³，处理后的固相用于铺设油田道路、井场等。站内有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置和一套撬装化钻试修废水处理装置，站内辅助工程为钻井聚磺泥浆体系固废暂存池、污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。

(2) 钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。处理后的固体废物满足新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中控制指标要求。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图3.2-1。

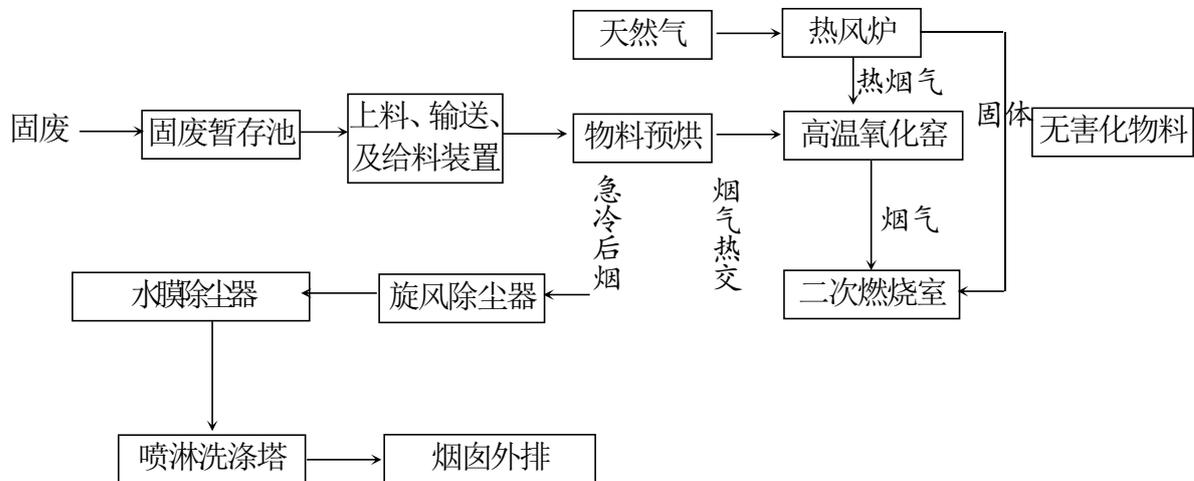


图 3.2-1 环保站钻井聚磺体系泥浆固废处理工艺流程图

(3) 钻试修废水处理工艺

采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，

处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的回注水质指标要求，用于油层回注用水。

(4)与排污许可衔接情况

2020年12月8日，巴州山水源工程技术有限公司申领了排污许可证(证书编号：916528013331280536002V)，有效期限自2020年12月08日至2023年12月07日止；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，巴州山水源工程技术有限公司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；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

(5)依托可行性

轮南油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.2-3。

表 3.2-3 轮南油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	废磺化泥浆及钻井岩屑	400m ³ /d	240m ³ /d	60%	160m ³ /d	2.82m ³ /d	可依托
2	钻试修废水	500m ³ /d	305m ³ /d	61%	195m ³ /d	1.32m ³ /d	可依托

综上所述，轮南油田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，依托现有轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.2.3 轮南固废填埋场

(1)基本情况

2018年底塔里木油田分公司在现有固废处理场西南侧新建1座固废填埋场，该垃圾填埋场主要服务范围为轮南镇、轮南作业区、桑吉作业区及轮南区域各承包商驻地，主要接收生活垃圾、一般工业固体废物以及建筑垃圾。设计建设建筑垃圾固废池3座，尺寸均为160m×80m×2.5m，总容积99000m³；工业固废池2座，尺寸均为90m×60m×2.5m，总容积20000m³；生活垃圾固废池4座，尺寸均为90m×60m×2.5m，总容积40000m³；预留生活垃圾固废池4座。土堤分区边坡1:2。新建固废填埋场工程总占地257.4亩，总投资629.36万元。新建垃圾填埋场日最大处理生活垃圾5t、工业固废13t、建筑垃圾13t。生活垃圾固废池、工业固废池、建筑垃圾固废池设计使用年限分别为10年、15年、15年。轮南固废填埋场于2018年2月28日取得原新疆维吾

尔自治区环境保护厅批复(新环函[2018]241号),并于2019年8月6日塔里木油田分公司通过自主验收。轮南固废填埋场隶属于塔里木油田分公司轮南油气开发部管理,塔里木油田分公司轮南油气开发部制定了《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案(轮台县)》(备案编号652822-2022-05-L)。

(2)与排污许可衔接情况

2020年11月30日,塔里木油田分公司轮南油气开发部申领了排污许可证(证书编号:9165280071554911XG002U),有效期限自2020年11月30日至2025年11月29日止;根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017),轮南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;同时按照要求定期进行年报填报并公示。

(3)依托可行性

轮南固废填埋场运行负荷如见表3.2-4。

表 3.2-4 轮南固废填埋场运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模(m ³)	实际处理量(m ³)	富余能力(m ³)	拟建工程需处理量 (t)	依托可行性
1	生活垃圾填埋池	40000	8000	32000	29.5	可行

3.3 拟建工程

3.3.1 工程概况

3.3.1.1 基本情况

(1) 项目名称

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

(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

新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内。

(5) 项目投资

项目总投资 44830 万元，其中环保投资 845 万元，占总投资的 13.92%。

(6) 建设内容及规模

项目利用老井 42 口，3 口转注气，其余井维持原有生产方式不变，部署新井 13 口（新井 10 口，侧钻井 3 口），本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整和通井道路，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 13 口，其中新井 10 口、侧钻井 3 口；③储层改造工程：提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组 5、6、7 区建立注碳试验井组（ST5-H5、ST6-8H、ST7-1）；④站场工程：新建采油井场 13 座；⑤油气集输工程：新建新钻井单井集油管线 17.625 千米；⑥东轮管线(注水管线)改造：考虑轮南片区统一注水布局需求，对现有的 32 千米东轮管线（管道规格 D323.9×6）采用 HTPO 管道穿插技术改造；⑦公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。建成后年产油 6 万吨以上稳产 5 年，预计期末累产油 314.09 万吨、产气 $7.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

表 3.3-1 拟建工程主要建设内容一览表

工程类别		规模	备注	
主体工程	钻前工程	13 座井场场地平整，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等	新建	
	钻井工程	部署新井 13 口，其中直井 3 口，水平井 7 口，侧钻井 3 口，钻井深度、井型等信息见表 3.3-6。	新建	
	储层改造工程	老井改造工艺	提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组 5、6、7 区建立注碳试验井组（ST5-H5、ST6-8H、ST7-1）；采用酸化工艺，工作液采用泡沫酸。	新建
		新井改造工艺	新钻井采用套管射孔完井,采用酸化工艺，工作液采用泡沫酸。	
	站场工程	采油井场 13 座，安装采油树、视频监控系统等地面工程，建设电磁加热含硫油井标准化井场，井口设置电磁加热器并预留加药橇接口。	新建	
	油气集输工程	原油输送干线	原油输送管线依托现有	依托
		10 座新井输送管线	10 口新井就近接至已建计量间及场站，集输管线长度 16.1km，DN80/DN100，6.4MPa，柔性复合管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深为 1.2m。	新建
		3 口侧钻井、受效井、利旧老井输送管线	侧钻井中 ST5-HC1、LG100-3CH 井集输管线整体更换，ST5-6CH 单井及受效井利旧老井输送管线利旧。	部分新建
	计量间、集气站	桑 1#计量间、桑 2#计量间、桑 3#计量间、桑 5#计量间、桑 4#计量间、1#集气站	依托	
	东轮管线(注水管线)改造	考虑轮南片区统一注水布局需求，对拟利用的 32 千米东轮管线（管道规格 D323.9×6）采用 HTPO 管道穿插技术改造	技改	
公用工程	给水	施工期	主要为生活用水、管道试压用水、钻井生产用水，由水罐车拉运至营地。	新建
		运营期	运营期不需供水。	新建
	供热	施工期	项目施工期生活区供暖采用电采暖，试油期井场设备伴热方式为电伴热。	新建
		运营期	采用井口不加热集输工艺，但设计考虑接入电磁加热器的预留阀。	新建
	供配电工程	新建油井周边建有 35kV 桑西线、35kV 桑东线，可为区域内规划的井场及站场供电，新建 35kV 架空线路 3.8km，单井供	新建	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

工程类别		规模	备注		
		电采用单变带单井的配电方式,各井场新建 35/0.4kV 100kVA 杆架式变电站			
	自控工程	采油井场配备有压力、温度检测仪表,多功能电能表,每座井场配备 RTU 控制系统 1 套,10 口新建单井随工艺管线同沟敷设 8 芯铠装光缆传输至 1#集气站或就近计量间,最终数据经已建光缆传输至桑南油气处理站。利旧 LG100-3CH 井通过 无线网桥传输至 1#集气站,最终数据经已建光缆传输至桑南油气处理站。利旧 ST5-6CH、ST5-HC1 直接通过无线网桥传输至桑南油气处理站。	新建		
	通信	井场为无人值守井场,井场设置安防用摄像机,不设人/机界面设备。井场采用光纤以太网传输井场的仪控数据和视频信息至桑吉作业区调控中心监控系统,实现井场 RTU 数据的远程集中监控。	新建		
	道路	工程新建井场在钻井时要铺砌进井场的道路(天然戈壁石),地面工程的站外道路及依托老井进井场的道路不需要铺筑。	新建		
	防腐	井场保温钢质管道外壁防腐层:采用无溶剂环氧防腐涂料,涂敷二道,防腐层干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$;非金属管道钢接头外壁防腐层:弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆,防腐层干膜厚度 $\geq 0.6\text{mm}$;所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。	新建		
	保温	管道外壁保温采用憎水型复合硅酸盐毡,厚度 $\delta = 40\text{mm}$ 。地面管道保温层外防护层采用氯化橡胶和玻璃布,结构为一层玻璃布~两道氯化橡胶面漆~一层玻璃布~两道氯化橡胶面漆,防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。埋地管道保温层外防护层采用弹性聚氨酯和玻璃布,结构为一层玻璃布~两道弹性聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~两道弹性聚氨酯涂料面漆,防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。	新建		
	临时工程	临时占地主要是钻井场地、施工营地、临时道路、管沟开挖、电力线路压占及拉线等临时占地。	新建		
环保工程	废气	施工期	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	新建
			焊接废气	无组织排放。	
			测试放喷废气	科学测算放喷时间,减少放空造成环境污染。	
			柴油发电机废气	柴油发电机为备用,施工过程加强电网检修,保证电网供应,燃用合格燃料,减少尾气排放。	
			机械、车辆尾	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	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

工程类别		规模	备注	
气		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，运营期废气主要为单井逸散的无组织废气，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。	新建	
	退役期	施工扬尘 退役期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施。	新建	
	废水	生活污水	生活污水排入撬装设施暂存后，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。	新建
		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。	
		酸化压裂返排液	在井场中和后收集罐内暂存，送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。	
		钻井废水	连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。	
		运营期	运营期不新增劳动定员，无新增生活污水； 采出水：随采出液一起进入桑南站处理达标后回注地层。 井下作业废水：收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。	
	退役期	退役期无废水产生。		
	噪声	施工期	施工设备噪声 选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间。	新建
运营期		井场设备噪声 基础减震、选用低噪声设备。		
退役期		运输车辆 加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。		
固废	施工期	剩余土方：用于管线施工作业带平整，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轮南固废填埋场处理。 泥浆、岩屑：在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收	新建	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

工程类别		规模	备注
危险废物		<p>集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排。</p> <p>废机油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物：含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间，交有资质单位处置。</p> <p>生活垃圾：收集后拉运至轮南固废填埋场处理。</p>	新建
	运营期	落地油泥、清管废渣、废防渗材料：桶装收集，定期交有资质单位处理。	
	退役期	<p>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。</p> <p>废弃建筑垃圾：收集后拉运至轮南固废填埋场处理。</p> <p>废防渗材料等含油废物：定期交有资质单位处理。</p>	
	生态	施工期	<p>施工营地：严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。</p> <p>管线：严格控制管线施工作业带在 8m 范围内，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。</p>
		运营期	管线上方设置标志，定时巡查管线。
		退役期	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。
	环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪和硫化氢检测仪。	
依托工程	桑南油气处理站	<p>本项目 10 口新井采出油气就近接至已建计量间及场站，3 口侧钻井（ST5-6CH、ST5-HC1、LG100-3CH）中 ST5-6CH 单井集输管线可利旧使用，ST5-HC1、LG100-3CH 井集输管线整体更换，油井完全依托 1#-2#-3#-桑南站、5#-4#-桑南站、桑南 1#集气站-桑南站集油管道。全部采出油气最终均进入桑南处理站处理。</p>	
	轮南油田钻试修废弃物环保处理站	项目废磺化泥浆及钻井岩屑、废酸化压裂返排液依托轮南油田钻试修废弃物环保处理站。	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

工程类别	规模	备注
轮南固废填埋场	项目生活垃圾依托轮南固废填埋场处理。	

3.3.1.2 油气资源概况

3.3.1.2.1 油气田范围

桑塔木油田位于塔克拉玛干沙漠北部边缘，行政区划归属新疆维吾尔自治区轮台县，位于轮台县城南约 45km 处。桑塔木油田三叠系在 1992 年和 1993 年共申报基本探明石油地质储量 $1381 \times 10^4 \text{t}$ 。2002 年对探明储量进行了复算，22 个计算单元（其中 4 个为凝析气顶）叠合含油面积 28.5km^2 ，石油地质储量 $1378.3 \times 10^4 \text{t}$ ，其中原油地质储量 $1357 \times 10^4 \text{t}$ 、凝析油地质储量 $21.3 \times 10^4 \text{t}$ 。

3.3.1.2.2 勘探开发概况

桑塔木油田的钻探工作始于 1989 年 12 月，1990 年 3 月 8 日处于桑塔木断垒带最东部的 LN14 井在三叠系 III 油组地层中途测试获高产油流，7.93mm 油嘴求产，折算日产油 316.8m^3 ，日产气 18300m^3 ，发现了桑塔木油田。桑塔木油田三叠系油藏在平面上分为 6 个区，自西向东分别为 1 区、2 区、4 区、5 区、6 区和 7 区，纵向上发育 T_1^1 、 T_1^2 、 T_{III} 等 3 个层。

1992 年完成开发方案编制，方案设计动用石油地质储量 $1100 \times 10^4 \text{t}$ ；采用一套井网，500m~700m 井距交错布井，天然能量开发，主力油藏为 T_{III} 油组， T_1 油组作为接替层，总井数 21 口，1 注 20 采，实现 $20 \times 10^4 \text{t}$ 年产，稳产 3 年。1993 年 1 月油田全面投入开发，当年投产油井 19 口，生产原油 $12.15 \times 10^4 \text{t}$ 。在开发初期油井产能较旺盛，但油井无水采油期短，含水上升快，产量递减幅度大。1996 年开始实施调层接替，部分油井高含水后转 T_1 油组生产，1997 年、2000 年集中实施了井网调整与完善，1997 年油田达到产量峰值，最高年产量 $17.77 \times 10^4 \text{t}$ ，2001 年实施以改层接替、卡堵水、提液采油为主的高含水综合治理措施。

2012 年完成《桑塔木油田开发调整方案》，方案设计新钻井 11 口（8 口直井、3 口水平井，ST2-10 双靶点），侧钻井 4 口，打人工隔板井 1 口，利用过路井上返采油 1 口，考虑 3 口新井上返 T_1 ，新建产能 $8.8 \times 10^4 \text{t}$ ，调整区块总地质储量 $737 \times 10^4 \text{t}$ 。

截止 2023 年 9 月底，井区采油井开井 26 口，井口日产油 168t，综合含水 89.77%，2022 年年产油 $4.27 \times 10^4 \text{t}$ ，累计产油 $272.44 \times 10^4 \text{t}$ （包括中石化累产油 $33 \times 10^4 \text{t}$ ），累计产气 $6.5 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地质储量采油速度 0.30%，地质储量采出程度 19.77%，注水井 1 口，目前已关井，累计注水 $331.61 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

范围内三叠系埋深在 4400m~4900m 之间，地层厚约 350m。下部为深灰色泥岩，超覆沉积在石炭或奥陶系之上。

三叠系自上而下划分为 TI、TII、TIII 三个油组，其中 TII 油组在桑塔木油田储层砂体不发育，为大段泥岩沉积，中间夹薄砂层，未做开发，本项目目的层为三叠系 TI 油组和 TIII 油组。

3.3.1.2.5 油气藏流体性质

①原油性质

桑塔木油田 T_I油组平面上各区原油性质基本相同，属常规中质低粘原油，地面原油密度在 0.8511g/cm³~0.8956g/cm³ 之间，地面原油粘度在 7.85mPa·s~31.43mPa·s 之间，含蜡量在 4.06%~6.11%之间，含硫量在 0.10%~0.36%之间，凝固点在-26℃~8.5℃之间。

T_{III}油组地面原油性质差别大，地面原油密度在 0.8335g/cm³~0.9294g/cm³ 之间，地面原油粘度在 2.62mPa·s~100.11mPa·s 之间，含蜡量在 1.07%~4.61%之间，含硫量在 0.24%~1.38%之间，凝固点在-20℃~6.5℃之间。

表 3.3-2 桑塔木油田流体性质数据表

油组	密度 (g/cm ³)	初馏点 (°C)	粘度 (mPa·s)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	凝固点 (°C)
TI	0.8511-0.8956	63-125	7.85-31.43	4.06-6.11	0.10-0.36	-34.5
TIII	0.8335-0.9294	78-134	2.62-100.11	1.07-4.61	0.24-1.38	-26.5
定性描述	中-重	中	低	低	低-中	低

②伴生气性质

表 3.3-3 桑塔木油田伴生气性质数据表

油组	相对密度	甲烷含量	乙烷含量	丙烷含量	非烃（氮气、二氧化碳） 含量
TI油组	0.6201~ 0.7819	70.61%~ 87.85%	2.91%~ 6.95%	0.86%~ 6.04%	6.46%~20.83%
TIII油 组	0.5846~ 0.6064	92.37%~ 92.74%	0.03%~ 2.54%	0.02%~ 1.16%	氮气：2.03%~7.19% 二氧化碳：0.004%~ 0.37%

伴生气平均硫化氢含量 0.0136%（约 207mg/m³），最大含量 0.0272%。

③地层水性

T_I油组地层水具有高矿化度特征，总矿化度在 133618mg/L~210092mg/L 左右，其中氯离子含量 78069mg/L~128141mg/L，钾、钠离子含量 42970mg/L~71524mg/L，钙离子含量 7726mg/L~9198mg/L，pH 值 5.5~6.5，水型为氯化钙型。

桑塔木油田 T_{III}油组地层水具有高矿化度特征，总矿化度在 190884mg/L~192353mg/L 左右，其中氯离子含量 117609mg/L~124529mg/L，pH 值 6~6.5，水型为氯化钙型。

3.3.1.2.6 油气资源类型和开发进程

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案利用老井 42 口，新井 13 口(含侧钻井 3 口)，建成年产油规模 6 万吨以上稳产 5 年(2025~2029 年)，逐年开发指标预测见表 3.3-3。

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

表 3.3-4 桑塔木油田三叠系油藏开发指标预测表

时间	设计井数	开井数	日产油	日产水	日产气	日注气	气油比	综合含水率	年产油	年产水	年产气	累产油	累产水	累产气	累注气	油采出程度	气采出程度	地层压力
(年)	(口)	(口)	(t/d)	(t/d)	(10 ⁴ m ³ /d)	(t/d)	(m ³ /t)	(%)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ m ³)	(10 ⁸ m ³)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ m ³)	(10 ⁸ m ³)	(10 ⁴ t)	(%)	(%)	(MPa)
2024	32	32	190.7	901.3	2.6		135.5	82.5	5.3	27.44	0.07	245.32	1562.44	3.85		17.8	11.8	49.3
2025	38	38	213.3	870.7	2.9	80	134.5	80.3	6.3	26.26	0.08	251.6	1588.7	3.9	2.4	18.3	12.0	49.2
2026	39	39	217.7	988.3	5.2	80	237.9	82.0	6.6	29.55	0.16	258.2	1618.3	4.1	4.8	18.7	12.5	49.1
2027	43	43	221.3	952.7	5.1	80	232.0	81.1	6.7	28.52	0.16	264.g	1646.8	4.2	7.2	19.2	13.0	49.1
2028	41	41	222.3	1064.7	4.7		213.3	82.7	6.7	31.94	0.14	271.6	1678.7	4.4		19.7	13.4	49
2029	40	40	210.3	1102.7	2.9		136.6	84.0	6.3	33.08	0.09	277.9	1711.8	4.5		20.2	13.7	48.9
2030	40	40	197.3	1223.7	2.7		134.9	86.1	5.9	36.77	0.08	283.8	1748.6	4.6		20.6	13.9	48.9
2031	39	39	190.7	1257.3	2.6		137.7	86.8	5.5	37.9	0.08	289.3	1786.5	4.6		21.0	14.2	48.8
2032	37	37	178.7	1232.3	2.4		133.5	87.3	5.2	37.17	0.07	294.5	1823.6	4.7		21.4	14.4	48.7
2033	37	37	169.3	1247.7	2.3		134.0	88.0	4.7	37.83	0.06	299.1	1861.5	4.8		21.7	14.6	48.6
2034	37	37	145.3	1285.7	2.0		134.6	89.8	4.4	38.54	0.06	303.5	1900.0	4.8		22.0	14.8	48.5
2035	37	37	122.0	1315.0	1.7		135.6	91.5	3.6	39.47	0.05	307.2	1939.5	4.9		22.3	14.9	48.5
2036	37	37	112.7	1318.3	1.5		135.1	92.1	3.4	39.52	0.05	310.6	1979.0	4.9		22.5	15.1	48.4
2037	36	36	102.0	1345.0	1.4		137.4	93.0	3.2	40.23	0.04	313.8	2019.2	5.0		22.8	15.2	48.3
2038	36	36	91.7	1344.3	1.2		134.7	93.6	3.0	40.1	0.04	316.7	2059.3	5.0		23.0	15.3	48.2

3.3.1.3 工程组成

拟建工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程等内容，考虑轮南片区统一注水布局需求拟进行东轮管线(注水管线)改造。

3.3.1.3.1 钻前工程

钻前工程主要进行钻井区域地表植被清理、场地平整等，项目新钻采油井场13口，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边500m至1km处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量如表3.3-4所示。

表 3.3-5 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m ²	10800	新建 120m×90m
2	应急池	100m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
	岩屑池	1000m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	主放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	300m ³	个	1	生活污水暂存，“环保防渗膜+混凝土”防渗
	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置
5	生活区	长×宽	m ²	1600	新建 40m×40m
6	井场道路	--	km	1.2	井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构

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

表 3.3-6 井场钻前工程施工所用机械一览表

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

3.3.1.3.2 钻井工程

(1) 钻井工程基本情况

表 3.3-7 钻井工程基本情况一览表

序号	井名	井型	井别	井口		井深
				X 坐标	Y 坐标	
1	ST1-7	直井	采油井	15279435.6	4583864.2	5300
2	ST6-10H	水平井	采油井	15265650.2	4585933.5	5284
3	ST6-11H	水平井	采油井	15265658.2	4583960.4	5284
4	ST8H	水平井	采油井	15265283.1	4583106.1	5284
5	ST2-11X	斜井	采油井	15278372.7	4583042.5	5284
6	ST2-13H	水平井	采油井	15277302.6	4582868.1	5284
7	ST6-9H	水平井	采油井	15266034.1	4585539.5	5284
8	ST7-H4	水平井	采油井	15263436.5	4585725.9	5284
9	ST7-5	直井	采油井	15261002.88	4586166.68	5300
10	ST5-6CH	水平井	采油井	15268863.8	4584808.7	5334
11	ST5-HC1	水平井	采油井	15269871.9	4585415.9	5334
12	LG100-3CH	水平井	采油井	15263688.6	4586124.4	5334
13	ST2-14	直井	采油井	15277109.42	4583085.79	5300

新井推荐套管射孔完井，有调流控水需求的井，下入调流控水工艺管柱：可取式封隔器+调流控水筛管（调流控水分段数量由单井地质情况确定）。

（2）井身结构

本项目新钻 13 口井，3 口塔标 I 三开直井，7 口塔标 I 二开水平井（含塔标 I 二开导眼水平井 5 口），3 口侧钻井。

1) 直井：塔标 I 三开井身结构。

一开：12 1/4"钻头，钻至 800m 左右，下入 9 5/8"套管，封固上部疏松地层；

二开：8 1/2"钻头钻至三叠系底，下入 7"套管，封固三叠系以上地层；

三开：6"钻头钻至石炭系底，下入 5"套管射孔完井。

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

序号	材料名称	规格型号	形态及包装	单位	数量	备注
6	氯化钾	--	固态、袋装	t	25	配置钻井液
7	基础材料	Na ₂ CO ₃	固态、袋装	t	3	调节钻井液 pH 值
8	包被抑制剂	KPAM	固态、袋装	t	1.5	具有包被、防塌性能
9	降失水剂	LS-2	固态、袋装	t	18	聚乙烯、聚丙烯塑料调节泥浆的流动性、抗压强度
10	增粘剂	CMC-HV	固态、袋装	t	0.5	羧甲基纤维素钠，具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用
11	防塌润滑剂	FRH	固态、袋装	t	80	极化性沥青+皂化沥青+固体润滑剂，防塌
12	活性剂	SP-80	液态、桶装	m ³	8	改善钻井液
13	油气保护剂	--	固态、袋装	t	9	由多种酸溶性物质，阳离子粘土防膨聚合物及在砂层表面成膜封墙材料复合而成，抗高温抗盐的无渗透钻井液处理剂
14	胶凝酸	--	固态、袋装	m ³	160	调节泥浆的流动性，抗压强度
15	氯化钙	--	固态、袋装	t	100	稳定不同深度的各种泥层
16	备用柴油	--	液态、罐装	t	18	作为项目应急柴油发电机的燃料

(6) 钻井井场布置

钻井期钻前工程包括井场、应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等建设活动。井场采用标准井场，岩屑临时堆放区位于井场外，主副放喷管线位于井场两侧。各井建设内容一致，各建设钻井平台 1 套、应急池(1 座，100m³)、放喷池(2 座，300m³/座)、岩屑池(1 座，1000m³)等设施，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。井场应急池、放喷池池底、边坡采用水泥压边+环保防渗膜两层防渗。井场采用砂石料铺垫。钻井井场布置有放喷管线、罐区、不落地系统、岩屑堆放场等。

井：井深 5284m，预测钻井周期 51d，射孔完井周期 73d；直井：井深 5300m，预测钻井周期 45d，射孔完井周期 67d。

3.3.1.3.3 储层改造工程

本项目老井涉及提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组建立注碳试验井组（ST5-H5、ST6-8H、ST7-1）。

提液为通过调整油田的开采速度和液面高度，提高油田的采油效率和产量。在油田开发过程中，随着油田储量的减少和液面下降，油田的开采效率会逐渐降低。通过提液，可以增加液面高度，提高油田的开采效率，延长油田的开发寿命，提液倍数 2~4 倍，最佳的提液时机含水率不低于 60%。TIII 油组分别选取 ST5-H5 井、ST6-8H 井和 ST7-1 井组建立注采井网开展注二氧化碳提采现场试验。注碳工程单井日注碳量 35-45t，累注碳量 8.3×10^4 t，注碳委托第三方单位实施，外来碳源通过拉运方式进入井场，通过第三方单位临时二氧化碳注入设备注入，项目不设置注气管线等永久设施。提液、补孔、注碳试验工程均不涉及管线、井场等永久设施建设，基本无污染物产生，本次评价主要对补孔工程进行分析。

（1）改造情况及改造方式：桑塔木油田三叠系油藏测井解释储层物性较好，气、油、水在同一系统内，且无明显隔夹层，区块内油藏水体发育，TII 小层为中等水体，TIII 油组为强水体，避水高度 7-10m，区块内邻区前期酸化效果好，无窜层，改造方式以小型酸化解堵为主。由于该地区水平井井段长，若采取常规笼统酸化作业，极易造成布酸不均，渗透性较好的储层容易进入更多的酸液，有可能沟通下部水层，造成水平段较早的进水、甚至水淹。因此为了提高水平井的酸化效果，应采取暂堵酸化技术，达到水平段均匀布酸、高效开发的目的。

（2）工作液体系：泡沫酸。

表 3.3-8 桑塔木油田酸液体系配方

液体名称	液体配方
泡沫前置酸	10%HCl+0.8%起泡剂+酸化添加剂+清水
泡沫主体酸	12%HCl+2%HF+0.8%起泡剂+酸化添加剂+清水

（3）施工参数设计：酸化排量 0.5~2.0 方/分钟。

（4）压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-9 单座井场压裂施工所用机械一览表

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

3.3.1.3.4 站场工程

(1) 采油井场

拟建工程新建共 13 座采油井场，安装采油树、视频监控系统等地面工程。各井场装置均无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-9。

表 3.3-10 井场工程主要设备设施一览表

序号	项目	设备名称	规格	单位	数量
1	单井井场	采油树	--	套	1
2		油井取样器	DCQ-10×45-KS 10×45cm 6.3MPa	套	1
3		抗硫楔式闸阀	KZ41Y-63	套	8
4		抗硫螺纹截止阀	KGMQJ11H-63	套	8
5		紧急切断阀	--	个	1
6		抗硫高压手动闸阀	Z41W 10MPa ASTM A182GR.F304 DN25	套	1
7		抗硫高压止回阀	H41W 10MPa ASTM A182GR.F304 DN25	套	1
8		法兰	WN80-63	片	16

表 3.3-11 项目各集输管线工程布局情况一览表

序号	名称		坐标		管线长度
			X	Y	
1	ST1-7 至 5#计量间	起点	15279435.6	4583864.2	1.3km
		终点	15280079.62	4583542.021	
2	ST6-10H 至 2#计量间	起点	15265650.2	4585933.5	1.4km
		终点	15266031.71	4585275.628	
3	ST6-11H 至 2#计量间	起点	15265658.2	4583960.4	1.8km
		终点	15266031.71	4585275.628	
4	ST8H 至 1#集气站	起点	15265283.1	4583106.1	1.9km
		终点	15264050.08	4583515.919	
5	ST2-11X 至 5#计量间	起点	15278372.7	4583042.5	2.4km
		终点	15280079.62	4583542.021	
6	ST2-13H 至 4#计量间	起点	15277302.6	4582868.1	2.0km
		终点	15276266.41	4583774.678	
7	ST6-9H 至 2#计量间	起点	15266034.1	4585539.5	0.7km
		终点	15266031.71	4585275.628	
8	ST7-H4 至 1#计量间	起点	15263436.5	4585725.9	0.25km
		终点	15263365.33	4585523.548	
9	ST7-5 至 1#计量间	起点	15261002.88	4586166.68	2.85km
		终点	15263365.33	4585523.548	
10	ST5-6CH 至 3#计量间	起点	15268863.8	4584808.7	依托
		终点	15270452.49	4585275.78	
11	ST5-HC1 至 3#计量间	起点	15269871.9	4585415.9	0.765km
		终点	15270452.49	4585275.78	
12	LG100-3CH 至 1#计量间	起点	15263688.6	4586124.4	0.76km
		终点	15263365.33	4585523.548	
13	ST2-14 至 4#计量间	起点	15277109.42	4583085.79	1.5km
		终点	15276266.41	4583774.678	

注：采用 2000 国家大地坐标系，6°分带，中央子午线 87°。

表 3.3-12 管线工程主要设备设施一览表

序号	管线类型	起点	终点	长度(km)	管径(mm)	压力(MPa)	材质	输送介质
1	油气混输管线	/	/	17.625	DN80/DN100	6.4	柔性复合管	原油、伴生气

3.3.1.3.6 注水管线改造工程

考虑轮南片区统一注水布局需求,对拟利用的 32 千米东轮管线(管道规格 D323.9×6)采用 HTPO 管道穿插技术改造。HTPO 管道穿插技术是将适合尺寸的内衬管管插入需要修复的旧管道内,利用原旧管道的刚性和强度为承力结构,结合内衬管耐腐蚀、耐磨损、耐渗透以及管更具耐高温等特点,形成复合结构,使修复后的管道具备钢管和内衬管的综合性能。

3.3.1.3.7 公用工程

项目公用工程包括给排水、供热、供配电、自控、通信、防腐保温等。

(1) 给排水

① 施工期

给水: 施工期用水主要分为施工钻井期用水及采油井场、集输管线地面工程施工期用水,各施工期均包括生产及生活用水。施工用水和生活用水均由水罐车拉运至施工区和生活区。

施工钻井期生产用水主要为钻井泥浆、固井水泥浆配制用水等,钻井生产用水量共计 20480.1m³;塔 I 二开导眼水平井完井周期 85d,塔 I 二开水平井完井周期 73d,侧钻井完井周期 84d,直井完井周期 67d,根据设计资料本项目塔标 I 三开直井 3 口、塔标 I 二开导眼水平井 5 口、塔标 I 二开水平井 2 口、侧钻井 3 口,井场常驻施工人员按 50 人计算,根据《新疆工业和生活用水定额》,生活用水量按 40L/d·人计,则钻井工程的生活污用水量约为 2048m³;项目 13 口采油井场及对应集输管线地面工程,项目施工人数约 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,则地面工程施工期生活用水量约为 312m³;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,管道试压用水量为 40m³。

排水: 项目废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水、生活污水。钻井废水产生量为 20480.1m³/d,与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理,分离后的液相回用于现场钻井液配制,不外排;单井酸化压裂返排液产生量约 80m³,本项目钻井 13 口,补孔 11 井次,则酸化压裂返排废液产生量 1920m³,酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存,送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理;管道试压废水按 2%损失考虑,则项目试压废水产生量为 39.2m³,用于场地洒水抑尘。生活污水主要为盥洗废水,施工期生活污水产生量按用水量 80%计,其产生量约为

1888m³，生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。

表 3.3-13 项目给排水水量平衡表 单位：m³

用水工序	新鲜水量	原料带入量	损耗水量	排放量
钻井用水	20480.1	0	0	20480.1
管道试压用水	40	0	0.8	39.2
钻井职工生活用水	2048	0	409.6	1638.4
地面工程职工生活用水	312	0	62.4	249.6
压裂返排废液	0	1920		1920
合计	22880.1	0	472.8	22407.3

②运营期

运营期无生产用水，人员内部调配，无生活污水产生。项目运营期生产废水主要为井下作业废水。

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》--1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，项目油藏储层为高孔、高渗储层，井下作业废水产生量按 76.0t/井次计，井下作业按每 2 年 1 次计，则单井井下作业废水产生量为 38t/a。项目共部署 13 口采油井，则每年产生井下作业废水 494t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(2) 供热

项目施工期、运营期无需供暖。

(3) 供配电

新建油井周边建有 35kV 桑西线、35kV 桑东线，可为区域内规划的井场及站场供电，新建 35kV 架空线路 3.8km，单井供电采用单变带单井的配电方式，各井场新建 35/0.4kV 100kVA 杆架式变电站

(4) 自控

采油井场配备有压力、温度检测仪表，多功能电能表，

每座井场配备 RTU 控制系统 1 套，10 口新建单井随工艺管线同沟敷设 8 芯铠装光缆传输至 1#集气站或就近计量间，最终数据经已建光缆传输至桑南油气处理站。

利旧 LG100-3CH 井通过无线网桥传输至 1#集气站,最终数据经已建光缆传输至桑南油气处理站。利旧 ST5-6CH、ST5-HC1 直接通过无线网桥传输至桑南油气处理站。

(5) 通信

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

(6) 道路

项目依托现有道路,不新建道路。

(7) 防腐保温

井场保温钢质管道外壁防腐层:采用无溶剂环氧防腐涂料,涂敷二道,防腐层干膜厚度 $\geq 200 \mu m$;

非金属管道钢接头外壁防腐层:弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆,防腐层干膜厚度 $\geq 0.6mm$;

所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。

3.3.1.3.7 工程占地及土石方

(1) 工程占地

本项目永久占地面积 $9.007hm^2$ (现有永久占地面积 $7.4hm^2$ 、新增永久占地面积 $1.607hm^2$),临时占地面积 $33.168hm^2$,占地类型主要为林地、草地、裸土地。项目占地组成见下表。

表 3.3-14 本项目永久占地和临时占地组成表

序号	工程内容	占地面积(hm^2)				新增占地土地利用类型		占用植被类型	备注
		永久占地		临时占地		永久	临时		
		现有	新增	现有	新增				
1	井场	7.2	1.6	0	15.16	占用林地 $0.64hm^2$, 占用草地 $3.38hm^2$, 占用裸地 $0.8hm^2$	占用林地 $4.51hm^2$, 占用草地 $0.16hm^2$, 占用裸地 $3.38hm^2$	以盐生和耐盐植物为主,其中占用桤柳公益	单座井场永久占地为 $40m \times 40m$; 钻井期井场临时占地面积为 $120m \times 90m$, 放喷池占地面积 2 个 $\times 18m \times 13m$

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

2	单井集输管线工程	0	0	0	12.88	占用林地 0.64hm ² , 占用草地 3.38hm ² , 占用裸地 0.8hm ²	占用林地 4.51hm ² , 占用草地 0.16hm ² , 占用裸地 3.38hm ²	林 6.484hm ²	作业带宽度 8m
3	电力工程	0.2	0.07	0	2.28	主要占用裸地	占用林地 0.912hm ² , 占用草地 0.228hm ² , 占用裸地 1.14hm ²		作业带宽度 8m
4	施工营地/临时道路	0	0	0	2.080	-	占用林地 0.2hm ² , 占用草地 0.56hm ² , 占用裸地 1.32hm ²		单个井场施工营地占地面积 40m×40m, 临时道路 920m
5	东轮管线	0	0	0	1.28	--	主要占用裸地		约 1km 设置一个施工点, 单个施工点 20m×20m
合计		7.4	1.67	0	33.168	--	--		--

(2) 工程土石方平衡

项目管线工程施工期间将动用一定量的土方。按照经济优化的原则，管沟填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到开挖土料利用量和建筑工程量的平衡，减少弃土工程量。在管道沟槽开挖时，开挖出的土堆放沟槽边 1m 处，熟土（表层土）和生土（下层土）分开堆放。管道沟槽回填时按生、熟土顺序堆放，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 7.698 万 m³、回填土方 7.698 万 m³。项目土石方见下表。

表 3.3-15 土石方平衡一览表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方
井场	1	1
单井集输管线工程	6.182	6.182

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

工程分区	挖方	填方
电力工程	0.011	0.011
施工营地	0.5	0.5
东轮管线	0.005	0.005
合计	7.698	7.698

3.3.1.3.9 环保工程

(1) 废气处理工程

施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖措施；测试放喷废气采取科学测算放喷时间，减少天然气点火放空造成的环境污染；柴油发电机为备用，施工过程中加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料，减少尾气排放；选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。

运营期：采用密闭集输工艺，井场设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护。

退役期：采取洒水抑尘措施。

(2) 废水处理工程

施工期：生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理；管线试压废水循环使用后用作场地洒水抑尘；钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于现场钻井液配备，完井后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。酸化压裂返排液在井场中和后收集罐内暂存，送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

运营期：采出水随采出液一起进入桑南油气处理站处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 噪声防治工程

采取基础减振措施。

(4) 固体废物收集及处理处置工程

施工期：①剩余土方用于施工作业带平整，不外运；②生活垃圾集中收集后，拉运至轮南固废填埋场处理；③施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场处理。④钻井泥浆、钻井岩屑：在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物

物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求后,岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫,处理不达标返回系统重新处理;水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理,收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置,处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,还原土用于铺垫油区内的井场、道路。钻井阶段结束后,水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集,拉运至下一钻井工程使用,不外排。⑤废机油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物:含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料,钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋,危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间,交有资质单位处置。

运营期:落地油泥、清管废渣、废防渗材料,桶装收集,交由有资质单位处置。

退役期: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。废弃建筑垃圾收集后拉运至轮南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。

3.3.1.4主要指标

利用老井 42 口,新井 13 口(含侧钻井 3 口),提液 7 井次、补孔 13 井次,在 T III 油组 5、6、7 区建立注碳试验井组(ST5-H5、ST6-8H、ST7-1),对 7 口 T III 油组和 T I 2 小层新井和侧钻井采用调流控水完井。建成年产油规模 6 万吨以上稳产 5 年(2025~2029 年),预计期末累产油 314.09 万吨,采出程度 22.79%,较基础方案提高 4.2 个百分点。拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-15。

表 3.3-16 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	总井数	口	55
2	新钻采油井	口	13
3	利用老井	口	42
4	动用石油地质储量	10 ⁴ t	1378
5	新建集输管线	km	17.625
6	产油规模	10 ⁴ t/a	6
7	产气规模	10 ⁴ m ³ /d	7.5

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

序号		项目	单位	数量
8		水平井单井钻井深度	m	5334
		直井单井钻井深度	m	5284
9		侧钻井单井钻井深度	m	5333
10	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	325.78
11		钻井工程耗水量	m ³	22880.1
12	综合指标	总投资	万元	44830
13		环保投资	万元	845
14		新增永久占地面积	hm ²	1.607
15		临时占地面积	hm ²	33.168
16		劳动定员	人	不新增
17		工作制度	h	8760

3.3.2 工艺流程及排污节点分析

3.3.2.1 施工期工艺流程及排污节点分析

施工期建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

(1) 钻前工程

钻前工程包括场地平整、清理等为钻井工程做准备的施工活动。首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化。

钻前工程主要废气为施工扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入污水收集池，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；生活垃圾收集后定期送至轮南固废填埋场处理。

钻前工程主要废气为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2；废水主要为生活污水 W1；噪声为施工机械噪声 N；固体废物为井场开挖产生的土方 S1、生活垃圾 S3。

(2) 钻井工程

本项目新钻 13 口井,3 口塔标 I 三开直井井深 5300m,7 口塔标 I 二开水平井(含塔标 I 二开导眼水平井 5 口)井深 5284m,3 口侧钻井井深 5284m。

项目使用的钻机为电钻机,由电网供电,通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层,形成井眼,并使用钻井液将切削岩屑不断带出井眼,以保证持续钻进,直至目的层的过程。

钻井采用常规旋转钻井工艺,项目使用的钻机为电钻机,钻井期间若允许的情况由电网供电,若条件不允许,则采用备用电源柴油发电机供电,通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层,同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底,利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面,整个过程循环进行,使井不断加深,直至目的井深。

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

固井是在已钻成的井筒内下入套管,然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆,将套管和地层固结在一起的工艺过程,以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。直井存在 2 个必封点,主体采用三开结构;水平井、斜井存在 1 个必封点,主体采用二开结构。及时对井筒下入套管,进行水泥固井,可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

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

钻井工程主要废气为施工机械尾气 G2、柴油发电机燃油废气 G3;废水主要为生活污水 W1、钻井废水 W2;噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声;固体废物为钻井期间产生的非磺化泥浆岩屑 S2、磺化泥浆岩屑 S4、含油废物 S5、生活垃圾 S3。

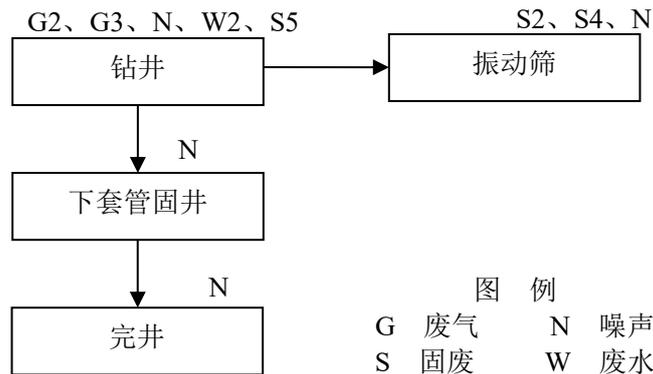


图 3.3-6 钻井工程工艺流程及排污节点图

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气；废水主要为钻井废水和生活污水，其中生活污水排入撬装设施(采用环保防渗膜防渗)暂存后，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理；噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物为井场建设期间产生的弃土、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑，井场建设期间产生的弃土用于场地平整，钻井期岩屑随钻井泥浆带出。

直井一开采用膨润土-聚合物，二开上部采用聚合物体系，白垩系底转为环保型水基钻井液体系，三开采用环保型水基钻井液体系。水平井、侧钻井一开采用膨润土-聚合物；二开导眼段上部采用聚合物体系，白垩系底转为 KCl 聚磺体系，水平段或侧钻井段采用 KCl 聚磺体系。非磺化水基泥浆暂存至井场泥浆暂存池干化，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。磺化水基泥浆岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于现场钻井液配备，固相拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(3) 储层改造工程

本项目老井涉及提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组建立注碳试验井组 (ST5-H5、ST6-8H、ST7-1)。新井采用用套管射孔完井。提液、补孔、注碳试验工程均不涉及管线、井场等永久设施建设，基本无污染物产生，本次评价主要对射孔工程进行分析。

①酸化压裂

区域酸化压裂作业时，经按比例配制好的酸化液由酸罐车拉运至井场暂存，压裂液由施工单位在现场自行配制。压裂液配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，本项目使用放射源进行测井，如钻孔在目的层有缝洞，则不需进行射孔等工作。如钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，伴生气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d。

储层改造工程主要废气为测试放喷废气 G4；噪声为测试放喷气流噪声 N；废酸化压裂液 W4、生活垃圾 S3。

(4) 站场工程

拟建工程老井均依托现有站场，不进行地面站场的建设，本项目新建采油井场 13 座，施工期内容主要为设备安装及站场内管线连接。首先对场地进行清理、平整，将采油设备及阀组拉运至场地，进行安装调试；同时进行站内建筑物建设。施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

站场工程主要废气为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2、焊接烟尘 G5；废水主要为生活污水 W1；噪声污染源为施工机械产生的噪声 N；固体废物主要为开挖产生的土方 S1、生活垃圾 S3。

站场工程建设过程工艺流程及产污环节见图 3.3-6 所示。

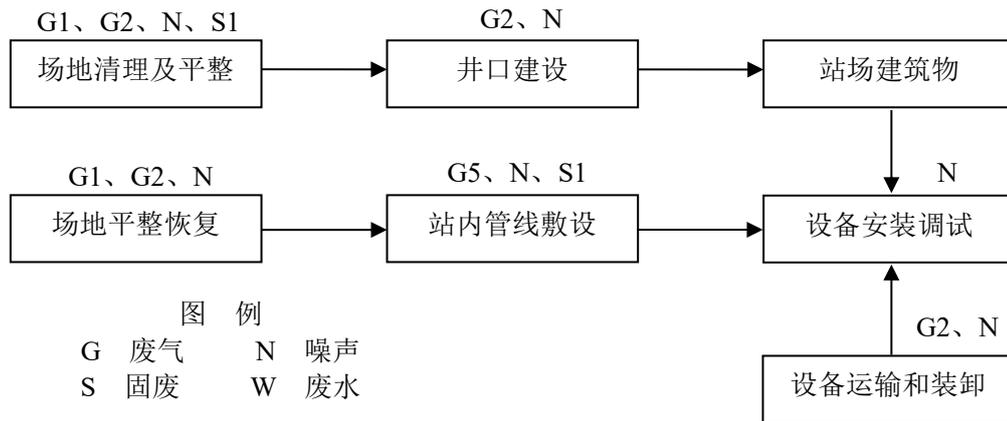


图 3.3-6 站场工程建设过程工艺流程及排污节点图

(5) 油气集输工程

拟建工程老井均依托现有集输管线，本次新建单井集油管线 17.625 千米。

项目管线工程均采用地埋式敷设，主要施工内容施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

①施工前土地平整

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 8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

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

②管沟开挖及下管

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。管线最小管顶埋深 1.2m。

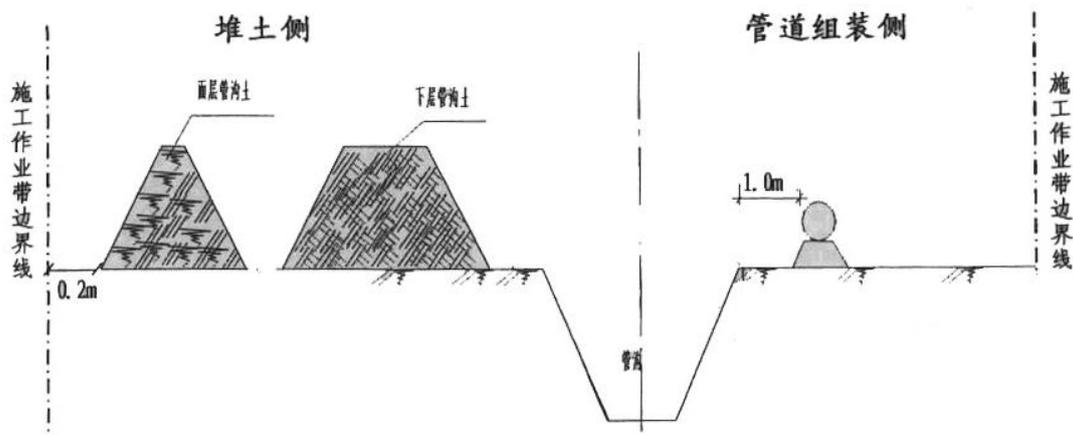


图 3.3-2 施工作业带断面布置图

③穿越工程

拟建工程管线穿越现有道路 4 处，采用顶管方式穿越，管道采用有套管穿越公路，穿越管道与被穿越公路的夹角宜为 90° ，在特殊情况下，不宜小于 30° 。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 1.0m。为节省投资，加快施工进度，沟渠和碎石路穿越时（12 处）采取开挖直埋施工，并在管线两侧设置警示带。施工完毕后做好地面恢复。

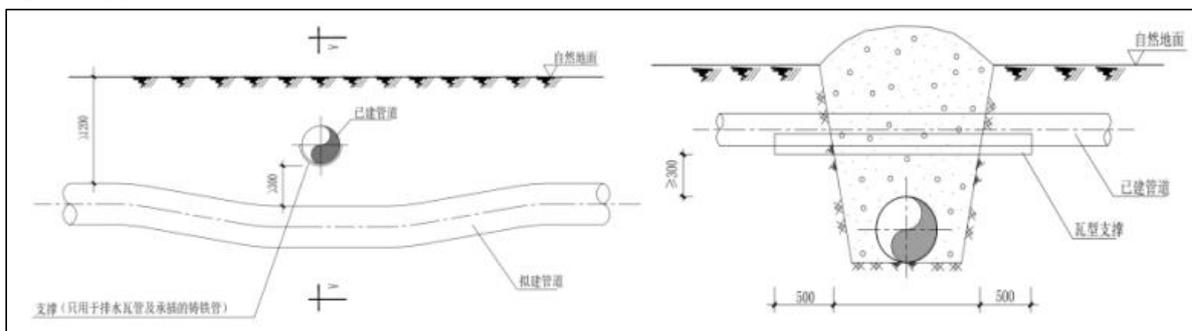


图 3.3-3 管线与已建管线穿越示意图

④管道连接与试压

本项目井场采用钢质管道，钢质管道采用人工焊接；集输管线采用柔性复合材料管。

本项目所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成，只在施工现场进行连接。钢质管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$) + 钢接头外壁采用弹性聚氨酯涂料及玻璃布做加强级防腐层；玻璃钢管采用聚氨酯泡沫塑料保温。管线连接完毕后，对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过

连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

本工序主要污染物为焊接废气、试压清管废水及设备噪声。

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

⑥收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。

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、里程碑、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

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。

该工序废气污染源为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2、焊接烟尘 G5；废水污染源主要为生活污水 W1、管线试压废水 W3；噪声污染源为施工机械产生的噪声 N；固体废物为管沟开挖产生的土方 S1、施工废料 S6、生活垃圾 S3。

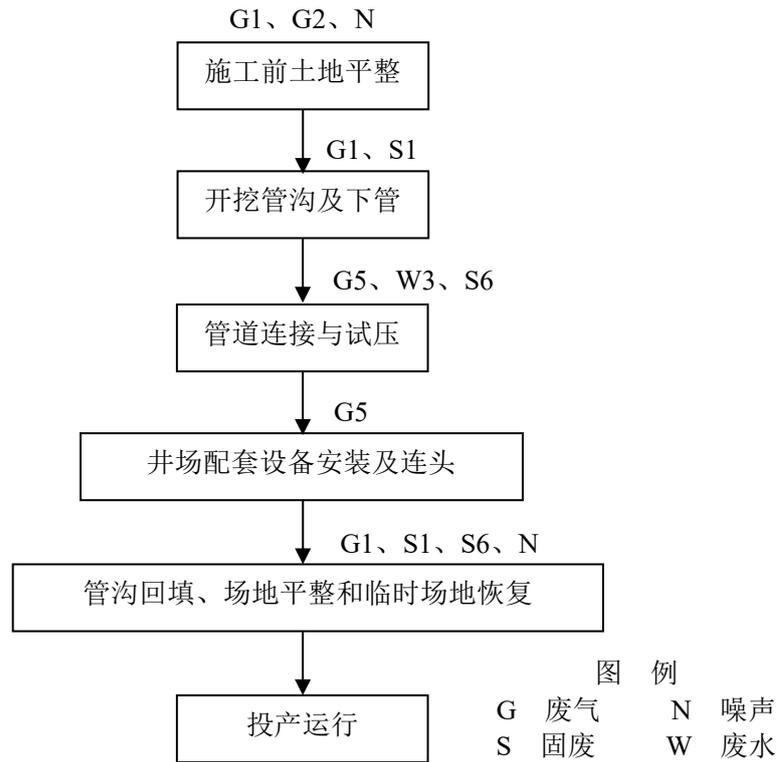


图 3.3-6 管线施工期工艺流程及排污节点图

(6) 东轮管线改造工程

考虑轮南片区统一注水布局需求,对拟利用的 32 千米东轮管线(管道规格 D323.9×6)采用 HTPO 管道穿插技术改造。HTPO 管道穿插技术是一种用于修复管道的方法,它可以在不改变管道直径和结构的情况下,通过在待修管道内插入一条聚烯烃塑料管材来修复现有管道。

每间隔约 1km,在现有管线上方选取植被少区域挖出现有东轮管线,插入聚烯烃塑料管材,本项目使用聚烯烃塑料管材,再下一开口处前用一定的牵引力和速度将衬管拉入目标管道,撤消拉力,衬管恢复到原来的直径。在已修复管段之间接头连接处,采用电熔承插焊接工艺连头。最后焊接现有钢制管道,并对开挖区域进行管沟回填。

该工序废气污染源为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2、焊接烟尘 G5、切割废气 G6;噪声污染源为施工机械产生的噪声 N;施工废料 S6、生活垃圾 S3。

项目施工期排污节点详见下表。

表 3.3-17 施工期污染源及减缓措施情况汇总表

类别	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向	
废气	G1	施工扬尘	粉尘	间断	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	环境空气
	G2	机械、车辆尾气	烃类、CO、NO ₂ 、SO ₂	间断	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	环境空气
	G3	柴油发电机燃油废气	烃类、CO、NO ₂ 、SO ₂	间断	柴油发电机为备用，施工过程中加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料	环境空气
	G4	测试放喷废气	颗粒物、非甲烷总烃	间断	科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染	环境空气
	G5	焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	环境空气
废水	W2	钻井废水	SS、COD、石油类	间断	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。	不外排
	W1	生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	间断	生活污水排入生活污水池，定期清运至桑南处理站生活污水处理装置处理	不外排
	W4	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	间断	在井场中和后收集罐内暂存，送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。	不外排
	W3	管道试压废水	SS	间断	循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘	不外排
固体废物	S2	非磺化泥浆	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚	间断	经泥浆不落地设施处理后，干化后，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)	妥善处置
	S2	非磺化岩屑	酚	间断	指标限值后，直接用于修路、铺垫井场或就地填埋	妥善处置
	S1	施工土方	施工土方	间断	施工作业场地平整，无弃土外运。	妥善处置
	S4	磺化泥浆岩屑	SS、COD、石油类、硫	间断	水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收集后运至	妥善处置

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

类别	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向	
				轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。		
	S3	生活垃圾	生活垃圾	间断	收集后定期送至轮南固废填埋场处理	妥善处置
	S5	废机油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	废机油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	间断	专用设备贮存，委托有资质单位处理	妥善处置
	S6	管道焊接及管道吹扫产生的废渣	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轮南固废填埋场处理	妥善处置
噪声	N	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境
生态	/	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	见“6.5.2 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.3.2.2 运营期工艺流程及排污节点分析

项目设计总井数 55 口，其中利用老井 42 口，部署新井 13 口（新井 10 口，侧钻井 3 口）。考虑油藏配产及目前采油工艺应用情况，主体采用电泵、有杆泵举升工艺；30 方/天及以下采用有杆泵工艺、30 方/天以上采用电泵工艺。项目实施后，井场采出物输就近送入临近计量间、1#集气站，随后输送到桑南站处理。

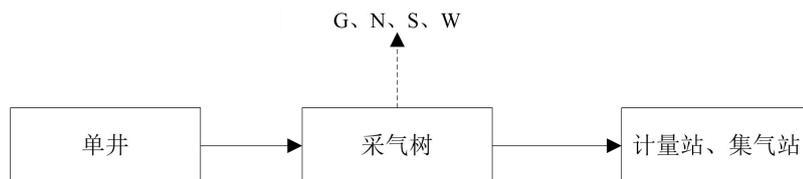
(1) 集输工艺

采用井口不加热集输工艺，但设计考虑接入电磁加热器的预留阀，采油树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井。井口来气、液经一次节流后，通过采油管线管输至临近计量间、1#集气站，随后输送到桑南站处理。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器传输至 RTU 控制系统集中监控。

(2) 修井工艺

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，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）；废水污染源主要为采出水（W1）和井下作业废水（W2），其中采出水随采出液输送至塔南站处理达标后回注地层，井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树等设备运行产生的噪声（N），采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油泥（S1）以及清管废渣、废防渗材料（S2），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 采油井集输工艺流程及排污节点图

表 3.3-18 油气田开发工程污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	连续	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为单井逸散的无组织废气，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。
废水	W1	采出水	石油类、SS	连续	随采出液一起进入桑南站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W2	井下作业废水	石油类、SS、COD	间歇	送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	N	采油树	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S1	油气开采、管道集输、井下作业	落地油泥	间歇	桶装收集后暂存于危废暂存间，定期送有资质的单位处理
	S2	修井作业	清管废渣、废防渗材料	间歇	

3.3.2.3 退役期工艺流程及排污节点分析

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗井筒（收集后送桑南站处理），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。

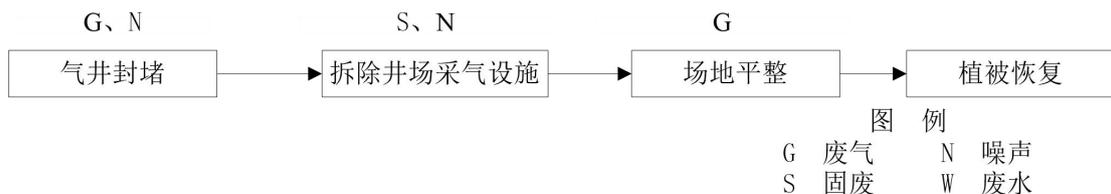


图 3.3-8 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见表 3.3-18。

表 3.3-19 本项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
噪声	N	车辆噪声	Leq	间歇	加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。
固废	S1	废弃管线	废弃管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵。
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	收集后拉运至轮南固废填埋场处理。
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	收集后有危废处置资质单位接收处置。

项目主要环境影响因素见表 3.3-19。

表 3.3-20 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、测试放喷废气、柴油发电机废气	生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水	剩余土方、施工废料、泥浆岩屑、废机油、沾油废物、废烧碱包装袋、水泥基础、施工废料、生活垃圾	设备噪声	植被破坏 水土流失
运营期	井场无组织废气	采出水、井下作业废水	落地油泥、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、废弃防渗材料等含油废物	车辆噪声	--

3.3.3 工程主要污染源及防治措施

3.3.3.1 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、测试放喷废气、柴油发电机废气、机械、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施工扬尘。

A、施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上，道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验，施工期施工区内运输车辆大多行驶在土路便道上，路面含尘量高，道路扬尘比较严重。据有关资料，在距路边下风向 50m，TSP 浓度大于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此，应加强路面洒水抑尘。

B、砂石料堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目占地主要为林地、草地、裸土地，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测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

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

③焊接烟尘

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

④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，尾气中的主要污染物为烃类、CO、NO₂、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。

⑤备用柴油发电机烟气

柴油发电机运行过程会产生燃料燃烧废气，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO₂、SO₂等。本项目钻井用电作为能源，通过电网供电，柴油发电机仅用作备用能源。要求施工单位使用满足国家标准的柴油，定期对备用柴油发电机排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》(GB20891-2014)中的标准要求。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(2) 废水

项目施工期废水主要为生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水。

①生活污水

塔 I 二开导眼水平井完井周期 85d，塔 I 二开水平井完井周期 73d，侧钻井完井周期 84d，直井完井周期 67d，根据设计资料本项目塔标 I 三开直井 3 口、塔标 I 二开导眼水平井 5 口、塔标 I 二开水平井 2 口、侧钻井 3 口，井场常驻施工人员按 50 人计算，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则钻井工程的生活污水用水量约为 2048m³；项目 13 口采油井场及对应集输管线地面工程，项目施工人数约 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，则地面工程施工期生活用水量约为 312m³；施工期生活污水产生量按用水量 80% 计，项目生产废水产生量约为 1888m³，生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用水量为 40m³，管道试压废水循环使用，在最后一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 39.2m³，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

③钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目 13 口钻井总进尺 68887m，则钻井废水产生量为 20480.1m³。钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。

④酸化压裂返排废液

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个井场产生的酸化压裂废水约 80m³，本项目钻井 13 口，补孔 11 井次，则酸化压裂返排废液产生量 1920m³。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(3) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、挖掘机、吊机等，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 3.3-20。

表 3.3-21 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）
钻机	90/5
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
装载机	90/5
推土机	90/5

(4) 固废

施工期固体废物主要为剩余土方、钻井岩屑、泥浆、废机油和沾油废物、废烧碱包装袋、施工废料和施工人员生活垃圾。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建集输管线全长 17.625km，东轮管线改造 32km，则施工废料产生量约为 9.925t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置。

②剩余土方

拟建工程开挖土方 7.698 万 m³，回填土方 7.698 万 m³，无弃方。管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

③生活垃圾

塔 I 二开导眼水平井完井周期 85d，塔 I 二开水平井完井周期 73d，侧钻井完井周期 84d，直井完井周期 67d，根据设计资料塔标 I 三开直井 3 口、塔标 I 二开导眼水平井 5 口、塔标 I 二开水平井 2 口、侧钻井 3 口，常驻井场人员按 50 人计算。项目 13 口采油井场地面工程，项目施工人数约 20 人，施工天数约 30d。生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 计，施工期总生活垃圾产生量为 29.5t，集中收集后运至收集后拉运至轮南固废填埋场处理。

④钻井岩屑

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

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

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m；平均值取 0.23。

h—井深，m；

d—岩屑膨胀系数，水基钻井液取 2.2。

本项目 13 口井总进尺 68887m，据此，可计算得出本项目钻井过程产生岩屑共计约 6296.6m³，其中非磺化岩屑约 3778.0m³，磺化泥浆岩屑约 2518.6m³。

⑤钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V—排到地面上的泥浆量（m³）；

D—井眼的平均直径（m），新井取平均值取 0.23；

h—井深（m）；

本项目 13 口井总进尺 68887m，根据计算，钻井泥浆产生量约 3991m³，其中水基非磺化泥浆约 2394.6m³，磺化泥浆约 1596.4m³。

本项目钻井采用泥浆不落地系统。在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排。

根据新疆维吾尔自治区环保厅出具的《中国石油塔里木油田公司钻井废弃物“全过程”受污染程度分析研究验收意见的函》，膨润土聚合物体系泥浆岩屑可进行资源化利用，就地填埋或用于修改、铺垫井场。参考《YD101-H1井钻井岩屑检测报告》，经处理后的钻井岩屑各因子检测值满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表1综合利用污染限值。

表 3.3-22 钻井岩屑检测与分析

项目	检测结果	标准值	单位	备注
pH	9.31	2.0-12.5	--	达标
六价铬	9.66	≤13	mg/kg	达标
铜	39.2	≤600	mg/kg	达标
锌	77.4	≤1500	mg/kg	达标
镍	35.3	≤150	mg/kg	达标
铅	51.5	≤600	mg/kg	达标
镉	4.76	≤20	mg/kg	达标
砷	7.51	≤80	mg/kg	达标
苯并芘	<0.66	≤0.7	mg/kg	达标
含油率	0.068%	≤2%	--	达标
COD	34.3	≤150	mg/L	达标
含水率	10.9	≤60%	--	达标

⑥废机油、沾油废物、废烧碱包装袋

A 废机油

废机油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2021年版），废机油属于危险废物（HW08）（900-214-08），单口井产生量约为 0.5t，13 口井产生的废机油为 6.5t，集中收集后暂存于危废暂存间密封铁桶内，委托有资质单位处置。

B 沾油废物

钻井过程中会产生沾油废物（机油桶、含油抹布、劳保用品，废防渗膜、沾油土壤），属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-249-08），每口井每次产生沾油废物约 0.05t，13 口井产生的沾油废物为 0.65t，集中收集后暂存于危废暂存间，委托有资质单位处置。

C 废烧碱包装袋

钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，烧碱的废弃包装袋属于 HW49 其他废物（900-047-47）；产生的废烧碱包装袋为 1.3t，在危废暂存间暂存，定期由有资质单位处理。

表 3.3-23 施工期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
废机油	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	900-214-0 8	6.5	设备维护	固态	油类 物质、 泥沙	油类 物质	T, I	委托有资质单位 处理
含油废 物	900-249-0 8	0.65	钻井作业	固态	油类物 质	油类 物质	T, I		
废烧碱 包装袋	HW49 其 他废物	900-047-4 7	1.3	井下作业	固态	化学品	化学 品	T, I	

(5) 生态环境

项目施工期进行管沟开挖和回填，会破坏土壤原有结构，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度和物理性质。车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响，同时会对植被和野生动物产生影响，因此需要采取一定的生态恢复措施。

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

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

③对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

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

3.3.3.2 运营期污染源及防治措施

(1) 废气

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

本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）要求对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-24 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油气水物性参数，项目采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.553。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-24 所示。

表 3.3-25 项目单个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	单井井场	阀门	15	0.036	0.001	8760	0.008
2		法兰或连接件	40	0.044	0.003	8760	0.026
合计					0.004	8760	0.033

根据上表计算可得，本项目单个非甲烷总烃无组织排放源强为 0.004kg/h。年有效工作时间按 8760h 计算，则本项目排放量为非甲烷总烃 0.033t/a；本项目实施后共部署 13 口采油井场，非甲烷总烃无组织排放源强为 0.050kg/h，0.435t/a。

项目井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰连接处泄漏，参照如下经验公式计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在伴生气中的含量进行折算。

$$G_c = KCV \times (M/T)^{0.5}$$

其中， G_c ——设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K ——安全系数，一般取 1~2，拟建工程取 1；

C ——压力系数，取 0.166；

V ——为设备和管道内部容积， m^3 ，井场核算值为 1.5；

M ——为设备和管道内气体分子质量，拟建工程取 16；

T ——为设备和管道内部气体绝对温度，K，拟建工程取 328。

经过核算，井场 G_c 取值为 0.055kg/h，天然气中硫化氢含量约为 0.0003kg/kg，则单座井场无组织硫化氢排放速率为 $0.055 \times 0.0003 \text{kg/h} = 0.00002 \text{kg/h}$ ，年有效工作时间按 8760h 计算，年排放 0.14kg；13 口采油井场 H_2S 年排放量为 0.002t/a。

(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包括采出水和井下作业废水，采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气液在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。根据产能预测指标，项目区域含水率高，最高含水率为 93.6%，

项目新增采出水最大产生量为 $341 \text{m}^3/\text{d}$ （12.45 万 m^3/a ）。采出水随采出油气输送至桑南站处理，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。

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》--1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，项目油藏储层为高孔、高渗储层，井下作业废水产生量按 76.0t/井次计，井下作业按每 2 年 1 次计，则单井井下作业废水产生量为 38t/a。项目共部署 13 口采油井，

则每年产生井下作业废水 494t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。产生情况见表 3.3-25。

表 3.3-26 本项目运营期井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污 染物	污染物浓 度(mg/L)	产生 特点	治理措施
废 水	W1	采出水	12.45 万 m ³ /a	0	石油类	100	连续	随采出液一起进入桑南站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
					SS	500		
	W2	井下作 业废水	494m ³ /a	0	石油类	200	间歇	
					SS	500		
					COD	1200		

本项目采用油气水混输，采出水随采出液一起进入桑南站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 运营期噪声

项目运营期主要为井场设备噪声，源强 85dB(A)，通过基础减震、选用低噪声设备等措施后可实现厂界达标，且项目周边无敏感点。因此，项目运营不会对周围声环境产生影响。

(4) 运营期固废

①落地油泥

本工程运营期产生的固体废物主要产生于油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油泥，单井落地油泥产生量约 0.1t/a，13 口井地油泥产生量约 1.3t/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，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，本工程新建集输总长度为 17.625km，每次废渣量约 0.02t (0.01t/a)。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，收集后交由送定期交由有资质单位处理。

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13口油井作业1次共产生废弃防渗布约7.5t，油井作业频次为2年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约3.25t/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含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

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见下表。

表 3.3-27 本工程危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
落地油泥	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	071-001-08	1.3	油气开采、管道集输、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	委托有资质单位处理
清管废渣			0.009	清管作业	固态	油类物质	油类物质	T, I	
废防渗材料		900-249-08	3.25	井下修理	固态	油类物质	油类物质	T, I	

3.3.3.3 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加强运输车辆管理。
- 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、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

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

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送轮南固废填埋场妥善处理。

③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。

④运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

⑤退役期管线等钻井设备拆除过程中应防止原油或废液泄漏污染地面；沾有原油的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

（5）生态恢复措施

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

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

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

3.3.4 清洁生产水平分析

项目隶属东河油气开发部管辖。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。

3.3.4.1 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，综合考评轮古油气田桑吉片区实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

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

①评价依据

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

本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

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

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-22。

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

表 3.3-28 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						本项目评价				
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分			
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	稀油≤65	30			
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0			
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10			
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10			
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	60-70	0			
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区： ≤150	3000-4000	0			
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10			
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10			
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10			
定性指标										
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本工程评分			
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5		
		采气	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		防治落地原油产生措施		20	20
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10	
(2) 管理体系建设及	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10			

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

清洁生产审核		开展清洁生产审核	20	20
		制定节能减排工作计划	5	3
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	3
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	3
		老污染源限期治理项目完成情况	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：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P₁—定量评价指标考核总分值；

P₂—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.3-28。

表 3.3-29 石油和天然气开采行业清洁生产企业综合评价指数

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

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后项目综合评价指数为 85，属于清洁生产企业。考虑到本次项目并不涉及余热余能利用等，综合评价指数比实际偏低。

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

3.3.4.2 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) 塔里木油田分公司设备和工艺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	0.435
	H ₂ S	0.002
废水	COD	0
	氨氮	0
固体废物		0

本项目利旧老井依托现有井场，新建井场均不涉及燃气加热炉，采出液输送至桑南站处理，未超出轮南站处理能力，不新增轮南站颗粒物、SO₂、NO_x排放量，因此本项目实施后不新增颗粒物、SO₂、NO_x。

本次工程建成后，桑吉区块污染物排放“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)

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	3.86	9.28	29.66	19.05	0.092	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.435	0.002	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0

拟建工程实施后排放量	3.86	9.28	29.66	19.485	0.094	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.435	+0.002	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，考虑拟建项目的排污特点，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。

3.5.3 总量控制建议指标

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至桑南站处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田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。

综上所述，项目总量控制指标为 NO_x：0.000t/a，VOCs：0.435t/a，COD：0.000t/a，NH₃-N：0.000t/a。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经 $83^{\circ} 38' \sim 85^{\circ} 25'$ 、北纬 $41^{\circ} 05' \sim 42^{\circ} 32'$ 之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积 14184km²。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。位于东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。

项目主体工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线改造工程位于阿克苏地区库车市，项目北距轮台县城约 45km，北距轮南小区 11km，拟建工程地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌(乌鲁木齐)喀(什)公路(314道)以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜(低山)和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400~2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右，低山带以南为山前洪积扇带和平原带。

第四系主要分布于山前洪冲积平原和塔里木河冲积平原，此外还分布于山间洼地、山前残留台地及隆起岗地之上。

由于全区整体地势的北高南低，使河流自北向南穿越天山后，把携带的碎屑物质堆积在山前倾斜平原，造成了这些堆积物在岩性、结构上明显的分带特征：自北向南颗粒由粗变细，结构由单一到复杂、由单层到多层，同时厚度受基底构造形态控制。

第四系地层岩性由老到新简述如下：

①下更新统(Q₁)：分布于北部山麓及秋里塔克背斜两翼，为洪积成因。岩层呈条带状东西延伸，与第三系上新统砾岩呈整合关系。主要岩性为深灰、灰黑色泥质胶结的砾岩，成份以变质岩、火山碎屑岩为主，不等粒结构，泥质胶结，用手可掰开。砾石多呈次圆状，分选性差，砾径一般2~20cm。岩层厚度变化大。

②中更新统(Q₂)：分布于北部山麓谷口、山区河流高阶地及亚肯背斜岗地上，岩性一般为灰黄、灰褐色砾卵石夹砂透镜体，呈半胶结或微胶结，砾石成份由深色变质岩、火成岩碎屑及少量沉积岩碎屑组成，分选性极差，砾径一般<5cm，在山前洼地中具有水平层理及交错层理。

③上更新统(Q₃)：广泛分布于山前洪积扇及洪冲积平原上，近山颗粒粗，层次少，向南颗粒变细，层次增多；近山岩性以圆砾卵石为主，卵砾石成份主要为深色变质岩、火成岩碎屑，呈次圆状和次棱角状，粒径一般2~30cm，分选性差。

在项目所处倾斜平原中部，第四系沉积物生成时代自上至下不易明显划分，大致认为最上部40~60m属第四系全新统(Q₄)，以下为中上更新统(Q₂~Q₃)，至400m深度以下，可能为下更新统(Q₁)。其岩性组成为灰、灰绿、青灰、褐灰色和灰白色粉、细砂层和少量中砂层与黄褐色、灰白色粉土、粉质粘土互层。砂层结构松散，主要成份为石英，其次为云母和暗色矿物，并有少量岩屑。其成因为洪、冲积和湖积。

④全新统(Q₄)：广泛分布于山前倾斜平原表层。近山以松散的灰褐色卵砾石为主，形成砾质平原表层，即戈壁滩。314国道以南，以棕色、灰白色、棕黄色粉细砂及粘性土为主，偶见薄层卵石层和圆砾层。

即使在山前沟口和台地、岗地堆积更新统地部位，也由于流水的搬运和风力的吹扬作用，其上部仍然存在着数十厘米到数米的全新统堆积。

4.1.4 区域水文地质

区域水文地质分区：I、台地基岩裂隙孔隙潜水—承压水区；II、迪那河、红源河洪冲积平原孔隙潜水—承压水区。后者又分为II₁、砾质平原潜水亚区及II₂、细土平原上部潜水—下部承压水亚区。

①台地基岩裂隙孔隙潜水—承压水区（I）

分布于区域北部，地貌形态表现为台地及隆起岗地。含水层属第三系上新统（N₂），岩性为砂岩及砂砾岩。顶部潜水十分贫乏，中下部赋存多层孔隙裂隙承压水。承压水顶板埋深 10~70m，水头高出地表 0.5~5.0m。自流量最大约数百 m³/d。矿化度 0.4~2.0g/L，水化学类型为 Cl•SO₄—Na•Ca•Mg 型或 SO₄•Cl—Na•Ca 型水。该区地下水接受山前侧向补给并又侧向排泄于II区中，由于补排量小，对II区水质、水量影响十分微弱。

②迪那河、红源河洪冲积平原孔隙潜水—承压水区（II）

砾质平原潜水亚区（II₁）：分布于区域北部。含水层为第四系洪冲积卵石、圆砾，厚度一般较大。水位埋深由北向南因基底隆起逐渐变浅，即由大于 10m 渐变为 1~5m。渗透性能好，单井涌水量大于 1000m³/d。矿化度一般为 0.5~1.0g/L，水化学类型为 SO₄•Cl—Na•Ca 或 HCO₃—Ca•Na 型水。

该亚区属地下水补给和径流区，主要接受迪那河、红源河的垂直入渗补给和渠系的渗漏补给，向南排泄于II₂亚区内。

细土平原上部潜水—下部承压水亚区（II₂）：分布于II₁亚区南侧的广大地区。本项目位于此区域，含水层为第四系洪冲积砂类土。该亚区赋存有潜水和承压水，属地下水径流区和排泄区。地下水在向前径流的同时，向上越流并最终在地面蒸发和植物蒸腾的隐蔽蒸发形式排泄。

上部潜水含水层岩性自北向南由含砂卵砾石过渡为粉土、粉质粘土夹薄层粉细砂。水位埋深 0.1~12.0m。矿化度由 1~3g/L 渐变为 3~10g/L 及大于 10g/L，矿化度与水位埋深成反比，水化学类型为 Cl•SO₄—Na、Cl•SO₄—Na•Ca 或 Cl•SO₄—Na•Mg 型水，水量较小。

下部承压含水层岩性为第四系洪冲积中粗砂、中细砂及粉细砂，由北向南颗粒逐渐变细，富水性也逐渐减弱。单井涌水量 273.89~2241.30m³/d，富水性良好。矿化度小于 0.5g/L，水化学类型为 Cl•SO₄—Na•Ca、Cl•SO₄•HCO₃—Na 及 SO₄•Cl—Na 型水。

4.1.6 气候气象

本项目所有井场、油气集输管线等主体工程均位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线（注水管线）改造工程位于阿克苏地区库车市。轮台县属于暖温带大陆性气候，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气，秋季降温迅速。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

轮台县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县多年主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	10.6℃	6	年平均蒸发量	2070mm
2	年极端最高气温	41.4℃	7	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-36.0℃	8	年最多风向及频率	NE/13%
4	日最大降水量	45.7mm	9	年平均相对湿度	46%
5	年平均降水量	65.6mm	10	多年平均风速	1.6m/s

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 库车市多年主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	6	年平均蒸发量	2115.2mm
2	年极端最高气温	41.5℃	7	年最大冻土深度	120cm
3	年极端最低气温	-27.4℃	8	年最多风向及频率	N/15.9%
4	日最大降水量	37.5mm	9	年平均相对湿度	54%
5	年平均降水量	79.9mm	10	多年平均风速	2.0m/s

4.1.7 土壤

项目区域土壤类型主要以盐化草甸土、干旱盐土、荒漠风沙土、结壳盐土、盐化林灌草甸土等为主。

盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤，土壤受地下水浸润，草甸植被发育良好，但类型简单，盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。干旱盐土土壤中养分含量不高，有机质累积

量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、柽柳等植物，土壤含盐量较高，表聚性强，表层盐壳覆盖厚度一般在 3cm 左右。荒漠风沙土是发育于风成沙性母质的土壤，其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒(直径在 0.25~0.05mm)组成；剖面层次分化不明显，风蚀严重；土壤处于幼年阶段；风沙土的成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。结壳盐土土壤中养分含量不高，有机质累积量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、柽柳等植物，土壤含盐量较高，表聚性强，表层盐壳覆盖厚度一般在 3cm 左右。盐化林灌草甸灌丛草甸植被发育良好，常有盐结皮。

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，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区、公益林等。

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。

东轮管线周边不涉及生态保护红线，拟建工程 ST1-7 井距离生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近距离为 0.73km，ST1-7 井至 5#计量间集输管线的终点紧邻生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)，项目永久占地、临时占地均不在红线内。拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见图 7。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

(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),项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区。

(2)水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，轮台县土地总面积 14185.00km²，水土流失总面积 4329.87km²，占县域总面积 30.52%，轻度侵蚀面积达 3936.19km²，占全县水土流失总面积的 90.91%，中度侵蚀面积达 387.50km²，占全县水土流失总面积的 8.95%，强烈侵蚀面积达 6.11km²，占全县水土流失总面积的 0.14%，侵蚀类型主要有水力侵蚀和风力侵蚀。其中水力侵蚀面积为 697.04km²，占土地总面积的 4.91%，风力侵蚀面积为 3632.83km²，占土地总面积的 25.61%。

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，库车市土地总面积 14529km²，水土流失总面积 5039.67km²，占市区总面积 34.69%，轻度侵蚀面积达 3550.35km²，占市域水土流失总面积的 70.45%，中度侵蚀面积达 429.52km²，占市域水土流失总面积的 8.52%，强烈侵蚀面积达 931.75km²，占市域水土流失总面积的 18.49%，极强烈侵蚀面积达 128.05km²，占市域水土流失总面积的 2.54%，侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中风力侵蚀面积为 2927.75km²，占土地总面积的 20.15%，冻融侵蚀面积为 1343.72km²，占土地总面积的 9.15%，水力侵蚀面积为 768.20km²，占土地总面积的 5.29%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、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侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 2000t/km²·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为 2000t/km²·a。

(3)水土保持基础功能类型

所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，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，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。

(5)水土流失预防对象

所在区域水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④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。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

(6)水土流失预防措施

所在区域水土流失预防对象为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

(7)水土流失治理范围与对象

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

(8)水土流失治理措施

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

拟建工程类型属于油气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；对项目区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围。

围，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。

4.2.3 重点公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区轮台县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林(地)按保护等级划分，一级保护面积 41591.49 hm²，占国家级公益林(地)面积的 21.06%；二级保护面积 155866.42hm²，占国家级公益林(地)面积的 78.94%。地方公益林(地)按林地使用权划分，均为国有，其面积为 24765.42hm²。

根据《新疆维吾尔自治区库车县重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩，其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

项目主体工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线改造工程位于阿克苏地区库车市。东轮管线改造工程用地范围不涉及公益林，本项目涉及公益林为主体工程（钻井、油气集输管线等）占用及工程周边的公益林，均位于轮台县境内，评价区域内重点公益林主要为防风固沙公益林，主要植物种类为怪柳。

本项目工程区域公益林占地面积较大，设计阶段已充分考虑避让公益林，但仍有 4 个井场井场位于公益林内，集输管线不可避免地需穿越公益林，穿越公益林全部为国家二级公益林地带，不涉及国家一级公益林。项目集输管线选取植被稀疏地带布设，尽量减少对公益林内原生植被的扰动。本工程与公益林位置关系图见附图 6。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本项钻井工程及集输管线均位于轮台县境内，32km 东轮管线进行 HTPO 管道穿插技术改造位于阿克苏地区库车市。

(1) 轮台县

本次评价收集了2022年1月1日至2022年12月31日期间巴音郭楞蒙古自治州轮台县例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.3-1所示。

表 4.3-1 巴音郭楞蒙古自治州轮台县环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标 情况
PM ₁₀	年平均值	141	70	201.4	超标
	24小时平均第95百分位数值	375	150	250.0	
PM _{2.5}	年平均值	60	35	171.4	超标
	24小时平均第95百分位数值	120	75	160.0	
SO ₂	年平均值	3	60	5.0	达标
	24小时平均第98百分位数值	7	150	4.7	
NO ₂	年平均值	19	40	47.5	达标
	24小时平均第98百分位数值	51	80	63.8	
CO	24小时平均第95百分位数值	2600	4000	65.0	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均值的 第90百分位数值	80	160	50.0	达标

由表4.3-1可知，项目所在区域PM₁₀、PM_{2.5}年平均质量浓度和百分位24小时平均值浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095—2012)及修改单(环境保护部公告2018年第29号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。超标原因与当地降水量较少、气候较干燥，并受到季节性风沙影响易产生扬尘有密切关系。

(2) 库车市

库车市区域环境质量现状参考阿克苏地区行政公署网站“<https://www.aks.gov.cn>”于2023年1月11日发布的《2022年阿克苏地区各县(市)环境空气质量状况公示》中相关信息作为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，对区域环境空气质量现状进行分析，区域环境空气质量现状评价表详见4.3-2。

表 4.3-2 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	超标 倍数	达标 情况
SO ₂	年平均质量浓度	6	60	10.00	/	达标
NO ₂	年平均质量浓度	28	40	70.00	/	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	118	70	168.57	0.68	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	35	100.00	/	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	900	4000	22.50	/	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	105	160	65.63	/	达标

注：PM₁₀、PM_{2.5} 为扣除沙尘天气影响后浓度。

监测数据分析：项目区空气中 PM₁₀ 年平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）就修改单中二级标准的限值要求，超标倍数为 0.68，所在区域为不达标区域。超标原因与当地降水量较少、气候较干燥，并受到季节性风沙影响易产生扬尘有密切关系。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 监测点基本信息

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，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用新疆广宇众联环境监测有限公司监测数据。监测点位基本信息见表 4.3-3，具体监测点位置见附图。

表 4.3-3 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标	方位/距离(km)	监测因子
				1 小时平均浓度
1	LG100-3CH 井西南 1km 处	E84° 10' 18.31" N41° 22' 7.99"	LG100-3CH 井西南侧 1km	非甲烷总烃、H ₂ S

(2) 监测时间及频率

监测时间：2022 年 12 月 18~12 月 24 日，监测 7 天。非甲烷总烃、H₂S 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟，具体为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-4。

表 4.3-4 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

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

(4)各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度(mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准(mg/m³)。

③评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

④其他污染物环境质量现状评价

根据引用监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 其他污染物环境质量现状评价表

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
LG100-3CH 井西南 1km 处	H ₂ S	1 小时	0.01	0.005L	/	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.21~0.31	15.5	0	达标

根据监测结果，监测点硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测与评价

4.3.2.1 地下水水质监测与评价

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中对现状监测点的布设点位和监测频率的要求,本次评价于2023年11月进行一期现状监测,并于2024年1月进行一期补充监测,共布设5个地下水水质点,检测单位:新疆广宇众联环境监测有限公司,地下水水质监测点位布设见表4.3-6。

表 4.3-6 地下水监测点位信息表

水井编号	监测点名称	经纬度		监测层位	井深(m)
		经度	纬度		
Q1	LG701-H2 井场下游	84°02'45.982"	41°25'02.631"	第四系松散 岩类孔隙潜	25
Q2	LG2-2C 井场下游	84°13'18.568"	41°23'50.075"		38
Q3	ST5-HC1 井场下游	84°15'05.255"	41°22'02.110"	水含水层	26
Q4	ST8H 井场下游	84°11'42.453"	41°21'09.407"		38
Q5	ST1-7 井场下游	84°21'57.651"	41°21'28.762"		22

(2) 监测项目

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、pH、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、溶解性总固体、硝酸盐（以N计）、亚硝酸盐（以N计）、氨氮（以N计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、镍、钡、阴离子表面活性剂。

(3) 检测方法

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

(4) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），水质评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：

P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH —pH 监测值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

(5) 评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《生活

《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

（6）水质监测结果及评价

表 4.3-7 地下水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准值	LG701-H2 井场下游 4#监测井 Q1		LG2-2C 井场下游 8# 监测井 Q2		ST5-HC1 井场下游 9#监测井 Q3		ST8H 井场下游 10# 监测井 Q4		ST1-7 井场下游 11# 监测井 Q5	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	8.4	0.933	8.3	0.867	8	0.667	7.7	0.467	7.8	0.533
2	总硬度	mg/L	≤450	996	2.213	3.25×10 ³	7.222	4.20×10 ³	9.333	9.50×10 ³	21.111	1.36×10 ³	3.022
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000	3.25×10 ³	3.250	2.84×10 ⁴	28.400	1.16×10 ⁴	11.600	3.72×10 ⁴	37.200	4.14×10 ³	4.140
4	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/
5	耗氧量	mg/L	≤3	2.36	0.787	1.78	0.593	2.08	0.693	1.92	0.64	1.29	0.43
6	氨氮	mg/L	≤0.5	0.494	0.988	0.342	0.684	0.025L	/	0.029	0.058	0.46	0.92
7	总大肠菌群	CFU/100mL	≤3	0	/	0	/	0	/	0	/	0	/
8	菌落总数	CFU/mL	≤100	38	0.38	50	0.5	44	0.44	62	0.62	38	0.38
9	亚硝酸盐（氮）	mg/L	≤1	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
10	硝酸盐（氮）	mg/L	≤20	0.63	0.032	0.53	0.027	0.39	0.020	0.17	0.009	0.1	0.005
11	氰化物	mg/L	≤0.05	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/
12	氟化物	mg/L	≤1	1.32	1.32	1.32	1.32	1.22	1.22	1.73	1.73	1.27	1.27
13	汞	mg/L	≤0.001	4×10 ⁻⁵ L	/	4×10 ⁻⁵ L	/	4×10 ⁻⁵ L	/	4×10 ⁻⁵ L	/	4×10 ⁻⁵ L	/
14	砷	mg/L	≤0.01	3×10 ⁻⁴ L	/	3×10 ⁻⁴ L	/	6×10 ⁻⁴	0.06	3×10 ⁻⁴ L	/	3.9×10 ⁻³	0.39
15	镉	mg/L	≤0.005	5×10 ⁻⁴ L	/	5×10 ⁻⁴ L	/	5×10 ⁻⁴ L	/	5×10 ⁻⁴ L	/	5×10 ⁻⁴ L	/
16	六价铬	mg/L	≤0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
17	铅	mg/L	≤0.01	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/
18	钠离子	mg/L	≤200	986	4.93	8.90×10 ³	44.5	2.38×10 ³	11.9	1.16×10 ⁴	58	996	4.98

(7) 地下水质量现状监测结果统计分析

各地下水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 4.3-8。

表 4.3-8 地下水水质现状监测结果统计分析

序号	监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
1	pH 值	无量纲	8.4	7.7	8.04	0.248	100	0
2	总硬度	mg/L	9.50×10^3	996	3.86×10^3	2.39×10^3	100	100
3	溶解性总固体	mg/L	3.72×10^4	3.25×10^3	1.69×10^4	1.27×10^4	100	100
4	挥发性酚类	mg/L	0.0003L	0.0003L	/	/	0	0
5	耗氧量	mg/L	2.36	1.29	1.89	0.281	100	0
6	氨氮	mg/L	0.494	0.025L	/	/	80	0
7	总大肠菌群	CFU/100mL	0	0	0	0	0	0
8	菌落总数	CFU/mL	62	38	46.40	7.680	100	0
9	亚硝酸盐 (氮)	mg/L	0.003L	0.003L	/	/	0	0
10	硝酸盐 (氮)	mg/L	0.63	0.1	0.36	0.183	100	0
11	氰化物	mg/L	0.002L	0.002L	/	/	0	0
12	氟化物	mg/L	1.73	1.22	1.37	0.143	100	100
13	汞	mg/L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	/	/	0	0
14	砷	mg/L	3.9×10^{-3}	3×10^{-4} L	/	/	40	0
15	镉	mg/L	5×10^{-4} L	5×10^{-4} L	/	/	0	0
16	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	/	/	0	0
17	铅	mg/L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	/	/	0	0

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

序号	监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
18	钠离子	mg/L	1.16×10^4	986	4.97×10^3	4.22×10^3	100	100
19	氯化物	mg/L	1.83×10^4	1.31×10^3	8.05×10^3	7.04×10^3	100	100
20	硫酸盐	mg/L	4.36×10^3	243	2.50×10^3	1.42×10^3	100	80
21	铁	mg/L	0.09	0.03L	/	/	60	0
22	锰	mg/L	0.05	0.01L	/	/	40	0
23	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	/	/	0	0
24	硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	/	/	0	0
25	镍	mg/L	0.005L	0.005L	/	0	0	/
26	钡	mg/L	0.0025L	0.0025L	/	0	0	/
27	阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L	/	0	0	/

从评价结果可以看出：潜水水质现状监测点位除总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物、氟化物出现不同程度的超标外，地下水监测指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准，石油类满足参照执行的《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）中表 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、钠、硫酸盐、氯化物、氟化物超标主要原因为该区域地下水主要接受地下水的侧向径流补给、径流路径长，受干旱气候、蒸发强度大，水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主，导致地下水含盐量逐渐增高，水质逐渐变差。

(8) 地下水水化学类型分析

5 个地下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 4.3-9。

表 4.3-9 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		LG701-H2 井场下游 4#监测井 Q1			LG2-2C 井场下游 8#监测井 Q2			ST5-HC1 井场下游 9#监测井 Q3			ST8H 井场下游 10#监测井 Q4			ST1-7 井场下游 11#监测井 Q5		
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳 离 子	钾	118	3.03	4.59	36.4	0.93	0.21	76.6	1.96	1.04	71	1.82	0.26	22.3	0.57	0.80
	钠	986	42.87	64.99	8900	386.96	85.53	2380	103.48	54.59	11600	504.35	72.53	996	43.30	60.91
	钙	148	7.40	11.22	294	14.70	3.25	944	47.20	24.90	1550	77.50	11.15	221	11.05	15.54
	镁	152	12.67	19.20	598	49.83	11.01	443	36.92	19.48	1340	111.67	16.06	194	16.17	22.74
	合计	1404	65.96	100	9828.40	452.42	100	3843.60	189.56	100	14561	695.34	100	1433.30	71.09	100
阴 离 子	碳酸根	1L	/	/	1L	/	/	1L	/	/	1L	/	/	1L	/	/
	重碳酸根	732	12	21.67	255	4.18	0.84	231	3.79	1.99	245	4.02	0.66	272	4.46	6.70
	氯离子	1360	38.31	69.19	15400	433.80	86.79	3890	109.58	57.54	18300	515.49	84.46	1310	36.90	55.43
	硫酸根	243	5.06	9.14	2970	61.88	12.38	3700	77.08	40.47	4360	90.83	14.88	1210	25.21	37.87
	合计	2335	55.37	100	18625	499.86	100	7821	190.45	100	22905	610.34	100	2792	66.57	100
水化学类型		Cl-Na			Cl-Na			Cl·SO ₄ -Na			Cl-Na			Cl·SO ₄ -Na		

浅层水水化学类型为 Cl-Na 型和 Cl·SO₄ -Na 型水。

4.3.2.2 包气带污染现状调查

(1) 监测点位

本次评价于 2022 年 12 月进行一期包气带现状监测，并于 2024 年 1 月进行一期补充监测，共布设 3 个包气带监测点，其中现有工程区域 2 个监测点，背景监测区域布设 1 个监测点，监测点位见表 4.3-10。

表 4.3-10 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	桑南油气处理站外	84°16'41.46"	41°22'15.87"
B2	污染控制点	桑南油气处理站	84°17'1.01"	41°22'5.45"
B3	污染控制点	ST6-7H 井场	84°11'12.19"	41°21'50.8"

(2) 监测因子

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

(3) 监测方法

本次采取包气带污染源调查采用水振荡法，提取水溶液进行监测。

(4) 监测结果

本次评价对包气带污染源调查结果可知，各点位各监测因子均未检出，说明本区现有工程包气带未受到影响。

表 4.3-11 包气带土壤监测结果

监测点位置		桑南油气处理站外	桑南油气处理站	ST6-7H 井场
监测因子	单位	监测值	监测值	监测值
pH	/	7.5	7.5	7.8
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L
硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	0.003L
氯化物	mg/L	278	197	180
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	mg/L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
砷	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅	mg/L	0.0025L	0.0025L	0.0025L
镉	mg/L	0.0005L	0.0005L	0.0005L
镍	mg/L	0.005L	0.005L	0.005L
钡	mg/L	0.0025L	0.0025L	0.0025L

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

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 6 个声环境监测点。

表 4.3-6 声环境现状监测点布点一览表

序号	监测点	井场坐标(°)	
		经度	纬度
1#	ST1-7 井场内	E84°21'51.04"	N41°21'36.59"
2#	ST2-13H 井场内	E84°20'21.12"	N41°21'1.06"
3#	ST7-5 井场内	E84°8'35.70"	N41°22'30.24"
4#	ST5-6CH 井场内	E84°14'15.43"	N41°21'54.75"
5#	ST6-9H 井场内	E84°12'13.07"	N41°22'14.68"
6#	ST5-HC1 井场内	E84°14'57.98"	N41°22'15.09"

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2023 年 12 月 11 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

噪声监测结果见下表。

表 4.3-7 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
2023 年 12 月 11 日	ST1-7 井场内	40	60	达标	38	50	达标
	ST2-13H 井场内	39	60	达标	37	50	达标
	ST7-5 井场内	38	60	达标	37	50	达标
	ST5-6CH 井场内	39	60	达标	38	50	达标
	ST6-9H 井场内	39	60	达标	38	50	达标
	ST5-HC1 井场内	41	60	达标	38	50	达标

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

4.3.4 土壤环境质量现状监测与评价

(1) 土壤理化性质

《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)规定,项目土壤环境影响评价工作等级为一级。选取 ST1-7 井口旁为土壤理化特性监测点,土壤理化特性见下表。

表 4.3-8 土壤理化特性调查表

点位		ST1-7 井口		
经纬度		E: 84° 21' 51.04" N: 41° 21' 36.59"		
层次		表层	中层	深层
现场记录	颜色	浅黄	浅棕	浅棕
	结构	颗粒	颗粒	颗粒
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量 (%)	86	86	86
	其他异物	无	无	无
实验室测定	氧化还原电位(mv)	468	501	487
	pH (无量纲)	8.14	7.98	7.84
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	8.6	8.0	7.3
	渗滤率(mm/min)	0.613	0.612	0.592
	土壤容重(g/cm ³)	2.10	2.08	2.24
	总孔隙度(%)	34.8	32.0	33.3

(2) 土地利用现状图

项目所在区域现状土地主要为林地、草地和裸土地，详见附图。

(3) 监测点布置

《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)规定，项目污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。项目区域土壤类型主要以盐化草甸土、干旱盐土、荒漠风沙土、结壳盐土、盐化林灌草甸土等为主。根据项目区域土壤类型及工程布置，共设 13 个土壤监测点，在项目占地范围内布设 5 个柱状样 (Z1、Z2、Z3、Z4、Z5) 和 2 个表层样 (B3、B5)，在占地范围外布设 6 个表层样 (B1、B2、B4、B6、B7、B8)，具体点位设置及分布见下表。

表 4.3-10 土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		功能区	土壤类型	取样方法	监测因子
		经度	纬度				
Z1	ST1-7 井场内	84° 21' 51.04"	41° 21' 36.54"	建设用地	盐化草甸土	柱状样	表层测 45 项基本因子+pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、全盐量、阳离子交换量；中下层测 pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分、阳离子交换量
Z2	ST2-13H 井场内	84° 20' 21.12"	41° 21' 1.06"	建设用地	干旱盐土		
Z3	ST7-5 井场内	84° 8' 35.70"	41° 22' 30.24"	建设用地	荒漠风沙土		
Z4	ST5-6CH 井场内	84° 14' 15.43"	41° 21' 54.75"	建设用地	结壳盐土		
Z5	桑南站	84° 17' 1.54"	41° 22' 6.10"	建设用地	荒漠风沙土		
B1	ST1 井场西南 500 米耕地	84°21' 40.48"	41°21' 20.68"	农用地	盐化草甸土	表层样	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌+pH 值、阳离子交换量、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、土壤盐分含量
B2	5#计量间外 100 米	84°22' 16.17"	41°21' 34.89"	建设用地	盐化草甸土		
B3	ST6-9H(用地范围内)	84°12' 12.79"	41°22' 15.60"	建设用地	结壳盐土		
B4	管线周边	84°10' 7.49"	41°22' 19.92"	建设用地	荒漠风沙土		

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

序号	监测点	监测点坐标(°)		功能区	土壤类型	取样方法	监测因子
		经度	纬度				
B5	ST5-HC1 (用地范围内)	84°17' 40.01"	41°22' 15.14"	建设用地	荒漠风沙土		离子交换量
B6	东轮管线 周边	83°50' 24.21"	41°30' 16.54"	建设用地	干旱盐土		
B7	LG2-2C 井 场内	84° 12' 12.38"	41° 23' 57.79"	建设用地	结壳盐土	表层 样	45 项基本因子+pH 值、 石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、土壤盐分、 阳离子交换量
B8	LG2-2C 井 场东北 4000m 处	84° 15' 29.16"	41° 24' 43.42"	建设用地	盐化林 灌草甸 土		

(4) 监测项目

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中 45 项基本项目,即砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘,共计 45 项。

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中 8 项基本项目,即镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子:pH 值、石油类、石油烃(C₆~C₉)、石油烃(C₁₀~C₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分、阳离子交换量。

(5) 采样时间、采样方法

采样时间:2023 年 12 月 10 日。首次监测采样时间为 2023 年 12 月 12 日,补充监测采样时间为 2024 年 1 月 19 日,引用监测采样时间为 2024 年 1 月 18 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。

(6) 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；

C_{is} —某因子的环境质量标准值。

(7) 监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见下表。

表 4.3-11 土壤监测结果表

监测点位		ST1-7 井场内 编号 Z1						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		14		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
氯乙烯	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.43
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	66
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	--	--	--	--	--	616
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	54
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	9
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	596
氯仿	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	840
四氯化碳	μg/kg	<2.1	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	5
苯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	4
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	--	--	--	--	--	5
甲苯	μg/kg	<2.0	--	--	--	--	--	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	--	--	--	--	--	2.8
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	53
氯苯	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	270
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	10
乙苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	28
间,对-二甲苯	μg/kg	<3.6	--	--	--	--	--	570
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	640
苯乙烯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	6.8
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	0.5
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	20

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST1-7 井场内 编号 Z1						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		14		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
1,2-二氯苯	µg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	560
氯甲烷	µg/kg	<3.0	--	--	--	--	--	37
硝基苯	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	76
苯胺	mg/kg	<3.78	--	--	--	--	--	260
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	--	--	--	--	--	2256
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	--	--	--	--	--	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	151
蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
萘	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	70
pH	无量纲	8.14	--	7.98	--	7.84	--	--
石油烃 (C10~C40)	mg/kg	17	0.004	18.1	0.004	8.9	0.002	4500
砷	mg/kg	10.8	0.180	--	--	--	--	60
铅	mg/kg	15	0.019	--	--	--	--	800
汞	mg/kg	0.214	0.006	--	--	--	--	38
镉	mg/kg	0.28	0.004	--	--	--	--	65
铜	mg/kg	14	0.001	--	--	--	--	18000
镍	mg/kg	70	0.078	--	--	--	--	900
六价铬	mg/kg	1	0.175	--	--	--	--	5.7
阳离子交换量	cmol+/kg	8.6	--	8	--	7.3	--	-

表 4.3-12 土壤监测结果表

监测点位		ST2-13H 井场内 编号 Z2						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		16		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
氯乙烯	µg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.43
1,1-二氯乙烯	µg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	66
二氯甲烷	µg/kg	<2.6	--	--	--	--	--	616
反-1,2-二氯乙烯	µg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	54
1,1-二氯乙烷	µg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	9
顺-1,2-二氯乙烯	µg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	596

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST2-13H 井场内 编号 Z2						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		16		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
氯仿	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	840
四氯化碳	μg/kg	<2.1	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	5
苯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	4
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	--	--	--	--	--	5
甲苯	μg/kg	<2.0	--	--	--	--	--	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	--	--	--	--	--	2.8
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	53
氯苯	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	270
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	10
乙苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	28
间,对-二甲苯	μg/kg	<3.6	--	--	--	--	--	570
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	640
苯乙烯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	6.8
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	0.5
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	20
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	560
氯甲烷	μg/kg	<3.0	--	--	--	--	--	37
硝基苯	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	76
苯胺	mg/kg	<3.78	--	--	--	--	--	260
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	--	--	--	--	--	2256
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	--	--	--	--	--	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	151
蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
萘	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	70
pH	无量纲	8.12	--	7.95	--	7.8	--	--
石油烃	mg/kg	9.3	0.002	15.3	0.003	8.3	0.002	4500

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST2-13H 井场内 编号 Z2						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		16		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
(C10~C40)								
砷	mg/kg	10.5	0.175	--	--	--	--	60
铅	mg/kg	27	0.034	--	--	--	--	800
汞	mg/kg	0.191	0.005	--	--	--	--	38
镉	mg/kg	0.58	0.009	--	--	--	--	65
铜	mg/kg	13	0.001	--	--	--	--	18000
镍	mg/kg	70	0.078	--	--	--	--	900
六价铬	mg/kg	0.8	0.140	--	--	--	--	5.7
阳离子交换量	cmol+/kg	8.5	--	8.6	--	7	--	-

表 4.3-13 土壤监测结果表

监测点位		ST7-5 井场内 编号 Z3						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		16		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
氯乙烯	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.43
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	66
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	--	--	--	--	--	616
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	54
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	9
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	596
氯仿	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	840
四氯化碳	μg/kg	<2.1	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	5
苯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	4
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	--	--	--	--	--	5
甲苯	μg/kg	<2.0	--	--	--	--	--	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	--	--	--	--	--	2.8
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	53
氯苯	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	270
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	10
乙苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	28
间,对-二甲苯	μg/kg	<3.6	--	--	--	--	--	570
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	640

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST7-5 井场内 编号 Z3						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		16		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
苯乙烯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	6.8
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	0.5
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	20
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	560
氯甲烷	μg/kg	<3.0	--	--	--	--	--	37
硝基苯	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	76
苯胺	mg/kg	<3.78	--	--	--	--	--	260
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	--	--	--	--	--	2256
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	--	--	--	--	--	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	151
蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
萘	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	70
pH	无量纲	8.22	--	7.94	--	7.78	--	--
石油烃 (C10~C40)	mg/kg	15.2	0.003	19.2	0.004	10.3	0.002	4500
砷	mg/kg	8.3	0.138	--	--	--	--	60
铅	mg/kg	17	0.021	--	--	--	--	800
汞	mg/kg	0.175	0.005	--	--	--	--	38
镉	mg/kg	0.28	0.004	--	--	--	--	65
铜	mg/kg	15	0.001	--	--	--	--	18000
镍	mg/kg	68	0.076	--	--	--	--	900
六价铬	mg/kg	0.6	0.105	--	--	--	--	5.7
阳离子交换量	cmol+/kg	8.9	--	7.7	--	7.2	--	--

表 4.3-14 土壤监测结果表

监测点位		ST5-6CH 井场内 编号 Z4						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		15		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
氯乙烯	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.43
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	66

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST5-6CH 井场内 编号 Z4						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		15		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	--	--	--	--	--	616
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	54
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	9
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	596
氯仿	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	840
四氯化碳	μg/kg	<2.1	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	5
苯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	4
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	--	--	--	--	--	5
甲苯	μg/kg	<2.0	--	--	--	--	--	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	--	--	--	--	--	2.8
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	53
氯苯	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	270
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	10
乙苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	28
间,对-二甲苯	μg/kg	<3.6	--	--	--	--	--	570
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	640
苯乙烯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	6.8
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	0.5
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	20
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	560
氯甲烷	μg/kg	<3.0	--	--	--	--	--	37
硝基苯	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	76
苯胺	mg/kg	<3.78	--	--	--	--	--	260
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	--	--	--	--	--	2256
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	--	--	--	--	--	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	151
蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST5-6CH 井场内 编号 Z4						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		15		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
萘	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	70
pH	无量纲	8.14	--	7.96	--	7.74	--	--
石油烃 (C10~C40)	mg/kg	12.4	0.003	14.7	0.003	13	0.003	4500
砷	mg/kg	9.51	0.159	--	--	--	--	60
铅	mg/kg	17	0.021	--	--	--	--	800
汞	mg/kg	0.175	0.005	--	--	--	--	38
镉	mg/kg	0.28	0.004	--	--	--	--	65
铜	mg/kg	15	0.001	--	--	--	--	18000
镍	mg/kg	73	0.081	--	--	--	--	900
六价铬	mg/kg	1.1	0.193	--	--	--	--	5.7
阳离子交换量	cmol+/kg	8.3	--	7.9	--	7.3	--	--

表 4.3-15 土壤监测结果表

监测点位		桑南站 编号 Z5						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		10		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
氯乙烯	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.43
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	66
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	--	--	--	--	--	616
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	54
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	9
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	596
氯仿	μg/kg	<1.5	--	--	--	--	--	0.9
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	840
四氯化碳	μg/kg	<2.1	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	5
苯	μg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	4
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	--	--	--	--	--	2.8
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	--	--	--	--	--	5
甲苯	μg/kg	<2.0	--	--	--	--	--	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	--	--	--	--	--	2.8
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	--	--	--	--	--	53
氯苯	μg/kg	<1.1	--	--	--	--	--	270

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		桑南站 编号 Z5						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		10		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
1,1,1,2-四氯乙烷	µg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	10
乙苯	µg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	28
间,对-二甲苯	µg/kg	<3.6	--	--	--	--	--	570
邻-二甲苯	µg/kg	<1.3	--	--	--	--	--	640
苯乙烯	µg/kg	<1.6	--	--	--	--	--	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	µg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	6.8
1,2,3-三氯丙烷	µg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	0.5
1,4-二氯苯	µg/kg	<1.2	--	--	--	--	--	20
1,2-二氯苯	µg/kg	<1.0	--	--	--	--	--	560
氯甲烷	µg/kg	<3.0	--	--	--	--	--	37
硝基苯	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	76
苯胺	mg/kg	<3.78	--	--	--	--	--	260
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	--	--	--	--	--	2256
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	--	--	--	--	--	15
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	151
蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1293
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	--	--	--	--	--	15
萘	mg/kg	<0.09	--	--	--	--	--	70
pH	无量纲	8.19	--	8.04	--	7.9	--	--
石油烃 (C10~C40)	mg/kg	12.9	0.003	18.4	0.004	10.3	0.002	4500
砷	mg/kg	9.5	0.158	--	--	--	--	60
铅	mg/kg	21	0.026	--	--	--	--	800
汞	mg/kg	0.215	0.006	--	--	--	--	38
镉	mg/kg	0.23	0.004	--	--	--	--	65
铜	mg/kg	13	0.001	--	--	--	--	18000
镍	mg/kg	67	0.074	--	--	--	--	900
六价铬	mg/kg	0.8	0.140	--	--	--	--	5.7
阳离子交换量	cmol+/kg	8.7	--	7.1	--	8.9	--	--

表 4.3-16 土壤监测结果表

样品编码	ST1 井场西南 500 米耕地 B1	标准值(mg/kg)
------	---------------------	------------

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

深度 (cm)		15		
检测项目	单位	检测结果	Pi	
pH	无量纲	8.26	--	>7.5
砷	mg/kg	12.2	0.488	25
铅	mg/kg	15	0.088	170
汞	mg/kg	0.217	0.064	3.4
镉	mg/kg	0.3	0.500	0.6
铜	mg/kg	13	0.130	100
镍	mg/kg	75	0.395	190
铬	mg/kg	76	0.304	250
锌	mg/kg	82	0.273	300
阳离子交换量	cmol+/kg	8.4	--	--
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	7.3	--	--

表 4.3-17 土壤监测结果表

监测点位		5#计量间外 100 米 B2		ST6-9H(用地范围内) B3		管线周边 B4		ST5-HC1 (用地范围内) B5		东轮管线周边 B6		标准值
深度 (cm)		15		15		15		15		15		
pH	无量纲	8.14	--	8.22	--	8.07	--	7.98	--	8.13	--	>7.5
阳离子交换量	cmol+/kg	8.6	--	8.2	--	8.7	--	8.8	--	8.6	--	--
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	6.51	0.001	10	0.002	8.1	0.002	6.7	0.001	10.6	0.002	4500

表 4.3-18 土壤监测结果表

项目	标准值及单位		LG2-2C 井场内 B7
			17cm
氯乙烯	μg/kg	430	<1.5
1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000	<0.8
二氯甲烷	μg/kg	616000	<2.6
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000	<0.9
1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000	<1.6
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000	<0.9
氯仿	μg/kg	900	<1.5

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	标准值及单位		LG2-2C 井场内 B7
			17cm
1,1,1-三氯乙烷	µg/kg	840000	<1.1
四氯化碳	µg/kg	2800	<2.1
1,2-二氯乙烷	µg/kg	5000	<1.3
苯	µg/kg	4000	<1.6
三氯乙烯	µg/kg	2800	<0.9
1,2-二氯丙烷	µg/kg	5000	<1.9
甲苯	µg/kg	1200000	<2.0
1,1,2-三氯乙烷	µg/kg	2800	<1.4
四氯乙烯	µg/kg	53000	<0.8
氯苯	µg/kg	270000	<1.1
1,1,1,2-四氯乙烷	µg/kg	10000	<1.0
乙苯	µg/kg	28000	<1.2
间,对-二甲苯	µg/kg	570000	<3.6
邻-二甲苯	µg/kg	640000	<1.3
苯乙烯	µg/kg	1290000	<1.6
1,1,2,2-四氯乙烷	µg/kg	6800	<1.0
1,2,3-三氯丙烷	µg/kg	500	<1.0
1,4-二氯苯	µg/kg	20000	<1.2
1,2-二氯苯	µg/kg	560000	<1.0
氯甲烷	µg/kg	37000	<3.0
硝基苯	mg/kg	76	<0.09
苯胺	mg/kg	260	<3.78
2-氯苯酚	mg/kg	2256	<0.06
苯并[a]蒽	mg/kg	15	<0.1
苯并[a]芘	mg/kg	1.5	<0.1
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1
蒽	mg/kg	1293	<0.1
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1
萘	mg/kg	70	<0.09
pH	无量纲	--	8.24

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	标准值及单位		LG2-2C 井场内 B7
			17cm
阳离子交换量	cmol+/kg	--	8.7
石油烃(C10~C40)	mg/kg	4500	11
砷	mg/kg	60	9.4
铅	mg/kg	800	13
汞	mg/kg	38	0.194
镉	mg/kg	65	0.34
铜	mg/kg	18000	10
镍	mg/kg	900	82
六价铬	mg/kg	5.7	0.8
石油烃 (C6~C9)	mg/kg	--	0.04L
石油类	mg/kg	--	26
全盐量	g/kg	--	15.8

表 4.3-19 土壤监测结果表

项目	标准值及单位		LG2-2C 井场东北 4000m 处
			B8
			0.2m
pH 值	无量纲	--	7.66
砷	mg/kg	60	11.1
镉	mg/kg	65	0.14
铬 (六价)	mg/kg	5.7	0.5L
铜	mg/kg	18000	21
铅	mg/kg	800	11.1
汞	mg/kg	38	0.256
镍	mg/kg	900	31
全盐量	g/kg	--	21.7
石油类	mg/kg	--	20
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	10
石油烃 (C6-C9)	mg/kg	--	0.04L
阳离子交换量	cmol+/kg	--	7.9
四氯化碳	mg/kg	2.8	1.3×10 ⁻³ L
氯仿	mg/kg	0.9	1.1×10 ⁻³ L

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	标准值及单位		LG2-2C 井场东北 4000m 处
			B8
			0.2m
氯甲烷	mg/kg	37	$1.0 \times 10^{-3}L$
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	$1.2 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	$1.3 \times 10^{-3}L$
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	$1.0 \times 10^{-3}L$
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	$1.3 \times 10^{-3}L$
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	$1.4 \times 10^{-3}L$
二氯甲烷	mg/kg	616	$1.5 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	$1.1 \times 10^{-3}L$
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	$1.2 \times 10^{-3}L$
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	$1.2 \times 10^{-3}L$
四氯乙烯	mg/kg	53	$1.4 \times 10^{-3}L$
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	$1.3 \times 10^{-3}L$
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	$1.2 \times 10^{-3}L$
三氯乙烯	mg/kg	2.8	$1.2 \times 10^{-3}L$
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	$1.2 \times 10^{-3}L$
氯乙烯	mg/kg	0.43	$1.0 \times 10^{-3}L$
苯	mg/kg	4	$1.9 \times 10^{-3}L$
氯苯	mg/kg	270	$1.2 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯苯	mg/kg	560	$1.5 \times 10^{-3}L$
1,4-二氯苯	mg/kg	20	$1.5 \times 10^{-3}L$
乙苯	mg/kg	28	$1.2 \times 10^{-3}L$
苯乙烯	mg/kg	1290	$1.1 \times 10^{-3}L$
甲苯	mg/kg	1200	$1.3 \times 10^{-3}L$
间-二甲苯+对-二甲苯	mg/kg	570	$1.2 \times 10^{-3}L$
邻-二甲苯	mg/kg	640	$1.2 \times 10^{-3}L$
硝基苯	mg/kg	76	0.09L
苯胺	mg/kg	260	0.09L
2-氯酚	mg/kg	2256	0.06L
苯并[a]蒽	mg/kg	15	0.1L

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	标准值及单位		LG2-2C 井场东北 4000m 处
			B8
			0.2m
苯并[a]芘	mg/kg	1.5	0.1L
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	0.2L
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	0.1L
蒽	mg/kg	1293	0.1L
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	0.1L
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	0.1L
萘	mg/kg	70	0.09L

表 4.3-20 土壤补充监测结果表

监测点位		ST1-7 井场内 编号 Z1						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		20		150		300		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油类	mg/kg	16	--	13	--	18	--	--
石油烃 (C6-C9)	mg/kg	0.04L	--	0.04L	--	0.04L	--	--
全盐量	g/kg	0.4	--	0.5	--	0.4	--	--
汞	mg/kg	--	--	0.256	0.007	0.262	0.007	38
砷	mg/kg	--	--	3.94	0.066	4.7	0.078	60
铬 (六价)	mg/kg	--	--	0.5L	--	0.5L	--	5.7

表 4.3-21 土壤补充监测结果表

监测点位		ST2-13H 井场内 编号 Z2						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		20		150		300		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油类	mg/kg	22	--	12	--	20	--	--
石油烃 (C6-C9)	mg/kg	0.04L	--	0.04L	--	0.04L	--	--
全盐量	g/kg	3.3	--	3.5	--	3.2	--	--
汞	mg/kg	--	--	0.432	0.011	0.341	0.009	38
砷	mg/kg	--	--	8.57	0.143	6.26	0.104	60
铬 (六价)	mg/kg	--	--	0.5L	--	0.5L	--	5.7

表 4.3-22 土壤补充监测结果表

监测点位		ST7-5 井场内 编号 Z3						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		16		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST7-5 井场内 编号 Z3						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		16		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油类	mg/kg	24	--	13	--	18	--	--
石油烃 (C6-C9)	mg/kg	0.04L	--	0.04L	--	0.04L	--	--
全盐量	g/kg	5	--	5	--	7.6	--	38
汞	mg/kg	--	--	0.27	0.005	0.405	0.007	60
砷	mg/kg	--	--	5.83	1.023	3.87	0.679	5.7
铬 (六价)	mg/kg	--	--	0.5L	--	0.5L	--	

表 4.3-23 土壤补充监测结果表

监测点位		ST5-6CH 井场内 编号 Z4						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		20		150		300		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油类	mg/kg	16	--	12	--	13	--	--
石油烃 (C6-C9)	mg/kg	0.04L	--	0.04L	--	0.04L	--	--
全盐量	g/kg	2.4	--	2.2	--	2.2	--	38
汞	mg/kg	--	--	0.226	0.004	0.383	0.006	60
砷	mg/kg	--	--	2.82	0.495	3.8	0.667	5.7
铬 (六价)	mg/kg	--	--	0.5L	--	0.5L	--	

表 4.3-24 土壤补充监测结果表

监测点位		桑南站 编号 Z5						标准值 (mg/kg)
采样深度 (cm)		10		100		170		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油类	mg/kg	12	--	13	--	18	--	--
石油烃 (C6-C9)	mg/kg	0.04L	--	0.04L	--	0.04L	--	--
全盐量	g/kg	6.9	--	4.6	--	6.8	--	38
汞	mg/kg	--	--	0.569	0.009	0.266	0.004	60
砷	mg/kg	--	--	10.7	1.877	11.3	1.982	5.7
铬 (六价)	mg/kg	--	--	0.5L	--	0.5L	--	

表 4.3-25 土壤补充监测结果表

监测点位		ST1 井场西南 500 米耕地 B1		5#计量间外 100 米 B2		ST6-9H (用地范围内) B3		标准值
深度 (cm)		20		20		20		
石油类	mg/kg	16	--	18	--	17	--	
石油烃 (C6-C9)	mg/kg	0.04L	--	0.04L	--	0.04L	--	--
全盐量	g/kg	6.9	--	0.6	--	2.7	--	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

监测点位		ST1 井场西南 500 米耕地 B1		5#计量间外 100 米 B2		ST6-9H(用地范围内) B3		标准值
深度 (cm)		20		20		20		
汞	mg/kg	--	--	0.424	0.011	0.334	0.009	38
砷	mg/kg	--	--	7.4	0.123	4.89	0.082	60
铬(六价)	mg/kg	--	--	0.5L	--	0.5L	--	5.7

表 4.3-26 土壤补充监测结果表

监测点位		管线周边 B4		ST5-HC1(用地范围内) B5		东轮管线周边 B6		标准值
深度 (cm)		20		20		20		
石油类	mg/kg	16	--	12	--	15	--	--
石油烃(C6-C9)	mg/kg	0.04L	--	0.04L	--	0.04L	--	--
全盐量	g/kg	1.1	--	3.3	--	23.6	--	--
汞	mg/kg	0.443	0.012	0.256	0.007	0.377	0.010	38
砷	mg/kg	3.89	0.065	14.1	0.235	11.9	0.198	60
铬(六价)	mg/kg	0.5L	--	0.5L	--	0.5L	--	5.7

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

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

本评价根据区域生态特点，从维护生态系统完整性出发，确定生态现状调查范围与评价范围相同，为各井场边界外扩 50m，管线中心线两侧外延 300m 范围，穿越公益林段管线向两端及两侧外延 1km。

4.3.5.2 生态系统调查

生态系统指在自然界的一定的空间内，生物与环境构成的统一整体，在这个统一整体中，生物与环境之间相互影响、相互制约，并在一定时期内处于相对稳定的动态平衡状态。

根据植物区系、动物区系及其环境特点，依据《全国生态状况调查评估技术规范生态系统遥感解译与野外核查》的分类方法，项目评价范围内生态系统类型主要灌丛生态系统、草地生态系统，农田生态系统、荒漠生态系统。

(1) 灌丛生态系统

评价范围内降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，灌丛生态系统主要为多枝桧柳群系，其主要建群种为多枝桧柳，常见伴生植物种类有苦豆子、胀果甘草、芦苇、獐茅、大花野麻、铃铛刺、黑刺、盐穗木、田蓟、花花柴、散枝鸦葱、牛皮消、白刺、具叶盐爪爪等。

桧柳与耐盐中生草本植物形成的群落是该区域的过渡类型，分布在靠近多枝盐柴类荒漠的盐化草甸土、盐化林灌草甸土、荒漠化草甸土地带，部分区域为草甸盐土。群落总盖度为 5%~10%，部分区域可达 15%，灌木层高度 2~3m。

(2) 草地生态系统

评价区内草地生态系统主要为疏叶骆驼刺群落，分布在农田区空地及边缘的草甸盐土和残余盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅或芦苇组成群落。植被覆盖度在 20%~30%之间，混生有胀果甘草、花花柴、黑刺和骆驼蹄板等。

(3) 农田生态系统

农田生态系统的植被主要是人工栽培的各种农作物，评价区内农田生态系统主要为水浇地，区域内已建设有完善的水利设施进行灌溉，主要农作物有棉花等经济作物。

(3) 荒漠生态系统

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，只有为数不多的超旱生半乔木、半灌木、小半灌木植物稀疏地分布。所以群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和鸟类。

4.3.5.3 生态系统评价

(1)天然降水稀少

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，只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。农田生态系统中农作物主要依靠地表水进行灌溉。

(2)植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的危害性影响。

(3)生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

4.3.5.4 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。项目区土地利用现状见附图 9。

表 4.3-27 评价区各地类占用面积表

土地利用类型分类		面积 (hm ²)	比例(%)
一级类	二级类		
林地	灌木林地	538.67	13.99%
草地	其他草地	438.47	11.39%
耕地	水浇地	35.16	0.91%
其他土地	裸土地	2838.29	73.71%
合计		3850.59	100.00%

拟建项目区域土地利用类型主要为灌木林地、草地、耕地、裸土地。项目区内景观生态体系较为脆弱,虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.3.5.5 土壤类型及分布

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)中土壤分类及现场踏勘结果,评价区土壤类型主要以盐化草甸土、干旱盐土、荒漠风沙土、结壳盐土、盐化林灌草甸土等为主。项目区土壤类型图见附图 11。

4.3.5.6 植被环境现状调查及评价

4.3.5.6.1 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柽柳灌丛。

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、刚毛柽柳等)、禾本科(芦苇等)、豆科(疏叶骆驼刺)、藜科(假木贼)等。评价区高等植被有 43 种,分属 16 科。区域主要的野生植物具体名录见下表。

表 4.3-28 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>Ephedra przewalskii Stapf</i>
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa Schrenk</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

科	种名	拉丁名
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobilaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata Batal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
胡颓子科	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>Elacagnus Moorcroftii</i>
夹竹桃科	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</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>
	小薊	<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>

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

科	种名	拉丁名
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024年）及《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021年第15号），区域内分布的国家二级保护植物胀果甘草、肉苁蓉，肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区Ⅰ级保护植物，灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

表 4.3-20 重要野生植物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	极小种群野生植物(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa</i>)	自治区Ⅱ级	无危	否	否	广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家二级	无危	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁		否
3	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	自治区Ⅰ级，国家二级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否
4	膜果麻黄 (<i>Ephedra przewalskii</i>)	自治区Ⅰ级	无危	否	否	常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓		否
5	胀果甘草 (<i>Glycyrrhiza inflata</i>)	自治区Ⅰ级，国家二级	无危	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中		否
6	罗布麻 (<i>Apocynum venetum</i>)	自治区Ⅰ级	无危	否	否	主要生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈壁荒滩上		否

4.3.5.6.2 评价区植被类型

拟建工程所在区域的自然植被主要有 2 种植被类型，即荒漠植被和灌丛植被；2 个群系，即柽柳群系、疏叶骆驼刺群系。各群系主要的群落特征如下：

(1) 柽柳群系

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿各类型植被设置调查样线，样线调查时记录所见到的动物种类和数量。

通过对区域动物的实地样线调查和有关调查资料的查询，项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 23 种，其中两栖纲 1 种、爬行纲 3 种、鸟纲 13 种、哺乳纲 4 种、兽纲 3 种。主要动物名录见表 4.3-20。

表 4.3-20 项目区主要动物种类及分布

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
两栖纲						
1	无尾目	蟾蜍科	蟾蜍属	绿蟾蜍	<i>Bufoviridis</i>	—
爬行纲						
2	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalusforsythi</i>	—
3	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>	—
4	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>	—
鸟纲						
5	鸡形目	雉科	雉属	雉鸡	<i>Phasianuscolchicus</i>	—
6	鸽形目	鸠鸽科	鸽属	原鸽	<i>Columbalivia</i>	—
7	鸽形目	鸠鸽科	斑鸠属	灰斑鸠	<i>Streptopeliadecaocto</i>	—
8	雀形目	百灵科	角百灵属	角百灵	<i>Eremophilaalpestris</i>	—
鸟纲						
9	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechysmongolica</i>	—
10	雀形目	椋鸟科	椋鸟属	紫翅椋鸟	<i>Sturnusvulgaris</i>	—
11	雀形目	鸦科	鸦属	寒鸦	<i>Corvusmonedual</i>	—
12	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	—
13	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammodendri</i>	—
14	雀形目	伯劳科	伯劳属	棕尾伯劳	<i>Laniusisabellinus</i>	—
15	隼形目	鹰科	鹰属	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家二级，自治区Ⅱ级
16	隼形目	隼科	隼属	红隼	<i>Faloco tinnunculus</i>	国家二级，自治区Ⅱ级
17	雀形目	鸦科	地鸦属	白尾地鸦	<i>Podoces biddulphi</i>	国家二级，自治区Ⅱ级
哺乳纲						

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
18	兔形目	兔科	兔属	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家二级
19	偶蹄目	牛科	瞪羚属	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	国家二级, 自治区II级
20	食肉目	犬科	狐属	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	国家二级, 自治区II级
兽纲						
21	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—
22	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—
23	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>	—

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《新疆国家重点保护野生动物名录》，该区域共有国家级重点保护动物 6 种，自治区级重点保护动物 6 种，其中地区特有种中塔里木兔、白尾地鸦被列入保护名录，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.3-21。

表 4.3-21 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	塔里木马鹿 (<i>Cervus yarkandensis</i>)	国家一级, 自治区I级	濒危	是	塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	鹅喉羚 (<i>Gazella subgutturosa</i>)	国家一级, 自治区I级	濒危	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区, 鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者, 在项目气田区和外输管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹, 种群密度 0.51 ± 0.11 只/ km^2		否
3	沙狐(<i>Vulpes corsac</i>)	国家二级, 自治区II级	近危	否	主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带, 远离农田、森林和灌木丛, 喜欢在草原和半沙漠中生活		否

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
4	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级, 自治区II级	近危	是	分布在新疆南部塔里木盆地, 栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲		是, 附近偶尔可见
5	苍鹰(<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级, 自治区II级	近危	否	栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带, 也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内		否
6	红隼(<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级, 自治区II级	无危	否	栖息于山地和旷野中		否
7	白尾地鸦 (<i>Podoces hiddulphi</i>)	国家二级, 自治区II级	易危	是	主要栖息于山脚干旱平原和荒漠地区, 尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否

4.3.5.8 区域沙化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020年), 轮台县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”, 塔里木河流域综合治理工程尚未结束, 由于上游给水减少, 以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素, 使塔里木河中下游严重缺水, 大量荒漠植被面临死亡。

轮台县沙化土地总面积为 312054.54hm², 占轮台县国土总面积的 22.35%。其中: 流动沙地 64374.61hm², 占 20.63%; 半固定沙地 99721hm², 占 31.96%; 固定沙地 18744.87hm², 占 6%; 戈壁 129214.18hm², 占 41.41%。库车市沙化土地面积 215690.6 公顷, 可治理面积 56042.6 公顷, 比重为 25.98%。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”, “塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上, 通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复, 治理沙化土地, 保护和恢复荒漠林草植被, 改善流域生态环境建设工程。项目实施以来, 在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万 hm², 其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm²; 荒漠林封育保护 5.92 万 hm²; 草地改良保护 0.33 万 hm²。

4.3.5.9 区域主要生态问题

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

(1) 水土流失问题

项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于森林和草地被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

(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，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本项目施工内容主要为钻井工程、井场地面工程和集输管线工程、东轮管线改造工程、现有井增效工程等，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。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

(1) 测试放喷废气

测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1~2d。测试放喷对周边环境影响较小。

(2) 施工扬尘

施工扬尘主要来自于场地平整、管沟开挖、管线敷设、车辆运输过程，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定的关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械程度以及气候条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果显示，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素，持续时间短，扩散条件好，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小。

(2) 焊接烟尘

项目金属材质管线连接、设备安装过程中会产生一定量的焊接烟尘，废气污染源具有间歇性，因此对局部地区的环境影响较轻。

(3) 机械设备和车辆废气

施工过程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SO₂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。

(4) 柴油发电机废气

柴油发电机运行过程会产生燃料燃烧废气,其污染物主要有烃类、CO、NO₂、SO₂等,本项目施工供电由当地电网供应,柴油发电机仅为备用,使用时间很短,柴油发电机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。施工过程加强电网检修,保证电网供应,同时燃用合格燃料,从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

(5) 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。

(6) 污染防治措施

为有效控制施工期间的废气影响,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，应辅以洒水抑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。

⑥施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

⑦施工过程加强电网检修，保证电网供应，同时燃用合格燃料，从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

⑧放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。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。

5.1.2 施工期废水环境影响分析

本项目施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水。

施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。

项目施工期间无废水直接外排，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来源于柴油发电机（备用）、钻机、泥浆泵、推土机、混凝土翻斗车、挖掘机等施工设备噪声。

(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	柴油发 电机	80	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	35	12	1	昼间/夜 间	20	82	80	37
2	钻机	80		5	6	1		44	51	56	39
3	泥浆泵	75		-28	-11	1		61	56	23	34
4	推土机	75		-14	20	1		64	70	36	25
5	混凝土翻 斗车	75		32	-15	1		68	60	18	30
6	挖掘机	75		20	10	1		30	55	70	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厂界的噪声贡献值见表 5.1-2。

表 5.1-2 厂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	
东厂界	54.3	54.3	70	55	达标
南厂界	48.3	48.3	70	55	达标
西厂界	51.3	51.3	70	55	达标
北厂界	49.2	49.2	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厂界的噪声贡献值为 48.3~54.3dB(A)，均满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中规定噪声限值。

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选择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) 固体废物产生及处置情况

本工程主要包括钻井工程、井场地面工程和集输管线工程、东轮管线改造工程、现有井增效工程等，施工期固体废物主要为剩余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、水泥基础、废机油、沾油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾等。

①剩余土方

拟建工程开挖土方 7.698 万 m³，回填土方 7.698 万 m³，无弃方。管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。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 9.925t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置。

③钻井岩屑和泥浆

本项目钻井采用泥浆不落地系统。在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排。

④废机油、沾油废物、废烧碱包装袋

废机油属于危险废物（HW08、900-214-08），集中收集后暂存于铁桶内，集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处理。沾油废物（机油桶、含油抹布、劳保用品、废防渗膜、沾油土壤等）属于危险废物（HW08、900-249-08），集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处置。废烧碱包装袋属于危险废物（HW49、900-047-49），集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处置。

⑤生活垃圾

项目施工期生活垃圾产生量约 29.5t，集中收集后拉运至轮南固废填埋场进行处置。

（2）施工固废影响分析

上述固废处置措施合理可行，拟建工程各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求进行设置。危废暂存间内部设置不同的分区，主要存放钻井期间产生的废机油和烧碱废包装袋及废防渗材料。废机油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内。烧碱废包装袋及废防渗材料分别折叠打包收集后暂存于危废暂存间内。钻井施工

过程中产生的废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。本工程产生的危险废物运输过程由危险废物处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

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

拟建工程对生态的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动影响、土壤影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等几个方面展开。

5.1.5.1 地表扰动影响分析

本项目永久占地面积为 1.607hm²，主要为井场及电力工程占地；项目临时占地面积为 33.168m²，主要是管沟开挖和电力线路压占。项目占地类型主要为林地、草地、裸土地。

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

拟建工程占地类型主要为林地、草地及裸土地，土壤类型涉及盐化草甸土、干旱盐土、荒漠风沙土、结壳盐土、盐化林灌草甸土等。项目施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。施工期对土壤环境影响主要为土壤肥力、土壤结构等的影响。

(1) 管线临时占地对土壤环境的影响

拟建工程管沟开挖深过程中以机械开挖为主,若开挖过程管理不善极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起,在回填过程中,管沟区域的土壤肥力发生变化,影响了管线沿线区域土壤肥力,对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.1.5.3 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

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 1.607hm²的地表被永久占用,永久占地主要为林地、草地及裸土地。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。

集输管线和各类池体的建设主要为临时占地,主要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。项目临时占地面积 33.168hm²,主要以灌木林地、低密度草地、裸土地为主。

(2) 生物量损失

拟建工程井场和管线施工区域以林地、荒地为主,永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算:

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中, Y—永久性生物量损失, kg;

S_i —占地面积, m²;

W_i —单位面积生物量, kg/m²。

根据现场调查及查阅相关文献资料,所在区域灌木林地植被覆盖度为 20%~35%, 平均生物量为 3t/hm²; 低密度草地植被覆盖度为 14%~18%, 平均生物量为 1.3t/hm²; 裸土地区域植被覆盖度为 5%~8%, 平均生物量为 0.3t/hm²。

表 5.1-8 项目建设各类型新增占地的生物量损失

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
灌木林地	3	0.640	6.484	1.920	19.452
低密度草地	1.3	0.160	7.200	0.208	9.359
裸土地	0.3	0.807	19.485	0.242	5.845
合计	--	1.607	33.168	2.370	34.657

项目施工过程中预计将造成 2.370t 永久性植被损失和 34.657t 临时性植被损失。

5.1.5.4 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。

(1)对植被的影响分析

根据项目建设的特点,对植被环境影响主要体现在井场、道路及管线施工对地表植被的扰动和破坏。施工过程中预计将造成 2.370t 永久性植被损失和 34.657t 临时性植被损失。区域植被不会因项目的施工导致整个区域植被物种数量减少,物种种类不会发生变化,主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

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。

施工期废水主要有钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水。施工期钻井废水经固液分离后,循环利用不外排;酸化压裂返排废液在井

场中和后在收集罐内暂存，送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。项目废水均得到有效处置，不会对周围植被造成影响。

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。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。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。

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

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，且可通过对原油和采出水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输油管线破裂事故，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。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶落叶树种，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杨、柳树等树木的正常生长。

综上所述，项目事故排放对整个区域植物产生的影响较小。

(2)对野生动物的影响

项目施工过程中对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等，一般在离作业区50m以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，拟建工程井场、管线建设的各个过程，区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

同时，在管沟开挖过程中，由于未及时进行覆土回填，可能导致破坏野生脊椎动物活动轨迹，可能导致野生脊椎动物困入管沟内，破坏了其生存空间。后期管沟覆土回填后，由于管沟区域有隆起，对原有活动轨迹范围进行了切割，将影响区域野生脊椎动物的活动轨迹。

根据现场调研，由于轮古油田的长期开发，区域已无大型野生动物活动轨迹，井场及道路的施工可能对附近区域活动的一些小型爬行动物造成一定的影响。

(3) 对重点保护野生植物影响

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

项目在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。严禁在施工场地外砍伐植被，尤其是胡杨、胀果甘草等保护植物，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。

5.1.5.1.5 生态系统完整性的影响

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

5.1.5.1.6 重点公益林影响分析

本项目工程区域公益林占地面积较大，设计阶段已充分考虑避让公益林，但仍有 4 个井场井场位于公益林内，集输管线不可避免地需穿越公益林，穿越公益林全部为国家二级公益林地带，不涉及国家一级公益林。

拟建工程共计占用公益林面积 6.484hm²，主要以临时占地为主。拟建工程占用公益林情况见下表。拟建工程与公益林的位置关系见附图 3。

表 5.1-9 拟建工程占用公益林情况一览表

序号	占用工程	公益林	长度(km)	面积(hm ²)	备注
1	ST8H 井、ST2-11X 井、 ST2-13H 井、ST7-5 井	国家二级公益 林	/	0.64	永久占地
				4.507	临时占地
2	集输管线	国家二级公益 林	1.081	0.865	临时占地
3	临时道路	国家二级公益 林	/	0.2	临时占地
4	电力工程	国家二级公益 林	/	0.912	临时占地
合计			/	6.484	--

本项目管线铺设对公益林地内的胡杨进行避让，压占破坏的植被物种主要为多枝桤柳等，植被盖度约为 20%~35%，主要作用为防风固沙，为国家二级公益林。项目施工期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，将导致公益林的生物量损失。若后期管沟恢复过程中，未对临时作业带附近植被进行恢复，将导致区域林地面积减少，周边区域水土流失严重，整个区域植被覆盖度逐步降低。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。由建设单位提供资金，由当地林草部门具体实施。

5.1.5.7 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 ST1-7 井离生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近距离为 0.73km，ST1-7 井至 5#计量间集输管线的终点紧邻生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)，项目永久占地、临时占地均不在红线内。

根据生态保护红线划定结果，项目管线在选址选线中充分考虑了避让红线，新建工程内容均没有占用和穿越生态保护红线。其余工程建设时，应尽可能避开红线区，同时选址中避开植被茂密区域，减少植被损失量。

此外，控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原地表的破坏，是施工期降低对生态保护红线影响的主要手段，同时，项目建成后及时恢复临时占地，加大绿化力度，补偿项目施工对生态环境的影响。

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 农业生态环境影响分析

工程涉及耕地工程主要为 ST2-11X 至 5#计量间管线，工程充分避让了耕地，项目临时占地不占用耕地，在做好相应的生态保护措施的情况下，工程占地对农业生态系统的影响有限。

5.1.5.8 水土流失影响分析

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

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

(2) 破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，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。

项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区范围，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。

5.1.5.9 防沙治沙分析

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目新增永久占地面积为 1.607hm²，主要为井场及电力工程占地；项目临时占地面积为 33.168m²，主要是管沟开挖和电力线路压占。土地利用现状为低密度草地、林地和裸土地。

②弃土、石、渣地对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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

③损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

拟建工程占地为低密度草地、林地和裸土地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要涉及井场平整、池体开挖、道路修建以及管沟开挖等。施工过程中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)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.2 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

5.2.1.1 基础气象资料来源

本项目所有井场、油气集输管线等主体工程均位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，仅东轮管线（注水管线）改造工程位于阿克苏地区库车市。考虑东轮管线改造工程，为现有输水管线 HTPO 管道穿插技术改造，基本无废气产生，因此本次评价使用轮台县气象站数据。

拟建工程分布于巴州轮台县，距离最近的气象站为轮台县气象站，该地面观测站与项目厂址距离 43km。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
轮台县气象站	51642	一般站	84.25E	41.78N	43	976	2021	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

根据轮台县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.5°C，4~10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7°C，12 月份平均气温最低，为 -8.7°C。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.7

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.7m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率(%)	6.2	5.8	14.9	10.2	3.6	3.0	2.1	1.8	2.7
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率(%)	5.1	12.0	8.2	5.1	3.4	3.5	4.0	8.4	

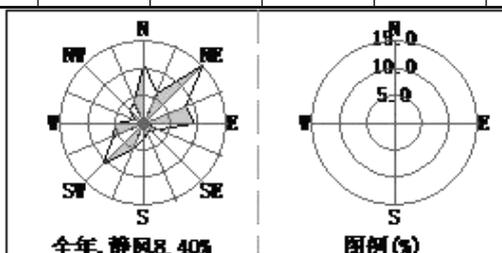


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，轮台县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 SW 风向。

5.2.2 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 5.2-5 评价因子及评价标准一览表

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

(2) 估算范围及预测计算点

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

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

(3) 估算模式及参数

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最高影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-6。

表 5.2-6 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/°C		41.4
3	最低环境温度/°C		-36.0
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(4) 污染源特征参数

项目运营期废气主要为井场油气开采生产过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢，排放源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。项目利用的 42 口老井不新增污染物排放，且均已取得环保手续，不再对其环境影响重复分析，故本次仅对 13 口新井和新建计量阀组进行分析。

表 5.2-7 运营期大气污染物排放参数一览表（面源）

名称	面源起点坐标 (o)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角(o)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
ST1-7	84.36419327	41.35960911	927	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST7-H4	84.17248993	41.3718157	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST6-9H	84.20357375	41.37089775	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST6-10H	84.19883841	41.37432954	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST6-11H	84.19969541	41.35658722	929	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST8H	84.19554826	41.34879515	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST2-13H	84.33909471	41.35006341	929	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST2-11X	84.35180409	41.35192686	927	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST2-14	84.33670903	41.35196801	927	40	40	5	0	0.004	0.00002

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
ST7-5	84.14326319	41.37506147	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
LG100-3CH	84.17534448	41.37547341	928	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST5-6CH	84.23763541	41.36514186	926	40	40	5	0	0.004	0.00002
ST5-HC1	84.24943995	41.37089128	928	40	40	5	0	0.004	0.00002

(5) 大气环境影响估算结果

估算模式预测结果如下

表 5.2-8 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	井场			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
50.0	7.553	0.378	0.032	0.318
100.0	6.914	0.346	0.03	0.29
200.0	5.089	0.254	0.022	0.214
300.0	3.954	0.198	0.016	0.166
400.0	3.150	0.158	0.014	0.132
500.0	2.611	0.131	0.01	0.11
600.0	2.310	0.116	0.01	0.098
700.0	2.059	0.103	0.008	0.086
800.0	1.849	0.092	0.008	0.078
900.0	1.678	0.084	0.008	0.07
1000.0	1.545	0.077	0.006	0.064
1200.0	1.345	0.067	0.006	0.056
1400.0	1.178	0.059	0.004	0.05
1600.0	1.043	0.052	0.004	0.044
1800.0	0.932	0.046	0.004	0.04
2000.0	0.840	0.042	0.004	0.036
2500.0	0.667	0.033	0.002	0.028
3000.0	0.547	0.028	0.002	0.024
3500.0	0.461	0.023	0.002	0.02
4000.0	0.396	0.020	0.002	0.016
4500.0	0.345	0.017	0.002	0.014
5000.0	0.305	0.015	0.002	0.012
10000.0	0.131	0.007	0.001	0.006

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

下风向距离	井场			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
11000.0	0.116	0.006	0	0.004
12000.0	0.104	0.005	0	0.004
13000.0	0.094	0.005	0	0.004
14000.0	0.086	0.004	0	0.004
15000.0	0.079	0.004	0	0.004
20000.0	0.054	0.003	0	0.002
25000.0	0.041	0.002	0	0.002
下风向最大浓度	7.588	0.379	0.032	0.32
下风向最大浓度 出现距离	57.01	57.01	57.01	57.01
D10%最远距离	/	/	/	/

表5.2-8 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 (μg/m ³)	Cmax(μg/m ³)	Pmax(%)	D10%(m)
ST6-11H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST6-11H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST2-11X	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST2-11X	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST2-13H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST2-13H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST6-10H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST6-10H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST7-5	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST7-5	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST5-HC1	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST5-HC1	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST7-H4	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST7-H4	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST8H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST8H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
LG100-3CH	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
LG100-3CH	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST6-9H	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST6-9H	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\text{max}}(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_{\text{max}}(\%)$	D10%(m)
ST1-7	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST1-7	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST5-6CH	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST5-6CH	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/
ST2-14	NMHC	2000.0	7.588	0.379	/
ST2-14	H ₂ S	10.0	0.032	0.320	/

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 $7.588 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ， P_{max} 值为 $0.379\% < 1\%$ 。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三级。

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 5.2-9。

表 5.2-9 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		
井场	H ₂ S	0.04	0.04	0.04	0.04	60	达标
	非甲烷总烃	4.024	4.024	4.024	4.024	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 新扩改建厂界二级标准值，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

(1) 项目大气污染物无组织排放量核算

项目无组织污染物排放量核算表见表 5.2-10。

表 5.2-10 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		排放速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)		
单个井场	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	0.004	0.033
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	0.06	0.00002	0.0001
13 个井场无组织排放合计				非甲烷总烃			0.435
				H ₂ S			0.002

(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 5.2-11。

表 5.2-11 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	0.435
2	H ₂ S	0.002

5.2.5 大气防护距离

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”的要求,需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离,项目大气环境影响评价等级为三级,无需进一步预测,因此不再计算大气环境保护距离。

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 5.2-12。

表 5.2-12 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长=5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	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} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>		其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
现状评价	评价基准年	(2021) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据标准 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		现有污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>
		AERMOD <input type="checkbox"/>		ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 ()				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区		C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>			
	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% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>				
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 <input type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: ()				监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>				不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境防护距离	距 (--) 厂界最远 (--) m							
	污染源年排放量	SO ₂ :(0.000)t/a	NO _x :(0.000)t/a	硫化氢:(0.002)t/a	非甲烷总烃:(0.435)t/a				

注：“□”，填“√”；“()”为内容填写项

5.3 运营期地表水环境影响分析

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

5.3.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

项目运营期不新增生活污水,运营期废水主要为采出水和井下作业废水。采出水随采出液一起进入桑南站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,不会对周边水环境产生影响。

5.3.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理

拟建工程建成投运后,单井采出水随油气混合物输送至桑南处理站处理,处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准,由回注水泵吸水进行回注,可保持油层压力,使油藏有较强的驱动力,以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.3-1 采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
桑南处理站采出水处理站	3100m ³ /d	1230m ³ /d	39.7%	1870m ³ /d	341m ³ /d	可依托

桑南处理站采出水处理满足拟建工程采出水处理需求,依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物,采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站,处理后的井下作业废水均不外排。

轮南油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 500m³/d,现状处理量为 305m³/d,富余处理能力为 195m³/d,拟建工程井下作业废水需处理量为 1.35m³/d,因此轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足拟建工程需求。轮南油田钻试修废弃物环保处理站采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤”工艺对废水进行净化处理,即主要通过物理分离作用,将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除,从而达到水质净化的目的,处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的回注水质指标要求,用于油层回注用水。

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

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

表 5.3-2 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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ; 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ; 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 重要湿地 <input type="checkbox"/> ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ; 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 <input type="checkbox"/> ; 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; PH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目	
		已建 <input type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	数据来源
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>	
	水文情势调查	调查时期	
丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		数据来源	
补充监测	监测时期		
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	监测因子	监测断面或点位
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²	
	评价因子	()	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

影响 预测	评价标准	河流、湖库、河口：I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	
	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 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>	达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>
	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 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>	
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>	
预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>		
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 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>		

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 满足区(流)域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>				
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() m ³ /s; 鱼类繁殖期() m ³ /s; 其他() m ³ /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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ; 生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ; 区域消减 <input type="checkbox"/> ; 依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input type="checkbox"/>	
		监测点位	()		()	
		监测因子	()		()	
污染物排放清单	<input type="checkbox"/>					
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/>					

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

5.4.1 评价区水文地质条件

(1) 含水层类型及其富水性

根据《轮古油田地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价专题报告》，本项目位于塔里木盆地北缘，由迪那河洪冲积扇、渭干河一库车河洪冲积扇及其它小型洪冲积扇、冲出锥组成的山前洪冲积倾斜平原上，地下水划分为潜水和承压水。

根据钻探结果可知，调查范围内潜水含水层底板埋深 30~50m，含水层岩性以粉细砂和细砂为主，砂层厚 15~20m 不等。根据区内抽水试验成果，渗透系数 0.03-0.37m/d，调查区中部和西部单井涌水量小于 500~1000m³/d，富水性中等；调查区东南侧为沙漠潜水，单井涌水量小于 100m³/d，水量贫乏；本区潜水埋深较浅，约 3.86-9.98m，潜水水质较差，水化学类型以 Cl-Na 型和 Cl·SO₄-Na 为主，矿化度较高，不适于饮用。

调查区内除东南侧为沙漠相单层潜水外，其余区域均为第四系双层结构，承压水埋藏于潜水含水层下，底板埋深大于 200m（未钻探至底部），含水层岩性以粉细砂和中细砂为主，单井涌水量 100~1000m³/d，富水性中等。水化学类型为 Cl·SO₄-Na·Ca、Cl·SO₄·HCO₃-Na 及 SO₄·Cl-Na 型水。

(2) 地下水的补给、径流和排泄条件

调查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

潜水的补给来源主要为上游砾质平原地下水的侧向径流补给、下部承压水顶托和大气降水（但区内多年平均年降水量仅为几十毫米，而多年平均年蒸发量大于 2000mm，因此大气降水对潜水补给十分微弱）。区内承压水水头高出地表或高于潜水水位，所以下部承压水在压力水头作用下源源不断地顶托补给潜水。潜水通过地面蒸发和植物蒸腾排入大气。

其深部承压水补给来源主要为上游砾质平原地下水，在压力水头作用下，一部分向上运动顶托补给上层潜水，剩余部分继续向下游运动。

②径流

潜水的径流方向与承压水基本一致，总体上由西北向东南方向径流，水力坡度在 0.8‰左右。

③地下水的排泄

地下水排泄方式主要为侧向径流排泄、地面蒸发和植物蒸腾。

(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,平均月蒸发量大,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,矿化度高,水质均较差,为咸水。

评价区水文地质图见图 5.4-1。

(5) 抽水试验

本次评价收集《轮古油田地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价专题报告》中抽水试验 2 组，试验结果见下表：

表 5.4-1 收集抽水试验结果表

编号	位置		渗透系数 (m/d)	来源
	Y	X		
LG13	28518066	4586489	0.20	《轮古油田地下水环境调查服务项目 地下水环境影响评价专题报告》
LG19	28518659	4576902	0.28	

(6) 水位调查

本次评价于 2023 年 11 月进行了一期水位调查工作，水位监测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 地下水水位监测情况一览表

编号	监测点位置		井口高程 (m)	2023 年 11 月	
	Y	X		水位埋深 (m)	水位标高 (m)
SW1	28503866.00	4586978.36	933.34	6.43	926.91
SW2	28518553.55	4584643.42	927.49	7.61	919.88
SW3	28521152.12	4581404.63	926.50	3.95	922.55
SW4	28516406.91	4579747.57	928.73	4.88	923.85
SW5	28530755.51	4580312.48	927.10	5.75	921.35
SW6	28514034.31	4590066.52	931.46	9.98	921.48
SW7	28519457.40	4589125.01	925.26	4.35	920.91
SW8	28503112.79	4577261.99	932.36	3.86	928.50
SW9	28504430.91	4575793.23	934.11	5.40	928.71
SW10	28523675.36	4581442.29	928.45	8.06	920.39
SW11	28530567.21	4575228.33	925.99	5.53	920.46
SW12	28527705.02	4571349.31	930.02	7.94	922.08
SW13	28502020.64	4584568.10	933.03	4.45	928.58
SW14	28498781.85	4584379.80	933.55	4.60	928.95
SW15	28498329.93	4589614.59	936.98	7.97	929.01

5.4.2 施工期地下水环境影响预测和评价

5.4.2.1 污染模拟情景假设

(1) 正常状况

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、钻井废水、试压废水。

①生活污水

项目施工期设置可移动环保厕所，生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

③钻井废水

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

(2) 非正常状况

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

(3) 源强计算

污染源位置：本次选取任一井场内进行预测。

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

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

泄漏量：由工程分析结果可知，单日钻井废水最多的侧钻井废水产生量 10.19m³/d，本次假设发生泄漏事故后，有 10%的钻井废水进入含水层，则每天的下渗量为 1.019m³。

5.4.2.2 地下水环境影响预测

(1) 预测模型

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

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t) —t时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 17.5m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，36.68g；

u—地下水流速度，m/d；此地区潜水含水层岩性渗透系数取平均值 0.24m/d。水力坡度 I 取 0.8‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=0.00096\text{m/d}$ ；

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 $n=0.20$ ；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.0096\text{m}^2/\text{d}$ ；

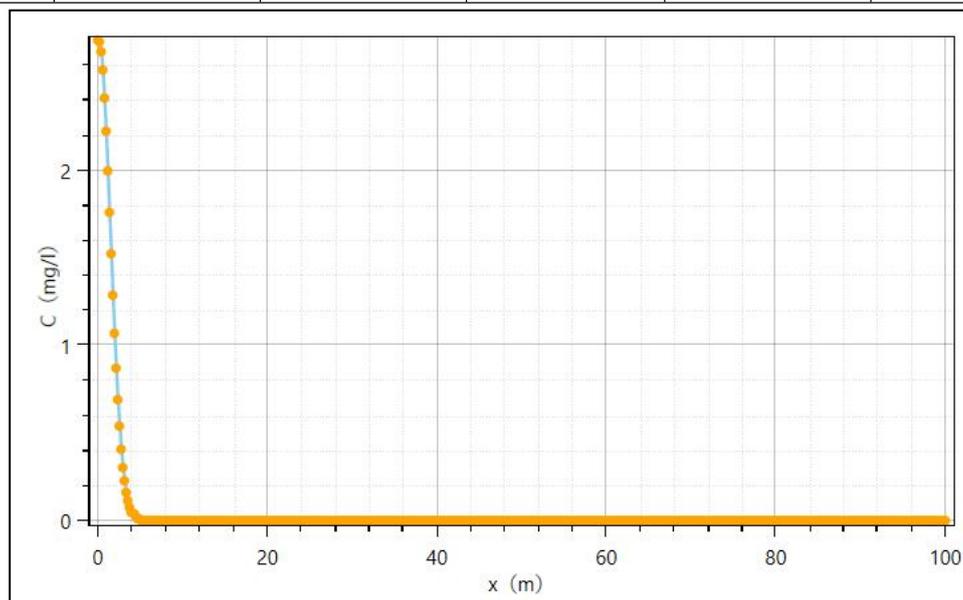
D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；横向弥散系数 $D_T=0.00096\text{m}^2/\text{d}$ ；

(2) 预测结果

非正常状况下井场钻井废水泄漏，预测结果见表 5.4-3 及图 5.4-3。根据预测结果，在预测各时间节点石油类最大浓度为 2.75mg/L，最大超标距离为 10m，最大超标范围为 62m³，最大影响距离为 27m，最大影响范围为 368m²。7300d 时，超标污染晕已消失。本项目下游不存在地下水环境保护目标，因此不会对其产生影响。

表 5.4-3 施工期非正常状况下石油类预测结果

运移时段	最大浓度 (mg/L)	超标距离 (m)	超标范围(m ²)	影响距离 (m)	影响范围(m ²)
100d	2.75	4	16	5	24
1000d	0.27	10	62	13	127
7300d	0.038	0	0	27	368

**(100d)**

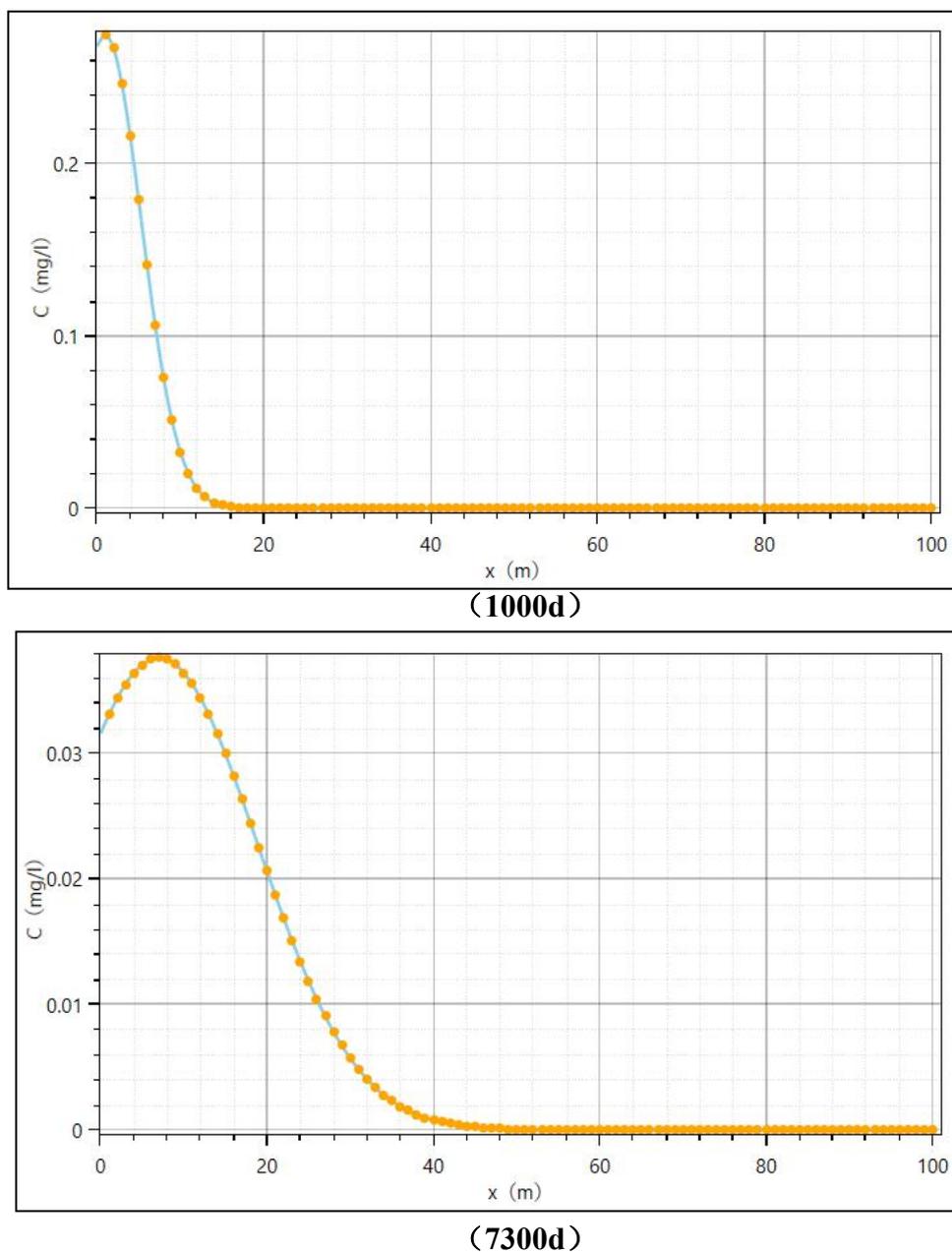


图 5.4-3 施工期石油类运移结果图

5.4.3 运营期地下水环境影响预测和评价

5.4.3.1 预测情景分析

(1) 正常状况

① 废水

运营期不新增劳动定员，故不新增生活污水。项目运营期生产废水主要为采出水和井下作业废水。采出水随采出液一起进入桑南站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②落地油

开采过程中产生的落地原油，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

③管线

集输管线采用玻璃钢管线密闭输送，正常状况下基本不会对地下水产生污染影响。

（2）非正常状况

①油水窜层对地下水的污染影响

正常状况，油气井管为双层套管，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。

②集输管线泄漏事故对地下水的影响

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

③井喷事故对地下水的影响

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

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

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

综上分析，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。

(3) 源强计算

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

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 5min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

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 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），选取长度最长的管线进行计算， r 取 0.04m，长度取 2.85km；

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 $30.54m^3/d$ ，管线发生泄漏时，5min 内采出液泄漏量为 $0.106m^3$ 。

阀门关闭后泄漏量：根据上文公式，经计算，非正常状况下阀门关闭后污染物泄漏量为 $0.895m^3$ 。

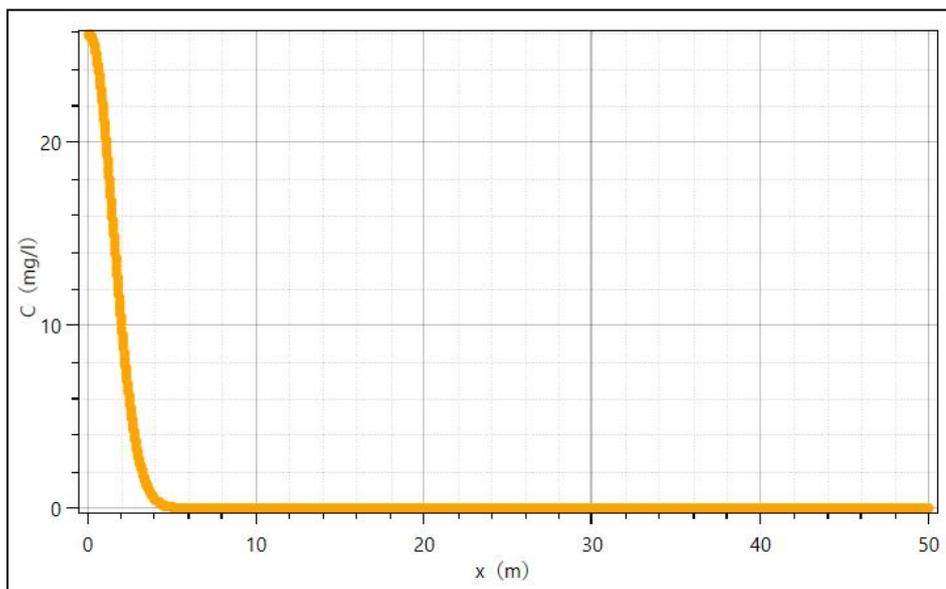
根据上述公式计算可知:管线输送全管径泄漏最大污染物泄漏量为 1.001m^3 , 由于石油类在水中的最大溶解度为 18mg/L , 出于保守考虑, 污染物浓度取 18mg/L , 则石油类进入地下水的量为 18.03g 。

5.4.3.2 地下水环境影响预测

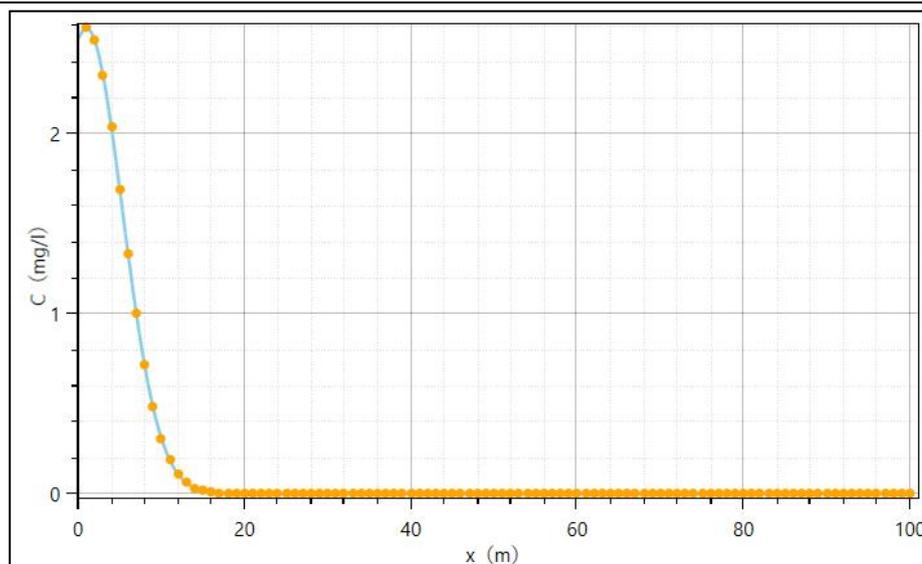
非正常状况下集输管线发生泄漏, 预测结果见表 5.4-4 及图 5.4-4。根据预测结果, 在预测各时间节点石油类最大浓度为 0.86mg/L , 最大超标距离为 6m , 最大超标范围为 21m^3 , 最大影响距离为 14m , 最大影响范围为 83m^2 。本项目下游不存在地下水环境保护目标, 因此不会对其产生影响。

表 5.4-4 运营期非正常状况下石油类预测结果

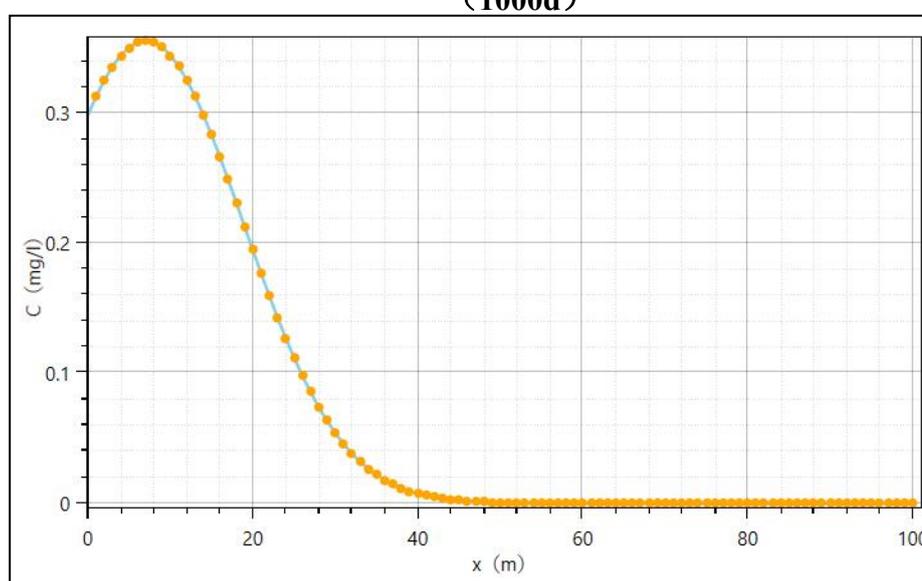
运移时段	最大浓度 (mg/L)	超标距离 (m)	超标范围(m^2)	影响距离 (m)	影响范围(m^2)
100d	0.86	4	10	5	18
1000d	0.086	6	21	11	83
7300d	0.012	0	0	14	44



(100d)



(1000d)



(7300d)

图 5.4-4 运营期石油类运移结果图

5.4.4 地下水环境保护措施及防治对策

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

(1) 源头控制措施

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

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

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

④压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

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

⑥同时对地下钻井井身采用双层套管（表层套管、生产套管），还需要采取切实可行分层隔离封闭的措施，防止串层污染。

（2）施工期水污染保护措施

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

①基础工程尽量选在枯水期施工，避免在汛期施工。

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

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

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

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

（3）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中相关技术要求，并结合本项目的工程建设特点，对项目施工期和运营期的分别提出了防渗分区要求，见表 5.4-5 和表 5.4-6。

表 5.4-5 施工期项目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	危废间	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行
	放喷池、钻台、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、泥浆泵区、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆料台、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$
一般防渗区	生活污水池、修理房、材料房、爬犁	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	值班房、停车场等区域	一般地面硬化

表 5.4-6 运营期项目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 $Mb \geq 6m$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化

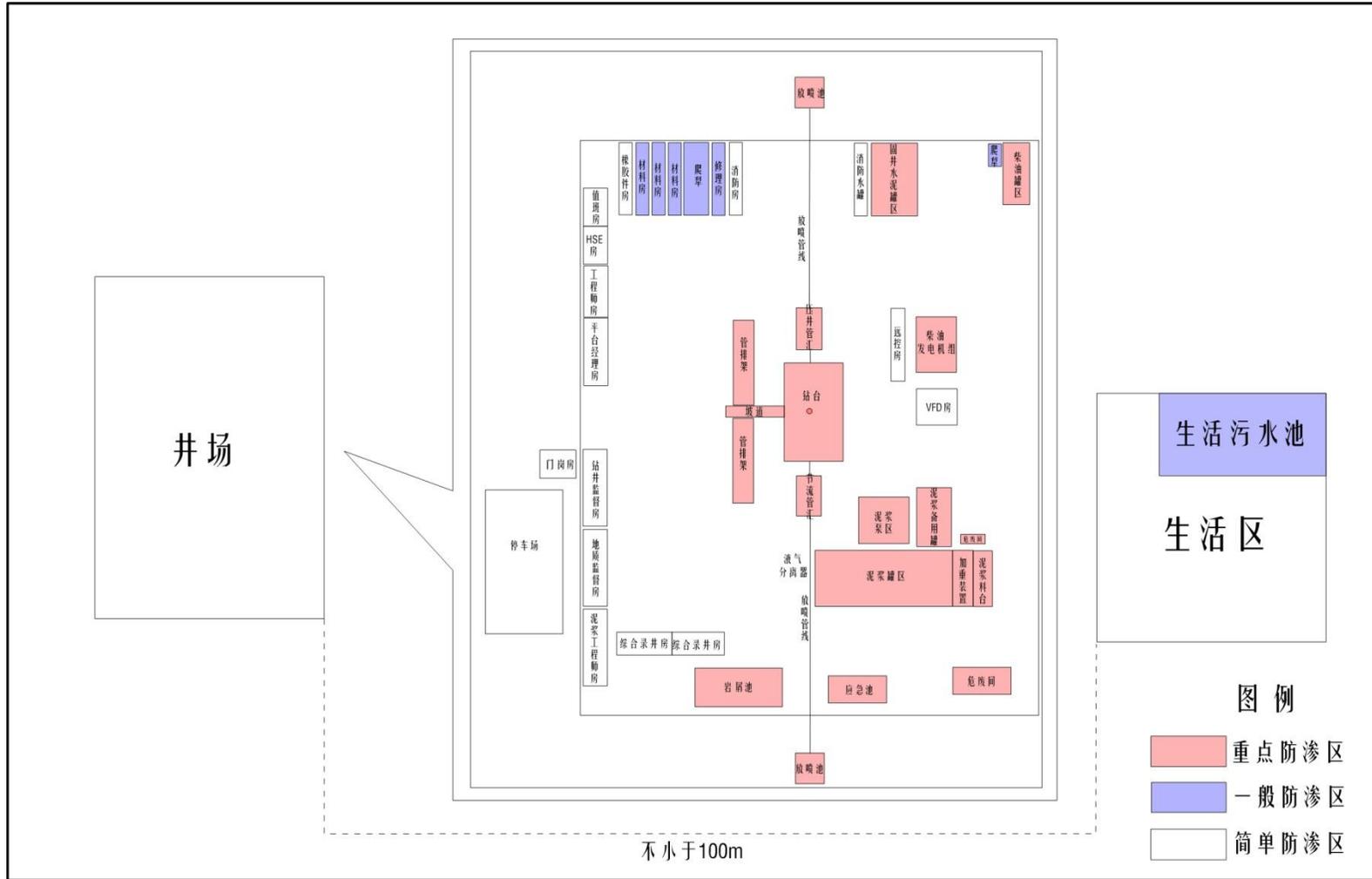


图5.4-5 施工期防渗分区图

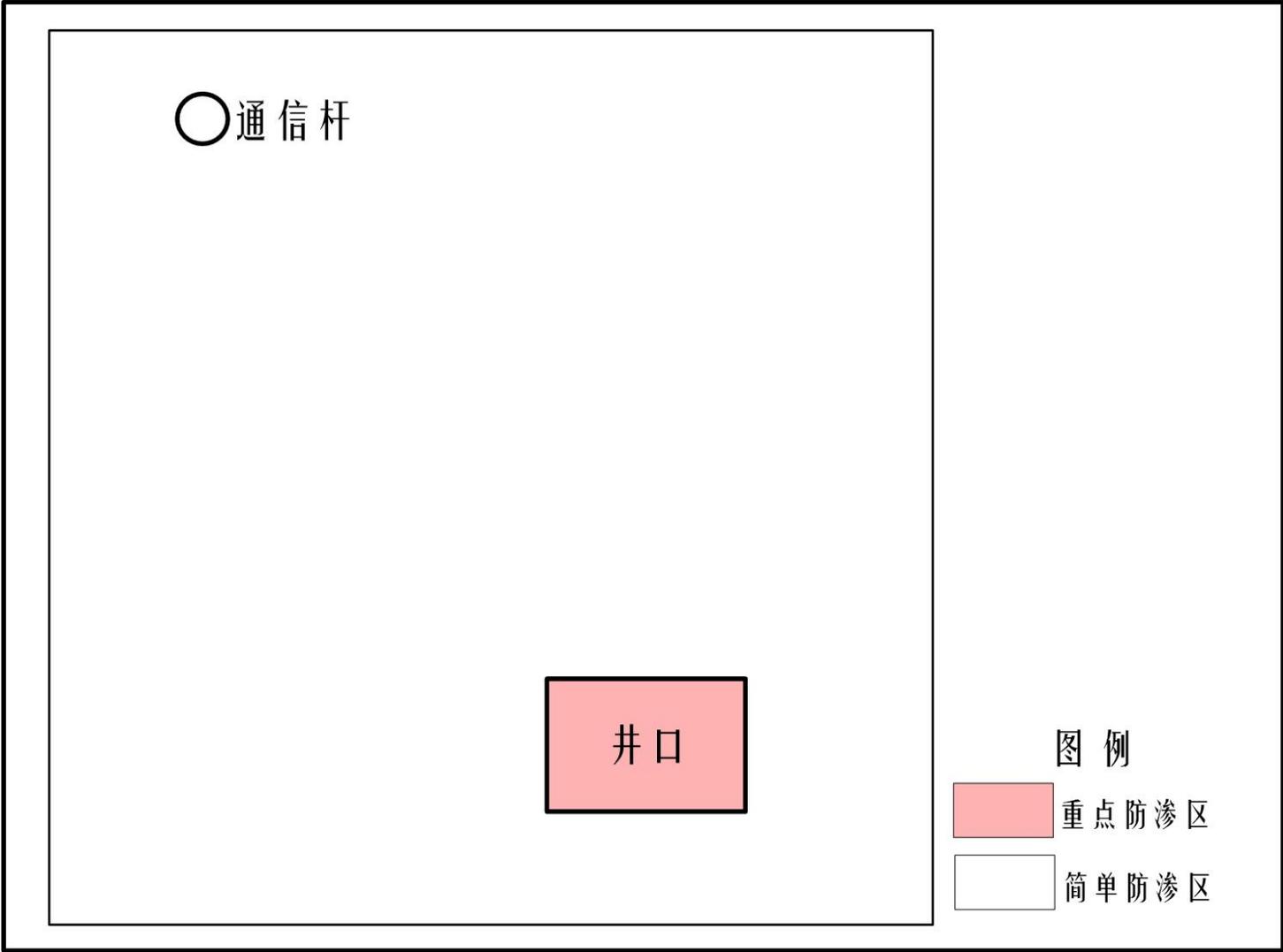


图5.4-6 运营期防渗分区图

(4) 管道刺漏防范措施

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

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

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

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

(5) 地下水环境监测与管理

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

表 5.4-7 地下水监测点布控一览表

功能	编号	地点	井深
背景监测井	JK1	ST7-5 井场上游	多年平均水面 下 10m
污染扩散监测井	JK2	ST5-HC1 井场下游	
	JK3	ST1-7 井场下游	

监测频率：每半年 1 次。

监测项目为：根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、耗氧量、氨氮、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

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

(6) 应急响应

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

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

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

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

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

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.5 地下水评价结论

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

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响。运营期间的噪声源主要为井场设备运转噪声，噪声值为 85dB (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，噪声源采油树为坐标原点(0, 0)）

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	65 dB (A) /1m	基础减震、选用低噪声设备	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：厂界外 1m

5.5.3 预测模式

a)应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带)，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_{pi}(r)$ —预测点(r)处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(4) 噪声预测点位

预测四周厂界及周边敏感点噪声值，并给出厂界噪声最大值的位置，以厂区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	42.7
2	南厂界	46.9
3	西厂界	36.4
4	北厂界	34.9

表 5.5-3 项目建成后噪声预测结果 单位：dB(A)

序号	预测点名称	现状值		贡献值	预测值		标准值		达标情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	
1	井场东边界	40	38	42.7	44.6	44.0	60	50	达标
2	井场南边界	40	38	46.9	47.7	47.5	60	50	达标
3	井场西边界	40	38	36.4	41.6	40.3	60	50	达标
4	井场北边界	40	38	34.9	41.2	39.7	60	50	达标

根据预测结果，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。综上，项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

表 5.5-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>						
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>						
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>						
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>	
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>						
	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 <input checked="" type="checkbox"/> 已有资料 <input type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>						
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>						
	预测范围	200m <input type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续 A 声级 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>						
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>						
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()		监测点位数: ()		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>				不可行 <input type="checkbox"/>		
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可; “()”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、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，收集后交由有资质单位处理。

(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）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），相关要求对含油废物进行收集、贮存。

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。危险废物桶装收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

(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），并加盖公司公章，经运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交移出地环境保护行政主管部门，第三联及其余各联交付运输单位，随危险废物转移运行。第四联交接受单位，第五联交接受地环境保护行政主管部门。

综上，拟建工程固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

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植被、野生动物等的影响、生态系统完整性影响以及生态景观影响。

（1）对野生动物的影响分析

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

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

（2）植被影响分析

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

（3）生态系统完整性影响评价

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

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

（4）景观影响分析

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

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

（5）小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，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 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input checked="" type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要生境 <input checked="" type="checkbox"/> ；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 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （）生境 <input type="checkbox"/> （）生物群落 <input type="checkbox"/> （）生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （）生物多样性 <input type="checkbox"/> （）生态敏感区 <input type="checkbox"/> （）自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （）自然遗迹 <input type="checkbox"/> （）其他 <input type="checkbox"/> （）
评价等级	一级 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>	
评价范围	陆域面积：（38.51）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 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> ； 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”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

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 拟建工程采油井场、注水井场均属于 I 类项目, 采气井场、采油管线、注水管线属于 II 类项目, 采气管线建设属于 IV 类项目。

5.8.1.2 影响类型及途径

拟建工程所处区域土壤为碱性土壤, 属于盐化较严重的区域, 拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

营运期外排废气中主要为非甲烷总烃、 H_2S , 不会对土壤产生大气沉降影响; 拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水, 未向外环境排放污水, 不会造成废水地面漫流影响; 非正常状况管线出现泄漏, 可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中, 不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化, 但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动, 在后续的自然恢复过程中, 扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时, 拟建工程集输管线中采出液盐分含量较高, 当出现泄漏时, 采出液中的盐分将进入表层土壤中, 遗留在土壤中, 造成区域土壤盐分含量升高。

表 5.8-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	√	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.8.1.3 影响源及影响因子

非正常工况下, 项目施工期的钻井废水和运营期管线中的原油会下渗到土壤中, 造成一定的影响。考虑到施工期和运营期主要污染物为石油烃, 因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.8-2 土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井口	垂直入渗	石油烃	事故状况
集油管线泄漏点			

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.8-3 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

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)，土壤污染影响型现状调查范围为各井场边界外 1000m 及管线边界两侧外扩 200m 范围；土壤生态影响型现状调查范围为各井场边界外 5km 及管线边界两侧外扩 200m 范围。

(2) 敏感目标

拟建工程将井场 1000m 范围及管线两侧 200m 范围的耕地作为土壤环境(污染影响型)保护目标。拟建工程所在区域土壤盐分含量较高，将井场外延 5km 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标。

(3) 土地利用类型调查

①土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GBT 21010-2017)及现场调查结果，项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为林地、草地、耕地及裸土地。

②土地利用历史

根据调查，项目井场部署和管线敷设之前占地现状为林地、草地及裸土地。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土壤类型涉及盐化草甸土、干旱盐土、荒漠风沙土、结壳盐土、盐化林灌草甸土等。

5.8.3 土壤环境影响评价

本项目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、盐分含量。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

5.8.3.2.1 污染影响型

非正常状况下，拟建工程输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。建设单位可以及时采取修复措施，不能任由采出液泄漏漫流入土壤，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。

为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表5.8-4。

表5.8-4 石油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度 (cm)	石油类含量mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为4500mg/kg。

表中的监测结果表明，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，因此发生施工期井喷事故、运营期集输管线破损事故后，石油烃污染物很难扩散至较大范围，在发现泄漏后，及时采取应急处置措施后，对周边土壤环境影响可接受。

5.8.3.2.2 生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在

1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 0.853m^3 。采出液中的氯根在 128141mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=0.853 \times 128141 \times 58.5 \div 35.5 = 180121.1\text{g}$ 。

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0 ，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $2.08 \times 10^3\text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 21.7g/kg 。预测年份为 $0.027a$ (10 天)。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.03g/kg ，叠加现状值后的预测值为 21.73g/kg 。

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

5.8.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护,保障发生泄漏及时切断阀门,减少泄漏量;加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求,将井口装置区划分为重点防渗区,防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能,以避免井口泄漏的原油污染土壤。防渗措施的设计,使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化,对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)相关要求,制定监测计划,详情见表 5.8-5。

表 5.8-5 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场采油树管道接口处	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值	1次/a

5.8.5 结论与建议

项目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或《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准要求;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 5.8-6 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>			--	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input type="checkbox"/> ; 未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			--	
	占地规模	1.607hm ² (永久占地)			小型	
	敏感目标信息	公益林			--	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()			--	
	全部污染物	石油烃、盐分含量			--	
	特征因子	石油烃、盐分含量			--	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>			--	
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>			--	
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>			--		
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>			--	
	理化特性	--			--	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	2	6	(0-0.2m)	
	柱状样点数	5	0	(0-3m)		
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目45项及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分、阳离子交换量			--		
现状评价	评价因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目45项及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分、阳离子交换量			--	
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()			--	
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。			--	
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量			--	
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>			--	
	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小	生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐碱化程度加剧		--	
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>			--	
防治措	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	--	
代表性井场采油树		石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石	1次/a			

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

施		管道接口处	油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、 盐分含量、pH		
	信息公开指标	--			
	评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/>			--
注1: “ <input type="checkbox"/> ”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(包括使用管线运输)的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题,以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标,对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估,提出环境风险预防、控制、减缓措施,明确环境风险监控及应急建议要求,为建设项目环境风险防控提供科学依据,力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.9.1 评价依据

根据 2.4.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果,项目 $Q < 1$,判断项目风险潜势为 I,根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)相关要求,本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

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、公益林、生态保护红线区等。

5.9.3 环境风险识别

5.9.3.1 物质风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B,对于中度危害以上的危险性物质应予以识别,按照物质危险性,结合受影响的环境因素,筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、伴生气、硫化氢、危险废物。

(1) 天然气

伴生气主要是天然气，其中主要是甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.9-1。

表 5.9-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险性	<p>危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p>			
操作处	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作</p>			

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

置与储存	规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度(水=1):0.42(-164℃); 相对蒸汽密度(空气=1):0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%(V%)	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
毒理学资料	<p>LD₅₀: LC₅₀: 50% (小鼠吸入, 2h)。</p> <p>LC₅₀: 无资料。</p>			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</p>			
运输信息	<p>运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>			

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.9-2。

表 5.9-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	<p>危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长间接接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皴裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。</p> <p>环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。</p> <p>燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。</p>	
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</p>	
消防措施	<p>危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

<p>泄漏应急处理</p>	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>			
<p>操作处置与储存</p>	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
<p>接触控制/个体防护</p>	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
<p>理化特性</p>	<p>外观与性状</p>	<p>黑色的可燃性黏稠液体</p>	<p>蒸气压</p>	<p>无资料</p>
	<p>沸点</p>	<p>自常温至 500℃ 以上</p>	<p>闪点</p>	<p>-6~155℃</p>
	<p>熔点</p>	<p>-60℃</p>	<p>溶解性</p>	<p>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</p>
	<p>密度</p>	<p>相对密度（水 =1） 0.7365-0.917</p>	<p>稳定性</p>	<p>稳定</p>
	<p>爆炸极限</p>	<p>1.1%~8.7%（V%）</p>	<p>自燃温度</p>	<p>280℃~380℃</p>
<p>稳定性</p>	<p>稳定性：稳定。</p>			

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

和反应活性	<p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>
毒理学资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD₅₀: >4300mg / kg(大鼠经口)</p> <p>LC₅₀: 无资料</p>
生态学资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/。</p> <p>其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>
废弃处置	<p>废弃物性质：废有机液体。</p> <p>废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理，处理前必须先收集，在空旷安全地带点火充分焚烧。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</p>
运输信息	<p>运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</p>
法规信息	<p>《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。</p>
其他信息	<p>表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。</p>

（3）硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.9-3。

表 5.9-3 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别。
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈值 (8h 加权平均值)。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的 最大硫化氢浓度。
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值。
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全和健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度。
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和 (或) 摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害。
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康 (IDLH)，参见 (美国) 国家职业安全和健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》。
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和 (或) 心肺复苏技术。
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和 (或) 心肺复苏技术。
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和 (或) 心肺复苏。

(4) 危险废物

项目营运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。

5.9.3.2 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式,但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用,同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误,所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏,直接污染周围土壤,还可能对区域地下水造成污染。

5.9.3.3 风险类型识别

通过分析中项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性,项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损及原油储罐造成原油泄漏,会污染土壤和大气,泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层,污染地下水;泄漏的油气若遇明火,发生火灾、爆炸,污染大气环境。

5.9.4 环境风险分析

5.9.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下,加压集输油品泄漏时,其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响,油气从裂口漏出后遇明火燃烧,发生火灾爆炸事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。原油中伴生气扩散至环境空气中,进而可能引发员工天然气中毒事件。一旦管道发生泄漏事故,井场内设置有流量控制仪及压力变送器,当检测到压力下降过快时,由 SCADA 系统发出指令,远程自动关闭阀门,项目区地域空旷,大气扩散条件较好,发生事故后,及时采取相应的措施,不会对周围环境空气产生明显影响。

钻井过程中,有可能遇到异常高压气层地层,如果井内泥浆密度值过低,达不到井控平衡压力要求,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。喷出油品遇明火燃烧,发生火灾爆炸事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。此外,原油中的硫化氢扩散至环境空气中,进而可能引发员工硫化氢中毒事件。井喷发生后,井喷污染范围为半径300m左右,一般需要1~2天能得以控制。井喷事故状态下,局部大气中的烃类和硫化氢在短时间内剧增,使局部地区大气污染物在一定时间段内超标。项目原油含硫量0.1%~1.38%,伴生气中硫化氢含量为207mg/m³,井喷时直接接触泄漏气体3min~15min就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。

5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。项目所属的轮南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，发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。另外拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，油气中 H₂S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H₂S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

5.9.4.2 地表水环境风险分析

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

5.9.4.3 地下水环境风险分析

本项目风险情况下，主要考虑输油管道泄漏、井喷事故以及油田开发到中后期时，井筒套管被腐蚀破坏，发生油水窜层等情形对地下水的影响。

1) 输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。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输油管道破损不会对含水层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，因此即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

2) 井喷是以面源形式的油品渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

井喷时污染物集中于井口周围地表，可及时发现，采取应急处置措施后，对地下水环境影响较小。同时本项目所在位置地下水埋深较深，较厚包气带会阻隔原油下渗，且石油类在水中的溶解度较小。此外，类比本项目施工期发生井喷污

染预测评价结果可知不会对含水层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，对地下水污染较轻微。

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。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送桑南油气处理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，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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。

5.9.5 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 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

①开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

②严格执行井控工作九项管理制度，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；

③各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；

④每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；

⑤气层钻井中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根(钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头)；

⑥按班组进行防喷演习，并将附近的村庄加入到演习中，并达到规定要求；

⑦严格落实坐岗制度，无论钻井还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

⑧认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

⑨严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

⑩加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行；

⑪钻井中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业；

⑫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井；

⑬关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

5.9.5.2 管道事故风险预防措施

(1) 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井场保温钢质管道外壁采用无溶剂环氧防腐涂料防腐,非金属管道钢接头外壁防腐层采用防腐+玻璃布防腐,管线采用耐腐蚀柔性复合管。

③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。

④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。

⑤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。

⑥按施工验收规范进行水压及密闭试验,排除更多的存在于连接处和母材的缺陷。

⑦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。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查,对壁厚低于规定要求的管段及时更换,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,如有突发事情启动应急预案。

③建立台账,做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况,包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后,将严重污染的土壤集中收集,送有资质的处置单位集中处理。

④在管线上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线,并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑤加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度,普及管道输送知识,发现问题及时报告。

⑥严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

⑦加强巡线频次，排查管道周边信息，及时发现隐患并消除。

⑧施工期泥浆池、放喷池、压裂废液池等严格按照防渗要求进行防渗，详见表 5.4-5。

5.9.5.3 井场事故风险预防措施

(1) 定期对井场进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，消除爆管的隐患。

(2) 利用监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

(3) 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制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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

⑦施工期泥浆罐、放喷池、应急池等应当采取防渗措施。

(4) 油气泄漏事故防范措施

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，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

②强化管道安全保护的宣传教育，提高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管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道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，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

④根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

⑤在输气管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

⑥从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

⑦重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

⑧通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

⑨定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。治理输气管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；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) 硫化氢泄漏的监控与预防措施

项目天然气中硫化氢含量平均为 0.0136%，需采取严格的泄漏的监控与预防措施，具体如下。

硫化氢监测与安全防护：

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

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为 15mg/m³(或10ppm)，第2级报警阈值应设置为 30mg/m³(或20ppm)），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³(或10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到30mg/m³(或20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³(或100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

预防措施：

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H₂S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

(6) 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箱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，委托有资质单位处理。

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、捆扎、喷淋等措施防止扬散；
- ②对运输危险废物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环境保护行政主管部门报告；
- 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。

5.9.5.4 环境风险应急处置措施

（1）泄漏事故应急措施

事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(2) 火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3) 管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.9.6 环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），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。塔里木油田分公司编制有《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案(轮台县)》(备案编号652822-2022-05-L)，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(1) 工程事故类型为原油、天然气泄漏对区域大气环境造成影响。

(2) 信息处理巡检人员发现输送管线泄漏后,应立即上报应急管理办公室,应急管理办公室接到报告后,首报应急管理办公室组长,同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令,应急管理办公室成员、部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后,填写《应急报警记录表》。

(3) 面对套管被腐蚀破坏井筒,在采用双层套管,表层套管完全封闭各含水层,固井水泥均上返地面,各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施后,事故风险较低。

5.9.7 风险评价结论

(1) 项目涉及到的危险物质为天然气(主要为甲烷、乙烷)、原油和危险废物,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,无需设置评价范围。

(3) 在落实有效的环境风险措施后,从风险预测结果来看,项目环境风险可降至可防控水平。

(4) 建议

项目具有潜在的事故风险,要切实从建设、运营等各方面积极采取防护措施,企业应制定并及时修订突发环境事件应急预案。

项目环境风险简单分析内容见表5.9-4,环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.9-5。

表 5.9-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案		
建设地点	新疆维吾尔自治区	巴音郭楞蒙古自治州	轮台县境内
		阿克苏地区	库车市
地理坐标	详见表 3.3-2		
主要危险物质及分布	项目主要危险物质为伴生气、原油、硫化氢和危险废物,伴生气和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、伴生气、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;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、		

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

	<p>危险物质泄漏，通过地面下渗至含水层。</p> <p>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。</p>
风险防范措施要求	详见 5.9.章节。
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 44830 万元在新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境桑吉区块内实施“桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案”。</p> <p>项目涉及的危险物质主要为伴生气、原油和危险废物，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。</p> <p>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。</p>	

表 5.9-5 风险防范设施“三同时”验收一览表

序号	防范措施	台(套)	投资 (万元)	效果
1	甲烷检测、硫化氢报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	12	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		8	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		12	防止集油管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	7	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	39	—

5.10 退役期环境影响分析

5.10.1 退役期污染源

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

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截取一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因

此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

退役期通过加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线的措施减少对周边环境的影响。

另外，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。废弃建筑垃圾收集后拉运至轮南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。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（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，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 13 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。

(3) 管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 17.625km，东轮管线改造 32km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在8m范围内，在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

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

6 环境保护措施可行性论证

6.1 大气污染防治措施可行性论证

6.1.1 施工期大气污染防治措施

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油发电机废气和施工车辆尾气。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) 加强施工工地环境管理，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) 施工过程加强电网检修，保证电网供应，同时燃用合格燃料，从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

(11) 放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。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。

以上施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油发电机废气和施工车辆尾气防治措施简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期废气污染防治措施

本工程油气集输全过程采用管输的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

项目运营期无组织废气非甲烷总烃严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求：油气井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；本项目定期巡检，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，确保集输系统安全运行；提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

类比桑吉片区同类型井场 LG15-9 井、LG15-3-1 井污染源监测数据。监测数据见下表。

表 6.1-1 桑吉片区井场大气污染物排放情况一览表

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	LG15-9 井	井场无组织废气	硫化氢	0.005~ 0.018	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	0.28~ 0.40		《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	达标
	硫化氢		0.005~ 0.018	《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		0.16~ 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		达标	
	LG15-3-1						

根据类比 LG15-9 井、LG15-3-1 井监测数据，井场无组织废气可达标排放，因此拟建工程采取的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

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。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。

类比以往同类闭井井场验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施及其可行性论证

6.2.1 施工期水污染防治措施

项目施工期水环境污染源为钻井废水、管线试压废水、酸化压裂返排液和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。

(2) 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水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。

(3) 酸化压裂返排液

在井场中和后收集罐内暂存，送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(4) 施工队生活污水

塔 I 二开导眼水平井完井周期 85d，塔 I 二开水平井完井周期 73d，侧钻井完井周期 84d，直井完井周期 67d，根据设计资料本项目塔标 I 三开直井 3 口、塔标 I 二开导眼水平井 5 口、塔标 I 二开水平井 2 口、侧钻井 3 口，井场常驻施工人员按 50 人计算，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则钻井工程的生活污用水量约为 2048m³；项目 13 口采油井场及对应集输管线地面工程，项目施工人数约 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，则地面工程施工期生活用水量约为 312m³；施工期生活污水产生量按用水量 80%计，项目生产废水产生量约为 1888m³，生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。

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采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

项目建成投运后,采出水随油气混合物经集输管道,最终输送至桑南站处理,处理后的采出水均能达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测,油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

目前桑南处理站实际剩余处理能力为 1870m³/d。本项目实施后,预计新增采出水量 341m³/d, 富余量可以满足项目采出水处理需求。

(2)井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理规模富余处理能力 195m³/d, 本项目实施后,预计新增井下作业废水产生量为 494m³/a(折合 1.35m³/d), 富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

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

施工期主要包括管线工程,高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下:

①合理安排施工场地: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选择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,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。

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

加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线，类比同类型项目，退役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。

6.4 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

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置，不外排，措施可行。

(3) 钻井岩屑和泥浆

在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排。

(4) 废机油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物

含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间，交有资质单位处置。

(5) 生活垃圾

施工期生活垃圾集中收集后拉运至轮南固废填埋场进行处置，措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

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，收集后交由有资质单位处理。危险废物运输过程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)中的相关规定。

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轮南固废填埋场进行处置。废防渗材料等含油废物定期交有资质单位处理。

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 生态恢复治理要求

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工临时占地范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

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

(3) 管线生态恢复

① 管线生态恢复治理范围

本项目管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

② 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，对占地范围内植被进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场和管线临时占地植被恢复。

6.5.2 施工期生态环境保护措施

本工程开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在钻井工程和地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，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。

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。

6.5.2.2 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，同时尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏地表沙生植被。

②确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的沙生植被。

③施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

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。

6.5.2.3 野生动植物生态保护措施

(1) 植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围,使之限于在各工区和生活区范围内活动,最大限度减少对植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行、固体废物填埋,避免各种污染物污染对土壤环境的影响,并进一步影响到其上部生长的植物。

④加强对施工人员和职工的教育,强化保护沙生植物的观念,不得随意砍伐野生植物,不得将植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识,制定切实可行的风险防范与应急预案,最大限度降低风险概率,避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对沙生植物的破坏。

(2) 野生动物保护措施

①设计选线过程中,尽量避开植被较丰富的区域,最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围,使之限于在各工区和生活区范围内活动,尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行,避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育,强化保护野生动物的观念,禁止捕猎。

⑤降低风险概率,避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

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 公益林保护措施

管道沿线两侧占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行,可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此,要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域,在条件允许时,减少砍伐林木的数量,最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围,应将公益林范围内的作业带宽度控制在 6m 范围内。管线尽量沿现有油田道路布置,减少破坏原生植被。

禁止随意增设临时施工道路,各种机动车辆固定线路,禁止随意增开便道,践踏和破坏植被,注意施工过程中地貌的恢复。施工前剥离表层土壤,并将其保护用于临时占地等生态恢复。

项目征占地范围内若发现保护植物要征得林草部门的同意,办理相关手续,进行补偿和恢复;对施工期涉及的公益林进行异地恢复,对移植的林木进行管护,

提高所移植的成活率，道路沿线设置警示牌，提高公众保护公益林的意识。建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。

在采取以上补偿和恢复措施后，可将拟建工程对公益林的影响将至最低。

6.5.2.5 水土流失防治措施

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

(1) 防护措施

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

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

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

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。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

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

③严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

(3) 工程防治措施

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

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

③井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

④地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积。

⑤对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

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

(4) 各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

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

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

(1) 井场工程区

①工程措施

a 砾石压盖

井场内采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

b 场地平整

井场工程区场地平整：针对站场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②临时措施

a 洒水降尘

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

b 限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表扰动和破坏。

c 水土保持宣传牌

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

(2) 管道工程区

①工程措施

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

②临时措施

a 防尘网苫盖。

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

b 限行彩条旗。

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在施工作业区一侧拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表扰动和破坏。

c 洒水降尘。

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

D、草方格

拟建工程针对位于荒漠沙地中的工程施工，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，管线中心线外各 10m。

6.5.3 运营期生态环境保护措施

6.5.3.1 监督和管理措施

(1) 针对本项目的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方责任以及奖惩规定。

(2) 选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

(3) 针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.5.3.2 运营期生态保护措施

(1) 加强管理，确保各项环保措施落实。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(3) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

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

(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。

6.5.3 退役期生态恢复措施

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

(1) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场 13 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。

（2）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建单井集输管线共计 17.625km，东轮管线改造 32km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（3）植被恢复措施及恢复要求

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

6.5.4 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) 施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。通过采取以上措施，拟建工程井场及站场、管线和电力设施永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物动物影响较小。

6.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中原油泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区，是否有原油泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制, 会流向低洼地带, 应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤, 汇集在低洼坑中的地表油, 用车及时进行收集, 将严重污染的土壤集中处理, 交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油, 减轻土壤污染。

①坑撇油: 在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油: 根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点, 在漏油点下游的 10m~30m 处, 根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟, 一撇二排, 以加速土壤油浸润体中残油的外泄, 减小事故影响范围。

6.6.2 过程控制措施

根据本工程特点, 从垂直入渗途径, 采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.6.3 跟踪监测

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)相关要求, 制定跟踪监测计划, 发生事故泄露时对采油树管线接口处可能影响区域跟踪监测, 在临近农田区域的油井内进行监测, 每年监测 1 次。

综上所述, 正常情况下, 本工程的各项工程不会污染土壤环境, 非正常情况下, 采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下, 可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本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。

7.1 温室气体排放量核算

7.1.1 项目温室气体排放类别和气体种类

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)》，中国石油天然气生产企业核算排放源类别和气体种类包括 7 类：①燃料燃烧 CO₂ 排放；②火炬燃烧排放 CO₂ 和 CH₄；③工艺放空排放 CO₂ 和 CH₄；④CH₄ 逃逸排放；⑤CH₄ 回收利用量；⑥CO₂ 回收利用量；⑦净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

项目内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、站场工程、油气集输工程、注水管线改造工程及配套公辅工程。项目施工期依托区块内现有电力设施，柴油发电机作为备用，本次项目按照最不利情况即施工期全部采用柴油燃烧发电，运营期无燃料燃烧，对照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，项目施工期涉及的温室气体排放类别和气体种类为柴油发电机燃料燃烧 CO₂ 排放、试采期间火炬燃烧排放的 CO₂ 和 CH₄，运营期涉及的温室气体排放类别和气体种类为油气集输过程中 CH₄ 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。项目温室气体排放类别和气体种类见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目温室气体排放类别和气体种类

阶段	排放类别	设备或工序	温室气体种类	备注
施工期	燃料燃烧	柴油发电机	CO ₂	按照最不利情况即施工期全部采用柴油燃烧发电
	火炬燃烧	试油	CO ₂ 、CH ₄	
运营期	CH ₄ 逃逸排放	井口、油气集输	CH ₄	
	净购入电力	用电设施	CO ₂	

7.1.2 核算方法和源强

中国石油天然气生产企业体的温室气体（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：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}}) \times s - R_{CH_4\text{-回收}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

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；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ 为企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为企业净购入电力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为企业净购入热力隐含的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂。

项目主要涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放的 CO₂ 和 CH₄、CH₄ 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放，具体核算方法如下：

（1）燃料燃烧排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$E_{CO_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

AD_{ij} 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{ij} 为设施 j 内燃烧的化石燃料的 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm³ 为单位；

OF_{ij} 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。

项目燃料燃烧 CO₂ 排放具体参数取值见表 7.1-2。

表 7.1-2 项目燃料燃烧 CO₂ 排放具体参数取值

阶段	燃料种类	AD _{ij}	CC _{ij}	OF _{ij}
施工期	柴油	234t	0.85t 碳/t 燃料	0.98
备注：①柴油密度按照 0.84kg/m ³ 取值；②OF _{ij} 取值参考《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 2.1 常见化石燃料特性参数缺省值。				

根据计算可知，施工期柴油燃烧 CO₂ 排放量为 714.714t。

(2) 火炬燃烧排放

项目钻井试油期间伴生天然气燃烧排放，同时考虑 CH₄ 和 CO₂ 排放，火炬燃烧排放量计算公式如下：

$$E_{CO_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i 为火炬系统序号；

Q_{正常火炬} 为正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³，项目取 0.14m³×10⁴/h；

CC_{非CO₂} 为火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF 为第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO₂} 为火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1，如火炬气中 CO₂ 的体积浓度为 2%，则 V_{CO₂} 取 0.02，本项目取 0.00187；

V_{CH₄} 为火炬气中 CH₄ 的体积浓度，本项目取 0.92555；

44/12 为碳与二氧化碳转换系数；

19.7为CO₂气体在标准状况下的密度，单位为吨/万Nm³；

7.17为CH₄气体在标准状况下的密度，单位为吨/万Nm³。

$$CC_{\neq CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

式中，

n为火炬气的各种气体组分，CO₂除外；

CC_{≠CO₂}为火炬气中除CO₂外的其它含碳化合物的含碳量，单位为吨碳/万Nm³；

V_n为火炬气中除CO₂外的第n种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，

取值范围0~1，如某含碳化合物的体积浓度为90%，则V_n取0.9；

CN_n为火炬气中第n种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

计算可知，项目 E_{CO₂ 正常火炬}=34.014 吨 CO₂，E_{CH₄ 正常火炬}=0.242 吨 CH₄（折 5.073 吨 CO₂），即火炬燃烧 CO₂ 排放量为 39.087 吨。

（3）CH₄ 逃逸排放

①石油开采 CH₄ 逃逸排放

$$E_{CH_4-开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

E_{CH₄-开采逃逸}为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j 为不同的设施类型；

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，项目取 13；

EF_{oil,j} 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)，本项目井口装置取 0.23；

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，项目取 0；

EF_{gas,j} 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)，项目取 0。

经计算 E_{CH₄-开采逃逸}=2.99 吨 CH₄（折 62.790 吨 CO₂），即石油开采 CH₄ 逃逸排放 CO₂ 62.790 吨。

②原油输送 CH₄ 逃逸排放

$$E_{CH_4\text{-油输逃逸}} = Q_{oil} \times EF_{CH_4\text{-油输逃逸}}$$

式中，

$E_{CH_4\text{-油输逃逸}}$ 为原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{oil} 为原油输送量，单位为亿吨，本项目取 6×10^{-4} ；

$EF_{CH_4\text{-油输逃逸}}$ 为原油输送的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /亿吨原油，本项目取原油输送管道753.29。

经计算 $E_{CH_4\text{-油输逃逸}}=0.452$ 吨 CH_4 （折 9.492 吨 CO_2 ），即原油输送 CH_4 逃逸排放 CO_2 9.491 吨。

（4）净购入电力隐含的排放

本项目电力按照企业净购入电力核算 CO_2 排放量。

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

式中，

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh），项目取 3257.8；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh，取 0.997×10^{-3} ；

经计算 $E_{CO_2\text{-净电}}$ 为 3.248 吨 CO_2 。

（5）温室气体（GHG）排放总量

本项目温室气体（GHG）排放总量为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + E_{CH_4\text{-开采逃逸}} + E_{CH_4\text{-油输逃逸}} + E_{CO_2\text{-净电}} = 829.330 \text{ 吨}$$

综上所述，故本项目温室气体（GHG）排放总量为 829.330 吨 CO_2 。

7.2 温室气体控制措施

拟建工程从工艺技术、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。

7.2.1 工艺技术控制措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，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。同时加强工艺系统的优化管理，降低系统超压安全阀起跳等事故情形次数，减少进入火炬中的放空

气量。

7.2.2 节能降耗控制措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO₂排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗(空载和负载损耗相对较低)、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

(5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

7.2.3 运输措施

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

7.3 温室气体管理措施

轮南采油气管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.4 温室气体评价结论及建议

7.4.1 温室气体评价结论

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。

7.4.2 温室气体排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存(CCUS)技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

8.1 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 8.1-1。

表 8.1-1 项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准;《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求;《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中相关标准。	项目 $P_{\max}=0.379\%$	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《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2022)中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。	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。

8.2 社会效益分析

项目的实施可以支持国家的经济建设,缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势,同时,工程开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用,能够带动一批相关工业、第三产业的发展,给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了油田的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 经济效益分析

项目总投资 44830 万元,环保投资 845 万元,环保投资占总投资的比例为 1.88%。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 8.1-2。

表 8.1-2 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	39
	焊接烟尘	颗粒物	无组织排放	
	测试放喷 废气	颗粒物、非 甲烷总烃	科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染	
	柴油发电 机废气	烃类、CO、 NO ₂ 、SO ₂	柴油发电机为备用，施工过程中加强电网检修，保证电 网供应，燃用合格燃料	
	机械、车辆 尾气	烃类、CO、 NO ₂ 、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	
废水	生活污水	COD、BOD、 NH ₃ -N、SS	生活污水排入生活污水池，定期清运至桑南处理站生 活污水处理装置处理	13
	试压废水	SS	循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘	
	酸化压裂 返排液	SS、COD、 石油类、硫 化物、挥发 酚、酸碱	在井场中和后收集罐内暂存，送轮南油田钻试修废弃 物环保处理站处理	
	钻井废水	COD、氨氮、 SS 等	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排	
噪声	挖掘机、装 载机等施 工设备	噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时 间	13
固体 废物	施工期	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	13
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固 废填埋场处理	
		钻井岩屑、 泥浆	在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器 +离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、 水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土 聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物 综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相 关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、 井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理；水基磺化 泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收集后运至轮南 油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害 化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井 固体废物综合利用污染控制要求》	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
			(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,还原土用于铺垫油区内的井场、道路。钻井阶段结束后,水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集,拉运至下一钻井工程使用,不外排	
		废机油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	专用设备贮存,委托有资质单位处理	
		生活垃圾	集中收集后,拉运至轮南固废填埋场进行处置	
生态	生态恢复	<p>施工营地:严格控制临时占地,尽量避让植被较多的区域。</p> <p>管线:严格控制管线施工作业带在8m范围内,采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后,应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整,恢复原有地貌。充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。</p>		130
	水土保持	防尘网苫盖,限行彩条旗、洒水抑尘		52
	防沙治沙	<p>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</p>		65
防渗	重点防渗区	危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)执行	260
		放喷池池壁和底板、钻井区地面、应急池池壁和底板、岩屑池池壁和底板、油罐区地面、钻井液材料区地面、机房区地面	等效黏土防渗层 Mb≥6m, 渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	
	一般防渗区	泥浆罐区地面、泥浆泵区地面、泥浆不落地系统地面、泥浆暂存池池壁和底板	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, 渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	
运营期				
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	项目采用密闭集输工艺,运营期废气主要为单井逸散的无组织废气,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。	--
废水	采出水	石油类、SS	随采出液一起进入桑南站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准	--

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
			后回注地层	
	井下作业 废水	石油类、SS、 COD	送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理	13
噪声	采气树等	噪声	基础减震、选用低噪声设备。	--
固废	落地油泥、 清管废渣、 废防渗材 料		集中收集后，交有资质单位处理。	13
环境 风险	用于事故状态下油气放喷。管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪和硫化氢检测仪。设施数量按照消防、安全等相关要求设置			39
防渗	重点防渗 区	井口装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$	52
退役期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	--
噪声	运输车辆	噪声	加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。	--
固废	废弃管线	废弃管线	维持现状，两端使用盲板封堵。	--
	废弃建筑 垃圾	废弃建筑垃 圾	收集后拉运至轮南固废填埋场处理。	
	废防渗材 料	废防渗材料	收集后由有危废处置资质单位接收处置	13
生态	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	130
合计				845

8.4 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。

8.4.1 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排放，不会对地表水产生污染。

(3) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(4) 固体废弃物

项目运营期落地油泥、清管废渣和废防渗材料，分别采用桶装收集，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。

8.4.2 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 1.607hm^2 ，计算得出生态经济损失预计 0.964 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。

8.4.3 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。

8.5 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 845 万元，环境保护投资占总投资的 1.88%。

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。

9 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

9.1 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。

9.1.1 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。

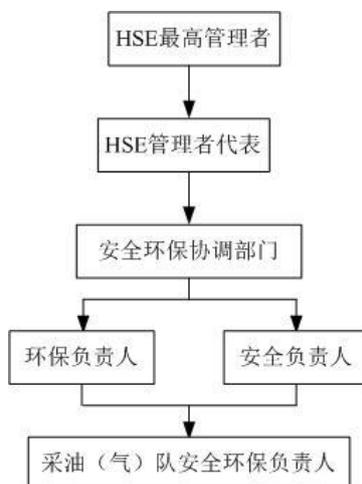


图 9.1-1 塔里木油田分公司环境管理机构设置

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 9.1-1。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。

9.1.2 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/T16276-2014）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。

9.1.2.1 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。

9.1.2.2 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，使风险和环境影响降到最低限度。

④有效地处理天然气开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

⑤按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

上级主管部门对油气田运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

（2）组织机构和职责

①组织机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受塔里木油田分公司质量安全环保科的直接领导。

②职责

1) 塔里木油田分公司 HSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；
- 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；
- 采取相应的措施使环境管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；
- 为环境管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；
- 坚持进行监视、记录和审查，负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；
- 组织鉴定和推广环境科研成果。

2) 塔里木油田分公司 HSE 管理

- 在 HSE 事务中代表塔里木油田分公司 HSE 管理委员会行使职权；
- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例，环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议；
- 在生产过程中，发现问题，及时向上级主管部门汇报、提出建议，使上级主管部门对 HSE 体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；
- 组织推广和实施先进的污染治理技术。

3) HSE 兼职管理员和全体人员

- HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- 执行 HSE 管理规程、标准。
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报。并提出改进意见。

(3) 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本工程全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

——学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

——了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

——掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

——掌握事故的预防和紧急处理方法。

(4) HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理；

①所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；
②经批准的文件及时下发给各有关岗位，要求他们按照文件执行；
③所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；
④根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；
⑤凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本。

⑥文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要留存期限并予以注明；

⑦所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

⑧所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

- 政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

- HSE 方针；
- 环境危害及有关影响；
- 应急准备和响应信息；
- 会议、培训、检查记录；
- 发现问题的纠正和预防措施；
- 事故报告；
- 环境审核和评审结果。

(5) 检查、审核和评审

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，塔里木油田分公司质量安全环保科要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

(6) 持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.2 污染物排放管理要求

9.2.1 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。

9.2.2 污染物排放清单

9.2.2.1 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库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内

主要产品及规模：项目利用老井 42 口，3 口转注气，其余井维持原有生产方式不变，部署新井 13 口（新井 10 口，侧钻井 3 口），本次主要建设内容为：

①钻前工程：井场场地平整和通井道路，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 13 口，其中新井 10 口、侧钻井 3 口；③储层改造工程：提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组 5、6、7 区建立注碳试验井组（ST5-H5、ST6-8H、ST7-1）；④站场工程：新建采油井场 13 座；⑤油气集输工程：新建新钻井单井集油管线 17.625 千米；⑥东轮管线(注水管线)改造：考虑轮南片区统一注水布局需求，对现有的 32 千米东轮管线（管道规格 D323.9×6）采用 HTPO 管道穿插技术改造；⑦公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。建成后年产油 6 万吨以上稳产 5 年，预计期末累产油 314.09 万吨、产气 $7.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

②排污信息

项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃、硫化氢。

废水：钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水、施工人员生活污水、运营期采出水和井下作业废水。

噪声：设备噪声。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 9.3-1。

（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。

9.2.2.2 环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

9.2.2.3 污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 9.2-1 至表 9.2-3。

表 9.2-1 项目运营期废气污染物排放清单

编号	污染源	污染物	污染物产生		处理措施		污染物排放		排放量 t/a	排放 时间 h/a	
			核算方 法	废气 量 m ³ /h	产生 速率 kg/h	工艺	效率%	核算方 法			排放 速率 kg/h
无 组 织	单井场	非甲烷 总烃	系数法	--	--	--	--	系数法	0.004	0.033	8760
		H ₂ S	系数法	--	--		--	系数法	0.00002	0.0001	8760
	13 个井场 无组织排 放合计										

表 9.2-2 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	85	基础减振	降低 20dB (A)	类比法	65	8760

表 9.2-3 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	1.3	油气开采、管道 集输、井下作业	固态	油类物质、 泥沙	油类 物质	T, I	交由 有资 质单 位处 理。
清管 废渣			0.009	清管作业	固态	油类物质	油类 物质	T, I	
废防渗材料		900-249 -08	3.25	井下修理	固态	油类物质	油类 物质	T, I	

9.3 环境监测计划

9.3.1 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。

9.3.2 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。

9.3.3 监测计划

9.3.3.1 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《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范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 9.3-1。

表 9.3-1 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、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年一次
噪声	站界噪声	Leq (A)	场界外 1m	每季一次

9.3.3.2 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 9.3-2。

表 9.3-2 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
地下水	本次跟踪监测因子为石油类、耗氧量、氨氮、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、汞、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测	上游地下水井	监测井每半年 1 次
		下游地下水井	
		下游地下水井	
土壤环境	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、砷、六价铬、盐分含量、pH	代表性井场采油树管道接口处	每年 1 次

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
生态环境	植物措施生长情况	站场周边及管线沿线	每季度 1 次

9.3.3.3 管线泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中挥发性有机物控制有关要求,挥发性有机物流经以下设备与管线组件时,应进行泄漏检测与控制:泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

(1) 泄漏检测周期

①对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察,检查其密封处是否出现可见泄漏现象:

②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次;

③法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次;

④设备和管线组件初次启动或检维修后,应在 90d 内进行泄漏检测;

(2) 泄漏的认定

出现以下情况,则认定为发生了泄漏:

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象;

②液态 VOCs 物流经的设备与管线组件,泄漏检测值大于等于 2000 $\mu\text{mol/mol}$ 。

(3) 泄漏修复

①当检测到泄漏时,对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复,应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

②符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案,并于下次停车(工)检修期间完成修复。

a、装置停车(工)条件下才能修复; b、立即修复存在安全风险; c、其他特殊情况。

(4) 记录要求

泄漏检测应建立台账,记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等,台账保存期限不少于 3 年。

9.4 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 9.4-1。

表 9.4-1 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	主要污染物	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 标准
	焊接废气	颗粒物	自然扩散	
	柴油发电机废气	CO、SO ₂ 、烃类、NO ₂	使用合格燃料，加强施工管理	
	施工机械和运输车辆尾气	CO、SO ₂ 、烃类、NO 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。	
	测试放喷废气	颗粒物	在修建地面放喷池内放喷，采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生	
非甲烷总烃				
废水	管道试压废水	SS	试压结束后，用于周边泼洒抑尘。	不外排
	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	间断	
	钻井污水	COD、石油类、SS	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排	
	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	生活污水排入撬装设施暂存后，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。	
噪声	钻机、挖掘机等施工设备	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
固体废物	管沟开挖	弃土	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
	焊接及管道吹扫	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轮南固废填埋场进行处置。	
	钻井工程	钻井泥浆、岩屑	在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路。钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排。	
		废机油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，危险废物收集后暂存于撬装危废暂存间，交有资质单位处置。	

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
	施工人员	生活垃圾	集中收集后运至轮南固废填埋场进行处置。	
生态	生态恢复		<p>施工营地：严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。</p> <p>管线：严格控制管线施工作业带在 8m 范围内，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。</p>	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		<p>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。</p>	-
防渗	重点防渗区	危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行	--
		放喷池池壁和底板、钻井区地面、应急池池壁和底板、岩屑池池壁和底板、油罐区地面、钻井液材料区地面、机房区地面	等效黏土防渗层 Mb≥6m，渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s	
	一般防渗区	泥浆罐区地面、泥浆泵区地面、泥浆不落地系统地面、泥浆暂存池池壁和底板	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s	
运营期				
废气	井场无组织逸	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	《陆上石油天然气开采工业大气

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
	散		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。	《污染物排放标准》 (GB39728-2020)
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新改扩建相关标准
废水	采出水	SS、石油类	随采出液一起进入桑南站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。	不外排
	井下作业废水	石油类、SS、COD	送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。	不外排
噪声	采油树	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值
固废		落地油泥	交由有资质单位处理。	妥善处理，不外排
		清管废渣	交由有资质单位处理。	
		废防渗材料	交由有资质单位处理。	
环境风险		管线破裂	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等要求设置 按照环境风险设置应急预案。	
防渗	重点防渗区	井口装置区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	《石油化工工程防渗技术规范》 (GB/T50934 - 2013)
退役期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表2标准

桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
固废	废弃管线		维持现状，两端使用盲板封堵。	妥善处置，不外排
	废弃建筑垃圾		收集后拉运至轮南固废填埋场处理。	妥善处置，不外排
	废防渗材料等含油废物		由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收。	妥善处置，不外排
生态	生态恢复	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。		恢复原貌

9.5 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《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）中的相关要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入桑吉片区整体开展环境影响后评价工作。

10 环境影响评价结论

10.1 结论

10.1.1 工程概况

项目名称：桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案

建设性质：改扩建

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

建设地点：新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内

项目投资：项目总投资 44830 万元，其中环保投资 845 万元，占总投资的 1.88%。

建设内容：项目利用老井 42 口，3 口转注气，其余井维持原有生产方式不变，部署新井 13 口（新井 10 口，侧钻井 3 口），本次主要建设内容为：①钻前工程：井场场地平整和通井道路，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等；②钻井工程：新钻井 13 口，其中新井 10 口、侧钻井 3 口；③储层改造工程：提液 7 井次、补孔 13 井次，并在 TIII 油组 5、6、7 区建立注碳试验井组（ST5-H5、ST6-8H、ST7-1）；④站场工程：新建采油井场 13 座；⑤油气集输工程：新建新钻井单井集油管线 17.625 千米；⑥东轮管线(注水管线)改造：考虑轮南片区统一注水布局需求，对现有的 32 千米东轮管线（管道规格 D323.9×6）采用 HTPO 管道穿插技术改造；⑦公用工程：配套建设供配电、自控、通信、防腐等公用工程。建成后年产油 6 万吨以上稳产 5 年，预计期末累产油 314.09 万吨、产气 $7.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

劳动定员及工作制度：项目不新增劳动定员，工作制度生产系统年工作 8760h，年生产 365 天。

10.1.2 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。

10.1.3 环境质量现状

（1）环境空气

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超标现象严重。监测期间监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中相关标准，区域环境空气质量较好。

（2）地下水

从评价结果可以看出：项目所在区域潜水监测指标中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物、氟化物出现不同程度的超标，其它各项地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表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、钠、硫酸盐、氯化物、氟化物超标主要因为该区域地下水埋藏浅、地下水运移缓慢，且该地区干旱气候、蒸发强度大，蒸发作用强烈，导致地下水含盐量逐渐增高，水质逐渐变差，从而导致上述各因子产生不同程度超标现象。

（3）声环境

现状监测表明，各监测点声级值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》2类区标准。总体看，评价区内的声环境质量较好。

（4）土壤环境

区域建设用地土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）表1筛选值第二类用地标准，石油烃满足表1第二类用地筛选值标准限值要求。区域农用地等土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准，区域土壤环境质量良好。

（5）生态环境现状

项目评价范围内生态系统类型主要灌丛生态系统、草地生态系统、农田生态系统、荒漠生态系统，项目区植被稀疏，植株矮小，以早生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观，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。根据现场调查及资料收集，项目调查范围内无生态敏感区。评价范围内环境的功能具有一定的稳定性及可持续发展性。

10.1.4 污染物排放情况及环境保护措施

10.1.4.1 废气污染源及治理措施

施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油钻井机/机械及车辆尾气、发电机废气。施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；焊接烟尘无组织扩散；选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放；柴油发电机废气采取保证电网供应，燃用合格燃料措施；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；测试放喷废气通过科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染。

运营期废气主要是井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。项目采用密闭集输工艺，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，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。

10.1.4.2 废水污染源及治理措施

施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水，运营期废水主要包括采出水和井下作业废水。退役期无废水污染物产生。

施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。运营期不新增劳动定员，无新增生活污水；生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入桑南站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

10.1.4.3 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，如柴油发电机（备用）、钻机、泥浆泵、推土机、混凝土翻斗车、挖掘机等，产噪声级在 75~80dB(A) 之间。工程采取选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间，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。

10.1.4.4 固废污染源及治理措施

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、沾油废物、废烧碱包装袋、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轮南固废填埋场进行处置；润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理；水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理，收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路；钻井阶段结束后，水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集，拉运至下一钻井工程使用，不外排；废机油和沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物危废暂存间暂存，交有资质单位处置；生活垃圾集中收集后运至收集后拉运至轮南固废填埋场处理。

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，收集后，定期交有资质单位处理。

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管线、废弃建筑垃圾和废防渗材料，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；废弃建筑垃圾和废防渗材料集中收集后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，不外排。

10.1.5 主要环境影响

10.1.5.1 废气污染源及治理措施

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和退役期。

施工期主要是施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油钻井机、机械及车辆尾气、发电机废气对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短

期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运营期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对大气环境造成的影响，项目采出的原油经汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏，经估算，本项目非甲烷总烃、硫化氢对周边环境影响较小，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。

10.1.5.2 地表水环境影响

施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至桑南处理站生活污水处理装置处理。

运营期不新增劳动定员，无新增生活污水；生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入桑南站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

综上，项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

10.1.5.3 地下水环境影响分析

在防渗失效条件下跑、冒、滴、漏过程中，石油类污染物随着时间推移均在细砂层或粉砂层中运移，不能穿过粘土层向下运移。由于项目管线防腐防渗，井场采取分区防渗，可有效防止污染物下渗进入地下水。针对施工期和运行期非正常工况，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在相关保护措施实施后，该项目对地下水环境的影响是可以接受的，从环境保护角度讲，该项目选址合理，项目可行。

10.1.5.4 声环境影响分析

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。

10.1.5.5 固体废物环境影响分析

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、沾油废物、废烧碱包装袋、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轮南固废填埋场进行处置;润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关要求后,岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫,处理不达标返回系统重新处理;水基磺化泥浆钻井岩屑采用不落地系统处理,收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置,处理后的各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,还原土用于铺垫油区内的井场、道路;钻井阶段结束后,水基聚合物及聚磺泥浆进入泥浆罐分类收集,拉运至下一钻井工程使用,不外排;废机油和沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物危废暂存间暂存,交有资质单位处置;生活垃圾集中收集后运至收集后拉运至轮南固废填埋场处理。

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,收集后,定期交有资质单位处理。

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管线、废弃建筑垃圾和废防渗材料,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;废弃建筑垃圾和废防渗材料集中收集后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置,不外排。

综上所述,固体废弃物经妥善处理后,不会对周围环境产生影响。

10.1.5.6 生态环境影响分析

工程站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。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。

10.1.5.7 土壤环境影响

项目区域建设用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；农用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

10.1.5.8 环境风险评价

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。

10.1.6 总量控制

运营期总量控制指标为 NO_x: 0.000t/a, VOCs: 0.435t/a, COD: 0.000t/a, NH₃-N: 0.000t/a。

10.1.7 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。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。

10.1.8 环境管理与监测计划

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。

10.1.9 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。

10.2 要求与建议

10.2.1 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，对于跨越公路等必须征得有关管理部门的同意。应尽可能避开耕地、林地、地表水体以及村民聚集区。

(2) 切实做好拉油点防渗，防止污染土壤和地下水环境。

(3) 建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。

(4) 要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据油气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

(5) 项目正式投产或运营后，应纳入轮古油气田桑吉片区整体定期开展环境影响后评价工作。

10.2.2 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。