

打印编号: 1652692133000

编制单位和编制人员情况表

135701E

项目编号	8uq6vj		
建设项目名称	塔中区块满深17等10口井地面工程		
建设项目类别	05--007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
统一社会信用代码	9165280071554911XG		
法定代表人 (签章)	杨学文		
主要负责人 (签字)	雷万能		
直接负责的主管人员 (签字)	雷万能		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	河北奇正环保科技有限公司		
统一社会信用代码	91130104779199876U		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
王瑞龙	201905035130000003	BH011176	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张倩	2、总则；3、工程概况及工程分析；6、环境保护措施可行性论证；7、环境影响经济损失分析；8、环境管理与监测计划	BH039498	
王瑞龙	1、概述；4、环境现状调查与评价；5、环境影响预测与评价；9、环境影响评价结论	BH011176	

塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程

环境影响报告书

(报审版)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

塔里木油田分公司

评价单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二〇二二年五月

目 录

1 概述	1
1.1 任务由来及背景	1
1.2 项目特点	1
1.3 环境影响评价工作过程	3
1.4 分析判定相关情况	3
1.5 主要环境问题及环境影响	9
1.6 环境影响评价主要结论	10
2 总则	11
2.1 编制依据	11
2.2 评价原则	15
2.3 环境影响因素识别与评价因子	15
2.4 评价工作等级和评价范围	18
2.5 评价标准	32
2.6 环境功能区划	37
2.7 环境保护目标	37
3 工程概况及工程分析	39
3.1 在建工程	39
3.2 依托工程	47
3.3 拟建工程	56
3.4 污染物排放统计	87
3.5 总量控制	87
4 环境现状调查与评价	89
4.1 自然环境现状调查与评价	89
4.2 环境敏感区调查	94
4.3 环境质量现状监测与评价	99
5 环境影响预测与评价	126
5.1 施工期环境影响分析	126
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	133
5.3 运营期地表水环境影响分析	143

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价	147
5.5 运营期声环境影响预测与评价	168
5.6 运营期固体废物环境影响分析	169
5.7 运营期生态环境影响分析	170
5.8 运营期土壤环境影响分析	171
5.9 运营期环境风险评价	177
5.10 闭井期环境影响分析	193
6 环境保护措施可行性论证	195
6.1 大气污染防治措施可行性论证	195
6.2 废水治理措施及其可行性论证	197
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	198
6.4 固废治理措施及其可行性论证	199
6.5 生态环境保护措施可行性论证	200
6.6 土壤环境保护措施	208
7 环境影响经济损益分析	210
7.1 环境影响分析	210
7.2 社会效益分析	210
7.3 经济效益分析	210
7.4 环境措施效益分析	212
7.5 小结	213
8 环境管理与监测计划	214
8.1 环境管理	214
8.2 污染物排放管理要求	223
8.3 环境监测计划	226
8.4 环境保护“三同时”验收	228
8.5 环境影响后评价	229
9 环境影响评价结论	230
9.1 结论	230
9.2 要求与建议	233

附图附件

附图：

- 附图 1：项目地理位置图；
- 附图 2：项目平面布置图；
- 附图 3：项目环境空气质量现状监测布点图；
- 附图 4：项目噪声质量现状监测布点图；
- 附图 5：项目土壤质量现状监测布点图；
- 附图 6：项目地下水质量现状监测布点图；
- 附图 7：项目空气、土壤环境质量引用监测布点图；
- 附图 8：项目区域土壤类型图；
- 附图 9：项目区域土地利用现状类型图；
- 附图 10：项目区域植被类型图；
- 附图 11：项目与新疆生态保护红线位置关系图。

附件：

- 附件 1：相关环评批复；
- 附件 2：监测报告；
- 附件 3：承诺书、委托书；
- 附件 4：建设项目环境影响报告书审批基础信息表。

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。按照塔里木油田总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。

为了满足塔北-塔中大油气区开发的需要，实现勘探井转开采井及管输生产，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司决定在新疆阿克苏地区沙雅县中部塔里木河以南建设塔中区块，并拟投资 9589 万元实施“塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程”。本工程主要建设内容为：①在塔中区块内共部署采油井场 9 座（包括：满深 17、ManS504-H2、满深 701、满深 505、ManS3-H6、满深 71、满深 20、富源 218 和满深 401H）；②新建满深 3-1 号阀组站、满深 5-1 号阀组站和满深 4-1 号阀组站；③新建集油管线 74.19583km，集气管线 14.6km，燃料气管线 4.91km；④配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施；⑤在距离 ZG102-6X 井 325m 处，设置阀井 1 座。项目建成后，最大产油规模 1257t/d，伴生气规模 74.99×10⁴m³/d。

本项目所涉及勘探井现已经基本探明原油量充足，能够稳定供应，具有开采价值，因此由勘探井转为开采井。本次井场工程仅涉及设备安装和配套集输管线建设，均为地面工程，不涉及钻井及井下作业。

1.2 项目特点

本项目生态影响和环境污染并重，且施工期、运营期对环境的影响并不相同。生态环境影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等；环境污染主要体现在施工期施工废水、废气、噪声、固废及运营期废气、废水、固废等污染物的产生，特点如下：

（1）本次工程仅涉及已钻井场的设备安装和配套集输管线等辅助系统建设，均为地面工程，不涉及钻井及井下作业。

（2）本项目对具备回收条件的伴生气全部回收利用。①满深 17 井产生的伴生气分离后经新建集气管线汇入现有集气干线，最终集输至塔三联进行回收处理；②满深 20 井伴生气随原油一并通过新建管线混输至 ZG102-6X 井，通过现有管

线最终集输至塔三联进行回收处理；③ManS504-H2 井伴生气随原油一并经新建管线输送至满深 504H 阀组，在满深 504H 井处分离后，伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；④满深 701 井、满深 505 井和 ManS5-H9 井伴生气随原油一并经新建管线输送至 ManS5-H4 井拉油点，在拉油点油气分离后，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；⑤ManS3-H6 井伴生气随原油一并经新建管线输送至满深 503H 井拉油点，在拉油点油气分离后，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；⑥满深 71 井伴生气随原油一并经新建管线输送至满深 702 试采点，在试采点油气分离后，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；⑦富源 218 井和满深 401H 井伴生气随原油一并经新建管线输送至满深 1 计转站，在计转站油气分离后，最终输送至哈一联进行回收处理。

（3）本项目满深 20 井场建设加热炉 1 台，采取“低氮燃烧+烟气再循环”的处理措施，加热炉废气经 8m 高排气筒（P1）排放。

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

（5）项目施工期不设临时生活区。运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

（6）项目集输管线采用埋地敷设，输送介质为石油。

（7）本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

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

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

(10) 本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气等，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

拟建工程属于石油开采新区块开发项目，位于沙雅县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4 号)，项目所在区域沙雅县属于塔里木流域水土流失重点治理区。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 07-7 陆地石油开采 0711”中的“石油开采新区块开发、涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

根据《环境影响评价公众参与办法》规定，2022 年 2 月 24 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。2022 年 4 月 15 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环境影响评价征求意见稿公示。2022 年 4 月 23 日、4 月 25 日，建设单位在“阿克苏日报”报刊上进行了本项目公众参与公示，符合《环境影响评价公众参与办法》要求，公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

环评单位结合项目环境影响预测及评价结果和建设单位的公众参与说明，编制完成了《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程环境影响报告书》(报审版)。

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录(2019 年本)》的符合性分析

项目对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”和“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，为鼓励类项目。因此，本工程符合国家及地方当前产业政策要求。

(2) 与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》的符合性分析

项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求。

1.4.2 项目选址合理性分析

(1) 选址的环境敏感性分析

本项目所有工程均为地面工程，布置远离居民点等环境敏感目标，布置在沙漠地区，占地类型为沙地，不在生态保护红线范围内。

(2) 产业布局合理性分析

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

(3) 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《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案（征求意见稿）》，项目所在区域的红线区为土地沙化生态保护红线区，本项目距生态保护红线（拟定）最近距离为9550m，不在红线范围内，且评价范围内无地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地等敏感区。项目符合生态保护红线要求。

②环境质量底线

根据收集的阿克苏地区2020年环境空气质量监测数据可知，项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是区域紧邻沙漠，受沙尘暴影响，PM₁₀、PM_{2.5}超标现象严重。环境质量现状监测结果表明，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，H₂S、甲醇满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中相关标准；声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准；土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2第二类用地筛选值标准。

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。运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。废气采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

③资源利用上线

项目所在区域设置水资源、土地资源及能源上限。项目为石油天然气开采辅助工程，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，不会对区域水资源造成较大影响；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程用地性质主要是未利用地（荒漠），土地资源消耗符合要求。项目永久占地面积较小，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》（2019 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，本工程的建设符合国家的相关政策。

拟建工程位于沙雅县境内，根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划（2017）1796 号），沙雅县不在以上负面清单之列。

对照《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》，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 项目与《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》的符合性分析

片区名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区	1、切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。 2、重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。 3、推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。 4、加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。 5、加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合治理。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	1、项目位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，该区域地处塔克拉玛干沙漠，不涉及托木尔峰等冰雪水源。2、项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时的用适地植物进行植被恢复。3、本项目附近无地表水体，运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。4、本项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响，事故状况下，如管道泄漏，可能会对区域土壤环境有一定的影响，报告中已针对土壤环境提出具体的措施，对区域环境影响可接受。	符合

对照《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》，项目位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，西北距沙雅县城约 96.5km，属于沙雅县一般管控单元（编码 ZH65292430001），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。经对比分析，本项目符合沙雅县一般管控单元的生态管控要求。

表 1.4-2 项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

环境管控单元名称 (编码)	环境管控单元类别	管控要求		本项目	符合性
沙雅县一般管控单元 (ZH65292430001)	一般管控单元	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 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。 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。 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。	1.本项目属于石油天然气开采和石油集输管线建设项目，符合自治区和阿克苏地区总体管控要求。 2.本项目不占用基本农田。 3.本项目不属于露天矿山采掘项目。 4.本项目所在区域不属于优先保护类耕地区域。	符合
		污染物排放管控	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。 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。 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。 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。 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。	1.本项目符合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。 2.本项目不属于畜禽养殖项目，不涉及粪污资源化利用。 3.本项目不涉及农药使用、农村生活垃圾等。	符合

续表 1.4-2 项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

环境管控单元名称 (编码)	环境管控单元类别	管控要求		本项目	符合性
沙雅县一般管控单元 (ZH65292430001)	一般管控单元	环境风险管控	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。	本项目符合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
		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。 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。 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。 4.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。	1.项目符合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。 2.项目属于石油天然气开采和石油集输管线建设项目，不涉及秸秆综合利用、农药使用和农作物节水灌溉等。	符合

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

1.4.4 与相关环保政策要求符合性分析

项目对照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《新疆维吾尔自治区环境保护条例》、《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）、《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29 号）的符合性见表 1.4-3。

表 1.4-3 与相关环保政策符合性分析

文件名称	相关要求	拟建项目情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	本工程为石油开采工程，坚持石油开发与环境保护并举，优化布局，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时的用适地植物进行植被恢复。本次评价已按照要求设置地下水监控井。	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。	本项目新部署的 9 口采油井场，对具备回收条件的伴生气全部回收利用，压力超过安全阈值不具备回收利用条件的伴生气引至各井场放空火炬充分燃烧放散。	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》	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。	本项目不涉及向地表水体排放污染物。	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。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	本项目采出水经处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层。	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》	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

续表 1.4-3 与相关环保政策符合性分析

文件名称	相关要求	拟建项目情况	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》	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》	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,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目开发方案设计考虑了区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺成熟且先进。	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	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》	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。	本项目地处塔克拉玛干沙漠,本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响,并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

续表 1.4-3 与相关环保政策符合性分析

文件名称	相关要求	拟建项目情况	符合性
《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 and 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。	本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。	本项目不涉及占用耕地建设绿色通道	符合
	严禁违规占用耕地挖湖造景。禁止以河流、湿地、湖泊治理为名，擅自占用耕地及永久基本农田挖田造湖、挖湖造景。不准在城市建设中违规占用耕地建设人造湿地公园、人造水利景观。确需占用的，应符合国土空间规划，依法办理建设用地审批和规划许可手续。未履行审批手续的在建项目，应立即停止并纠正；占用永久基本农田的，要限期恢复，确实无法恢复的按照有关规定进行补划。	本项目不涉及占用耕地挖湖造景	符合
	严禁占用永久基本农田扩大自然保护地。新建的自然保护地应当边界清楚，不准占用永久基本农田。目前已划入自然保护地核心保护区内的永久基本农田要纳入生态退耕、有序退出。自然保护地一般控制区内的永久基本农田要根据对生态功能造成的影响确定是否退出，造成明显影响的纳入生态退耕、有序退出，不造成明显影响的可采取依法依规相应调整一般控制区范围等措施妥善处理。自然保护地以外的永久基本农田和集中连片耕地，不得划入生态保护红线，允许生态保护红线内零星的原住民在不扩大现有耕地规模前提下，保留生活必需的少量种植。	本项目不占用永久基本农田扩大自然保护地	符合

续表 1.4-3 与相关环保政策符合性分析

文件名称	相关要求	拟建项目情况	符合性
《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。	本项目不涉及占用耕地从事非农建设	符合
	严禁违法违规批地用地。批地用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。	本项目不涉及违法违规批地用地	符合

1.4.5 与相关规划符合性分析

项目对照《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《阿克苏国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆环境保护规划（2018-2022年）》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》等文件的符合性分析见表1.4-4。

表 1.4-4 本项目与相关规划的符合性

文件名称	相关要求	拟建项目情况	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会 发展第十四个五年 规划和 2035 年远景 目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度,提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设,促进油气增储上产。加强成品油储备,提升油气供应保障能力。	本项目属于塔里木油田油气开发项目。	符合
	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度,推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果。		符合
《新疆环境保护规划(2018-2022 年)》	加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用,开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理,对克拉玛依市、巴州、阿克苏等历史遗留油泥坑进行专项排查,建立整治清单、制定治理与修复计划。	本项目落地油泥桶装收集,交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。	符合
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上,大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机污染物总量控制。	本项目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,加热炉废气已采取低氮燃烧措施。	符合
	强化未污染土壤保护,严控新增污染。按照科学有序原则开发利用未利用地,加强纳入耕地后备资源的未利用地、矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境管理,防止造成土壤污染;排放重点污染物(重金属、多环芳烃、石油烃)的建设项目,在开展环境影响评价时,要增加对土壤环境影响的评价内容,并提出防范土壤污染的具体措施,防范建设用地新增污染物	本项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响,事故状况下,如管道泄漏,可能会对区域土壤环境有一定的影响,报告中已针对土壤环境提出具体的措施,对区域环境影响可接受。	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。2017年起,以拜城县、库车市、沙雅县、温宿县为重点,开展油(气)资源开发区土壤环境污染专项调查工作,加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用,加强危险废物综合利用和处置水平	本项目运营期固体废物主要为落地油泥,收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。	符合

1.4.6 水土保持规划符合性分析

（1）水土保持分区

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，塔中区块内，地处塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030）。本工程属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）。

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

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

（2）水土流失治理分区

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号），项目所在区域沙雅县属于塔里木流域水土流失重点治理区。

（3）项目符合性分析

本工程参照《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 2021 年第 4 批开发井建设项目（沙雅县）水土保持方案报告书》及《关于对中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 2021 年第 4 批开发井建设项目（沙雅县）水土保持方案的批复》（阿地水规设函〔2021〕65 号）的要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场、阀组站等采取防沙治沙措施，集输管线两侧铺设草方格。因此本工程的各项水保措施，是符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求的。

1.5 主要环境问题及环境影响

本工程生态影响和环境污染并重。其中，生态影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等，通过采取相应的生

态保护与恢复措施，对生态环境的影响可得到有效减缓。环境污染主要体现在施工期施工扬尘、机械、车辆尾气及运营期加热炉废气、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；不设临时生活区，施工生活废水、生活垃圾依托现有作业区现有公共设施；选用低噪声设备。

1.6 环境影响评价主要结论

综合分析，本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”的相关要求，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。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、中国石油天然气股份有限公司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》，2018 年 12 月 29 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) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (9) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (11) 《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日施行；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；
- (13) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日修订；
- (14) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (15) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (16) 《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；
- (17) 《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（2019 年本）》，国家发改委令 2019 年第 29 号；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2021 年 1 月 1 日；
- (4) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77 号；
- (5) 《关于印发<危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采>》等七项危

险废物环境管理指南的公告，公告 2021 年 第 74 号；

(6) 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；

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

(8) 《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；

(9) 《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；

(10) 《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；

(11) 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；

(12) 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；

(13) 《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；

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

(15) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》，国发〔2010〕46 号；

(16) 《生态文明体制改革总体方案》，2015 年 9 月 11 日；

(17) 《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；

(18) 《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）；

(19) 《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；

(20) 《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；

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

(22) 《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；

- (23) 《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；
- (24) 《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；
- (25) 《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；
- (26) 《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；
- (27) 《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；
- (28) 《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；
- (29) 《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；
- (30) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；
- (31) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (32) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（试行）》，新环发〔2017〕1号，2017年7月21日；
- (33) 《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》；
- (34) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，新水水保〔2019〕4号；
- (35) 《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）；
- (36) 《新疆环境保护规划（2018-2022年）》；
- (37) 《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；
- (38) 《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；
- (39) 《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。

(40) 《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》；

(41) 《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；

(42) 《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；

(43) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(44) 《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；

(45) 《燃气锅炉间壁式烟气余热回收利用技术规范》（DB65/T 4242-2019）；

(46) 《燃气锅炉烟气再循环降氮技术规范》（DB65/T 4243-2019）。

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》（HJ2.4-2009）；

(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》（HJ19-2011）；

(8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

(10) 《生态环境状况评价技术规范》（HJ192-2015）；

(11) 《国家危险废物名录》（2021 版）；

(12) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB397 28-2020）；

(13) 《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）；

(14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

(15) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2016）；

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

(17) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；

(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) 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SYT 5329-2012)。

2.1.4 其它相关文件

- (1) 依托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 影响因素		自然环境					生态环境		
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	土地	景观	动植物
施工期	场地平整	-1D	--	--	-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	管沟开挖, 管道敷设	-1D	--	-1D	-1D	-2D	-2C	-1D	-2D
	安装建设	--	--	--	-1D	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	-1D
运营期	油气开采及集输	-1C	--	-1C	-1C	-1C	--	--	--
闭井期	封井、井场清理	-1D	--	--	-1D	--	+1C	+1C	+1C
备注：①表中“+”表示正面影响，“-”表示负面影响。②表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大。③表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。									

由表 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，既存在短期、局部及可恢复的负影响，也存在长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素和生态环境产生一定程度的负面影响，主要环境影响因素为环境空气、声环境，表现为短期内影响，均随着施工期的结束而消失；运营期对环境的不利影响是长期存在的，在生产过程中主要影响因素表现在环境空气方面。闭井期对环境的影响表现在对环境空气和噪声的短期影响和对生态环境要素中的土地和景观的长期利好影响。

2.3.2 评价因子筛选

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	评价类别		评价因子
大气环境	施工期	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃
		污染源评价	颗粒物、SO ₂ 、NO _x
		影响分析	颗粒物、SO ₂ 、NO _x
	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、甲醇
		污染源评价	非甲烷总烃、H ₂ S、颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度
		影响分析	非甲烷总烃、H ₂ S、颗粒物、SO ₂ 、NO ₂
	闭井期	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5}
		污染源评价	颗粒物
		影响分析	颗粒物
地下水环境	现状评价	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、SO ₄ ²⁻ 、Cl ⁻ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类	
	污染源评价	石油类	
	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	污染源评价	剩余土方、施工废料、生活垃圾、落地油泥	
	影响分析		
土壤	现状评价	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、总铬、锌、阳离子交换量、石油烃	

续表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	评价类别	评价因子
土壤	影响分析	石油烃
生态	现状调查	生态功能区划、土地利用、植被类型、野生动物、土壤侵蚀
环境	影响分析	土地利用、植被绿化、野生动物、土壤破坏、景观生态、水土流失
风险	风险识别	原油、伴生气、落地油泥
	影响分析	

2.4 评价工作等级和评价范围

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

2.4.1 大气环境评价等级及范围

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

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%;

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

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

(2) 评价等级判别表

评价等级按表 2.4-1 的分级判据进行划分。

表 2.4-1 评价工作等级判据表

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

（3）估算模型参数

①城市/农村选项

项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内塔中区块，各井场及管线周边均无城市建成区或规划区，因此选择农村。

②地表参数

评价区域内土地利用类型主要为戈壁，因此土地利用类型选沙漠荒地。

③区域湿度条件

图 2.4-1 全国干湿状况划分图

根据图 2.4-1，项目区域湿度条件位于半干旱区，为干燥气候。

④估算模型参数

估算模型参数见表 2.4-2。

表 2.4-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

（4）废气污染源参数

项目运营期主要污染源为井场、阀组站无组织废气和加热炉废气。排放源主要为管线接口、阀门、装车鹤管等处产生的无组织挥发烃类和加热炉燃料气燃烧产生的废气。本次环评考虑对最不利条件，选取污染源强较大的满深 17 井场以及面源面积最小的满深 5-1 号阀组站进行分析。

估算数值计算各污染物参数见表 2.4-3、2.4-4。

表 2.4-3 运营期大气污染物排放参数一览表（点源）

编号	名称	排气筒底部中心坐标/°		排气筒底部海拔高度/m	排气筒参数/m		烟气温度/°C	烟气流速/(m/s)	污染物排放速率/(kg/h)			
		经度	纬度		高度	内径			PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂
1	满深 20 井加热炉（P1）			1058	8	0.08	120	13.6	0.003	0.0015	0.003	0.016

表2.4-4 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 (°)		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
满深 17 井场			1032	90	140	5	45	0.02	0.00005
满深 5-1 号阀组站			952	40	40	5	37.918	0.045	0.0001

(5) 估算模型计算结果

本项目废气污染源的正常排放污染物最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图 2.4-2。

图 2.4-2 污染源最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测结果图

(6) 评价等级确定

本项目大气环境影响评价定级判定见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气评价等级估算结果一览表

序号	污染源	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{oi} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$D_{10\%}$ (m)	评价等级
1	满深 20 井加热炉	PM ₁₀	2.0217	450	0.4493	--	三级
2		PM _{2.5}	1.0109	225	0.4493	--	三级
3		SO ₂	2.0217	500	0.4043	--	三级
4		NO ₂	10.7824	200	5.3912	--	二级
5	满深 17 井场	非甲烷总烃	2000.0	18.6550	0.9328	--	三级
6		H ₂ S	10.0	0.0466	0.4664	--	三级
7	满深 5-1 号阀组站	非甲烷总烃	78.0490	2000	3.9025	--	二级
8		H ₂ S	0.1734	10	1.7344	--	三级

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

根据估算结果，本项目 $P_{\max}$ 最大值出现为满深20井场排气筒的 NO_2 ， $C_{\max}$ 为 $10.7824\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为5.3912%， $1\% \leq P_{\max} \leq 10\%$ ， $D_{10\%}$ 未出现。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。大气环境影响评价范围为以各井场及阀组站为中心，各自外扩 2.5km 的矩形区域，大气评价范围见图 2.4-3。

图 2.4-3 大气评价范围图

2.4.2 地表水影响评价等级

本项目施工期主要产生生活污水和管道试压废水。管道试压废水排出后进入下一段管线循环使用，最后用作场地降尘用水或区域绿化用水。施工人员生活污水依托作业区现有公共设施，不外排。运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和

满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

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

2.4.3 地下水影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级，并按相应等级开展评价工作。

①建设项目行业分类

本项目部署新建采油井场 9 口，阀组站 3 座，阀井 1 座，集油管线 74.19583km，集气管线 14.6km，燃料气管线 4.91km，及配套辅助设施。对照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，采油井场、阀组站、阀组和阀井属于目录 F 石油、天然气类，37 石油开采，因此所有采油井场、阀组站、阀组和阀井地下水环境影响评价项目类别划分为 I 类；集油管线属于目录 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；集气管线、燃料气管线属于目录 F 石油、天然气类，41、天然气管线，地下水环境影响评价项目类别划分为 III 类。

②地下水环境敏感程度分级

本项目所有采油井场、阀组站、阀井、集油管线、集气管线、燃料气管线均不在集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为不敏感。

表 2.4-6 建设项目评价工作等级分级表

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

经以上分析，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 2 中相关规定，所有采油井场、阀组站、阀组和阀井地下水评价等级为二级，集油管线、集气管线、燃料气管线地下水评价等级为三级。

（2）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，本项目新建井场和阀组站场评价范围为 6km²。根据地下水流向为自西南向东北，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集油管线、集气管线、燃料气管线地下水评价范围为管线两侧 200m。因本项目新建工程较为分散，分别划定两个调查范围，调查范围 1 面积 1758km²，调查范围 2 面积 2077km²。评价范围和调查范围见图 2.4-4。

图 2.4-4 地下水评价范围示意图

2.4.4 声环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 环境特征

本项目在塔中区块内建设，区域声环境为《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的 2 类功能区。

(2) 对周围环境影响

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

(3) 评价等级

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价级别划分原则，确定本项目声环境影响评价级别为二级。

(4) 评价范围

评价范围为井场边界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》（HJ19-2011），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

影响区域 生态敏感性	项目占地（水域）范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

(2) 项目占地及生态敏感性

本项目新增总占地面积约 $0.946\text{km}^2 \leq 2\text{km}^2$ ，集输管线工程长度总计约 $88.80\text{km} < 100\text{km}$ 。评价区域内不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，不涉及风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区，属于一般区域。

(3) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），项目影响区域的生态敏感度属于一般区域，项目生态影响评价等级为三级。

(4) 评价范围

评价的范围为井场边界向外延伸 500m，管道两侧 200m。

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势 I。

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

表 2.4-9 项目危险物质储存情况一览表

序号	风险单元		危险物质	单元内最大存在量 t
1	井场	满深 17 井场	原油	63.96
			H ₂ S	0.17
			天然气	0.079
2	管线	满深 17 井至 ZG162-H1 集油站集输管线	原油	--
天然气			26.54	
3		满深 701 井至 ManS5-H4 井拉油点集输管线	原油	6.63
			H ₂ S	0.02
			天然气	2.22
4		ManS3-H6 井至满深 3-1 号阀组站集输管线	原油	3.89
			H ₂ S	0.01
			天然气	1.04
5		满深 3-1 号阀组站至满深 503H 井拉油点集输管线	原油	10.81
			H ₂ S	0.03
			天然气	4.05
6		满深 3 单井至满深 3-1 号阀组站集输管线	原油	0.63
			H ₂ S	0.002
			天然气	0.28
7		满深 401H 井至满深 4-1 号阀组站集输管线	原油	3.02
	H ₂ S		0.008	
	天然气		0.99	
8	满深 4-1 号阀组站至满深 1 计转站集输管线	原油	31.27	
		H ₂ S	0.08	
		天然气	6.91	

续表 2.4-9 项目危险物质储存情况一览表

序号	风险单元		危险物质	单元内最大存在量 t
9	管线	富源 218 井至满深 1 计转站集输 管线	原油	16.70
			H ₂ S	0.04
			天然气	2.79
10		ManS5-H9 井至满深 5-1 号阀组 站集输管线	原油	0.33
			H ₂ S	0.0009
			天然气	0.10
11		满深5-1号阀组站 ManS5-H4井 拉油点集输管线	原油	17.57
			H ₂ S	0.05
			天然气	5.71
12		满深 505 井至满深 5-1 号阀组站	原油	8.56
			H ₂ S	0.02
			天然气	2.86
13		满深 20 井至 ZG102-6X 集输管 线	原油	0.87
			H ₂ S	0.002
			天然气	1.82
14		ZG102-6X 至满深 20 井燃料气管 线	燃料气	0.06
15	ManS504-H2 至满深 504H 阀组	原油	3.00	
		H ₂ S	0.008	
		天然气	1.00	
16	满深 71 井至满深 702 试采点集 输管线	原油	5.89	
		H ₂ S	0.02	
		天然气	1.31	
17	井场		危险废物	0.1

本项目天然气含甲烷 79.3%，乙烷等 8.0%，涉及的危险物质险物质数量与临界量比值（Q）确定表见表 2.4-10。

表 2.4-10 项目危险物质数量与临界量比值 (Q) 确定表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	q/Q 值	Q 值划分
1	满深17井场	原油	--	63.96	2500	0.026	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.17	2.5	0.068	
		甲烷	74-82-8	0.063	10	0.0063	
		乙烷	74-84-0	0.006	10	0.0006	
Q 值Σ						0.1009	
2	满深 17 井至 ZG162-H1 集油站集输管线	甲烷	74-82-8	21.05	10	2.105	1≤Q<10
		乙烷	74-84-0	2.12	10	0.212	
Q 值Σ						2.317	
3	满深701井至 ManS5-H4井拉油点集输管线	原油	--	6.63	2500	0.0027	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.02	2.5	0.008	
		甲烷	74-82-8	1.76	10	0.176	
		乙烷	74-84-0	0.18	10	0.018	
Q 值Σ						0.2047	
4	ManS3-H6井至满深3-1号阀组站集输管线	原油	--	3.89	2500	0.0016	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.01	2.5	0.004	
		甲烷	74-82-8	0.82	10	0.082	
		乙烷	74-84-0	0.08	10	0.008	
Q 值Σ						0.0956	
5	满深3-1号阀组站至满深503H 井拉油点集输管线	原油	--	10.81	2500	0.0043	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.03	2.5	0.012	
		甲烷	74-82-8	3.21	10	0.321	
		乙烷	74-84-0	0.32	10	0.032	
Q 值Σ						0.3693	
6	满深3单井至满深3-1号阀组站集输管线	原油	--	0.63	2500	0.0003	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.002	2.5	0.0008	
		甲烷	74-82-8	0.22	10	0.022	
		乙烷	74-84-0	0.02	10	0.002	
Q 值Σ						0.0251	
7	满深401H 井至满深4-1号阀组站集输管线	原油	--	3.02	2500	0.0012	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.008	2.5	0.0032	
		甲烷	74-82-8	0.78	10	0.078	
		乙烷	74-84-0	0.08	10	0.008	
Q 值Σ						0.0904	
8	满深4-1号阀组站至满深1计转站集输管线	原油	--	31.27	2500	0.0125	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.08	2.5	0.032	
		甲烷	74-82-8	5.48	10	0.548	
		乙烷	74-84-0	0.55	10	0.055	
Q 值Σ						0.6475	

续表 2.4-10 项目危险物质数量与临界量比值 (Q) 确定表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	q/Q 值	Q 值划分
9	富源218井至满深1计转站集输管线	原油	--	16.70	2500	0.0067	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.04	2.5	0.016	
		甲烷	74-82-8	2.21	10	0.221	
		乙烷	74-84-0	0.22	10	0.022	
Q 值Σ						0.2657	
10	ManS5-H9井至满深5-1号阀组站集输管线	原油	--	0.33	2500	0.0001	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.0009	2.5	0.0004	
		甲烷	74-82-8	0.08	10	0.008	
		乙烷	74-84-0	0.01	10	0.001	
Q 值Σ						0.0095	
11	满深5-1号阀组站 ManS5-H4井拉油点集输管线	原油	--	17.57	2500	0.007	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.05	2.5	0.02	
		甲烷	74-82-8	4.53	10	0.453	
		乙烷	74-84-0	0.46	10	0.046	
Q 值Σ						0.526	
12	满深 505 井至满深5-1 号阀组站	原油	--	8.56	2500	0.0034	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.02	2.5	0.008	
		甲烷	74-82-8	2.27	10	0.227	
		乙烷	74-84-0	0.23	10	0.023	
Q 值Σ						0.2614	
13	满深 20 井至ZG102-6X 集输管线	原油	--	0.87	2500	0.0003	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.002	2.5	0.0008	
		甲烷	74-82-8	1.44	10	0.144	
		乙烷	74-84-0	0.15	10	0.015	
Q 值Σ						0.1601	
14	ZG102-6X 至满深20 井燃料气管线	甲烷	74-82-8	0.05	10	0.005	Q<1
		乙烷	74-84-0	0.01	10	0.001	
Q 值Σ						0.006	
15	ManS504-H2 至满深 504H 阀组	原油	--	3.00	2500	0.0012	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.008	2.5	0.0032	
		甲烷	74-82-8	0.79	10	0.079	
		乙烷	74-84-0	0.08	10	0.008	
Q 值Σ						0.0912	
16	满深 71 井至满深702 试采点集输管线	原油	--	5.89	2500	0.0024	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.02	2.5	0.008	
		甲烷	74-82-8	1.04	10	0.104	
		乙烷	74-84-0	0.10	10	0.010	
Q 值Σ						0.1244	
17	危险废物		--	0.1	--	--	Q<1
Q 值Σ						--	

由上表可知，项目满深 17 井集输管线危险物质数量与临界量比值（Q）为 2.317（ $1 \leq Q < 10$ ），其余井及集输管线 $Q < 1$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。本项目危险物质和工艺系统的危险性（P）为 P4，大气环境、地表水环境敏感程度均为 E3，地下水环境敏感程度为 E2，根据上表可知，本项目大气环境、地表水环境潜势均为 I，地下水环境潜势为 II。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，项目大气、地表水环境风险评价等级为简单分析，大气评价范围为井场边界外延 500m 的区域，管线两侧 200m；地下水环境风险评价等级为三级，同地下水评价范围。

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》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为石油开采，属污染影响型。

（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 土壤环境》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“采矿业”中“石油开采”，土壤环境影响评价类别为 I 类。

（2）土壤环境影响评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50 \text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50 \text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5 \text{hm}^2$ ）。建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，具体判别依据见表 2.4-11。

表 2.4-11 污染影响型土壤敏感程度分级表

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

本项目永久占地约 2.58hm^2 ，为小型项目。根据现场踏勘，项目周边不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等敏感目标，则由表 2.4-11 可知，本项目土壤敏感程度为“不敏感”。

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分工作等级，划分依据详见表 2.4-12。

表 2.4-12 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

综上，本项目为I类中的小型项目，且土壤敏感程度为“不敏感”，则根据表 2.4-12 可知，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价范围为井场、阀组站四周及管线两侧外扩 0.2km 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、甲醇执行《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) 地下水的石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

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

(4) 土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 筛选值第二类用地标准。

环境质量标准值见表 2.5-1～表 2.5-4。

表 2.5-1 环境空气质量标准

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
环境 空气	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准及其修改单 (生态环境部公告 2018 年第 29 号)
		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
	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
	甲醇	1 小时平均	3000	μg/m ³	

表 2.5-2 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 2.5-3 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	mg/L	
	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		
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	石油类	≤0.05	mg/L	

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	

续表 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	氯甲烷	37	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
	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
	四氯乙烯	53	mg/kg	
	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	
	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
	氯乙烯	0.43	mg/kg	
	苯	4	mg/kg	
	氯苯	270	mg/kg	
	1,2-二氯苯	560	mg/kg	
	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	
	甲苯	1200	mg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
	邻二甲苯	640	mg/kg	
	硝基苯	76	mg/kg	
	苯胺	260	mg/kg	
	2-氯酚	2256	mg/kg	
	苯并[a]蒽	15	mg/kg	
	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	
	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	
	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	
	蒽	1293	mg/kg	
	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	
	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	
	萘	70	mg/kg	
	石油烃	4500	mg/kg	

2.5.2 污染物排放标准

(1) 大气污染物

运营期加热炉烟气中烟气黑度、颗粒物、SO₂、NO_x排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩标准要求。

表 2.5-5 大气污染物排放标准一览表

阶段	污染物		标准值	标准来源
运营期	非甲烷总烃	边界	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	H ₂ S		0.06mg/m ³	
	颗粒物	加热炉排气筒	20mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求
	SO ₂		50mg/m ³	
	NO _x		200mg/m ³	
	烟气黑度		≤1 级	

(2) 废水

采出水经哈一联和塔三联采出水处理设施处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中油田和塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率 (μm ²)		≤0.01	> 0.01~≤0.05	> 0.05~≤0.5	> 0.5~≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量 (mg/L)	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率 (mm/a)	≤0.076				
	SRB (个/ML)	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

(3) 噪声

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

表 2.5-7 噪声排放标准

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

2.5.3 控制标准

一般固废参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中的有关规定。

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 环境保护目标

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

表 2.7-1 环境保护目标

环境要素	保护目标			相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度	方位	距离 (m)	
大气环境	项目周边 2500m 范围内无敏感点					《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准
地下水	地下水评价范围内潜水含水层					《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准
声环境	井场边界及管线 200m 范围					《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准
土壤	井场、阀组站边界及管线两侧外扩 200m 范围					《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018) 二类用地筛选值
环境风险	大气：项目周围外 500m 环境敏感点及周边企业；地表水：不直接外排至地表水体；地下水：地下水评价范围内潜水含水层					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	阀组站及井场边界外延 500m、管线两侧 200m 范围					

3 工程概况及工程分析

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。按照塔里木油田总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。

为了满足塔北-塔中大油气区开发的需要，实现勘探井转开采井及管输生产，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司决定在新疆阿克苏地区沙雅县中部塔里木河以南建设塔中区块，并拟投资 9589 万元实施“塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程”。本工程主要建设内容为：①在塔中区块内共部署采油井场 9 座（包括：满深 17、ManS504-H2、满深 701、满深 505、ManS3-H6、满深 71、满深 20、富源 218 和满深 401H）；②新建满深 3-1 号阀组站、满深 5-1 号阀组站和满深 4-1 号阀组站；③新建集油管线 74.19583km，集气管线 14.6km，燃料气管线 4.91km；④配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施；⑤在距离 ZG102-6X 井 325m 处，设置阀井 1 座。项目建成后，最大产油规模 1257t/d，伴生气规模 74.99×10⁴m³/d。

本项目所涉及勘探井现已经基本探明原油量充足，能够稳定供应，具有开采价值，因此由勘探井转为开采井。本次井场工程仅涉及设备安装和配套集输管线建设，均为地面工程，不涉及钻井及井下作业。

本次评价对各勘探井的钻井工程作为在建工程进行分析，对哈得一联合站、塔中第三联合站、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站、塔中油田钻试修废弃物环保处理站和库车畅源生态环保科技有限责任公司作为依托工程进行分析。

3.1 在建工程

3.1.1 环保手续履行情况

根据建设方资料和现场踏勘结果，各勘探井及配套管线终点满深 1 计转站、满深 503H 拉油点、ManS5-H4 拉油点正在建设中，环保手续如下表。

表 3.1-1 在建工程环保手续履行情况一览表

序号	井号	批复名称及文号
1	ManS3-H6 井	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《ManS3-H6 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕291 号）
2	ManS504-H2 井	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《ManS504-H2 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕582 号）
3	富源 218 井	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《富源 218 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕543 号）
4	满深 401H	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《满深 401H 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕345 号）
5	满深 505 井	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《满深 505 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕545 号）
6	满深 71 井（原满深 6 井）	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《满深 6 井钻井工程（勘探井）（重新报批）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕315 号）
7	满深 701 井	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《满深 701 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕537 号）
8	满深 17 井（原中古 80 井）	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《中古 80 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕179 号）
9	满深 20 井（原中古 81 井）	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于对《中古 81 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2021〕180 号）
10	满深 1 计转站	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局关于《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程环境影响报告表》的批复（阿地环函字〔2020〕344 号）
11	满深 503H 拉油点、ManS5-H4 拉油点	新疆维吾尔自治区生态环境厅关于《果勒东 I 区块 2021 年产能建设项目（一期）环境影响报告书》的批复（新环审〔2021〕210 号）

注：满深 6 井、中古 80 井和中古 81 井在勘探井批复之后进行了井名的变更，变更过后的名称分别为满深 71、满深 17 和满深 20。

3.1.2 在建工程概况

表 3.1-2 在建工程基本情况一览表

项目	内容		
单位名称	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
地点	新疆阿克苏地区沙雅县		
工程内容	主体工程	各井建设内容一致，建设钻井平台、事故应急池、放喷池、泥浆暂存池、钻井废弃物不落地处理系统等设施。	
	公用工程	供电	钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备由沙雅县市政供电管网或柴油发电机提供。
		供水	钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地。
		供热	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。
	环保工程	废气	施工扬尘：泼洒抑尘；
			测试废气：放喷火炬排放；
			原油回收废气：无组织排放；
			井口：无组织排放；
			柴油发电机废气：无组织排放。
		废水	压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块和塔中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钻井液配备，完井后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；
			生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至沙雅县和塔三联污水处理厂处理；
		噪声	增加隔震垫、弹性材料等减震措施；
		固废	钻井泥浆、钻井岩屑与钻井废水等泥浆废弃物一同处理，其中非磺化水基泥浆（膨润土泥浆）废弃物采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足要求后用于铺垫井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物收集后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；
			废油采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，完井后交由有危险废物处置资质的单位回收处理；
			集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理。

(1) 主要建构筑物

表 3.1-3 井场主要建构筑物一览表

序号	井号	名称	数量	规格
1	满深 505 井	钻井平台	1 套	--
2		放喷池	2 座	200m ³ 、200m ³
3		应急池	1 个	600m ³
4		泥浆暂存池	1 个	1200m ³
5	ManS3-H6 井	钻井平台	1 套	--
6		应急池	1 座	600m ³
7		放喷池	2 座	200m ³ 、200m ³
8		泥浆暂存池	1 座	1200m ³
9	ManS504-H2 井	钻井平台	1 套	--
10		应急池	1 座	600m ³
11		放喷池	2 座	200m ³ 、200m ³
12		泥浆暂存池	1 座	1200m ³
13	富源 218 井	钻井平台	1 套	--
14		应急池	1 座	600m ³
15		放喷池	2 座	200m ³ 、200m ³
16		泥浆暂存池	1 座	1200m ³
17	满深 401H 井	钻井平台	1 套	--
18		应急池	1 座	300m ³
19		放喷池	2 座	100m ³ 、100m ³
20		泥浆暂存池	1 座	1000m ³
21	满深 17 井	钻井平台	1 套	--
22		应急池	1 座	300m ³
23		放喷池	2 座	300m ³ 、300m ³
24		泥浆暂存池	1 座	1000m ³
25	满深 20 井	钻井平台	1 套	--
26		应急池	1 座	300m ³
27		放喷池	2 座	300m ³ 、300m ³
28		泥浆暂存池	1 座	1000m ³
29	满深 71 井	钻井平台	1 套	--
30		应急池	1 座	300m ³
31		放喷池	2 座	100m ³ 、100m ³
32		泥浆暂存池	1 座	1200m ³
33	满深 701 井	钻井平台	1 套	--
34		应急池	1 座	600m ³
35		放喷池	2 座	200m ³ 、200m ³
36		泥浆暂存池	1 座	1200m ³

(2) 主要生产设备设施

各单井场生产设备设施均由钻前工程、钻井工程、试井等组成。其中，钻前工程主要包括挖掘机、推土机等设施；钻井工程设备主要包括机械钻机、井架、泥浆泵、振动筛、除气器、除砂器、气液分离器、加重泵和混合漏斗等；试井期间设备主要包括采油树、原油储罐、井口装置等。

(3) 主要经济技术指标

表 3.1-4 井场主要技术经济指标一览表

项目	指标名称	技术指标
满深 20 井	钻井深度	8200m
	钻井目的层	奥陶系鹰山组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
满深 17 井	钻井深度	7900m
	钻井目的层	奥陶系鹰山组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
ManS3-H6 井	钻井深度	8363/7610.42m（斜深/垂深）
	钻井目的层	奥陶系一间房组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
满深 505 井	钻井深度	8166/7764.78m（斜深/垂深）
	钻井目的层	奥陶系一间房组鹰山组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
满深 401H 井	钻井深度	7957/7619.99m（斜深/垂深）
	钻井目的层	奥陶系一间房组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
富源 218 井	钻井深度	7862.25/7635m（斜深/垂深）
	钻井目的层	奥陶系一间房组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
ManS504-H2 井	钻井深度	7890/7718.69m（斜深/垂深）
	钻井目的层	奥陶系一间房组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
满深 71 井	钻井深度	8500m
	钻井目的层	奥陶系
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井
满深 701 井	钻井深度	8253.92m（斜深）
	钻井目的层	奥陶系一间房组
	钻井泥浆体系	水基泥浆
	完井方式	裸眼完井

(4) 工艺流程及产排污节点

钻井作业采用电钻机，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，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液(增加钻井液配料)和检修设备。

当钻井到目的层后，对油气应进行完井测试，试井前先安装井口防喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如评价井有油气资源，采出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐回收，天然气经过管线引至放喷池点火，依据试井具体情况设置放喷时间。

在建工程钻井工程废气污染源主要为施工扬尘、完井测试天然气燃烧产生的烟气、原油回收废气、柴油发电机废气等，施工扬尘采取泼洒抑尘措施；测试废气通过放喷火炬排放，放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境的影响将消失；原油回收废气、柴油发电机废气和井口废气无组织排放。

废水污染源主要为钻井废水、压裂废水和生活污水，钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，完井后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至沙雅县和塔三联污水处理厂处理。

噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加减震垫、弹性材料等减震措施。

固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、废油和生活垃圾，钻井泥浆、钻井岩屑与钻井废水等泥浆废弃物一同处理，其中非磺化水基泥浆(膨润土泥浆)废弃物采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足要求后用于铺垫井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物收集后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；废油采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，完井后交由有危险废物处置资质的单位回收处理；生活垃圾集中收集后，集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理。

表 3.1-5 在建井场污染源及处理措施

类别	污染源	污染物名称	治理措施
废气	施工扬尘	颗粒物	泼洒抑尘
	测试废气	非甲烷总烃	放喷火炬排放
	原油回收废气		无组织排放
	井口废气	非甲烷总烃	
	柴油发电机废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	
废水	酸化压裂作业	压裂废水	压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；
	试井	钻井废水	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，完井后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；
	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至沙雅县和塔三联污水处理厂处理；
噪声	钻井设备	噪声	增加隔震垫、弹性材料等减震措施；
固废	钻井	钻井岩屑	钻井泥浆、钻井岩屑与钻井废水等泥浆废弃物一同处理，其中非磺化水基泥浆（膨润土泥浆）废弃物采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足要求后用于铺垫井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物收集后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；
		钻井泥浆	
		废油	废油采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，完井后交由有危险废物处置资质的单位回收处理；
	施工人员	生活垃圾	集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理。

（6）公辅设施概况

①采暖及供热

井场冬季生活区供暖方式为电采暖，试井期井场设备伴热方式为电伴热。

②供电

在建井场用电由沙雅县市政供电管网或柴油发电机提供。

③给排水

在建井场用水主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由水罐车拉至各井场，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至各井场营地。

废水主要为钻井废水、生活污水及压裂作业产生的压裂废水。井场设临时移动环保厕所，生活污水暂存于生活污水池，定期拉运至沙雅县和塔三联污水处理厂妥善处理。钻井废水由不落地系统处理后，液相用于配置钻井液，完井后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

3.1.3 存在环保问题及整改措施

根据本次现场踏勘情况，对在建工程情况进行评价，并对环保措施落实情况进行分析。

在建各井场均按照环评批复建设了岩屑池、应急池、放喷池等。钻井期水基泥浆、钻井废弃物(水基泥浆钻井岩屑)、废弃防渗膜、废油及含油废物、生活垃圾。水基泥浆通过“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后进入泥浆罐循环使用；钻井废弃物(水基泥浆钻井岩屑)经随钻不落地系统收集后，定期清运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理；废弃防渗膜、废油及含油废物暂存危废间，交由有资质单位进行处理；生活垃圾集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理。

(1) 声环境

噪声源主要是施工机械噪声；根据现状监测结果可知，监测期间各井场监测点噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准要求，说明本工程已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

(2) 固体废物

固体废物主要有钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、生活垃圾等。

根据现场探勘结果，部分井场和道路有生活垃圾遗撒，应加强生活垃圾特别是各种饮料瓶进行收集、清理，同时加强油田公司内部和对乙方单位的环保教育与要求，保持井场及道路两侧清洁。

(3) 占地及生态环境恢复

开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。项目勘探井井场为临时占地，现改为开采井应办理永久征地手续。永久征地范围外的临时征地范围内，应进行场地恢复。

现阶段处于施工期，还未进行生态恢复，施工结束后临时占地及井场周边应及时进行生态恢复。

3.1.4 油气资源概况

3.1.4.1 地层特征

3.1.4.2 构造特征

3.1.4.3 储层特征

3.1.4.4 油藏特征

3.2 依托工程

项目油气依托哈得一联合站和塔中第三联合站进行处理，施工期产生的少量施工废料和生活垃圾拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站填埋处置，落地油泥收集后由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理，因此将哈得一联合站、塔中第三联合站、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站、塔中油田钻试修废弃物环保处理站和库车畅源生态环保科技有限责任公司作为依托工程进行分析。

3.2.1 哈得一联合站

项目实施后，满深 505 井、ManS3-H6 井、ManS5-H9 井、满深 71 井、富源 218 井、满深 401H 井、满深 701 井和 ManS5-H4 井共 8 口采油井场的采出物依托哈得一联合站处理。

（1）基本情况

哈一联是哈得油田第 2 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北 7.0km，占地面积 $3.5 \times 10^4 \text{m}^2$ 。哈一联包含在哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程中，原新疆维吾尔自治区环境保护局 2005 年 4 月 26 日以（新环自函〔2005〕161 号）予以批复，于 2007 年 10 月 16 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收（新环监验〔2007〕31 号）。2016 年哈一联进行了扩建，纳入哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程中，于 2016 年 8 月取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1264 号），并于 2020 年 12 月通过了阿克苏地区生态环境局竣工环境保护验收备案（备案编号：BA652900YS2020-122）。

目前,哈一联设计原油处理规模 $145 \times 10^4 \text{t/a}$, 天然气处理规模 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 含油污水处理规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$, 注水规模 $3050 \text{m}^3/\text{d}$, 清水处理能力为 $90 \text{m}^3/\text{d}$ (消防用水、生活用水)。

(2) 平面布置

哈一联由大庆设计院设计, 大庆油建承建, 以“简单、实用、国产化”为宗旨进行设计建设, 具有设备选型先进可靠, 站内布局分类明晰紧凑, 功能区相对独立、流程简化、密闭、安全等特点。哈一联站内平面布置详见图 3.2-1。

图 3.2-1 哈一联平面布置图

(3) 工艺流程

①原油处理流程

哈一联采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离（一段），脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离（二段），脱出原油中的乳化水和部分伴生气，最后进原油缓冲罐进行油气分离缓冲，合格原油经外输泵外输至轮南。原油处理流程见图 3.2-2。

图 3.2-2 哈一联原油处理工艺流程简图

②天然气处理流程

天然气处理采用两级除油工艺：三相分离器分离出来的天然气（一段气）经一级天然气除油器除油后依靠自压输送至哈四联，经原油脱水器分离出来的天然气（二段气）进入二级天然气除油器除油，再经天然气压缩机增压后与一段气汇合，外输至哈四联伴生气处理装置进行处理。天然气处理流程见图 3.2-3。

图 3.2-3 哈一联天然气处理工艺流程简图

③含油污水处理流程

含油污水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水经加热后进入污水接收罐，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联。含油污水处理流程见图 3.3-4。

图 3.2-4 哈一联含油污水处理工艺流程简图

（4）依托可行性分析

①原油依托可行性分析

哈一联设计处理规模为 $145 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前处理量约 $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目依托哈一联处理的原油产量最大约 $35.66 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。

②伴生气依托可行性分析

哈一联设计天然气处理规模为 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前日处理量约 $140 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余量为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。本项目依托哈一联处理的天然气产量最大约 $39.99 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，依托可行。

③采出水依托可行性分析

本项目采出水依托哈得一联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $500 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。本项目依托哈一联处理的采出水产生量为 $5.9 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。

3.2.2 塔中第三联合站

项目实施后，满深 17 井、满深 20 井 2 口采油井场的采出物依托塔中第三联合站处理。

（1）基本情况

塔中第三联合站包含于《塔中 I 号凝析气田中古 8-中古 43 区块初步开发方案地面工程》中，原新疆维吾尔自治区环境保护局 2013 年 8 月 13 日以（新环评价函〔2013〕712 号）予以批复，于 2017 年 8 月 27 日通过新疆维吾尔自治区监测总站竣工环境保护验收（新环函〔2017〕1340 号）。

塔中三号联合站是工艺最完整的处理站，主要包括集气装置、增压站、脱硫装置、脱水脱烃、硫磺回收、凝析油处理装置等主体装置和硫磺成型、罐区、空气氮气站、火炬放空、燃料气系统、等辅助装置及公用系统。设计规模为：天然气 $18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，凝析油 $110.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

（2）平面布置

图 3.2-5 塔三联平面布置图

(3) 工艺流程

根据进料组成和产品气要求，塔三联主要进行脱硫、脱水和脱烃处理。自集气站来的压力为 7.6MPa(g)含硫天然气进入脱硫装置(压力衰减后，经原料气增压站增压到 7.6MPa(g)进入脱硫装置)，脱除 H_2S 和大部分 CO_2 后，进入脱水脱烃装置脱除天然气中的水和重烃，三相分离器出来的气相进入燃料气系统，轻油进入凝析油处理装置的凝析油缓冲罐，与脱除 H_2S 后的凝析油掺混外输。产品气在 7.1MPa(g)压力下外输至现有塔二联外输首站。

液相进入凝析油缓冲罐，在 3.0MPa.g 分离出的闪蒸气三级入口；分离出的含水凝析油调压至 1.6MPa.g 进入凝析油预加热器，加热至 50℃的含水凝析油混合后进入凝析油三相分离器，分离出的闪蒸气进入闪蒸气压缩机组二级入口；分离出的凝析油调压至 0.35MPa.g 进入凝析气提塔。塔底采用燃料气气提的方式脱去凝析油中绝大部分的 H_2S ；塔底凝析油与自脱水脱烃来的轻油混合进入凝析油输送罐，最后由泵外输。来自凝析油塔顶的 0.35MPa.g 闪蒸气送至闪蒸气压缩机的一级入口；增压后的闪蒸气经空冷器冷却至 40℃后出站送至脱硫装置原料气中。

凝析油三相分离器分离出的含硫气田水调压至 0.2MPa.g 后进入气田水缓冲罐缓冲，再进入气田水气提塔，塔底采用燃料气气提。气田水中所含 H_2S 绝大部分被携带出塔顶，塔顶酸气去硫磺回收装置；塔底气田水(不含 H_2S)经气田水转输泵增压至 1MPa.g 后进入污水处理装置。

脱硫装置的酸气进入硫磺回收装置，回收硫磺后，液体硫磺输送至硫磺成型及装车设施，经成型包装后外运，尾气经焚烧设施焚烧后排放。

塔三联工艺流程图见图 3.2-6。

图 3.2-6 塔三联工艺流程图

(4) 依托可行性分析

①原油依托可行性分析

塔三联设计处理规模为 $110.9 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前处理量约 $50.6 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $60.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目依托塔三联处理的原油产量最大约 $10.22 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。

②伴生气依托可行性分析

塔三联设计天然气处理规模为 $18 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，目前处理量约 $8.2 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，富余量为 $9.8 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。本项目依托塔三联处理的天然气产量最大约 $1.28 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，依托可行。

③采出水依托可行性分析

本项目采出水依托塔三联含油污水处理系统处理，设计处理规模 $1440 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $840 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。本项目依托塔三联处理的采出水产生量为 $1.68 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。

3.2.3 钻试修废弃物环保处理站

本项目满深 505 井、ManS3-H6 井、ManS5-H9 井、满深 71 井、富源 218 井、满深 401H 井、满深 701 井和 ManS5-H4 井共 8 口的施工废料、生活垃圾以及井下作业废水均依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处置。满深 17 井和满深 20 井共 2 口的施工废料、生活垃圾以及井下作业废水均依托塔中钻试修废弃物环保处理站处置。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，中心地理坐标为 $\text{N}40^\circ 49' 29.39''$ ， $\text{E}83^\circ 4' 57.32''$ 。站址西部由北向南依次为 2 座 10000m^3 生活垃圾填埋池、 20000m^3 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、 1500m^3 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 10000m^3 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、 15000m^3 聚磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 $150 \text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模为 $300 \text{m}^3/\text{d}$ 。

塔中油田钻试修废弃物环保处理站位于民丰县北部，塔里木盆地内，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，设施的中心坐标为北纬 $39^\circ 21' 53.44''$ ，东经 $82^\circ 57' 33.17''$ 。设计固废处理能力 $120 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置；钻试修废水处理规模为 $300 \text{m}^3/\text{d}$ ，采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤”工艺对废水进行净化处理。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站和塔中油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理工艺均为“均质除油+絮凝沉淀+过滤”对废水进行净化处理，主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌（硫酸盐还原菌）等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站和塔中油田钻试修废弃物环保处理站均为塔里木油田钻试修废弃物环保处理站的组成部分，已于 2016 年 11 月取得原自治区环保厅《关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）环境影响报告书的批复》（新环函[2016]1626 号），并于 2019 年 1 月 23 日进行竣工环境保护验收，塔里木油田分公司出具了《关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（轮南、塔中、塔河南岸区块）自主验收合格的批复》（油质安[2019]6 号），目前环保处理站正常运行。

3.2.4 库车畅源生态环保科技有限责任公司

本工程运营期产生的少量落地油泥等危险废物依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

库车畅源生态环保科技有限责任公司位于阿克苏地区库车市塔里木乡东北 40km 处，现有轮西固废场内建有轮西 6 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目。该项目选用焚烧工艺对含油污泥及磺化泥浆废弃物进行处理，这种工艺对多种有害物质去除效果良好，且经焚烧后还原土含油率低于 0.45%，可满足当前环保要求。焚烧烟气采用“SNCR 脱硝+半干急冷塔+活性炭吸附+石灰吸附+布袋除尘器+除酸塔”工艺进行净化处理，飞灰等危废采用罐装储存并定期送危废处置单位库车红狮水泥有限公司进行处理，依托可行。

3.3 拟建工程

3.3.1 工程概况

- （1）项目名称：塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程。
- （2）建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。
- （3）建设性质：改扩建。
- （4）建设地点：新疆阿克苏地区沙雅县境内，塔中区块。
- （5）项目投资：项目总投资 9589 万元，其中环保投资 120 万元，占总投资的 1.25%。

(6) 建设内容及规模：部署新建采油井场 9 口，阀组站 3 座，阀井 1 座，集油管线 74.19583km，集气管线 14.6km，燃料气管线 4.91km，及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。项目建成后，最大产油规模 1257t/d，伴生气规模 $74.99 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。工程组成及主要建设内容详见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建工程主要建设内容一览表

项目	工程组成	具体内容
主体工程	井场	建设电磁加热含硫油井标准化井场9座（满深17、ManS504-H2、满深701、满深505、ManS3-H6、满深71、满深20、富源218和满深401H），主要安装采油树、电磁加热器撬、加药撬等设备，以及站内仪表通信、配电柜等配套设施。
	阀组站	建设满深3-1号阀组站、满深4-1号阀组站和满深5-1号阀组站各1座。
	阀井	在距离ZG102-6X井325m处，设置阀井1座。
	管线	新建集油管线74.19583km，集气管线14.6km，燃料气管线4.91km。
		满深701 满深701井至ManS5-H4井拉油点集油管线：7937.31m，DN100，6.4MPa，柔性复合高压输送管。
		ManS3-H6 ManS3-H6井至满深3-1号阀组站集油管线：3900m，DN100，6.4MPa，柔性复合高压输送管。 满深3-1号阀组站至满深503H井拉油点集油管线：5450m，DN200，4.0MPa，玻璃钢管。
		满深3单井至满深3-1号阀组站集油管线：435m，DN150，6.3MPa，柔性复合高压输送管。
		满深401H 满深401H井至满深4-1号阀组站集油管线：3600m，DN100，6.3MPa，柔性复合高压输送管。 满深4-1号阀组站至满深1计转站集油管线：7500m，DN200，5.5MPa，酸酐玻璃钢管。
		富源218 富源218井至满深1计转站集油管线：11500m，DN100，6.3MPa，柔性复合高压输送管。
		ManS5-H9 ManS5-H9井至满深5-1号阀组站集油管线：370m，DN100，6.4MPa，柔性复合高压输送管。 满深5-1号阀组站至ManS5-H4井拉油点集油管线：5860m，DN200，5.5MPa，高压玻璃纤维管。
		满深505 满深505井至满深5-1号阀组站集油管线：10254.94m，DN100，6.4MPa，柔性复合高压输送管。
		满深17 满深17井至ZG162-H1集油站集气管线：14600m，DN150，12MPa，柔性复合高压输送管。

续表 3.3-1 拟建工程主要建设内容一览表

项目	工程组成	具体内容
主体工程	管线	满深20井 满深20井至ZG102-6X集油管线：4910m，DN80，12MPa，柔性复合高压输送管。 ZG102-6X井燃料气预留头至满深20井燃料气管线：4910m，DN40，1.6MPa，20#无缝钢管。
		满深71 满深71至满深702试采点集油管线：8890m，DN80，5.5MPa，酸酐玻璃钢管。
		ManS504-H2 ManS504-H2至满深504H阀组集油管线：3588.58m，DN100，6.4MPa，柔性复合高压输送管。
辅助工程	供电	在各单井井场设动力配电箱引自变压器低压侧，低压动力配电系统采用放射式供电，其中满深 20、ManS3-H6、满深 17 和满深 401H 井配套 35KV 建设架空电力电缆共 8711m。
	供水	施工期用水由罐车拉运，运行期不消耗新鲜水。
	供热	施工期无需供暖，运营期满深 20 用热由新建的加热炉提供，其他均采用电加热。
	供气	满深 20 井加热炉用燃料气由塔三联提供，燃料气的年用量为 20 万 m ³ /a。
	自控	各采油井场分别设置一套 RTU 控制系统。
	通信	本项目各井场均为无人值守井场，井场设置安防用摄像机。油田内部传输采用光纤以太网传输，井场数据就近接入现有光缆，最终上传联合站，实现各井场 RTU 数据的远程集中监控。
	道路	依托现有伴井道路，不新建道路。
环保工程	防腐保温	项目所用柔性复合高压输送管不进行防腐和保温。玻璃钢管、酸酐玻璃钢管和高压玻璃纤维管采用聚氨酯泡沫塑料保温，20#无缝钢管采用聚乙烯防腐。所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。
	废气	施工扬尘： 洒水抑尘； 焊接烟尘： 无组织排放； 施工机械和车辆尾气： 选择符合排放标准的施工机械，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。
		无组织废气： 本工程采用密闭集输工艺，少部分无组织气体场内逸散；运营期废气主要为各单井、阀组站逸散的无组织废气，主要成分为非甲烷总烃和硫化氢。设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门的检修和维护。 加热炉废气： 加热炉气源为燃料气，加热炉废气经“低氮燃烧器+烟气再循环”+8m高排气筒（P1）排放。
		闭井期 施工扬尘： 洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。
	废水	施工期 生活污水： 就近依托现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点； 管道试压废水： 用于场地洒水抑尘。

续表 3.3-1 拟建工程主要建设内容一览表

项目	工程组成		具体内容
环保工程	废水	运营期	运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。
		闭井期	无废水产生
	噪声	施工期	施工设备噪声： 采用低噪声设备、合理安排施工时间，采取围挡措施。
		运营期	设备噪声： 采用低噪声设备，加装基础减振，合理布置高噪声机械设备。
		闭井期	运输车辆噪声： 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塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。 生活垃圾： 集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理。
		运营期	落地油泥： 桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。
		闭井期	废弃管线、建筑垃圾： 收集后拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

(7) 工程布局

项目各井场及管线起终点坐标详见表 3.3-2。

表 3.3-2 项目各工程布局情况一览表

附件三 油田开发井网图					
序号	名称			坐标	
				X	Y
1	井场	满深 701			
2		ManS3-H6			
3		满深 401H			
4		富源 218			
5		满深 505			
6		满深 17			
7		满深 20			
9		满深 71			
10		ManS504-H2			
11		阀组站	满深 3-1 号阀组站		
12	满深 4-1 号阀组站				
13	满深 5-1 号阀组站				
14	管线	满深 701 井至 ManS5-H4 井拉油点	起点		
			终点		
15		ManS3-H6 井至满深 3-1 号阀组站	起点		
			终点		

续表 3.3-2 项目各工程布局情况一览表

序号	名称			坐标	
				X	Y
16	管线	满深 3-1 号阀组站至满深 503H 井拉油点	起点		
			终点		
17		满深 3 单井至满深 3-1 号阀组站	起点		
			终点		
18		满深 401H 井至满深 4-1 号阀组站	起点		
			终点		
19		满深 4-1 号阀组站至满深 1 计转站	起点		
			终点		
20		富源 218 井至满深 1 计转站	起点		
			终点		
21		ManS5-H9 至满深 5-1 阀组站	起点		
			终点		
22		满深 5-1 阀组站至 ManS5-H4 井拉油点	起点		
			终点		
23		满深 505 至满深 5-1 号阀组站	起点		
			终点		
24		满深 17 至 ZG162-H1 集油点	起点		
			终点		
25		满深 20 至 ZG102-6X	起点		
			终点		
26		满深 71 至满深 702 试采点	起点		
			终点		
27		ManS504-H2 至满深 504H 阀组	起点		
			终点		
注：采用 2000 国家大地坐标系，3°分带，中央子午线 84°。					

(8) 主体工程主要设备设施

本项目主体工程包括井场工程、阀组站和管线工程，主要设备设施分别见表 3.3-3 至表 3.3-5。

表 3.3-3 井场工程主要设备设施一览表

序号	井场	设备名称	规格	单位	数量
1	满深 701				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
1	ManS3-H6				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
1	满深 401H				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
1	富源 218				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					

续表 3.3-3 井场工程主要设备设施一览表

序号	井场	设备名称	规格	单位	数量
1	满深 505				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
1	满深 17				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
1	满深 20				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

续表 3.3-3 井场工程主要设备设施一览表

序号	井场	设备名称	规格	单位	数量
1	满深 71				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
1	ManS504-H2				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					

注：本项目加药装置用于加注防冻剂（成分为甲醇），冬季生产正常工况下无需加药，仅在极端低温天气时使用，井场仅预设加药装置，但日常不存储防冻剂，极端天气时由罐车拉运至井场进行加注。

表 3.3-4 阀组站主要设备设施一览表

序号	阀组站	设备名称	规格	单位	数量
1	满深 3-1 号阀组站				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					

续表 3.3-4 阀组站主要设备设施一览表

序号	阀组站	设备名称	规格	单位	数量
1	满深 4-1 号阀组站				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
1	满深 5-1 号阀组站				
2					
3					
4					
5					
6	满深 5-1 号阀组站				
7					
8					
9					
10					

注：本项目加药装置用于加注防冻剂（成分为甲醇），冬季生产正常工况下无需加药，仅在极端低温天气时使用，井场仅预设加药装置，但日常不存储防冻剂，极端天气时由罐车拉运至井场进行加注。

表 3.3-5 管线工程主要设备设施一览表

序号	起点	终点	长度(m)	管径(mm)	压力(MPa)	材质	输送介质
1	满深 701 井	ManS5-H4 井拉油点	7937.31	DN100	6.4MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
2	ManS3-H6 井	满深 3-1 号阀组站	3900	DN100	6.3MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
3	满深 3-1 号阀组站	满深 503H 井拉油点	5450	DN200	4.0MPa	玻璃钢管	油气水混合物
4	满深 3 单井	满深 3-1 号阀组站	435	DN150	6.3MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
5	满深 401H 井	满深 4-1 号阀组站	3600	DN100	6.3MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
6	满深 4-1 号阀组站	满深 1 计转站	7500	DN200	5.5MPa	酸酐玻璃钢管	油气水混合物
7	富源 218 井	满深 1 计转站	11500	DN100	6.3MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
8	ManS5-H9 井	满深 5-1 号阀组站	370	DN100	6.4MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
9	满深 5-1 号阀组站	ManS5-H4 井拉油点	5860	DN200	5.5MPa	高压玻璃纤维管	油气水混合物
10	满深 505 井	满深 5-1 号阀组站	10254.94	DN100	6.4MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
11	满深 17 井	ZG162-H1 集油站	14600	DN150	16MPa	柔性复合高压输送管	伴生气
12	满深 20 井	ZG102-6X	4910	DN80	12MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物
13	ZG102-6X 井燃料气预留头	满深 20 井	4910	DN40	1.6MPa	20#无缝钢管	燃料气
14	满深 71	满深 702 试采点	8890	DN80	5.5MPa	酸酐玻璃钢管	油气水混合物
15	ManS504-H2	满深 504H 阀组	3588.58	DN100	6.4MPa	柔性复合高压输送管	油气水混合物

(9) 项目油气处置流程

项目实施后，各采油井场的采出物均得到合理处置。其中，满深 17 井采出物于井场气液分离后，伴生气经新建集气管线汇入现有集气干线，最终集输至塔三联进行回收处理，油于储罐中暂存，通过罐车拉至塔三联进行处理；满深 20 井采出物经新建管线混输至 ZG102-6X 井，通过现有管道输送至塔三联进行处理；ManS504-H2 井采出物通过新建管线油气混输至满深 504H 阀组，于满深 504H 井处油气分离后，油通过罐车

拉至哈一联进行处理，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；满深 701 井、满深 505 井和 ManS5-H9 井采出物通过新建管线混输至 ManS5-H4 井拉油点，在拉油点油气分离后，油通过罐车拉至哈一联进行处理，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；ManS3-H6 井采出物经新建管线混输至满深 503H 井拉油点，在拉油点油气分离后，油通过罐车拉至哈一联进行处理，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；满深 71 井采出物经新建管线集输至满深 702 试采点，在试采点油气分离后，油通过罐车拉至哈一联进行处理，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；富源 218 井和满深 401H 井采出物通过新建管线输送至满深 1 计转站，在计转站油气分离后，最终输送至哈一联进行处理。

（10）工程占地及土石方

①工程占地

本次工程井场施工全部依托现有井场用地，不新增占地。

本项目永久占地主要为阀组站占地、电力线路基座占地、阀井占地以及管线完成后设置的永久性标识占地。

阀组站占地：根据设计单位提供的资料，本项目满深 3-1 号阀组站永久占地 8634m²，满深 4-1 号阀组站永久占地 3856.7m²，满深 5-1 号阀组站永久占地 8485.91m²。

电力线路基座占地：根据设计单位提供的资料，本项目满深 20 井电力线路基座占地 3157m²，满深 401H 井电力线路基座占地 485m²，ManS3-H6 井电力线路基座占地 301m²。满深 17 井电力线路基座占地根据电杆数量确定：根据设计单位提供资料，满深 17 井电力线路共含有 13 根电杆（均带拉线）和 1 台变压器，带拉线每基杆占地面积和变压器占地面积分别以 28m² 和 25m² 计，则满深 17 井电力线路基座占地面积为 389 m²。

阀井占地：满深 20 井至 ZG102-6X 集输管线在距离 ZG102-6X 井 325m 处设置阀井 1 座，阀井永久占地面积 100m²。

管线完成后设置的永久性标识占地：根据设计单位提供的资料中料表数据，富源 218 井管线永久性标识占地 28m²，满深 401H 井管线永久性标识占地 87m²，ManS5-H9 井管线永久性标识占地 43m²。其余井管线永久性标识占地根据里程桩、标志桩等个数及大小进行计算，统计结果见表 3.3-6。

表3.3-6 永久占地面积统计表

名称 数量	满深 17	满深 505	满深 701	ManS504-H2	满深 71	满深 20	ManS3-H6	合计
里程桩	15	11	9	4	9	6	11	65
标志桩	76	55	45	20	76	30	59	361
转角桩	11	10	8	10	4	10	22	75
警示牌	/	1	1	1	/	/	22	25
交叉桩	/	/	/	/	/	/	22	22

里程桩、标志桩、转角桩、警示牌和交叉桩单个占地分别按照 0.2m²、0.4m²、0.2m²、0.3m² 和 0.2m² 计，则项目管线完成后设置的永久性标识占地面积为 184.3m²。

综上，本项目永久占地面积为 25750.91m²，占地类型为沙地。

项目临时占地主要是管沟开挖和电力线路压占。项目临时占地情况见表 3.3-7。其中，满深 20 燃料气管线与集输管线同沟铺设。

表 3.3-7 临时占地面积统计表

名称		长度（m）	宽度（m）	面积（m ² ）
满深 20	集输管线	4910	8	39280
	电力线	4632	6	27792
富源 218	集输管线	11500	12	138000
满深 401H	集输管线	11100	12	133200
	电力线	2094	7.57	15852
ManS3-H6	集输管线	9785	12	117420
	电力线	1035	6	6210
ManS5-H9	集输管线	6230	12	74760
满深 71	集输管线	8890	8	71120
ManS504-H2	集输管线	3588.58	8	28708.64
满深 505	集输管线	10254.94	8	82039.52
满深 701	集输管线	7937.31	8	63498.48
满深 17	集输管线	14600	8	116800
	电力线	950	6	5700
合计				920380.64

综上，项目临时占地面积为 920380.64m²，占地类型主要为沙地。

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，尽量达到开挖土方利用量和建筑工程量的平衡，减少弃土工程量。在管道沟槽开挖时，开挖出的土堆放沟槽边 1m 处，熟土（表层土）和生土（下层土）分开堆放。管道沟槽回填时按生、熟土顺序填放，用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），多余土方就地平整。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 399915.22m³、回填土方 398660.42m³、剩余土方 1254.8m³，剩余土方用于施工作业带平整。

表 3.3-8 土石方平衡一览表 单位：m³

名称	桩号	挖方量	填方量	剩余量	处理方式
满深 20 井管线	QD~ZD	49812.69	49781.89	30.8	剩余土方用于施工作业带平整，不外运
富源 218 井管线	Q0~Q24	67000	66909.7	90.3	
满深 401H 井管线	油 1~油 6、油 1~油 23	83100	82836.2	263.8	
ManS3-H6 井管线	H601~H609、 FZ01~FZ09、 GX01~GX04	38959.07	38749.67	209.4	
ManS5-H9 井管线	H9GD01~H9GD06、 H4GD01~H4GD27	21910	21723.1	186.9	
满深 71 井管线	油 1~油 6	17780	17735.3	44.7	
ManS504-H2 井管线	H2-01~H2-07	12362.66	12334.46	28.2	
满深 505 井管线	505-01~505-18	35328.27	35247.77	80.5	
满深 701 井管线	701-01~701-14	27344.03	27281.73	62.3	
满深 17 井管线	GD01~GX04	46318.5	46060.6	257.9	
合计		399915.22	398660.42	1254.8	

（11）辅助工程

项目辅助工程包括给排水、供热、供配电、自控、通信、道路、防腐保温等。

①给排水

项目用水主要包括施工期生活用水、管道试压用水。项目废水主要为施工期生活污水、管道试压废水。

施工期施工单位就近依托现有公共设施，生活用水依托现有设施提供。项目施工人数约 60 人，施工天数约 60d，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•

人计，则施工期生活用水量约为 144m³。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 120m³。施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 115.2m³，依托作业区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。管道试压废水按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 117.6m³，用于场地洒水抑尘。

运营期无生产用水，人员内部调配，不新增生活用水。运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

②供热

项目施工期无需供暖；运营期满深 20 用热由新建的加热炉提供，其他均采用电加热。

③供配电

在各单井井场设动力配电箱引自变压器低压侧，低压动力配电系统采用放射式供电，其中满深 20、ManS3-H6、满深 17 和满深 401H 井配套 35KV 建设架空电力电缆共 8711m。

④自控

各采油井场分别设置 1 套 RTU 控制系统。

⑤通信

本项目各井场均为无人值守井场，井场设置安防用摄像机。油田内部传输采用光纤以太网传输，井场数据就近接入现有光缆，最终上传联合站，实现各井场 RTU 数据的远程集中监控。

⑥道路

本项目依托现有伴井道路，不新建道路。

⑦防腐保温

项目所用柔性复合高压输送管不进行防腐和保温。玻璃钢管、酸酐玻璃钢管和高压玻璃纤维管采用聚氨酯泡沫塑料保温，20#无缝钢管采用聚乙烯防腐。所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。

（12）劳动定员和工作制度

项目满深 17 井设有四合一野营房及值班室，仅用于操作人员临时办公和休息。项目井场均不设人员值守，操作人员内部调配，年生产 365 天。

（13）建设周期

项目建设周期 2 个月。

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

项目井场工程较简单，井场建设仅进行站内场地平整、设备安装，环境影响较小。项目管道工程的施工具有流动性强、施工作业面大的特点，但一般为施工段流水作业施工，分若干施工段后全线流水施工。整个施工均由具有一定施工设备的专业队伍完成。项目施工过程主要包括场地清理、平整施工带、管沟开挖及下管、管道连接及试压、管沟回填等。

（1）场地清理、平整施工带

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，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。

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

（2）管沟开挖及下管

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

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。

（3）管道连接及试压

本项目所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。柔性复合高压输送管管线在试压合格并卸除内部压力后，正式回填之前，柔性复合管的金属接头处应做防腐处理，防腐层涂料选用无溶剂液体环氧涂料，干膜厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ ；埋地燃料气管线补口采用加强级聚乙烯粘胶带；钢管管线补口采用无溶剂液体环氧涂料（厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ ），加热收缩套。管线连接完毕后，对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压清管废水及设备噪声。

（4）管沟回填

管线连接成功并试压合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原挖方进行回填，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

（5）清理现场、恢复地貌

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

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

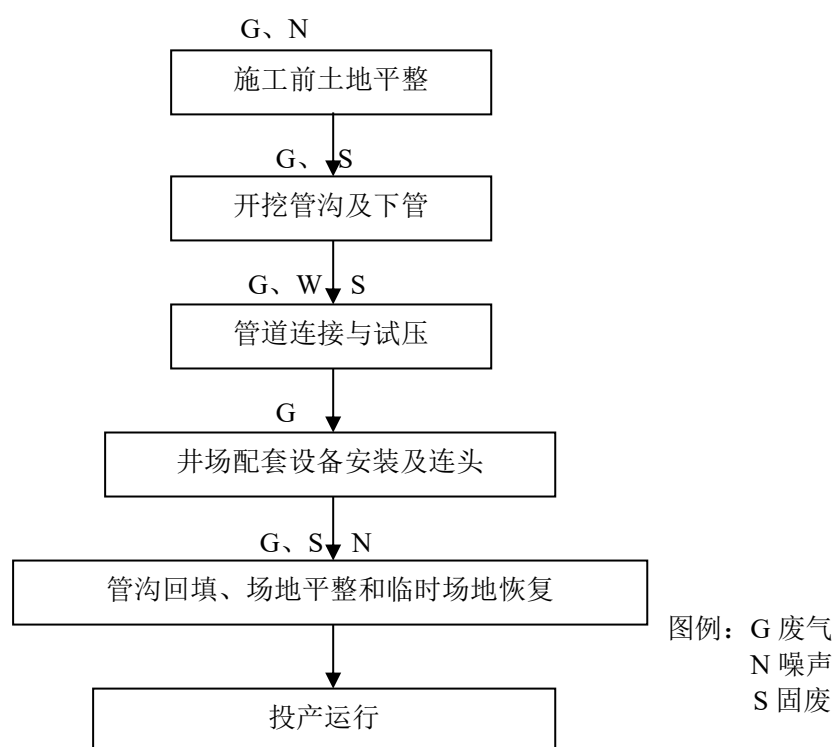


图 3.3-1 项目管道施工流程及排污节点图

此外，项目对环境的影响还有非污染生态影响因素。生态影响因素主要来自工程占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化、连通程度下降等。

3.3.2.2 运营期工艺流程及排污节点分析

项目实施后，各井采出物均得到合理处置。其中，满深 17 井采出物于井场处气液分离后，伴生气经新建集气管线汇入现有集气干线，最终集输至塔三联进行回收处理，油于储罐中暂存，通过罐车拉至塔三联进行处理；满深 20 井采出物经新建管线混输至 ZG102-6X 井，通过现有管道输送至塔三联进行处理；ManS504-H2 井采出物通过新建管线油气混输至满深 504H 阀组，于满深 504H 井处油气分离后，油通过罐车拉至哈一联进行处理，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；满深 701 井、满深 505 井和 ManS5-H9 井采出物分别通过新建管线混输至满深 5-1 号阀组站，于阀组站处进行计量调压后，继续经新建管线输送至 ManS5-H4 井拉油点，在拉油点油气分离后，油通过罐车拉至哈一联进行处理，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；ManS3-H6 井采出物先经新建管线混输至满深 3-1 号阀组站，于阀组站处进行计量调压后，继续经新建管线输送至满深 503H 井拉油点，在拉油点油气分离后，油通过罐车拉至哈一联进行处理，分离

后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；满深 71 井采出物经新建管线集输至满深 702 试采点，在试采点油气分离后，油通过罐车拉至哈一联进行处理，分离后的伴生气经回收系统收集处理（不在本次评价范围内，需另做环评）；富源 218 井和满深 401H 井采出物分别通过新建管线混输至满深 4-1 号阀组站，于阀组站处进行计量调压后，继续经新建管线输送至满深 1 计转站，在计转站油气分离后，最终输送至哈一联进行处理。其中，满深 20 井场新建真空加热炉 1 台，其他井场均采用电加热。

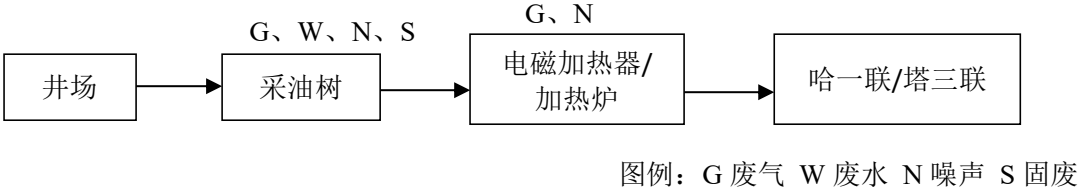


图 3.3-2 运营期工艺流程及排污节点图

运营期主要污染物为井场和阀组站无组织废气、加热炉废气、采出水、井下作业废水、设备噪声及落地油泥。

3.3.2.3 闭井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，最终井区将进入闭井期。

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

闭井期主要污染物为施工扬尘、车辆噪声、废弃管线和建筑垃圾。

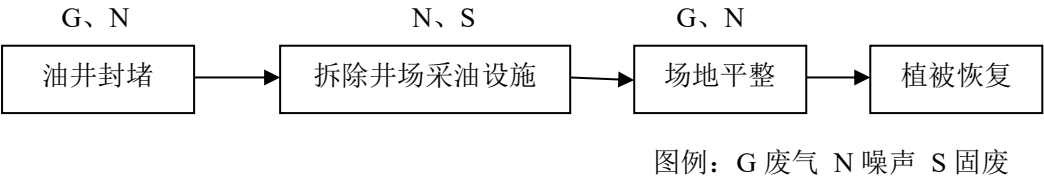


图 3.3-3 闭井期工艺流程及排污节点图

项目主要环境影响因素见表 3.3-9，排污节点见表 3.3-10。

表 3.3-9 油气田开发工程主要环境影响因素一览表

作业工程	环境影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	非污染生态
施工期	施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气	生活污水、管道试压废水	剩余土方、施工废料、生活垃圾	设备噪声	植被破坏水土流失
运营期	井场、阀组站无组织废气、加热炉废气	采出水、井下作业废水	落地油泥	设备噪声	--
闭井期	施工扬尘	--	废弃管线、建筑垃圾	车辆噪声	--

表 3.3-10 项目施工期、运营期和闭井期排污节点一览表

类别		排污节点	主要污染物	防治措施
施 工 期	废气	施工扬尘	颗粒物	洒水降尘
		施工时的焊接烟尘	颗粒物	无组织排放
		施工时机械设备和施工车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	选择符合排放标准的施工机械，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放
	噪声	施工机械，如挖掘机、装载机等机械运行时产生的噪声和运输车辆的交通噪声	噪声	采用低噪声设备、合理安排施工时间，采取围挡措施
	废水	管线试压废水	COD、氨氮、SS 等	由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘
		施工人员生活污水	COD、氨氮等	依托作业区公共设施
	固废	集输管线铺设	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置
		集输管线铺设	剩余土方	施工结束后用于回填管沟及场地平整
		施工人员	生活垃圾	集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理
运 营 期	废气	运行过程中井场、阀组站逸散废气	非甲烷总烃、H ₂ S	间歇排放，控制放喷时间，加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发，采用密闭集输工艺，各储罐、装车系统设置气相平衡系统
		加热炉废气	烟气黑度、颗粒物、SO ₂ 、NO _x	“低氮燃烧器+烟气再循环”+8m 高排气筒（P1）

续表 3.3-10 项目施工期、运营期和闭井期排污节点一览表

类别		排污节点	主要污染物	防治措施
运营期	废水	采出水	石油类、SS	哈一联和塔三联采出水处理设施处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
		井下作业废水	石油类、SS、COD	送塔中油田和塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站
	噪声	采油树、加热炉、泵类等	噪声	基础减振，距离衰减
	固废	运行过程中阀门、法兰等设施原油渗漏储罐清理	落地油泥	采用专用密闭容器封闭贮存，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理
闭井期	废气	施工扬尘	颗粒物	洒水降尘，车辆减速慢行，物料苫盖
	废水	闭井期无废水产生		
	噪声	车辆噪声	噪声	合理安排作业时间和运输路线
	固废	拆除	废弃管线	废弃管线首先考虑回收利用，不可回收利用部分废弃建筑残渣运至送塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站
			废弃建筑	

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

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 10mg/m³；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 5mg/m³。因此，应加强路面洒水抑尘。

B、砂石料堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目占地主要为沙地，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中产生的扬尘，会对环境空气质量造成一定的影响。

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

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘：

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

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

②焊接烟尘

本项目集输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，根据建设方提供的资料，每千克焊条产生的焊接烟尘约 8g，则本项目估算焊接烟尘产生量约为 28.8kg。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。

③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颗粒物、NO_x、SO₂等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

(2) 废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、试压废水。

①生活污水

项目施工人数约 60 人，施工天数约 60d，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，生活污水产生量按用水量 80%计，则产生量约为 115.2m³，依托作业区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用水量为 120m³，试压操作过程中按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 117.6m³，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

（3）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

（4）固废

施工期会产生剩余土方、施工废料、生活垃圾等固体废物。

本项目土石方量较小，工程不设取土场和弃土场。施工期开挖土方大部分用于基槽回填，剩余土方 1254.8m³，剩余土方用于施工作业带平整，无弃土外运。

施工废料主要包括管材边角料等。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 17.76t，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

项目施工人数约 60 人，施工天数约 60d，生活垃圾以 0.5kg/（人·d）计，产生量约 1.8t，施工单位就近依托作业区现有公共设施，集中收集后拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

（5）生态环境

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

①在具体工程井场及管线布设中，要避开水源保护区、文物古迹、自然保护区等环境敏感点。

②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。

③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。

④对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

⑤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

本项目主要工程为井场部署及集输管线工程，其中满深 20 井新建真空加热炉 1 台。集输管线为埋地密闭管道，无废气产生，因此本项目主要污染源为井场、阀组站无组织废气和加热炉废气。

①加热炉废气

项目加热炉废气经“低氮燃烧器+烟气再循环”+8m 高排气筒（P1）排放。烟气再循环技术原理是从加热炉尾部抽取部分低温烟气，引到燃烧器进风口，与助燃空气混合后一起送入炉内，参与辅助燃烧和热动力流场整合。其核心是利用烟气所具有的低温低氧特点，将部分烟气再次喷入炉膛，降低炉膛内局部温度且形成局部还原性气氛，将生成的 NO_x 还原，从而抑制 NO_x 的生成。根据设计单位提供资料，项目满深 20 井加热炉燃料气的年用量为 20 万 m³/a。塔三联燃料气组成成分见表 3.3-11。

表 3.3-11 塔三联燃料气成分组成一览表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	CO ₂	N ₂	H ₂ S, mg/m ³	总硫, mg/m ³	低位发热 值, MJ/m ³
含量, mol%	79.46	4.05	2.44	0.39	0.60	0.19	0.20	0.07	11.94	0.66	≤20	≤60	33.4

a.基准烟气量

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中工业锅炉（热力生产和供应行业）产污系数表-燃气工业锅炉，以天然气为原料时，工业废气量为 107753Nm³/万 m³ 原料，项目加热炉年工作时间为 8760h，则项目满深 20 加热炉烟气量为 246m³/h。

b.颗粒物

参照《环境影响评价工程师职业资格登记培训系列教材 社会区域》，燃烧 1000m^3 天然气，产生 0.14kg 烟尘。根据核算，满深 20 井场加热炉颗粒物产生量为 0.028t/a (0.003kg/h)。

c. SO_2

塔中区块燃料气中总硫 $\leq 60\text{mg/m}^3$ ，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中工业锅炉（热力生产和供应行业）产污系数表-燃气工业锅炉，二氧化硫的产污系数为 0.02S （S 为硫含量），即 1.2kg/万 m^3 原料，则本项目满深 20 井场加热炉 SO_2 产生量为 0.024t/a (0.003kg/h)。

d. NO_x

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中工业锅炉（热力生产和供应行业）产污系数表-燃气工业锅炉，以天然气为原料时， NO_x 的产污系数为 6.97kg/万 m^3 原料（低氮燃烧-国内领先），则本项目满深 20 井场加热炉 NO_x 的产生量为 0.139t/a (0.016kg/h)。

e. 烟气黑度

烟气黑度 ≤ 1 。

本项目在满深 20 井场新建加热炉 1 台，加热炉安装“低氮燃烧器+烟气再循环”降低氮氧化物的排放，烟气由 1 根 8m 高排气筒（P1）排放。根据上述计算，加热炉烟气中颗粒物、 SO_2 、 NO_x 排放浓度分别为 12.99mg/m^3 、 11.14mg/m^3 、 64.68mg/m^3 ，烟气黑度 ≤ 1 。烟气黑度、颗粒物、 SO_2 、 NO_x 排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，即烟气黑度 ≤ 1 、颗粒物 $\leq 20\text{mg/m}^3$ ， $\text{SO}_2\leq 50\text{mg/m}^3$ 、 $\text{NO}_x\leq 200\text{mg/m}^3$ 。

②无组织废气

本工程建成投产后，井场采出物采用密闭输送，采油树阀门泄漏形成的无组织挥发性有机废气，主要成分为非甲烷总烃和 H_2S 。本工程油气集输全过程采用管输+汽车拉运结合的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门、油罐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。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》，采用设备动静密封点核算方法对挥发性有机物排放量进行核算，计算公式如下：

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF ——排放系数，kg/h/排放源；

t_i ——密封点 i 年运行时间，h/a。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数（ EF ）参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数，详见表 3.3-12。

表 3.3-12 设备动静密封点排污系数一览表

序号	设备类型	排放速率（kg/h/排放源）
1	连接件	0.028
2	开口阀或开口管线	0.030
3	阀门	0.064
4	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5	泵	0.074
6	法兰	0.085

根据设计单位提供的数据，本项目单井场和阀组站涉及的设备组件数量见表 3.3-13。

表 3.3-13 项目单井场和阀组站设备统计一览表

设备类型	连接件	开口阀或开口管线	阀门	压缩机、搅拌器、泄压设备	泵	法兰
单井场（满深 17 除外）	30	1	12	0	1	16
满深 17 井场	118	2	48	2	2	5
阀组站	150	2	57	1	2	82

计算可得，本项目单井场（满深 17 除外）非甲烷总烃无组织排放源强为 0.009kg/h，满深 17 井场非甲烷总烃无组织排放源强为 0.02kg/h，阀组站非甲烷总烃无组织排放源强为 0.045kg/h。塔中区块原油含硫量平均值为 0.26%，则单井场（满深 17 除外） H_2S 无组织排放源强为 0.00003kg/h，满深 17 H_2S 无组织排放源强为 0.00005kg/h，阀组站 H_2S 无组织排放源强为 0.0001kg/h。年有效工作时间按 8760h 计算，则本项目单井场

(满深 17 除外) 排放量为非甲烷总烃 0.079t/a, H₂S 0.0002t/a; 满深 17 井场排放量为非甲烷总烃 0.175t/a, H₂S 0.0005t/a; 阀组站排放量为非甲烷总烃 0.394t/a, H₂S 0.001t/a。本项目实施后共部署 9 口采油井场和 3 座阀组站, 则无组织排放的非甲烷总烃共计 1.989t/a, H₂S 共计 0.005t/a。

(2) 运营期废水

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。运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中, 满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理, 其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理, 处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层; 满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置, 其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

a. 采出水

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。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号) 中 07 石油与天然气开采行业中非稠油工业废水产排污系数为 $A/(1-A)$ t/t-产品 (A 为原油含水率), 原油含水率参考果勒东 I 区块取 0.6%, 则采水产污系数为 0.006t/t-产品, 经计算得采出水的产生量为 2752m³/a(7.54m³/d)。

采出水随原油一起进入哈一联和塔三联污水处理系统处理, 经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)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。

b. 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水、压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水, 井下作业一般每 2 年进行一次。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号) 中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数, 计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-14 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0

井下作业频次按照 2 年一次进行计算，本项目井下作业废水的产生量为 380t/a，COD 产生量为 0.52t/a，石油类产生量为 0.09t/a。满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

（3）运营期噪声

本项目运营期主要噪声源为：采油树，源强 60-65dB（A）；加热炉，源强 70-85dB（A）；各种泵类，源强 70-80dB（A）。通过采取基础减振、距离衰减等措施后可降低噪声排放。

（4）运营期固废

本工程运营期产生的固体废物主要产生于阀门、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。按照单井落地油泥产生量约 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油泥产生量约 0.9t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程落地油泥 100%回收，回收后的落地油泥桶装收集，交由库车畅源环保科技有限公司处理。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的危险废物属性表详见表 3.3-15。

表 3.3-15 本工程危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
落地油泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.9	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	桶装收集，交由库车畅源环保科技有限公司处理。

3.3.3.3 闭井期污染源及防治措施

闭井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。闭井主要是环境功能恢复时期。本节对闭井期环境保护措施进行介绍。

(1) 废气

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘,采取以下措施:

①要求闭井期作业时,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闭井期封井施工过程中,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

闭井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

闭井期噪声主要为运输车辆产生的噪声,主要采取以下措施:

①选用低噪声机械和车辆。

②加强设备检查维修,保证其正常运行。

③加强运输车辆管理,合理规划运输路线,禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(4) 固废

闭井期固废主要为废弃管线、建筑垃圾,采取以下措施:

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾,集中清理收集后,送塔河南岸和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

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,以防止行驶过程中固体废物的散落。

(5) 生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。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 非正常工况

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，原油通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。本项目非正常排放见表 3.3-16。

表 3.3-16 本项目非正常排放情况一览表

污染源	污染物	非正常排放原因	非正常排放浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 /min	年发生频次/次	应对措施
放喷口	非甲烷总烃	井口压力过高	--	0.1	10	1 次	通过防喷管道直接进入放喷池，原油回收利用
	硫化氢		--	0.001			
管线	非甲烷总烃	管线刺漏	--	10^{-2}	720	1 次	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。
	硫化氢		--	10^{-4}			

本项目若发生非正常工况污染物排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。本项目集输管线刺漏时，原油从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏除修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

3.3.5 清洁生产水平分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①拟建工程各井场原油经集输管线或罐车拉送，最终进入哈一联和塔三联集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 井场部署清洁生产工艺

在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

(3) 节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(4) 建立有效的环境管理制度

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

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②在采油过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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 3.3-16。

表 3.3-17 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核		
						实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	≤50	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	达标	5	
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	达标	5	
		落地原油回收率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	≥60	7.5	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
		采油废水达标排放率	%	10	≥80	达标	7.5	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	清洁生产审核	
							得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核,并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

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	1.989
	H ₂ S	0.005
	SO ₂	0.024
	NO _x	0.139
	颗粒物	0.028
废水	COD	0
	氨氮	0
固体废物		0

3.5 总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

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

废气污染物：SO₂、NO_x、VOCs，

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.5.3 总量控制建议指标

采出水经哈一联和塔三联采出水处理设施处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中油田和塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处理，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

本项目满深 20 井新建加热炉 1 台，烟气量为 $246\text{m}^3/\text{h}$ ，年运行时间均为 8760h，因此，加热炉总量控制指标为：

$$\text{SO}_2: 11.14\text{mg}/\text{m}^3 \times 246\text{m}^3/\text{h} \times 8760\text{h} \times 10^{-9} = 0.024\text{t}/\text{a};$$

$$\text{NO}_x: 64.68\text{mg}/\text{m}^3 \times 246\text{m}^3/\text{h} \times 8760\text{h} \times 10^{-9} = 0.139\text{t}/\text{a};$$

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本次评价采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 1.989t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为

废气：SO₂：0.024t/a，NO_x：0.139t/a，VOCs：1.989t/a；

废水：COD：0.000t/a，NH₃-N：0.000t/a。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km^2 。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。我国最长的内陆河—塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943m~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。本项目位于塔中区块内，西北距沙雅县城约 96.5km。项目地理位置图见附图 1。

4.1.2 地形地貌

评价区为风积沙漠地貌类型。地表主要为无人类活动的荒漠地带和沙漠。由于降水稀少，风蚀作用强烈，形成了各种形态的风蚀地貌和活动沙丘，主要以半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约 1-5m 不等，沙漠腹地寸草不生，北部沙漠边缘在沙丘顶部生有红柳和梭梭，沙丘之间生长有胡杨。

图 4.1-1 区域地形地貌图

4.1.3 地层地质

4.1.3.1 区域地质构造

根据《新疆维吾尔自治区区域地质志》对构造单元的划分，调查区内大地构造分区属于塔里木地台一个一级构造单元，塔里木台坳一个二级构造单元，北部坳陷、塔东坳陷两个三级构造单元，顺托果勒凹陷、跃进一号长垣属两个四级构造单元。

1、顺托果勒凹陷（IX₅²⁻²）

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

2、跃进一号长垣（IX₅²⁻³）

跃进一号长垣西临顺托果勒凹陷，东靠满加尔凹陷，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。跃进一号长垣为一近南北向长条状构造。在震旦-奥陶纪属于库满坳陷拉槽的西部延生部分，志留纪后由于南北二隆起的继承性活动，该地区显示坳陷性质，但自老而新其坳陷特征逐渐变弱。地下水评价范围无断裂发育，区域地质构造见图 4.1-2。

图 4.1-2 区域地质构造图

4.1.3.2 地层岩性

区域内出露的地层为第四系（Q）。全新统风积层（Q_{4^{col}}）是区域内分布最广的地层。在项目所在区域南部的塔克拉玛干沙漠大面积分布，中部主要呈条带状，南部成片分布。岩性较单一，为灰白色中粗砂或灰黄色粉细砂，地面堆积高度一般为 3-10m。

图 4.1-3 区域地质图

4.1.4 区域水文地质

①地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。

盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部

以及盆地南缘和田至于田一带，第四系沉积厚度一般为 1000~1500m，其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为 500~1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。

由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。

本项目位于塔里木盆地中部的塔克拉玛干沙漠区腹地内的古冲积湖积平原。

古冲积湖积平原基底由唐古孜巴斯坳陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳坳陷和隆起的演化，第四纪古水文网异常发育，在风成沙的再次搬运下，形成了当今厚度大于 300m，以粉细砂为主体且夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水构造，构成了广阔的古冲积湖积平原。该区域深部分布有较大厚度粉细砂层构成的巨大储水空间。据塔中油田在沙漠中的钻井资料分析，沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲积湖积砂层中。石油勘探供水井的钻井资料表明，在垅间洼地地下水埋深一般在 5m~6m 之间，最大深度可达 15m，井深一般为 100m~120m，因各区域补给来源不同，属水量不均匀的潜水含水层。

②地下水的补给、径流与排泄

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

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

该区域地下水的排泄严格受基底构造的控制。在车尔臣隆起带附近，倾斜平原的前缘地带地下水埋深约为 1.5m，古河道侵蚀河谷的侧面多有泉水出露，一般流量小于 5L/s，使得地下水排泄回归地面，而后又汇集河床向沙漠方向倾泄，形成了局部循环转化的过程。但该区域大面积地下浅水带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳，表明该地带为地下水排泄地段。地层深部的大量地下水径流仍源源不断地向沙漠中部集聚；在沙漠中仅占 15%面积的

垅间洼地内的水位浅埋地段，有极少部分地下水进行蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠地区的冲积湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态。该区域水质条件差，水质矿化度在 4~5g/L 之间，不适于人类和牲畜饮用。

区域水文地质图见图 4.1-4。

图 4.1-4 区域水文地质图

③地下水化学特征

根据收集的相关资料，塔克拉玛干沙漠区腹地地下水水质综合指标呈现出如下特点：

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

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

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

最高达84252.71mg/L。

地下水化学类型呈现出如下特点：

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

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

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

4.1.4 气候特征

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

表 4.1-1 沙雅县主要气象要素表

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

4.1.5 土壤

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

评价区域土壤类型主要为荒漠风沙土。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，

井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、自然保护区、国家沙漠公园、水土流失重点预防区和重点治理区等。

4.2.1 生态保护红线

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

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目与拟定生态保护红线的最近距离为9550m。距本项目最近的生态红线为塔里木河流域土地沙化、生物多样性维护生态保护红线区，生态系统类型主要为盐化荒漠、河漫滩草甸与沼泽草甸，本项目不在该红线保护范围内。本项目与新疆维吾尔自治区生态保护红线的位置关系详见附图11。

4.2.2 沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区

沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河有沙雅县境内 164.38km 的流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经 81°44'45"~83°39'06"、北纬 41°09'55"~40°40'05"，总面积为 256840hm²，海拔 950-1020m。

沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区的保护区面积 256840hm²，其中核心区面积为 71586hm²，占保护区总面积的 27.87%；缓冲区面积为 149468hm²，占保护区面积的 58.08%；实验区面积为 36086hm²，占保护区面积 14.05%。

本项目位于沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区南侧 33.2km 处，不在保护区范围内。本项目与沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区的位置关系见图 4.2-1。

图 4.2-1 项目与沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区位置关系图

4.2.3 沙雅国家沙漠公园

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

2014 年 9 月，沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县，规划面积为 27800hm²。建于沙雅县盖孜库木乡，于塔里木古河道范围内，距离沙雅县城 60km。规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

本项目位于沙雅国家沙漠公园东南侧 35km 处，不在保护区范围内。本项目与沙雅国家沙漠公园的位置关系见图 4.2-2。

图 4.2-2 项目与沙雅国家沙漠公园位置关系图

4.2.4 沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（中华人民共和国主席令第五十五号）、《国家沙化土地封禁保护区管理办法》（林沙发〔2015〕66号）有关规定，2016年12月28日，国家林业局正式将沙雅县盖孜库木乡南部2.1万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区(国家林业局公告(2016年第22号))，距离沙雅县城约46km，地处塔里木河南岸，塔克拉玛干沙漠北缘。四至地理坐标 N40°39'04"，E82°34'22"；N40°48'19"，E83°02'20"；N40°48'45"，E82°34'36"；N40°38'38"，E83°02'02"。

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

2016年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目(新林计字〔2016〕385号)，主要包括刺丝围栏40.34km，维修刺丝围栏3.2km，草方格沙障69.03hm²；建设护管站1

座，建筑面积 289.21m，检查哨卡 1 座，建设输电线路 4.638km,维修道路 4.43km，设置警示牌 147 个，安装监控设备 1 套，购置相关检测、保护等设施设备。

本项目位于沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区东南侧 37.8km 处，不在保护区范围内。本项目与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区的位置关系见图 4.2-3。

图 4.2-3 项目与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区位置关系图

4.2.5 水土流失重点治理区和预防区

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

项目所在区域新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，属于塔里木河中上游水土流失重点治理区范围内。

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，开都河、阿克苏河、渭干河等主要河流天然河谷林草区，国家及自治区确定的自然资源开

发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

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。

水土流失预防措施为：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。

4.3 环境质量现状监测与评价

本项目环境空气质量现状、声环境质量现状、地下水环境质量现状及土壤环境质量现状补充监测委托阿克苏源德环境检测有限公司进行监测，并引用部分监测点数据。其中，环境空气质量现状引用《富满油田满深-果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》中数据，监测时间为2021年6月28日~2021年7月4日。土壤质量现状引用《果勒东I区块2021年产能建设项目（一期）》中数据，监测时间为2021年8月10日。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表4.3-1。

表 4.3-1 区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均	7μg/m ³	60μg/m ³	11.7%	达标
NO ₂	年平均	28μg/m ³	40μg/m ³	70%	达标
PM ₁₀	年平均	198μg/m ³	70μg/m ³	282.9%	不达标
PM _{2.5}	年平均	60μg/m ³	35μg/m ³	171.4%	不达标
CO	24小时平均第95百分位数	1000μg/m ³	4000μg/m ³	25%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	90μg/m ³	160μg/m ³	56.3%	达标

根据上表结果，项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为PM₁₀、PM_{2.5}，

超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

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

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

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

（1）监测因子

非甲烷总烃、H₂S、甲醇。

（2）监测布点

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，本次共设置4个监测点（G1-G4），并引用2个监测点（1#、2#），监测点位置及监测因子见表4.3-2和附图3、附图7。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		与项目工程 相对方位	距离 (m)	监测因子
		经度	纬度			
G1	ManS504-H2 井下风向			SW	30	非甲烷总烃、 H ₂ S、甲醇
G2	满深 71 井下风向			SW	30	
G3	满深 17 井下风向			SW	30	
G4	满深 20 井下风向			SW	30	
1#	满深 503H 计量阀组			NE	560	非甲烷总烃、H ₂ S
2#	ManS1-H3 井			NE	570	

（3）监测时段及频次

监测时段：非甲烷总烃、H₂S、甲醇监测时间均为2022年3月29日至2022年4月4日，引用监测点位1#~2#非甲烷总烃、H₂S监测时间为2021年6月28日至2021年7月4日，连续监测7天。

监测频次：非甲烷总烃、H₂S、甲醇监测 1 小时平均浓度，每日监测 4 次，监测时间分别为北京时间 02：00、8：00、14：00 及 20：00 时，每次采样时间不少于 45min。

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

（4）监测分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》（大气部分）进行，监测分析方法按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中表 2 和《空气和废气监测分析方法（第四版）》有关规定进行。

分析方法、依据及检出下限见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物分析方法表

序号	检测项目	分析方法	检出限 (mg/m ³)
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）	0.07
2	甲醇	《固定污染源排气中甲醇的测定 气相色谱法》（HJ/T33-1999）	2.0
3	H ₂ S	《空气质量硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定气相色谱法》（GB/T14678-93）	2.0×10 ⁻⁴

（5）其他污染物现状监测结果

根据监测结果及相关评价标准，其他污染物现状监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物现状监测及评价结果一览表

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度 范围 (mg/m^3)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
ManS504-H2 井下风向	非甲烷总烃	1h 平均					
	甲醇	1h 平均					
	硫化氢	1h 平均					
满深 71 井下 风向	非甲烷总烃	1h 平均					
	甲醇	1h 平均					
	硫化氢	1h 平均					
满深 27 井下 风向	非甲烷总烃	1h 平均					
	甲醇	1h 平均					
	硫化氢	1h 平均					
满深 20 井下 风向	非甲烷总烃	1h 平均					
	甲醇	1h 平均					
	硫化氢	1h 平均					
满深 503H 计 量阀组	非甲烷总烃	1h 平均					
	硫化氢	1h 平均					
ManS1-H3 井	非甲烷总烃	1h 平均					
	硫化氢	1h 平均					

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

4.3.2 地下水环境现状监测与评价

4.3.2.1 地下水水质监测与评价

（1）监测点位

由前文 2.4.2.2 判定本扩建项目的地下水环境评价等级最高为二级，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，共布设 9 个第四系松散岩类孔隙潜水含水层水质监测点位，委托阿克苏源德环境检测有限公司对地下水水质现状进行了监测，取样时间 3 月 28 日。地下水水质监测点位布设表 4.3-5 和图 4.3-1。

表 4.3-5 地下水监测点位信息表

水井编号	监测点名称	CGCS2000 高斯坐标		监测层位	水位标高 (m)
		X	Y		
Q1	ManS504-H2 井场附近			第四系松散 岩类孔隙潜 水含水层	
Q2	满深 701 井场附近				
Q3	满深 505 井场附近				
Q4	富源 218 井场附近				
Q5	满深 401H 井场附近				
Q6	满深 71 井场附近				
Q7	满深 17 井场附近				
Q8	ZG162-H5 井场附近				
Q9	满深 20 井场附近				

图 4.3-1 地下水监测布点图

(2) 监测项目

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

(4) 检测方法

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

(5) 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。

(6) 评价标准

石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准执行，其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

(7) 水质监测结果及评价

潜水水质现状监测数据及标准指数见表 4.3-6、表 4.3-7。

表 4.3-6 潜水水质现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准 限值	Q1		Q2		Q3		Q4		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	无量纲	6.5-8.5										
2	溶解性总固体	mg/L	≤1000										
3	总硬度	mg/L	≤450										
4	耗氧量	mg/L	≤3										
5	氨氮	mg/L	≤0.5										
6	六价铬	mg/L	≤0.05										
7	亚硝酸盐	mg/L	≤1.0										
8	硝酸盐	mg/L	≤20										
9	氰化物	mg/L	≤0.05										
10	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0										
11	菌落总数	CFU/mL	≤100										
12	挥发酚	mg/L	≤0.002										
13	氟化物	mg/L	≤1.0										
14	氯化物	mg/L	≤250										
15	铁	mg/L	≤0.3										
16	锰	mg/L	≤0.10										
17	铅	mg/L	≤0.010										
18	镉	mg/L	≤0.005										
19	钠	mg/L	≤200										

20	硫酸盐	mg/L	≤250										
21	石油类	mg/L	≤0.05										
22	硫化物	mg/L	≤0.02										
23	汞	μg/L	≤1										
24	砷	μg/L	≤10										

注：①计算标准指数时，未检出的因子不进行计算；②数字加 L：其中数字表示检出限，L 表示小于检出限。

表 4.3-7 潜水水质现状监测结果与评价一览表—续表

序号	监测项目	单位	标准 限值	Q6		Q7		Q8		Q9	
				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	无量纲									
2	溶解性总固体	mg/L									
3	总硬度	mg/L									
4	耗氧量	mg/L									
5	氨氮	mg/L									
6	六价铬	mg/L									
7	亚硝酸盐	mg/L									
8	硝酸盐	mg/L									
9	氰化物	mg/L									
10	总大肠菌群	MPN/100mL									
11	菌落总数	CFU/mL									
12	挥发酚	mg/L									
13	氟化物	mg/L									

14	氯化物	mg/L									
15	铁	mg/L									
16	锰	mg/L									
17	铅	mg/L									
18	镉	mg/L									
19	钠	mg/L									
20	硫酸盐	mg/L									
21	石油类	mg/L									
22	硫化物	mg/L									
23	汞	μg/L									
24	砷	μg/L									
注：①计算标准指数时，未检出的因子不进行计算；②数字加 L：其中数字表示检出限，L 表示小于检出限。											

(7) 地下水质量现状监测结果统计分析

各潜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 潜水水质现状监测结果统计分析

序号	监测项目	单位	标准限值	最大值 (mg/L)	最小值 (mg/L)	均值 (mg/L)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
1	pH	无量纲							
2	溶解性总固体	mg/L							
3	总硬度	mg/L							
4	耗氧量	mg/L							
5	氨氮	mg/L							
6	六价铬	mg/L							
7	亚硝酸盐	mg/L							
8	硝酸盐	mg/L							
9	氰化物	mg/L							
10	总大肠菌群	MPN/100mL							
11	菌落总数	CFU/mL							
12	挥发酚	mg/L							
13	氟化物	mg/L							
14	氯化物	mg/L							
15	铁	mg/L							
16	锰	mg/L							
17	铅	mg/L							

18	镉	mg/L							
19	钠	mg/L							
20	硫酸盐	mg/L							
21	石油类	mg/L							
22	硫化物	mg/L							
23	汞	μg/L							
24	砷	μg/L							
注：①对于同一监测因子个别监测点位有检出，个别监测点位未检出的情况，不评价其平均值和标准差。②对于同一监测因子全部监测点位均未检出的情况，不评价其平均值、标准差和超标率。									

(8) 地下水水化学类型分析

9 个潜水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.3-9、表 4.3-10。

表 4.3-9 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		Q1			Q2			Q3			Q4			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															
	钠															
	钙															
	镁															
	合计															
阴 离 子	碳酸根															
	重碳酸根															
	氯离子															
	硫酸根															
	合计															
水化学类型																

表 4.3-10 地下水水化学类型判定表

监测点 监测因子		Q6			Q7			Q8			Q9		
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳 离 子	钾												
	钠												
	钙												
	镁												
	合计												
阴 离 子	碳酸根												
	重碳酸根												
	氯离子												
	硫酸根												
	合计												
水化学类型													

由地下水水化学类型判定结果可知，项目所在区域潜水水化学类型主要为 Cl-Na 型。

4.3.3 环境噪声现状监测与评价

4.3.3.1 声环境现状监测

(1) 监测因子：等效连续 A 声级。

(2) 监测布点

根据项目特点，共设 14 个声环境监测点。项目处于戈壁，周边空旷，本次布设的监测点可以代表区域声环境现状。监测点设置情况见表 4.3-11。

表 4.3-11 声环境现状监测点布点一览表

序号	经度	纬度	监测点
N1			
N2			
N3			
N4			
N5			
N6			
N7			
N8			
N9			
N10			
N11			
N12			
N13			
N14			

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2022 年 3 月 30 日-4 月 2 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 AWA6228+型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.3.3.2 监测结果与评价

噪声监测结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 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
2022 年 3 月 30 日 -4 月 2 日	满深 504H 井场						
	ManS504-H2 井场						
	满深 701 井场						
	满深 5-1 号阀组站						
	ManS5-H9 井场						
	满深 505 井场						
	满深 71 井场						
	富源 218 井场						
	满深 4-1 号阀组站						
	满深 401H 井场						
	ManS3-H6 井场						
	满深 3-1 号阀组站						
	满深 17 井场						
	满深 20 井场						

由表 4.3-7 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) 土壤理化特性

《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 规定, 本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。选取 Man504-H2 井为土壤理化特性监测点 (Z1), 土壤理化特性见下表。

表 4.3-13 土壤理化特性调查表

点位				
经纬度				
层次				
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
实验室测定	pH 值			
	阳离子交换量 (cmol(+)/kg)			
	氧化还原电位 (mV)			
	渗滤系数 (mm/min)			
	土壤容重 (g/cm ³)			
孔隙度 (%)				

(2) 监测点布置

项目所在区域涉及的土壤类型为荒漠风沙土。根据项目区域土壤类型及工程布置，共设 6 个土壤监测点（3 个柱状样，3 表层样），并引用 3 个土壤监测点（T1-T3）具体点位设置及分布见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标(°)		与厂界 相对方 位	距 离 (km)	功能区 (现状)	取样 方法	监测 因子	备注
		经度	纬度						
Z1	Man504-H2 井								
Z2	满深 71 井								
Z3	满深 17 井								
B1	满深 701 井								
B2	ManS3-H6 井西北								
B3	满深 20 井西北								
T1	满深 503H 井场外								
T2	满深 1 计转站外								
T3	满深 4 井								

(3) 监测项目

含《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 项基础因子以及石油烃共 46 项。

(4) 采样时间、采样方法

采样时间：采样时间为 2022 年 3 月 30 日，引用监测点位采样时间为 2021 年 8 月 10 日。

采样方法：参照相应国标或《环境监测分析方法》、《土壤元素的近代分析方法》、《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样；每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。分析方法及检出限见表 4.3-15。

表 4.3-15 土壤监测项目分析及检出限

序号	检测项目	分析及来源	检出限 (mg/kg)
1	pH	《土壤 pH 测定 电位法》(HJ962-2018)	--
2	总汞	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第 1 部分：土壤中总汞的测定》GB/T22105.1-2008	0.002mg/kg
3	总砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第 2 部分：土壤中总砷的测定》GB/T22105.2-2008	0.01mg/kg
4	六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》HJ1082-2019	0.5 mg/kg
5	镍	《土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法》HJ803-2016	2 mg/kg
6	铜		0.5 mg/kg
7	镉		0.07 mg/kg
8	铅		2 mg/kg
9	石油烃	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》HJ1021-2019	6 mg/kg
10	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》HJ605-2011	1.3 µg/kg
11	氯仿		1.1 µg/kg
12	氯甲烷		1.0 µg/kg
13	1,1-二氯乙烷		1.2 µg/kg
14	1,2-二氯乙烷		1.3 µg/kg
15	1,1-二氯乙烯		1.0 µg/kg
16	顺式-1,2-二氯乙烯		1.3 µg/kg
17	反式-1,2-二氯乙烯		1.4 µg/kg
18	二氯甲烷		1.5 µg/kg
19	1,2-二氯丙烷		1.1 µg/kg
20	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2 µg/kg
21	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2 µg/kg
22	四氯乙烯		1.4 µg/kg
23	1,1,1-三氯乙烷		1.3 µg/kg
24	1,1,2-三氯乙烷		1.2 µg/kg
25	三氯乙烯		1.2 µg/kg

续表 4.3-15 土壤监测项目分析及检出限

序号	检测项目		分析方法及来源	检出限 (mg/kg)
26	1,2,3-三氯丙烷		《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》HJ605-2011	1.2 µg/kg
27	氯乙烯			1.0 µg/kg
28	苯			1.9 µg/kg
29	氯苯			1.2 µg/kg
30	1,2-二氯苯			1.5 µg/kg
31	1,4-二氯苯			1.5 µg/kg
32	乙苯			1.2 µg/kg
33	苯乙烯			1.1 µg/kg
34	甲苯			1.3 µg/kg
35	间，对-二甲苯			1.2 µg/kg
36	邻-二甲苯			1.2 µg/kg
37	硝基苯			《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》HJ834-2017
38	苯胺	4-氯苯胺	0.09 mg/kg	
		2-硝基苯胺	0.08 mg/kg	
		3-硝基苯胺	0.1 mg/kg	
		4-硝基苯胺	0.1 mg/kg	
39	2-氯苯酚		0.06 mg/kg	
40	苯并[a]蒽		0.1 mg/kg	
41	苯并[a]芘		0.1 mg/kg	
42	苯并[b]荧蒽		0.2 mg/kg	
43	苯并[k]荧蒽		0.1 mg/kg	
44	蒽		0.1 mg/kg	
45	二苯并[a,h]蒽		0.1 mg/kg	
46	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1 mg/kg	
47	萘		0.09 mg/kg	

(5) 评价方法

土壤质量评价采用单因子污染指数法, 计算公式为:

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

式中: P_i —监测点某因子的污染指数;

C_i —监测点某因子的实测浓度, mg/L;

C_{is} —某因子的环境质量标准值, mg/L。

(6) 监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见表 4.3-16 和表 4.3-17。

表 4.3-16 土壤监测结果表

序号	项目	标准值及单位		Man504-H2 井			满深 71 井			满深 17 井		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	砷	60	mg/kg									
2	镉	65	mg/kg									
3	六价铬	5.7	mg/kg									
4	铜	18000	mg/kg									
5	铅	800	mg/kg									
6	汞	38	mg/kg									
7	镍	900	mg/kg									
8	四氯化碳	2.8	mg/kg									
9	氯仿	0.9	mg/kg									
10	氯甲烷	37	mg/kg									
11	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg									
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg									
13	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg									
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg									
15	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg									
16	二氯甲烷	616	mg/kg									
17	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg									
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg									
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg									

续表 4.3-16 土壤监测结果表

序号	项目	标准值及单位		Man504-H2 井			满深 71 井			满深 17 井		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
20	四氯乙烯	53	mg/kg									
21	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg									
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg									
23	三氯乙烯	2.8	mg/kg									
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg									
25	氯乙烯	0.43	mg/kg									
26	苯	4	mg/kg									
27	氯苯	270	mg/kg									
28	1,2-二氯苯	560	mg/kg									
29	1,4-二氯苯	20	mg/kg									
30	乙苯	28	mg/kg									
31	苯乙烯	1290	mg/kg									
32	甲苯	1200	mg/kg									
33	间/对二甲苯	570	mg/kg									
34	邻二甲苯	640	mg/kg									
35	硝基苯	76	mg/kg									
36	苯胺	260	mg/kg									
37	2-氯酚	2256	mg/kg									
38	苯并[a]蒽	15	mg/kg									

续表 4.3-16 土壤监测结果表

序号	项目	标准值及单位		Man504-H2 井			满深 71 井			满深 17 井		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
39	苯并[a]芘	1.5	mg/kg									
40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg									
41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg									
42	蒽	1293	mg/kg									
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg									
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg									
45	蔡	70	mg/kg									
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg									
47	pH	--	无量纲									

注：检出限 L 表示未检出。

表 4.3-17 土壤监测结果表

项目	标准值及单位		满深 4 井			满深 701 井	ManS3-H6 井西北	满深 20 井西北	满深 1 计转站 外	满深 503H 井场外
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m					
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg								

注：检出限 L 表示未检出。

由表 4.3-14 和表 4.3-15 可知，项目所在区域土壤监测值均满足《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。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

4.3.5.1 生态功能区划

依据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-16 和图 4.3-18。

表 4.3-18 项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹

由表 4.3-17 可知，本项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠尤其资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

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

图 4.3-2 生态功能区划图

4.3.5.2 生态背景调查范围

本项目位于塔中区块。项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型，其结构简单，沙地和油田生产设施相嵌分布。

（1）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，只有为数不多的超早生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。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、啮齿类和某些鸟类。

（2）工矿用地生态系统

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。评价区域内分布着油田生产设施，都属于工矿用地生态系统。

4.3.5.3 生态系统特点

（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，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

（2）沙漠包围绿洲

评价区域沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“盐化沙漠广布，壤土狭隘，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

（3）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，评价区沙生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。

（4）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。沙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 土壤环境现状评价

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。区域分布的土壤类型主要为荒漠风沙土。

风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的 80%~90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在 10cm~20cm 左右，其下含水率也仅 2%~3%。有机质含量低，约在 0.1%~1.0% 范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

4.3.5.5 植被环境现状调查及评价

（1）区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区划划分，评价区属暖温带灌木，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植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。

（2）评价区植被类型

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，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，主要植被群系有多枝怪柳灌丛。

怪柳丛主要的建群种为多枝怪柳，生长在沙丘顶部，丘高一般 2~4m，有的达 5~6m，从整个景观上看，灌丛生长状况不良，并且由于风蚀的作用，多枝怪柳所在的沙丘成圆锥形，形成了“怪柳包”。群落非常单调，怪柳的枝干从灌丛丘上伸出，高度 0.5~1.5m，盖度 5%~30%。灌木层下草本较少，只有在水分条件较好的部分地段草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺、盐穗木、花花柴、鹿角草、芦苇、盐爪爪、碱蓬等。

4.3.5.6 野生动物现状调查及评价

（1）野生动物栖息生境类型

评价区域的野生动物生存环境类型为半灌木荒漠区，主要以半灌木荒漠为主，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。

（2）野生动物的区系与分布

项目区位于塔里木盆地北部，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，区域内栖息分布着各种野生脊椎动物 37 种，其中两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 24 种，哺乳类 8 种。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型野生动物的踪迹，野生动物主要是一些荒漠动物，主要有爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等，无国家保护物种。

4.3.5.7 水土流失现状

（1）水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）及关于印发《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知（新水水保〔2019〕4 号），拟建工程所在沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。

（2）水土流失成因

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

（3）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），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中度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 $2700\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 。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 $2200\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 。

4.3.5.8 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》，沙雅县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未

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

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm²，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm²，占 37.33%。固定沙地 59434.31hm²，占 2.20%；戈壁 2242.15hm²，占 0.08%。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

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

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

(2) 焊接烟尘

本项目管线采用柔性复合高压输送管、玻璃钢管和无缝钢管，其中金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟尘，废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

(3) 机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 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，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(4) 环境影响分析

本工程施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

（5）污染防治措施

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

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

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

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

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

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

5.1.2 施工期废水环境影响分析

本项目施工期废水主要为管道试压废水和少量生活污水。

本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。施工现场不设施工营地，施工期间依托作业区现有公共设施，不新增临时集中式污水排放点。

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

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

（1）施工噪声影响分析

①施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》

(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工机械噪声值一览表

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

②施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：L_r--距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r0}--距声源 r₀ 处的 A 声压级，dB(A)；

r--预测点与声源的距离，m；

r₀--监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方 管线
2	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
3	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。项目

周边 500m 范围内无村庄、学校等敏感点，夜间施工不会对周围声环境产生一定的影响。

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

(2) 施工噪声污染防治措施

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

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

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

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

④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

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

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

5.1.4 施工期固体废物影响分析

(1) 固体废物影响分析

本工程主要包括井场、阀组站地面工程和集输管道的建设，施工期固体废物主要为剩余土方、施工废料、生活垃圾等。

①剩余土方

拟建工程开挖土方 399915.22m³，回填土方 398660.42m³，多余土方为 1254.8m³，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等。根据类比调查，本项目施工废料的产生量约为 17.76t，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

③生活垃圾

项目施工期生活垃圾产生量约 1.8t，施工单位就近依托作业区现有公共设施，集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理。

(2) 施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

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

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

5.1.5 施工期生态环境影响分析

5.1.5.1 项目占地影响分析

本项目永久占地面积为 25750.91m²，主要为阀组站占地、电力线路基座占地、阀井占地以及管线完成后设置的永久性标识占地；项目临时占地面积为 920380.64m²，主要是管沟开挖和电力线路压占。

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

5.1.5.2 对土壤环境影响

拟建工程占地类型主要为沙地，土壤类型是荒漠风沙土。

(1) 管线临时占地对土壤环境的影响

拟建工程管线临时占地主要为沙地，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质。

（2）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.1.5.3 对植被的环境影响

（1）占地对植被的影响

根据项目建设的特点，对植被环境影响最大的是管道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。项目主要为荒漠带，占地对植被影响较小。

（2）污染物对植被的影响

①扬尘对植被的影响

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

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水，其中试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；施工现场不设施工营地，生活污水就近依托作业区现有公共设施，不新增临时集中式污水排放点。

（3）人为活动对植被的影响

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

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

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

5.1.5.4 对野生动物的环境影响

（1）对野生动物生境的破坏

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

（2）对野生动物分布及迁徙的影响

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

（3）对典型动物的影响

评价区域内动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物，对环境的适应性较强，对人类的敏感程度已大大降低，工程施工对其影响不大。

5.1.5.5 水土流失影响分析

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

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

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

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

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

5.1.5.6 对生态功能区划的影响分析

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

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

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.1 基础气象资料分析

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

(1) 风速

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

表5.2-1 评价区域各月平均风速统计表

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

图5.2-1 评价区全年各月风速变化曲线

(2) 风向、风频

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

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

表5.2-2 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目风向	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	1.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52
SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	0.83	5.26	1.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	1.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

图5.2-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

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

5.2.2 大气环境影响分析

项目运营期主要污染源为井场、阀组站无组织废气和加热炉废气。项目大气评价等级为二级，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风向25km 范围内地面空气质量浓度、最大地面空气质量浓度及占标率。

（1）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**最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-3。本次环评考虑对最不利条件，选取污染源强较大的满深 17 井场以及面源面积最小的满深 5-1 号阀组站进行分析。

表5.2-3 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
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/°	--

（2）污染源特征参数

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表（点源）

编号	名称	排气筒底部中心坐标/°		排气筒底部海拔高度/m	排气筒参数/m		烟气温度/°C	烟气流速/(m/s)	污染物排放速率/(kg/h)			
		经度	纬度		高度	内径			PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂
1	满深 20 井加热炉（P1）			1058	8	0.08	120	13.6	0.003	0.0015	0.003	0.016

表5.2-5 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（°）		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
满深 17 井场			1032	90	140	5	45	0.02	0.00005
满深 5-1 号阀组站			952	40	40	5	37.918	0.045	0.0001

（3）大气环境影响估算结果

估算模式预测结果见表5.2-6。

表5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果

距下风向 距离(m)	满深 20 井场加热炉							
	PM ₁₀		PM _{2.5}		SO ₂		NO ₂	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
50	0.5545	0.1232	0.2772	0.1232	0.5545	0.1109	2.9573	1.1829
100	0.7576	0.1684	0.3788	0.1684	0.7576	0.1515	4.0405	1.6162
200	1.2497	0.2777	0.6249	0.2777	1.2497	0.2499	6.6651	2.6660
300	1.6301	0.3622	0.8151	0.3622	1.6301	0.3260	8.6939	3.4775
400	1.1893	0.2643	0.5947	0.2643	1.1893	0.2379	6.3429	2.5372
500	0.9153	0.2034	0.4576	0.2034	0.9153	0.1831	4.8814	1.9526
600	0.7664	0.1703	0.3832	0.1703	0.7664	0.1533	4.0877	1.6351
700	0.4453	0.0990	0.2226	0.0990	0.4453	0.0891	2.3749	0.9500
800	0.5510	0.1224	0.2755	0.1224	0.5510	0.1102	2.9388	1.1755
900	0.4753	0.1056	0.2376	0.1056	0.4753	0.0951	2.5347	1.0139
1000	0.4261	0.0947	0.2131	0.0947	0.4261	0.0852	2.2727	0.9091
1200	0.2661	0.0591	0.1330	0.0591	0.2661	0.0532	1.4190	0.5676
1400	0.2889	0.0642	0.1444	0.0642	0.2889	0.0578	1.5408	0.6163
1600	0.2476	0.0550	0.1238	0.0550	0.2476	0.0495	1.3204	0.5282
1800	0.2176	0.0484	0.1088	0.0484	0.2176	0.0435	1.1605	0.4642
2000	0.1858	0.0413	0.0929	0.0413	0.1858	0.0372	0.9908	0.3963
2500	0.2485	0.0552	0.1242	0.0552	0.2485	0.0497	1.3253	0.5301
3000	0.1262	0.0280	0.0631	0.0280	0.1262	0.0252	0.6729	0.2692
3500	0.1074	0.0239	0.0537	0.0239	0.1074	0.0215	0.5727	0.2291
4000	0.0941	0.0209	0.0471	0.0209	0.0941	0.0188	0.5020	0.2008
4500	0.0863	0.0192	0.0432	0.0192	0.0863	0.0173	0.4603	0.1841
5000	0.0789	0.0175	0.0395	0.0175	0.0789	0.0158	0.4210	0.1684
10000	0.0443	0.0098	0.0221	0.0098	0.0443	0.0089	0.2360	0.0944
15000	0.0296	0.0066	0.0148	0.0066	0.0296	0.0059	0.1577	0.0631
20000	0.0225	0.0050	0.0112	0.0050	0.0225	0.0045	0.1198	0.0479
25000	0.0175	0.0039	0.0088	0.0039	0.0175	0.0035	0.0936	0.0374
最大地面浓度 C _i 及占标率%	2.0217	0.4493	1.0109	0.4493	2.0217	0.4043	10.7824	5.3912
最大质量浓度出现距离 /m	243		243		243		243	
D _{10%} 最远距离	--		--		--		--	

表5.2-7 估算模式预测污染物扩散结果

距下风向 距离(m)	满深 5-1 号阀组站无组织废气			
	非甲烷总烃		硫化氢	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
50	74.2300	3.7115	0.1650	1.6496
100	66.5680	3.3284	0.1479	1.4793
200	48.6180	2.4309	0.1080	1.0804
300	37.5390	1.8770	0.0834	0.8342
400	30.1130	1.5057	0.0669	0.6692
500	24.7700	1.2385	0.0550	0.5504
600	21.8610	1.0931	0.0486	0.4858
700	19.4820	0.9741	0.0433	0.4329
800	17.4980	0.8749	0.0389	0.3888
900	15.9120	0.7956	0.0354	0.3536
1000	14.6220	0.7311	0.0325	0.3249
1200	12.7280	0.6364	0.0283	0.2828
1400	11.2100	0.5605	0.0249	0.2491
1600	9.9753	0.4988	0.0222	0.2217
1800	8.9530	0.4476	0.0199	0.1990
2000	8.0962	0.4048	0.0180	0.1799
2500	6.4712	0.3236	0.0144	0.1438
3000	5.3365	0.2668	0.0119	0.1186
3500	4.5072	0.2254	0.0100	0.1002
4000	3.8790	0.1940	0.0086	0.0862
4500	3.3892	0.1695	0.0075	0.0753
5000	2.9981	0.1499	0.0067	0.0666
10000	1.2955	0.0648	0.0029	0.0288
15000	0.7791	0.0390	0.0017	0.0173
20000	0.5405	0.0270	0.0012	0.0120
25000	0.4062	0.0203	0.0009	0.0090
最大地面浓度 C _i 及 占标率%	78.0490	3.9025	0.1734	1.7344
最大质量浓度出现 距离/m	27		27	
D _{10%} 最远距离	--			

表5.2-8 估算模式预测污染物扩散结果

距下风向 距离(m)	满深 17 井场无组织废气			
	非甲烷总烃		硫化氢	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
50	13.8220	0.6911	0.0346	0.3455
100	18.3830	0.9192	0.0460	0.4596
200	17.2700	0.8635	0.0432	0.4318
300	14.6540	0.7327	0.0366	0.3664
400	12.2750	0.6138	0.0307	0.3069
500	10.3290	0.5165	0.0258	0.2582
600	9.0530	0.4526	0.0226	0.2263
700	8.1770	0.4088	0.0204	0.2044
800	7.4106	0.3705	0.0185	0.1853
900	6.7689	0.3384	0.0169	0.1692
1000	6.2322	0.3116	0.0156	0.1558
1200	5.4140	0.2707	0.0135	0.1353
1400	4.7959	0.2398	0.0120	0.1199
1600	4.2941	0.2147	0.0107	0.1074
1800	3.8752	0.1938	0.0097	0.0969
2000	3.5145	0.1757	0.0088	0.0879
2500	2.8254	0.1413	0.0071	0.0706
3000	2.3711	0.1186	0.0059	0.0593
3500	2.0026	0.1001	0.0050	0.0501
4000	1.7234	0.0862	0.0043	0.0431
4500	1.5058	0.0753	0.0038	0.0376
5000	1.3321	0.0666	0.0033	0.0333
10000	0.5756	0.0288	0.0014	0.0144
15000	0.3462	0.0173	0.0009	0.0087
20000	0.2401	0.0120	0.0006	0.0060
25000	0.1805	0.0090	0.0005	0.0045
最大地面浓度 C _i 及 占标率%	18.6550	0.9328	0.0466	0.4664
最大质量浓度出现 距离/m	118		118	
D _{10%} 最远距离	--			

本项目废气污染源的污染物 P_{max} 和 D_{10%}估算模型计算结果见图5.2-3。

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

表5.2-9 项目各因子大气环境影响估算模式计算结果

序号	污染源	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{oi} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$D_{10\%}$ (m)	评价等级
1	满深 20 井加热炉	PM_{10}	2.0217	450	0.4493	--	三级
2		$\text{PM}_{2.5}$	1.0109	225	0.4493	--	三级
3		SO_2	2.0217	500	0.4043	--	三级
4		NO_2	10.7824	250	5.3912	--	二级
5	满深 17 井场	非甲烷总烃	2000.0	18.6550	0.9328	--	三级
6		H_2S	10.0	0.0466	0.4664	--	三级
7	满深 5-1 号阀组站	非甲烷总烃	78.0490	2000	3.9025	--	二级
8		H_2S	0.1734	10	1.7344	--	三级

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

根据估算结果，本项目 $P_{\max}$ 最大值为满深20井场排气筒的 NO_2 ， $C_{\max}$ 为 $10.7824\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为5.3912%， $1\% \leq P_{\max} \leq 10\%$ ， $D_{10\%}$ 未出现。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

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5.2-10。

表5.210 各污染物场界监控点浓度贡献值

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		
硫化氢	0.1632	0.1639	0.1647	0.1637	60	达标
非甲烷总烃	73.4290	73.7350	74.1290	73.6510	2000	达标

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

5.2.4 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关要求，本项目大气环境影响评价等级为二级，最大落地浓度无超标点，因此无需设置大气环境防护距离。

5.2.5 评价结论

项目位于环境质量不达标区，各污染源正常排放下短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目实施后大气环境影响可以接受。

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长=5~50km ☐		边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		
现状评价	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2020) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准 ☐		主管部门发布的数据标准 ☒		现状补充标准 ☒		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐ 区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐
	预测范围	边长≥50km ☐			边长 5~50km ☐		边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 ()				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% ☐				C 本项目最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% ☐			C 本项目最大占标率>10% ☐		
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% ☐			C 本项目最大占标率>30% ☐		
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	C 非正常 占标率≤100% ☐			C 非正常 占标率>100% ☐		
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐		
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、硫化氢、颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度)			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: (非甲烷总烃、硫化氢)			监测点位数 ()		无监测 ☐	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距 (--) 厂界最远 (--) m						
	污染源年排放量	SO ₂ :(0.024)t/a	NO _x :(0.139)t/a	硫化氢:(0.005)t/a	非甲烷总烃:(1.989)t/a			
注: “□”, 填“√”; “()”为内容填写项								

5.3 运营期地表水环境影响分析

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

采出水经哈一联和塔三联采出水处理设施处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中油田和塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，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 塔三联、哈一联采出水处理规模一览表

联合站名称	设计规模（m ³ /d）	实际处理量（m ³ /d）	富余能力（m ³ /d）
哈一联	5000	4500	500
塔三联	1440	600	840

本项目依托哈一联处理的采出水产生量为 5.9m³/d，依托塔三联处理的采出水产生量为 1.68m³/d，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，酸碱中和后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 300m³/d，本项目依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理的废水量较小，为 0.83m³/d，仅占其设计规模的 0.28%，依托可行。

塔中油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 300 m³/d，本项目依托塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理的废水量较小，为 0.21m³/d，仅占其设计规模的 0.07%，依托可行。

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

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

评价	评价标准	河流、湖库、河□：Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□；Ⅴ类□ 近岸海域： 第一类 □； 第二类 □； 第三类 □； 第四类 □ 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期 □； 平水期 □； 枯水期 □； 冰封期 □ 春季 □； 夏季 □； 秋季 □； 冬季 □	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 □： 达标 □； 不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □： 达标 □； 不达标 □ 水环境保护目标质量状况□： 达标□； 不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □： 达标 □； 不达标 □ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □	达标区□ 不达标区□
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河□及近岸海域：面积（ ）km ²	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期 □； 平水期 □； 枯水期 □； 冰封期 □ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□	
	预测情景	建设期□；生产运行期□；服务期满后□ 正常工况 □； 非正常工况 □ 污染控制和减缓措施方案 □ 区（流）域环境质量改善目标要求情景□	
	预测方法	数值解□；解析解□；其他□ 导则推荐模式 □： 其他 □	
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□	

	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求,重点行业建设项目, 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、 主要水文特征值影响评价、 生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目, 应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
影响预测	污染源排放量核算	污染物名称			排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）
		（ ）			（ ）	（ ）
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ） 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 ☒ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域消减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
	监测计划	环境质量			污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐			手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐
		监测点位	（ ）			（ ）
		监测因子	（ ）			（ ）
污染物排放清单	☐					
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

5.4.1 评价区水文地质条件

5.4.1.1 含水层类型及其富水性

评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。富水性分为两个级别：①潜水富水性中等，涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ；②潜水富水性贫乏，涌水量小于 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，具体富水性分区见水文地质图 5.4-1，水文地质剖面图见图 5.4-2、图 5.4-3。

（1）调查范围 1

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，本项目调查范围 1 即新建井场满深 401H 井-满深 71H 井区域以北的区域位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内以单一结构的潜水含水层为主。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》MS1、MS2、MS3、GL12 的抽水试验结果可得，调查范围内潜水含水层的潜水位埋深约 $1.43\sim 5.13\text{m}$ ；渗透系数 $0.94\sim 1.93\text{m}/\text{d}$ ；钻孔揭露的含水层厚度约 $34.87\sim 38.57\text{m}$ ；换算涌水量约 $95.95\sim 152.83\text{m}^3/\text{d}$ ；含水层岩性为第四系细砂、粉细砂；水量中等-贫乏。

（2）调查范围 2

《塔中 I 号气田中古 58-满加 4 区块初步开发方案环境影响报告书》的钻孔揭露评价区地层岩性为粉砂、细砂夹薄层粉质粘土，其中粉砂层占到了含水层厚度的 70%以上，粉砂和细砂层均呈东西向水平分布，但细砂层因其单层厚度较小，因此水平方向分布不连续，多呈薄层或透镜体状存在。其间夹粉质粘土的厚度比较薄且不连续，一般为 $0.05\sim 0.2\text{m}$ ，不能形成稳定的隔水层。因此，评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。

据对前人做过的资料分析，评价区内在深度 300m 以上的潜水含水层大体可以划分为 2 个含水岩组，即 220m 以上的中、上更新统含水岩组和 220~300m 的下更新统含水岩组。中上更新统含水岩组包括 2~3 个含水层，潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的粉砂，其次为细砂。其中细砂层数较多，单层厚度较小，呈薄层或透镜体状，单层厚度一般 $0.5\sim 15\text{m}$ ，最大可达 18m。下更新统含水岩组可分为上、下两个含水段；上含水段深度为 220~300m，包括 1~2 个含水层，单层最大厚度南部为 11m。

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化，由于地形复杂，因而地下水埋深变化也很复杂，无明显规律。垄间洼地处潜水静止水位一般在 $1\sim 5\text{m}$ 之间。

水质较差，矿化度大小分布无规律。

根据《塔中 I 号气田中古 58-满加 4 区块初步开发方案环境影响报告书》01、07、10、12 的抽水试验结果可得，调查范围内渗透系数 0.43-1.78m/d，水力坡度在 1%~3%；调查范围内换算涌水量约 33.46-104.94m³/d；含水层岩性为第四系细砂、粉细砂；水量中等-贫乏。

5.4.1.2 地下水的补给、径流和排泄条件

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

①地下水补给

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

a.南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

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

②径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下迳流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由西南向东北方向径流，水力坡度在 1%~3%。除局部地段外，地下水的迳流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

③地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

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

b.潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，最深达 37.07m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5~10m。且

垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水面的垂直蒸发也是垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）地下水的重要排泄方式之一。

c.地下水人工开采排泄

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

5.4.1.3 地下水动态特征

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

5.4.1.4 地下水水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成份的控制。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，均为 Cl-Na 型水。矿化度 21-26g/L 不等，水质均较差，为咸水。

图 5.4-1 评价区水文地质图

图 5.4-2 水文地质剖面图 I-I'

图 5.4-3 水文地质剖面图 II-II'

5.4.1.5 场地包气带特征

参照《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中勘探孔 MS2、MS3 的钻孔柱状图（见图 5.4-4、图 5.4-5），调查范围 1 区域内评价区地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂。

参照《塔中油田地下水环境调查项目》中水文地质柱状剖面（见图 5.4-6）分析对比，调查范围 2 区域内评价区地层以单层厚度大于 50m 的粉砂和粉细砂层为主，其间夹有粉质黏土层，最大厚度不超过 16m，一般为 1~2m，水平变化大，厚度不稳定。总观全剖面成层结构清晰，分选性良好，具明显的流水作用沉积特征。近代松散风积沙粒度 0.25~0.1mm 级占 58.44%~67.16%(据颗粒分析)，无层理，分选好，结构松散，空隙率极高，分布在地表层，最大厚度小于 80m(地下风积沙+沙丘最大高度)，其中流动沙仅分布在风蚀基准稳势面以上，形成各类形成的沙丘堆积。钻孔揭露的包气带地层岩性主要是无层次的风积沙，结构松散，空隙率极高，为水理性质极强的渗透层，无法进行现场渗水试验。

图 5.4-4 MS2 钻孔柱状图

图 5.4-5 MS3 钻孔柱状图

图 5.4-6 15 号水文地质柱状图（引用自塔中油田地下水环境调查项目）

5.4.2 地下水环境影响分析

本项目新建采油井场 9 口，阀组站 3 座，阀井 1 座，集油管线 74.19583km，集气管线 14.6km，燃料气管线 4.91km。本项目地下水环境影响分析如下：

5.4.2.1 预测情景分析

（1）正常状况

①废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。运营期废水主要为采出水 and 井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

②落地油

油气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输油管线

本项目正常状况下，采出液混输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（2）非正常状况

①油水窜层对地下水的污染影响

一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其它不可预见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃

至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：a 下入的表层套管未封住含水层；b 固井质量差；c 工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，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。

②输油管道原油泄漏事故对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

非正常状况下，混输管线阀室出现破损泄漏，如不及时修复，采出液可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下阀室泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

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。

5.4.2.2 地下水环境影响预测

本项目采出物主要为油气水组成，污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。

(1) 源强计算

根据塔里木油田分公司统计情况，采出的含油水在管道刺漏情况下，参照风险评价技术导则推荐的液体泄漏速率公式计算管道刺漏量，公式如下所述：

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

式中：QL——液体泄漏速率，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常取 0.6~0.64；

A——裂口面积，m²。

P——管道压力，取 6.40×10⁶Pa；

P₀——环境压力，取 1.01325×10⁵Pa；

g——重力加速度；

ρ——液体密度；

h——裂口之上液位高度，m。

由上述公式求出区块内部管道的刺漏速度 Q_L 为 13.9kg/s，根据油田事故处置要求，持续时间取 10min，油水混合物取密度 0.801g/cm³，则泄漏体积 10.4m³，油水混合物管道刺漏泄出的油水混合物首先附着在地表，形成油饼。极少部分含油水渗漏至含水层，石油类通过溶解在地下水中，通过地下水流作用对区域地下水产生影响。由于石油类在水中的最大溶解度为 15 mg/L，出于保守考虑，污染物浓度取 15mg/L。

(2) 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。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。本项目所在区域地下水埋深大于 5m，本次预测考虑泄露原油 1% 进入潜水含水层，然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非

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

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

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

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

式中:

x, y—计算点处的位置坐标;

t—时间, d;

C(x,y,t)—t时刻点 x,y 处的污染物浓度, mg/L;

M—含水层厚度, m; 评价区域潜水含水层平均厚度约 35m;

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, 156g;

u—地下水流速度, m/d; 潜水含水层岩性渗透系数取最大值 1.93m/d。水力坡度 I 取最大值 3‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=1.93\text{m/d} \times 3\text{‰}/0.25=0.02\text{m/d}$;

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=0.25;

D_L—纵向弥散系数, m²/d; 根据资料, 纵向弥散度 α_m=10m, 纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.2\text{m}^2/\text{d}$;

D_T—横向 y 方向的弥散系数, m²/d; 横向弥散系数 $D_T=0.02\text{m}^2/\text{d}$;

π—圆周率。

(3) 预测结果

集油管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见表 5.4-1 和图 5.4-7、图 5.4-8。

表 5.4-1 集油管线瞬时泄漏时石油类预测结果

污染项目	超标距离 (m)			
	100d	1000d	3650d	7300d
石油类	18.2	0	0	0

①固定时间、不同距离下的浓度预测

分别选取 100d、1000d、3650d、7300d 的污染物运移情况, 其结果分别如图

5.4-8 所示。

图 5.4-7 不同距离固定时间处石油类浓度变化趋势

根据预测结果，在渗漏发生 100d 时，石油类的超标范围为 147m²；在渗漏发生 1000d、3650d、7300d 时，石油类的污染晕中心点的浓度小于石油类的标准值 0.05mg/L，无超标范围。

②固定距离、不同时间下的浓度预测

分别选取距油井 50m，100m 和 200m 处进行预测，分析其在渗漏发生后石油类污染物的浓度变化趋势。如图 5.4-9 所示。

图 5.4-8 不同时间固定距离处石油类浓度变化趋势

根据预测结果显示,随着泄漏的发生,地下水中石油类污染物浓度逐渐上升,地下水污染程度逐渐增大。根据结果显示,在距油井 50m 处、100m 处、200m 处地下水中石油类浓度均小于石油类的标准值 0.05mg/L。

废水中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响,不易迁移至含水层,但在防渗措施老化破损污水大量泄漏的情况下,石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后,也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响,但影响范围很小。因此,本评价要求建设单位加强环境管理,做好防渗措施检查情况,避免因防渗层的老化破损造成石油类对地下水水质的影响。

5.4.4 地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》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集输管线可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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

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

(2) 施工期水污染保护措施

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

①基础工程尽量选在枯水期施工,避免在汛期施工。

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

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

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

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

(3) 分区防控措施

为了避免项目对周围地下水水质产生明显的影响，在保证污染物得到妥善处理的基础上，应加强采取地下水污染防渗措施。根据模拟预测结果，在不考虑防渗的情况下，其污染持续时间较长且污染物进入孔隙水时间相对较快，需要对罐区和输油管道等可能发生潜在危险区域进行重点防渗处理并建立污染检测设施。

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，根据装置、单元的特点和所处的区域及部位，可将建设场地划分为非污染防治区和重点污染防治区。

非污染防治区：没有物料或污染物泄漏，不会对地下水环境造成污染的区域或部位。

一般污染防治区：裸露于地面的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。一般污染防治区的防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

重点污染防治区：位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。重点污染防治区的防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

根据以上原则，本项目污染防治分区见表 5.4-2。

表 5.4-2 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
重点污染防治区	采油井场内采油井口地面、满深 17 井场储油罐罐区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参考 GB18598 执行
一般污染防治区	放散区、放喷池	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
非污染防治区	阀组站等其他辅助设施地面	一般地面硬化

(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

①地下水跟踪监控井布设

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求及地下水监测点布设原则，本次共布设地下水水质监控井 4 眼，能够有效的了解项目区地下水质量状况，起到预警作用。具体监测点位见表 5.4-3 和图 5.4-9。

表 5.4-3 地下水监测点布控一览表

功能	编号	坐标		监测频率	监测项目
		经度	纬度		
背景监测井	JK1			每年1次	耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、硫化物、石油类
污染扩散监测井	JK2			每年2次	
	JK3				
	JK4				

②监控井井深：

因为项目所在潜水含水层第 I 含水组为最易受污染的潜水含水层，本次以第四系孔隙潜水含水层为主要监测对象。新增跟踪监控井井深定为地下水位以下 3m，井底以上 6 米为滤水管。

③监控井结构：

为保护监控井，监控井应设明显标识牌，建设监控井井口保护装置，包括井口保护筒、井台或井盖等部分。监测井保护装置应坚固耐用、不易被破坏。井口保护筒宜使用不锈钢材质，井盖中心部分应采用高密度树脂材料，避免数据无线传输信号被屏蔽；井盖需加异型安全锁；依据井管直径，可采用内径为 24cm~30cm、高为 50cm 的保护筒，保护筒下部应埋入水泥平台中 10cm 固定；水泥平台为厚 15cm，边长 50cm~100cm 的正方形平台，水泥平台四角须磨圆。无条件设置水泥平台的监测井可考虑使用与地面水平的井盖式保护装置。

图 5.4-9 地下水监控布点图

④地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

a.管理措施

a) 防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

b) 管理单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

c) 建立地下水监测数据信息管理系统，与管理单位环境管理系统相联系。

d) 根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本项目环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

b.技术措施

a) 按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164—2020)要求,及时上报监测数据和有关表格。

b) 在日常例行监测中,一旦发现地下水水质监测数据异常,应尽快核查数据,确保数据的正确性,并将核查过的监测数据通告管理单位环保部门,由专人负责对数据进行分析、核实,并密切关注生产设施的运行情况,为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下:

了解运营是否出现异常情况,出现异常情况的位置、原因。加大监测密度,如监测频率由每月(季)一次临时加密为每天一次或更多,连续多天,分析变化动向,周期性地编写地下水动态监测报告,定期对污染区的生产装置进行检查。

(6) 地下水风险事故应急预案

①应急防范措施

建设单位运行期应制定地下水环境事故应急技术及措施,主要包括:

a.确定项目运行过程中可能发生的环境事故与风险等级;

b.监控项目的运行情况,发现运行故障或运行异常情况并及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部分报告,并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响,调查分析事故原因和造成的直接和间接损失。

c.一旦发生环境事故,应立即启动应急环境监测,跟踪监测污染物的运移情况,直至事故影响根本消除;

d.根据事故状态下排放污水中的污染物特征,进行地下水环境质量跟踪监测,事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系,由地方监测站实施跟踪监测;

e.事故情况下地下水环境监测频率不小于1次/天,监测数据应及时上报有关主管部门;

f.如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象,应在进行监测的基础上开展地下水风险评估,包括地下水修复和加强监测要求。

②风险应急预案

a.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。

b.应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

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

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

(c)对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.5 地下水评价结论

5.4.5.1 环境水文地质现状

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，评价范围内地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。富水性分为两个级别：①潜水富水性中等，涌水量 100~1000m³/d；②潜水富水性贫乏，涌水量小于 100m³/d。含水层岩性为第四系细砂、粉细砂。大气降水和侧向径流补给是地下水的主要补给来源；地下水自西南向东北方向径流；侧向径流排泄、潜水面垂直蒸发排泄、地下水人工开采排泄为地下水的主要排泄方式。地下水化学类型为 Cl-Na 型水，矿化度为 21-26g/L，水质差，为咸水。

5.4.5.2 地下水环境影响

本项目正常状况下，运营期废水经过妥善处置，不会对地下水产生污染影响。

非正常状况下，输油管道发生原油泄漏事故，根据预测结果，在渗漏发生 100d 时，石油类的超标范围为 147m²；在渗漏发生 1000d、3650d、7300d 时，石油类的污染晕中心点的浓度小于石油类的标准值 0.05mg/L，无超标范围。

根据预测结果显示，随着泄漏的发生，地下水中石油类污染物浓度逐渐上升，地下水污染程度逐渐增大。根据结果显示，在距油井 50m 处、100m 处、200m 处地下水中石油类浓度均小于石油类的标准值 0.05mg/L。

5.4.5.3 地下水环境污染防治措施

本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对临时分输站将采取严格的地下水环境污染防治措施。

①依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)等相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监

测计划。

③在制定全厂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，并应与其它应急预案相协调。

5.4.5.4 地下水环境影响评价结论

①项目施工期的生活污水、试压废水对地下水的影响很小。

②项目在运营期正常状况采取污染防治措施后，对地下水环境影响较小；非正常状况下，在搜集当地水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的情景，非正常工况集油管线泄漏情景模拟和预测对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响。针对可能出现事故情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

本项目集输管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响。本项目主要产噪设备为采油树以及加热炉等产生的噪声。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 项目噪声源及噪声值情况一览表

位置	机械	数量	噪声源强/距离	降噪措施	治理后噪声值/距离
井场（满深20除外）	采油树	1套	65dB（A）/5m	基础减振， 距离衰减	55dB（A）/5m
	泵类	1台	80dB（A）/5m		65dB（A）/5m
阀组站	泵类	2台	80dB（A）/5m		65dB（A）/5m
满深20井场	采油树	1套	65dB（A）/5m		55dB（A）/5m
	泵类	1台	80dB（A）/5m		65dB（A）/5m
	风机	1台	85dB（A）/5m		70dB（A）/5m

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

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

L_{r₀}——距声源 r₀ 处的 A 声压级，dB（A）；

r——预测点与声源的距离，m；

r₀——监测设备噪声时的距离，m。

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		
		井场（满深20除外）	阀组站	满深20井场
1	东厂界	23.7	36.0	30.8
2	南厂界	26.6	30.0	32.7
3	西厂界	24.6	26.5	29.7
4	北厂界	22.3	36.0	28.3

根据预测结果，各厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求。综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6 运营期固体废物环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》（部令第 15 号）和《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2019），落地油泥（HW08，071-001-08）属于危险废物，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。

（1）危险废物贮存及运输

本项目建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求对含油废物进行收集。

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；

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

(2) 危险废物运输过程影响分析

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

危废外运时，公司应当向生态环境局提交下列材料：

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

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接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。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号，编号由十四位阿拉伯数字组成。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动结束后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

5.7 运营期生态环境影响分析

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，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) 生态系统完整性影响评价

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

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

(3) 景观影响分析

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

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

(4) 小结

综合上述分析可知,在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下,项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响,项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施,可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失,使项目区域的水土流失得到有效控制,遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

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土壤环境》(HJ964-2018)规定,根据建设项目对土壤环境可能产生的影响,将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为石油和天然气开采专用及辅助性活动,属污染影响型。本项目属于“采矿业”中“石油开采”,土壤环境影响评价类别为I类。

5.8.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。运营期外排废气中主要为非甲烷总烃、硫化氢、SO₂、NO_x与颗粒物、烟气黑度，不含重金属，对土壤不会产生大气沉降影响；运营期废水不外排，不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下管线破裂会造成原油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.8-1 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	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 5.8-1 可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.8.1.3 影响源及影响因子

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

表 5.8-2 土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故状况

5.8.2 土地利用类型调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本次评价的土壤现状调查范围为井场、阀组站及管线两侧外 200m 范围。

（2）敏感目标

本工程井场、阀组站外扩 200m 范围和管线两侧 200m 范围内无土壤保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，本工程永久占地及管线周边主要为沙地，工程占地范围暂无规划。

②土地利用历史

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

③土地利用规划

本项目占地范围暂无土地利用规划。

（4）土壤类型调查

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

5.8.3 土壤环境影响评价

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

5.8.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

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

5.8.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

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

（1）溢油过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图5.8-1。

①溢油在包气带中的污染过程分析

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

图5.8-1 管道溢油污染过程示意图

②溢油在潜水含水层中的污染过程分析

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

(2) 垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为风沙土，项目区浅部地层主要由第四系全新统(Q)冲积细砂组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深大于10m，即包气带厚度大于10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

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

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为800mg/L。

⑤预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中10min、20min、1h、2h后，落地油一般富集在0-20cm的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土

表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始5h内石油蒸发强烈，24h后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

5.8.4 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，将井口装置区和井场罐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，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

5.8.5 结论与建议

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

表 5.8-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				--
	土地利用类型	建设用地 ☐ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☒				--
	占地规模	2.58hm ² (永久占地)				小型
	敏感目标信息	项目井场、阀组站及管线外延200m 范围				--
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				--
	全部污染物	石油烃				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				--
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒				--
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				--
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	1	2	(0-0.2m)	
		柱状样点数	3	0	(0-3m)	
现状监测因子	(GB36600-2018) 45项基本项目以及石油烃				--	
现状评价	评价因子	(GB36600-2018) 45项基本项目以石油烃				--
	评价标准	GB15618 ☐ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				--
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。				--
影响预测	预测因子	--				--
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 ()				--
	预测分析内容	影响范围 (/) 影响程度 (/)				--
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				--
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				--
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		--	--		--	
	信息公开指标	--				
评价结论		可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐				--
注1: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

5.9 运营期环境风险评价

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（国家环保部环发〔2012〕77号）及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据，力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.9.1 风险调查与识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.9.1.1 物质风险识别

本项目涉及的风险物质主要为伴生气（主要为甲烷、乙烷）、原油和危险废物，危险物质危险性见下表。

表5.9-1 危险物质危险性一览表

序号	危险物质名称		理化性质	分布
1	伴生气	甲烷	外观与性状：无色无臭气体；溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚；熔点（℃）：-182.5；沸点（℃）：161.5；相对密度：（水=1）0.42 相对蒸气密度：（空气=1）0.55；爆炸下限（%）：1.5，爆炸上限（%）：5.3，闪点（℃）：-188	单井集输管线和井场
		乙烷	外观与性状：无色无臭气体 溶解性：不溶于水，溶于乙醇、乙醚、丙酮、苯；熔点（℃）：-183~-172；沸点（℃）：-88.6；相对密度：（水=1）0.45；相对蒸气密度：（空气=1）1.05；爆炸下限（%）：3.0，爆炸上限（%）：12.5，闪点（℃）：-135	
2	原油		稠厚性油状液体；沸点120-200℃，闪点<28℃	
3	硫化氢		为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物。熔点-85.5℃，沸点-60.4℃	井场内
4	危险废物（落地油泥）		--	

5.9.1.2 生产系统危险性识别

（1）生产系统危险性识别范围

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

（2）生产设施及生产过程主要危险部位分析

根据工艺流程和项目特点，项目主要危险部位为井场和集输管线等。

（3）伴生、次生事故分析

工程应严格按照《油气集输设计规范》（GB50350）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）进行总图布置和消防设计，一旦某一危险源发生爆炸、火灾和泄漏，均能在本区域得到控制，避免发生事故连锁反应。

（4）运输事故

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

5.9.1.3危险物质向环境转移的途径识别

本项目毒害物质扩散途径主要有如下几个方面：

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

水环境扩散：拟建项目易燃易爆物质发生火灾事故时产生的消防废水或者泄漏的原油未能得到有效收集而进入地表水体，对地表水环境造成影响。

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

危险物质向环境转移的途径识别见表5.9-2、图5.9-1。

表5.9-2 项目环境风险及环境影响途径识别表

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

图5.9-1 危险物质向环境转移的途径图

5.9.2环境风险潜势初判

(1) Q值确定

项目油气主要存在于集输管道中，根据运营期管道中油气量来确定本项目Q值，具体见下表。各危险物质的最大存在总量根据设计资料井场产油量和管道压力计算得出，根据项目管线长度和管径可算出管线体积 $V=\pi D^2 L/4$ （D：管径/m；L：管道长度/m）；然后根据克拉伯龙方程，计算得管线中油、气的体积比；最后根据原油和天然气（甲烷、乙烷）的密度、原油中硫化氢比例得出管线中各危险物质的质量。

表5.9-3 项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	q/Q 值	Q 值划分
1	满深17井场	原油	--	63.96	2500	0.026	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.17	2.5	0.068	
		甲烷	74-82-8	0.063	10	0.0063	
		乙烷	74-84-0	0.006	10	0.0006	
Q 值Σ						0.1009	
2	满深 17 井至 ZG162-H1 集油站集输管线	甲烷	74-82-8	21.05	10	2.105	1≤Q<10
		乙烷	74-84-0	2.12	10	0.212	
Q 值Σ						2.317	
3	满深701井至 ManS5-H4井拉油点集输管线	原油	--	6.63	2500	0.0027	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.02	2.5	0.008	
		甲烷	74-82-8	1.76	10	0.176	
		乙烷	74-84-0	0.18	10	0.018	
Q 值Σ						0.2047	
4	ManS3-H6井至满深3-1号阀组站集输管线	原油	--	3.89	2500	0.0016	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.01	2.5	0.004	
		甲烷	74-82-8	0.82	10	0.082	
		乙烷	74-84-0	0.08	10	0.008	
Q 值Σ						0.0956	
5	满深3-1号阀组站至满深503H 井拉油点集输管线	原油	--	10.81	2500	0.0043	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.03	2.5	0.012	
		甲烷	74-82-8	3.21	10	0.321	
		乙烷	74-84-0	0.32	10	0.032	
Q 值Σ						0.3693	
6	满深3单井至满深3-1号阀组站集输管线	原油	--	0.63	2500	0.0003	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.002	2.5	0.0008	
		甲烷	74-82-8	0.22	10	0.022	
		乙烷	74-84-0	0.02	10	0.002	
Q 值Σ						0.0251	
7	满深401H 井至满深4-1号阀组站集输管线	原油	--	3.02	2500	0.0012	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.008	2.5	0.0032	
		甲烷	74-82-8	0.78	10	0.078	
		乙烷	74-84-0	0.08	10	0.008	
Q 值Σ						0.0904	
8	满深4-1号阀组站至满深1计转站集输管线	原油	--	31.27	2500	0.0125	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.08	2.5	0.032	
		甲烷	74-82-8	5.48	10	0.548	
		乙烷	74-84-0	0.55	10	0.055	
Q 值Σ						0.6475	

续表 5.9-3 项目危险物质数量与临界量比值 (Q) 确定表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	q/Q 值	Q 值划分
9	富源218井至满深1计转站集输管线	原油	--	16.70	2500	0.0067	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.04	2.5	0.016	
		甲烷	74-82-8	2.21	10	0.221	
		乙烷	74-84-0	0.22	10	0.022	
Q 值Σ						0.2657	
10	ManS5-H9井至满深5-1号阀组站集输管线	原油	--	0.33	2500	0.0001	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.0009	2.5	0.0004	
		甲烷	74-82-8	0.08	10	0.008	
		乙烷	74-84-0	0.01	10	0.001	
Q 值Σ						0.0095	
11	满深5-1号阀组站 ManS5-H4井拉油点集输管线	原油	--	17.57	2500	0.007	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.05	2.5	0.02	
		甲烷	74-82-8	4.53	10	0.453	
		乙烷	74-84-0	0.46	10	0.046	
Q 值Σ						0.526	
12	满深 505 井至满深5-1 号阀组站	原油	--	8.56	2500	0.0034	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.02	2.5	0.008	
		甲烷	74-82-8	2.27	10	0.227	
		乙烷	74-84-0	0.23	10	0.023	
Q 值Σ						0.2614	
13	满深 20 井至ZG102-6X 集输管线	原油	--	0.87	2500	0.0003	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.002	2.5	0.0008	
		甲烷	74-82-8	1.44	10	0.144	
		乙烷	74-84-0	0.15	10	0.015	
Q 值Σ						0.1601	
14	ZG102-6X 至满深20 井燃料气管线	甲烷	74-82-8	0.05	10	0.005	Q<1
		乙烷	74-84-0	0.01	10	0.001	
Q 值Σ						0.006	
15	ManS504-H2 至满深 504H 阀组	原油	--	3.00	2500	0.0012	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.008	2.5	0.0032	
		甲烷	74-82-8	0.79	10	0.079	
		乙烷	74-84-0	0.08	10	0.008	
Q 值Σ						0.0912	
16	满深 71 井至满深702 试采点集输管线	原油	--	5.89	2500	0.0024	Q<1
		H ₂ S	7783-06-4	0.02	2.5	0.008	
		甲烷	74-82-8	1.04	10	0.104	
		乙烷	74-84-0	0.10	10	0.010	
Q 值Σ						0.1244	
17	危险废物		--	0.1	--	--	Q<1
Q 值Σ						--	
注：本项目原油中含有伴生气，伴生气中甲烷含量按79.3%计，乙烷按8.0%计。							

由上表可知，项目满深17井集输管线危险物质数量与临界量比值(Q)为2.317 ($1 \leq Q < 10$)，其余井及集输管线 $Q < 1$ 。

(2) 行业及生产工艺 (M)

本项目行业及生产工艺 M 值计算结果，见表5.9-4。

表 5.9-4 项目行业及生产工艺 M 值计算结果表

序号	工艺单元名称	生产工艺	M 分值	M 值划分
1	石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线（不含城镇燃气管线）	10	M 值为 10，为 M3

根据上表可知，本项目 M 值为 10，为 M3。

(3) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

本项目危险物质及工艺系统危险性等级判断见表 5.9-5。

表 5.9-5 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P) 表

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

本项目 Q 值划分为 $1 \leq Q < 10$ ，M 值为 M3，根据上表可知，本项目危险物质及工艺系统危险性等级 (P) 为 P4。

5.9.3 环境敏感目标调查

5.9.3.1 环境敏感特性

经调查，项目管线周边为荒漠，项目周围主要环境风险敏感目标分布情况见表5.9-6。

表5.9-6 项目周围主要环境风险敏感目标分布

环境敏感特征					
环境 空气	井场边界外延500m 范围内；管线边界外延200m 范围内				
	敏感目标名称	相对方位	距离（m）	属性	人口数
	井场边界外延500m 范围内和管线边界外延200m 范围内无居民				
	井场边界外延500m 范围内和管线边界外延200m 范围人口数小计				0
地表水	受纳水体				
	受纳水体名称	排水点水域环境功能		24小时内流经范围	
	废水不外排				
	内陆水体排放点下游10km 范围内敏感目标				
	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	废水不外排				
地下水	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带 防污性能	与下游场界距 离/m
	调查评价范围内潜水含 水层	G3	III类标准	D1	/

5.9.3.2环境敏感程度（E）分级

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

（1）大气环境

本项目大气环境敏感性分级判定见表 5.9-7。

表 5.9-7 大气环境敏感程度分级表

分级	大气环境敏感性判据	本项目判定
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人	井场边界外延 500m 范围内和管线边界外延 200m 范围内无居民，判定本项目大气环境敏感分级为 E3 级。
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人	
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人	

根据上表可知，本项目大气环境敏感分级为 E3 级。

(2) 地表水环境

地表水功能敏感性分区见表 5.9-8，环境敏感目标分级见表 5.9-9，地表水环境敏感程度分级见表 5.9-10。

表 5.9-8 地表水功能敏感性分区表

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

根据上表可知，项目地表水环境敏感特征为低敏感 F3 级。

表 5.9-9 环境敏感目标分级表

分级	环境敏感目标	本项目判定
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域	项目不涉及类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。判定本项目环境敏感目标敏感性为 S3 级。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域	
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标	

根据上表可知，项目环境敏感目标分级为 S3 级。

表 5.9-10 地表水环境敏感程度分级表

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

根据上表可知，本项目地表水环境敏感程度分级为 E3 级。

(3) 地下水环境

项目地下水功能敏感性分区表 5.9-11，包气带防污性能分级见表 5.9-12，地下水环境敏感程度分级见表 5.9-13。

表 5.9-11 地下水功能敏感性分区表

分级	地下水环境敏感特征	本项目判定
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。	项目周边不存在敏感与较敏感区域。判定本项目地下水环境敏感特征为不敏感 G3。
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a	
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区	

^a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

根据上表可知，项目地下水环境敏感特征为不敏感 G3。

表 5.9-12 包气带防污性能分级表

分级	包气带岩土渗透性能	本项目判定
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定	本项目占地内包气带为细砂、粉砂，分布较连续、稳定。由《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中附录 B 可知，包气带垂向渗透系数为 $5.79 \times 10^{-3} \sim 1.16 \times 10^{-2} cm/s$ 。判定本项目包气带防污性能分级为 D1
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定； $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定	
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件	
Mb: 岩土层单层厚度；K: 渗透系数		D1

根据上表可知，项目包气带防污性能分级为 D1。

表 5.9-13 地下水环境敏感程度分级表

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

根据上表可知，本项目地下水环境敏感程度分级为 E2 级。

综上，本项目大气环境、地表水环境敏感程度均为 E3，地下水敏感程度为 E2。

5.9.4 环境风险潜势划分

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV⁺级。建设项目环境风险潜势划分依据，见表 5.9-14。

表 5.9-14 建设项目环境风险潜势划分表

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

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

5.9.5 评价等级及评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表5.9-15。

表5.9-15 环境风险评价工作等级划分依据表

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

由上表可知，项目大气、地表水环境风险评价等级为简单分析，地下水环境风险评价等级为三级。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价范围见表 5.9-16。

表 5.9-16 风险评价范围表

环境要素	风险导则中—评价范围确定依据	本项目风险评价	
		等级	范围
大气环境	大气环境风险评价范围：一级、二级评价距建设项目边界一般不低于 5km；三级评价距建设项目边界一般不低于 3km。油气、化学品输送管线项目一级、二级评价距管道中心线两侧一般均不低于 200m；三级评价距管道中心线两侧一般均不低于 100m。当大气毒性终点浓度预测到达距离超出评价范围时，应根据预测到达距离进一步调整评价范围	简单分析	井场边界外延 500m 的区域，管线两侧 200m
地表水环境	地表水环境风险评价范围参照 HJ2.3 确定	简单分析	运营期废水不外排，事故废水不外排
地下水环境	地下水环境风险评价范围参照 HJ610 确定	三级	同地下水评价范围

5.9.6环境风险分析

5.9.6.1大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。原油中天然气气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工天然气中毒事件，油类物质渗流至地下水。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

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。井喷发生后，井喷污染范围为半径300m左右，一般需要1~2天能得以控制。由于井场及管道位于荒漠地带，对大气环境影响较小。

5.9.6.2地表水环境风险分析

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

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生

后，井喷污染范围为半径300m左右，一般需要1~2天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。项目周边无地表水体，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。

5.9.6.3地下水环境风险分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，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，泄漏的油品经土层渗漏，通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。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。

5.9.7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。

5.9.7.1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在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、标志和警示牌等。

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺

陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（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。

5.9.7.2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。

（4）油气泄漏事故防范措施

①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。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

- ③完善井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。
- ④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。
- ⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。
- ⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.9.7.3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，为可能发生的安全事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在井喷储罐发生泄漏、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：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并

在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性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。

5.9.8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。中国石油塔里木油田分公司编制有《塔里木油田分公司突发事件总体应急预案》，备案编号6501002013002，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）事件类型拟建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》。

5.9.9风险评价结论

（1）本项目涉及到的危险物质为天然气（主要为甲烷、乙烷）、原油、硫化氢和危险废物，主要分布在管道和储油罐中，存在危险因素主要为管道泄漏，法兰连接处泄漏引起的事故，遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放及中毒。

（2）在落实有效的环境风险措施后，项目环境风险可降至可防控水平。

(3) 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5.9-17，环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.9-18。

表5.9-17 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区	阿克苏地区	沙雅县境内
地理坐标	详见表 3.4-2		
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、硫化氢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、集输干线的原油、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环境；消防废水或者泄漏的原油未能得到有效收集而进入地表水体；原油、危险物质泄漏，通过地面下渗至地下含水层。 危害后果：项目距离居住区较远，因此环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。		
风险防范措施要求	详见 5.9.7 章节。		
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 9589 万元在新疆阿克苏地区沙雅县中部塔里木河以南富满油田内实施“塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程”。 项目涉及的危险物质主要为伴生气、原油、硫化氢和危险废物，根据项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算可知，项目满深 17 井集输管线危险物质数量与临界量比值（Q）为 2.317（1≤Q<10），其余井及集输管线 Q<1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求判定后，项目大气、地表水环境风险评价等级为简单分析，地下水环境风险评价等级为三级。根据调查，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，本项目环境风险可将至可防控水平。			

表5.9-18 风险防范设施“三同时”验收一览表

验收项目	风险防范措施内容
大气风险措施	工程使用合格的管材，焊接符合标准；管线设压力、流量监控系统；井场、阀组站设自动监控预警装置，设事故放喷管线，配备管道抢修、灭火及人员抢救设备。同时启动应急预案，若发生事故停机关井，拉响警报，启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。
地下水风险防范措施	对井场作好分区防渗措施，设置围堰或导流沟，从而避免原油泄漏带来的风险；运营期应严格按照正确的程序操作，禁止违规操作，一旦发现泄漏，立即采取措施。
事故状态风险防范设施	设置消防设施及应急储存设施，以满足事故状态下收集泄漏物料、火灾的需要
事故应急制度	制定原油泄漏应急处置及预防预案、应急疏散预案。
事故应急监测措施	制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。
预案演习	定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。

5.10 闭井期环境影响分析

5.10.1 闭井期污染源

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入闭井期。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、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

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

5.10.2 闭井期生态保护措施

根据《废弃井封井回填技术指南（施行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（施行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1) 闭井后应拆除井架、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。经治理井口装置及相应设施应达到不漏油、不漏气、不漏电，井场地面无油污、无垃圾。

(2) 闭井期地埋集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。并按要求对管线进行吹扫，确保管线内的残留物清空干净，管线两端使用盲板进行封堵。

(3) 尽量依托现有伴井道路，各种机动车辆固定行驶路线，禁止随意开路。

(4) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免拆除作业对区域表层土的扰动引起土地沙化。

(5) 严格控制闭井施工场地的面积和范围，减少对地表植被的破坏。

(6) 地面设施拆除和井场清理产生的固体废弃物，应集中收集处理。

(7) 对停采的油井应拆除井口装置，截去地下一定深度的表层套管并用水泥灌注封井。

(8) 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产生二次污染。

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。

以上施工扬尘、电焊烟尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期大气污染防治措施

(1) 有组织废气

项目满深 20 井场建设加热炉 1 台，燃料为塔三联返输燃料气，加热炉废气通过 1 根 8m 高排气筒（P1）排放。

根据源强核算，项目加热炉烟气中烟气黑度 ≤ 1 ，颗粒物、 SO_2 、 NO_x 排放浓度分别为 $12.99\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $11.14\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $64.68\text{mg}/\text{m}^3$ 。烟气黑度、颗粒物、 SO_2 、 NO_x

排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，即烟气黑度 ≤ 1 、颗粒物 $\leq 20\text{mg/m}^3$ ， $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg/m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg/m}^3$ 。

（2）无组织废气

本工程油气集输全过程采用管输+汽车拉运结合的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门、油罐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。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），原油储存应符合相关控制要求，详见表 6.1-1。

表 6.1-1 原油储存特别控制要求

物料	物料真实蒸气压，kPa	单罐设计容积， m^3	排放控制要求
原油	> 66.7	--	①
	≥ 27.6 但 ≤ 66.7	≥ 75	②
	≥ 5.2 但 < 27.6	≥ 150	②
①符合下列要求之一：a、采用压力罐或低压罐；b、采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；c、采取其他等效措施。 ②符合下列要求之一：a、采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；b、采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 90%；c、采用气相平衡系统；d、采取其他等效措施。			

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》附件中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中油品理化参数可知，原油真实蒸汽压为 40.15514039kPa。根据本工程产油量情况，为便于生产调配，本项目原油储罐单个容积均为 50 m^3 。本项目原油的真实蒸气压、单罐设计容积等参数不符合上表排放控制要求的前提条件，无需执行上表规定的排放控制要求。但是为了进一步减小本工程运营期无组织排放，油田拟采取以下大气污染治理措施：

（1）满深 17 井场储油罐为固定顶罐，单罐容积 50 m^3 ，设计有呼吸阀。按照《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中固定顶罐的要求，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

（2）油井采出物进行汇集、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，严格控制天然气泄漏对油品环境影响；

(3) 拟建工程定期巡检，确保集输系统安全运行；

(4) 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

(5) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

根据类比以往同类管道、井场的验收监测数据，井场无组织废气可达标排放，以上环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期废气污染防治措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

根据类比以往同类闭井井场的验收监测数据，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 施工期水环境污染防治措施

本项目施工期废水主要为生活污水和试压废水。

(1) 生活污水

施工人员的生活污水，依托作业区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。

(2) 试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用于场地洒水抑尘，不外排。

总体看来，施工期废水产生量较小，不外排，措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(1) 采出水处理

本项目建成投运后，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，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。其中哈一联采出水设计处理规模为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，余量为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ；塔三联采出水设计处理规模为 $1440\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，余量为 $840\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目依托哈一联处理的采出水产生量为 $5.9\text{m}^3/\text{d}$ ，依托塔三联处理的采出水产生量为 $1.68\text{m}^3/\text{d}$ ，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，酸碱中和后运至塔河南岸区块和塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理的废水量较小，为 $0.83\text{m}^3/\text{d}$ ，仅占其设计规模的 0.28%，依托可行。

塔中油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目依托塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理的废水量较小，为 $0.21\text{m}^3/\text{d}$ ，仅占其设计规模的 0.07%，依托可行。

6.2.2 闭井期水污染防治措施

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

6.3 噪声防治措施及其可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括管线工程，高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

- (1) 合理控制施工作业时间；
- (2) 运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声源主要包括采油树、泵类以及加热炉产生的噪声。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 闭井期噪声防治措施

① 选用低噪声机械和车辆。

② 加强设备检查维修，保证其正常运行。

③ 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固废治理措施及其可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

(1) 剩余土方

施工期开挖土方大部分用于基槽回填，剩余土方 1254.8m³，剩余土方用于施工作业带平整，无弃土外运，措施可行。

(2) 施工废料

施工废料集中收集后首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，不外排，措施可行。

(3) 生活垃圾

施工期施工单位就近依托作业区现有公共设施，集中收集后拉运至垃圾填埋场进行处置，不新增临时集中式固废排放点，措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019)，本工程运营期产生的落地油泥(HW08071-001-08)属于危险废物，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。

本项目产生的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，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 闭井期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

（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，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 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。

6.5.1.1 区域生态环境保护措施

（1）工程施工临时占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

（2）严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动。

（3）井场、阀组站、管线施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（4）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，严格控制作业带宽度。

（5）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。

（6）施工中对井场地表进行砾石压盖。要作到分段施工，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。管沟回填后多

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

(7) 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；施工结束后进行场地恢复。

(8) 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。

(9) 沙生植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙生植物。

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，最大限度减少对沙生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沙生植物。

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，不得将沙生植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对沙生植物的破坏。

(10) 野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 水土流失保护措施

井场工程区

(1) 工程措施

①砾石压盖

新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②场地平整

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。

（2）临时措施

①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。本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。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③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。

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

①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。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在施工作业区一侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③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。

6.5.1.3 防沙治沙分析及措施

A.项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地面积 946131.55m²（永久占地 25750.91m²、临时占地 920380.64m²），全部为沙漠等沙化土地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

拟建工程管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土方用于回填管沟及场地平整，剩余土方用于施工作业带平整。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）

本工程占地类型以沙地为主，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

项目施工期主要包括井场工程和管线工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在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。

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。

B.防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号)；

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2) 制定方案的原则与目标

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

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

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

拟建工程针对项目区地理环境，在管道两侧设置草方格固沙。

(4) 植物措施

①植被覆盖度高的草地，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程尽量避开沙地中植被较丰富的区域，无法避让的应尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对沙生植被的破坏；

③植被覆盖度高的草地，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力。

(5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

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

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

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

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

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

C.方案实施保障措施

（1）组织领导措施

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

（2）技术保证措施

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

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

（3）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本工程防沙治沙措施投资概算预计 30 万，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

（4）生态、经济效益预测

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

6.5.1.4 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

①开展《中华人民共和国环境保护法(2014 年修订)》、《中华人民共和国大气污染防治法(2018 年修正)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017 年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018 年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2020 年修订)》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、

《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 682 号)《中华人民共和国野生植物保护条例(2017 年修订)》等相关法律法规的宣传和教育。

②印制油田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册,并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明,突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

③对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作,通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失;如何在干旱地区及时开展植被恢复;以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

6.5.2 运营期生态恢复措施

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

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

(2)及时做好井场清理平整工作。

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

6.5.3 闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期,油气储量逐渐下降,最终井区进入闭井期。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。

6.5.4 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程永久占地全部为荒漠腹地,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的破坏。

(3) 施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

(4) 施工机械在不得在道路、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，拟建工程井场及井场、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。

6.5.5 生态恢复治理方案

拟建工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。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原地平整，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。

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 严格控制管线施工范围。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，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。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

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

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

(8) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

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

6.6 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，是否有原油泄露的现象发生。

(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《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，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，在占地范围内设 1 个柱状样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

7 环境影响经济损益分析

7.1 环境影响分析

项目实施后环境影响预测与环境质量现状对比情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单二级标准；《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准	项目 $P_{\max}=5.3912\%$	否
地表水	/	地表水评价等级为三级 B	否
地下水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准	集输管线采取防腐防渗措施	否
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	贡献值满足质量标准	否

由上表可知，项目对周边环境质量影响较小。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，工程开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程的实施还补充和加快了油田的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 经济效益分析

本工程总投资 9589 元，环保投资 120 万元，环保投资占总投资的比例为 1.25%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

项目环保治理措施及其投资估算详见表 7.1-2。

表 7.1-2 项目环保治理措施及其投资估算一览表

项目	投资内容			投资(万元)
废气	施工期	施工扬尘	洒水抑尘。	8
		焊接烟尘	无组织排放	
		施工机械和车辆尾气	选择符合排放标准的施工机械，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放	
	运营期	井场、阀组站无组织废气	间歇排放，控制放喷时间，加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发，采用密闭集输工艺，各储罐、装车系统设置气相平衡系统。	
		加热炉废气	“低氮燃烧器+烟气再循环”+8m高排气筒（P1）	
闭井期	施工扬尘	场区洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。		
废水	施工期	试压废水	场地洒水抑尘	5
		生活废水	就近依托现有公共设施	/
	运营期	采出水	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层	5
		井下作业废水	送至塔河南岸区块和塔中钻试修废弃物环保处理站妥善处置	5
噪声	施工期	施工设备噪声	选用低噪声设备，合理安排作业时间，采取围挡措施。	5
	运营期	井场设备噪声	采用低噪声设备，加装基础减振，合理布置高噪声机械设备	
	闭井期	车辆噪声	合理安排作业时间和运输路线	
固体废物	施工期	生活垃圾	集中收集后，就近拉至填埋场填埋处理	7
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置	
		剩余土方	用于管线施工作业带平整，不外运	
	运营期	落地油泥	桶装收集，交由库车畅源环保科技有限公司处理	2
	闭井期	废弃管线、建筑垃圾	收集后拉运至塔河南岸和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处。	3
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设置应急预案			30
生态	施工结束后临时占地及时恢复地表			50
合计				120

7.4 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”。从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.4.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目加热炉废气通过低氮燃烧+烟气再循环+8m 高排气筒排放，满深 17 井场储油罐设置气相平衡系统，各井场井口密闭并采用管道密闭输送，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本项目采出水经哈一联和塔三联采出水处理设施处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔中油田和塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(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

本项目运营期落地油泥，分别采用桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

(5) 生态保护措施

在施工期间，严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业中的占地。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.4.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，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。

本项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 25750.91m^2 ，计算得出生态经济损失预计 1.55 万元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.4.3 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些措施的经济效益也很可观。

7.5 小结

本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 120 万元，环境保护投资占总投资的 1.25%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

从环境经济损益分析角度分析，项目建设可行。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。

图 8.1-1 塔里木油田分公司环境管理机构设置

塔里木油田分公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8.1-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等，公司安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标准的贯

彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行，各单位安全环保负责人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.2 环境管理体系

塔里木油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《塔里木油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

塔里木油田分公司是有几十年发展历史的老油田，在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的 HSE 管理体系。本工程属塔里木油田分公司管辖，在开发建设期、运营期也必须建立和实施 HSE 管理体系，并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油天然气开采、集输等有关标准的要求。

塔里木油田分公司的 HSE 管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分，下面分别就开发建设期和运营期进行论述。

塔里木油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，塔里木油田分公司已逐步形成完整的 HSE 管理体系。2013 年 2 月 18 日，塔里木油田公司第七版 QHSE 管理手册正式发布，标志着油田质量体系与 HSE 体系整合工作进入全面推广实施阶段。

本油气田开发建设工程应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关天然气开采、集输等环境保护的要求。

8.1.2.1 施工期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

本工程开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标。

①各项活动都遵守国家及新疆维吾尔自治区颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

②参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

③将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

④在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的地貌。

⑤加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

⑥对施工单位 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

(2) 组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制。上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

①项目经理

- 项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；
- 采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；
- 为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；
- 坚持进行监视、记录和审查；
- 负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；
- 任命 HSE 部门经理。

②HSE 部门经理

- 在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
 - 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
 - 组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；
 - 在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；
 - 批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。
- ③HSE 负责人和 HSE 工程师
- 负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；
 - 对施工期间出现的环境问题加以分析；
 - 监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；
 - 协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
 - 配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训。
 - 及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

④全体施工人员

- 每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- 执行 HSE 管理规程、标准；
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

（3）培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

- ①提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识
 - 学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求；
 - 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 管理体系要求的重要性；

——认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——减少、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和机油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

③HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

——所有文件都必须报建设单位审批；

——经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

——所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

——根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

——凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

——文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行。

——所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

——所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位，如现场考察报告：法律、法规、标准、准则和条款，环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息，事故报告，环境审核结果等。

④检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收。还要进行 HSE 工作审核验收。

8.1.2.2 运营期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针。

①遵守国家及新疆维吾尔自治区政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

②项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到天然气开采对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

③将 HSE 管理体系作为天然气开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油气田运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

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的留存期限并予以注明；

⑦所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

⑧所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

- 政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

- HSE 方针；
- 环境危害及有关影响；
- 应急准备和响应信息；
- 会议、培训、检查记录；
- 发现问题的纠正和预防措施；
- 事故报告；
- 环境审核和评审结果。

(5) 检查、审核和评审

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，塔里木油田分公司质量安全环保科要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

(6) 持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.1.3 施工期的环境管理和监理

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

8.1.3.1 监理实施机构

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

8.1.3.2 监理工作内容及要点

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

（1）设计阶段

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

（2）施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

①施工准备阶段

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

②施工阶段

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

（3）试运行阶段

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

8.2 污染物排放管理要求

8.2.1 排污许可制度衔接

本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《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），建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。为此，下阶段应将项目建设内容、产品方案、建设规模，采用的工艺流程、工艺技术方案，污染预防和清洁生产措施，环保设施和治理措施，各类污染物排放总量，自主监测要求，环境安全防范措施，环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证，具体内容详见报告书各章节。企业在设计、建设和运营过程中，需按照许可证管理要求进行监测和申报，自证守法；许可证内容发生变更应进行申报，重大变更应重新环评和申请许可证变更。环保管理部门对许可证内容进行定期和不定期的监督检查。

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目属于“7 石油和天然气开采”中的“0711 陆地石油开采”。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，属于“三、石油和天然气开采业 4.石油开采 071—其他”，实施登记管理的行业。建设单位可参照《关于发布排污许可证承诺书样本、排污许可证申请表和排污许可证格式的通知》（环规财〔2018〕80号）、《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》、《2020年纳入排污许可管理的行业和管理类别表》、《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018）等排污许可证相关管理要求执行排污许可证，在规定时限内申请变更排污许可证回执。

8.2.2 污染物排放清单

8.2.2.1 环保信息公示

（1）公开内容

①基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

负责人：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：新建采油井场 9 座，阀组站 3 座，阀井 1 座，集油管线 74.19583km，集气管线 14.6km，燃料气管线 4.91km，及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。

②排污信息

本项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃、硫化氢、烟气黑度、颗粒物、SO₂、NO_x；

废水：管道试压废水、施工人员生活污水、采出水、井下作业废水；

噪声：设备噪声。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 8.3-1。

（2）公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.2.2.2 环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.2.2.3 污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 8.2-1 至表 8.2-4。

表8.2-1 项目运营期废气污染物排放清单

编号	污染源	污染物	污染物产生			处理措施		污染物排放		排放量 t/a	排放 时间 h/a
			核算方法	废气量 m³/h	产生速率 kg/h	工艺	效率%	核算方法	排放速率 kg/h		
有组织	满深20井场加热炉	颗粒物	系数法	246	0.003	“低氮燃烧器+烟气再循环”+8m高排气筒（P1）	--	系数法	0.003	0.028	8760
		SO ₂			0.003		--		0.003	0.024	
		NO _x			0.016		--		0.016	0.139	
无组织	单井场（满深17除外）	非甲烷总烃	系数法	--	--	采取设备密闭，加强操作管理	--	系数法	0.009	0.079	8760
		硫化氢		--	--	操作管理	--		0.00003	0.0002	8760
	满深17井场	非甲烷总烃	系数法	--	--	采取设备密闭，加强操作管理	--	系数法	0.02	0.175	8760
		硫化氢		--	--	操作管理	--		0.00005	0.0005	8760
	阀组站	非甲烷总烃	系数法	--	--	采取设备密闭，加强操作管理	--	系数法	0.045	0.394	8760
		硫化氢		--	--	操作管理	--		0.0001	0.001	8760

表8.2-2 项目运营期废水污染物排放清单

类别	污染因子	处理措施	排放去向
采出水	石油类、SS	哈一联和塔三联采出水处理设施处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注	不外排
井下作业废水	石油类、SS、COD	送塔中油田和塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	不外排

表8.2-3 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（满深20除外）	采油树	频发	类比法	65	基础减振、厂房隔声	降低10dB（A）	类比法	55	8760
	泵类			80		降低15dB（A）		65	
阀组站	泵类			80		降低15dB（A）		65	
满深20井场	采油树			65		降低10dB（A）		55	
	泵类			80		降低15dB（A）		65	
	风机			85		降低15dB（A）		70	

表8.2-4 项目运营期危险废物产排污统计表

危险废物名称	类别	代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
落地油泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.9	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

8.3 环境监测计划

8.3.1 监测目的及机构

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。

(1) 对生产期的污染源及环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担。

(2) 常规项目环境监测可由塔里木油田下属环保监测站进行，但从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗。

(3) 建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

8.3.2 监测人员职责

根据国家颁布的环境质量标准和污染物排放标准，参与制定监测工作计划。完成预定的监测计划。填写监测记录和编制监测报告并及时报告给环境管理人员。应定期参加技术培训，参加主管部门的技术考核。

8.3.3 监测计划

(1) 污染源监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南火力发电及锅炉》(HJ820-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划和工作方案。本项目污染源监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 污染源监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频次
废气	满深 20 井场加热炉废气	颗粒物	加热炉排气筒（P1）出口	每年一次
		烟气黑度		每年一次
		NO _x		每月一次
		SO ₂		每年一次
	阀组站、井场无组织废气	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

（2）环境质量现状监测计划

本项目环境质量现状监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2 环境质量监测计划一览表

监测类别	监测项目	功能	监测点位置（坐标）		监测频次
			经度	纬度	
地下水	耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、硫化物、石油类	背景监测井			背景监测井每年 1 次，污染
		污染扩散监测井			扩散监测井每
					年 2 次
土壤环境	石油烃	单井采油树管线接口处			每 5 年 1 次

（3）应急监测

本项目应急监测见表 8.3-3。

表 8.3-3 项目应急监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、硫化物、石油类	同地下水跟踪监控井点位	加密为 1 次/天
土壤	石油烃	阀组站、单井采油树管线接口处、管线破裂处	1 次/周

（4）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、环保设施运行情况等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.4 环境保护“三同时”验收

根据建设项目环境管理办法,污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后,应对环境保护设施进行验收。拟建项目竣工环保“三同时”验收一览表见表 8.4-1。

表 8.4-1 建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
运营期				
废气	满深20井场加热炉废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	“低氮燃烧器+烟气再循环”+8m 高排气筒 (P1)	颗粒物 ≤20mg/m ³ , SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤200mg/m ³ 烟气黑度≤1 《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)中 新建燃气锅炉大气 污染物排放浓度限 值要求
	井场、阀组站无组织逸散	非甲烷总烃 硫化氢	本工程采用密闭集输工艺,井场设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌,加强密闭管道、阀门的检修和维护	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表1二级新改扩建相关标准
	采出水	石油类、SS	哈一联和塔三联采出水处理设施处理,处理达标后回注	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
废水	井下作业废水	石油类、SS、COD	送塔中油田和塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	不外排
噪声	采油树、加热炉等	噪声	选择低噪声设备,基础减振,加装消声器	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2类标准
固废	落地油泥	落地油泥100%回收,回收后的落地油泥桶装收集,交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理		妥善处理,不外排
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌,设施数量按照消防、安全等相关要求设置			
	按照环境风险设置应急预案			
防渗	重点井口、满深17井场罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s		《石油化工防渗工程技术规范》 (GB/T50934)或《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)

续表 8.4-1 建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
闭井期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表2标准
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类标准
固废	废弃管线， 废弃建筑垃圾	废弃管 线，废弃 建筑垃圾	拉运至塔河南岸和塔中油田钻 试修废弃物环保处理站内垃圾 填埋场进行处置	妥善处置，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

8.5 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，应定期开展环境影响后评价工作。

9 环境影响评价结论

9.1 结论

9.1.1 项目概况

（1）项目概况

项目名称：塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程

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：新疆阿克苏地区沙雅县境内。

项目投资：项目总投资 9589 万元，其中环保投资 120 万元，占总投资的 1.25%。

建设内容：部署新建采油井场 9 口，阀组站 3 座，阀井 1 座，集油管线 74.19583km，集气管线 14.6km，燃料气管线 4.91km，及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。

劳动定员及工作制度：本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。

9.1.2 产业政策符合性

项目对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，属于其中鼓励类的第七项“石油、天然气”中的第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”；项目符合《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）、《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）的相关规定，项目建设符合国家和地方产业政策。

9.1.3 环境质量现状评价

（1）环境空气：根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域监测结果，项目所在区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ ，其超标原因与当地气候干燥、风沙较大、易产生扬尘有密切关系。

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，甲醇、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）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、氯化物出现不同程度的超标，其它各项地下水监测指标均满

足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

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

（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类标准。总体看，评价区内的声环境质量较好。

（4）土壤环境：项目所在区域土壤监测值均满足《土壤环境质量建设用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第二类用地筛选值标准限值要求，区域土壤环境质量良好。

（5）生态环境现状：项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，项目区主要为荒漠带，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。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，本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。

9.1.4 环境影响分析

9.1.4.1 环境空气影响分析

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和闭井期。

施工期主要是施工扬尘、电焊烟尘、机械及车辆尾气对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运营期主要是加热炉废气、井场及阀组站无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对大气环境造成的影响，加热炉废气经“低氮燃烧器+烟气再循环”+8m高排气筒（P1）排放，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，本项目对周边环境的影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

闭井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，闭井期对大气环境影响可接受。

9.1.4.2 地表水环境影响分析

项目闭井期不产生废水。项目废水主要为施工期的试压废水及生活污水。试压废水用于场地洒水抑尘，不外排；施工期施工人员的生活污水，就近依托现有公共设施，不新增临时集中式污水排放点。运营期无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。其中，满深 17 井和满深 20 井采出水随原油一起进入塔三联处理，其余井采出水均随原油一起进入哈一联处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；满深 17 井和满深 20 井井下作业废水送至塔中油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，其余井产生井下作业废水均送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

综上，本项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

9.1.4.3 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砂砾石层或含土砂砾石层中运移，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。

9.1.4.4 声环境影响分析

本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、泵类及加热炉等，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。

闭井期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境的影响可接受。

9.1.4.5 固体废物环境影响分析

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料和生活垃圾。开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整，不外运；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后运至沙雅县垃圾填埋场和塔中作业区填埋场进行处置。

项目运营期固废主要为落地油泥，落地油 100%回收，回收后的落地原油桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

闭井期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑垃圾、废弃管线，通过采取集中收集，收集后拉运至塔河南岸和塔中油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置妥善处置，不外排。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.4.6 生态环境影响分析

工程井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，井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。

9.1.4.7 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。

9.1.5 总量控制

运营期总量控制指标为 SO₂: 0.024t/a, NO_x: 0.139t/a, VOCs: 1.989t/a, COD: 0.000t/a, NH₃-N: 0.000t/a。

9.1.6 选址合理性分析结论

项目位于荒漠，井场、敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。从环保角度分析，本项目选址可行。

9.2 要求与建议

9.2.1 要求

(1) 建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线，并征得当地环保、规划等部门同意，对于穿跨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) 切实做好井场、阀组站防渗，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，定期开展环境影响后评价工作。

9.2.2 建议

(1) 建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

(2) 加强工程的安全综合管理，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。