

声明：根据《环境影响评价公众参与办法》，“第八条 建设项目环境影响评价公众参与相关信息应当依法公开，涉及国家秘密、商业秘密、个人隐私的，依法不得公开。法律法规另有规定的，从其规定。”本次公示的环境影响报告书征求意见稿中涉及商业秘密的相关内容依法未进行公开。

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km^2 ，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿吨、天然气地质资源量 14.78 万亿 m^3 ，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。作为塔北-塔中大油气区的主力区块，富满油田 2025 年预计建成产油 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $400 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块跃满、富源、玉科、哈得、富源 II、哈得、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。

为了满足果勒西区块产能开发的需要，实现试采井管输生产，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 36290 万元在新疆阿克苏地区沙雅县富满油田内实施“富满油田果勒西区块试采方案地面工程”，主要建设内容为：①新建采油井场 5 座；②新建集油计量配水阀组站 1 座；③新建果勒西计转站 1 座；④新建单井集输管道 29.5km，阀组集油支线 13.5km，输油干线 64km、输气干线 64km；⑤在满深清管站内扩建 1 座收球装置；⑥配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，果勒西区块试采规模为原油 282t/d，天然气 $6.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；预计果勒西计转站油处理和输送能力为 600t/d，气处理和输送能力为 $12 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；阀组集油支线输油能力为 1200t/d，输油干线输油能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，输气管道输气能力为 $56 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，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),项目位于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区,属于重点推进煤炭、油气资源开发水土流失综合治理工作区域,故为塔里木河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法(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),本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”,应编制环境影响报告书。

为此,塔里木油田分公司于2021年3月9日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本工程的环境影响评价工作。接受委托后,评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场,收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料,与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案,随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间,建设单位于2021年3月11日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行项目第一次环境影响评价信息公示,并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上,评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本工程为石油开采,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,结合《产业结构调整指导目录(2019年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号),本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”,为鼓励类产业。结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》,项目周边200m范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线,周边1000m范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区,选址和空间布局符合准入条件要求,因此,本工程符合国家及地方当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目,符合《中华人民共和国

国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本工程位于富满油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区，不在划定的新疆限制开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、地下水环境影响评价工作等级为二级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为二级、生态环境影响评价等级为二级、环境风险影响评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本工程采出液采取密闭集输工艺，井场及站场无组织废气中非甲烷总烃可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值， H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 项目营运期产生废水主要为采出水及修井废液，采出水随油气混合物输送至果勒西计转站，经生产分离器分离后经过外输泵增压外输，利用果勒西新建输油干线输送至满深清管站纵向干线 1 号阀室，搭接满深干线先期集输进哈一联，后期切换至拟建富源联合站；修井废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。即本工程无废水排入地表水体，不会对地表水环境造成影响。

(3) 本工程集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应

急响应的措施，防止对地下水造成污染。

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

(5) 本工程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，预测结果表明对土壤环境的影响可接受。

(6) 本工程营运期采油井场阀门、法兰等原油渗漏产生落地油属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置，可避免对周围环境产生影响。

(7) 本工程永久占地所在区域属于荒漠，植被稀少，未见野生动物出没，管线敷设完成后及时对管沟进行回填，对区域生态环境的影响通过 2~3 年可自然恢复。工程的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本工程涉及的风险物质主要包括原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本工程属于现有油田区块内的改扩建项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，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。根据塔里木油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到公众反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

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》(2014 年 4 月 24 日修订, 2015 年 1 月 1 日施行);

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正, 2003 年 9 月 1 日施行);

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日修正, 2016 年 1 月 1 日施行);

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017 年 6 月 27 日修正, 2008 年 6 月 1 日施行);

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日修正, 1997 年 3 月 1 日施行);

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 4 月 29 日修订, 2020 年 9 月 1 日施行);

(7) 《中华人民共和国水法》(2016 年修订)(2016 年 7 月 2 日修正, 2002 年 10 月 1 日施行);

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年 8 月 31 日审议通过, 2019 年 1 月 1 日施行);

(9) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 10 月 26 日修正, 2002 年 1 月 1 日施行);

(10) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 6 月 25 日发布, 2010 年 10 月 1 日施行);

(11) 《中华人民共和国水土保持法》(2010 年 12 月 25 日修订, 2011 年 3 月 1 日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1) 《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日);

(2)《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(国发[2018]22号);

(3)《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(国务院令 682 号, 2017 年 7 月 16 日公布, 2017 年 10 月 1 日实施);

(4)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31 号, 2016 年 5 月 28 日发布并实施);

(5)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17 号, 2015 年 4 月 2 日发布并实施);

(6)《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37 号, 2013 年 9 月 10 日发布并实施);

(7)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46 号, 2010 年 12 月 21 日);

(8)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展改革委令第 29 号, 2019 年 10 月 30 日发布, 2020 年 1 月 1 日实施);

(9)《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气[2020]33 号);

(10)《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气[2019]53 号);

(11)《关于印发〈“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案〉的通知》(环大气[2017]121 号, 2017 年 9 月 13 日发布并实施);

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告 2018 年 第 48 号);

(13)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号, 2020 年 11 月 30 日公布, 2021 年 1 月 1 日实施);

(14)《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);

(15)《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 14 日发布并实施);

(16)《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(环办大气函

[2017]1709 号，2017 年 11 月 10 日发布并实施)；

(17)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号，2017 年 8 月 29 日发布，2017 年 10 月 1 日实施)；

(18)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 第 3 号，2017 年 5 月 3 日发布，2018 年 8 月 1 日实施)；

(19)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号，2016 年 10 月 26 日发布并实施)；

(20)《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号，2020 年 11 月 25 日发布，2021 年 1 月 1 日实施)；

(21)《关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》(环环评[2016]95 号，2016 年 7 月 15 日发布并实施)；

(22)《关于印发<建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]169 号，2015 年 12 月 18 日发布并实施)；

(23)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号，2015 年 4 月 16 日发布，2015 年 6 月 5 日实施)；

(24)《关于印发<企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]4 号，2015 年 1 月 8 日发布并实施)；

(25)《关于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》(环发[2014]197 号，2014 年 12 月 30 日发布并实施)；

(26)《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，2014 年 4 月 25 日发布并实施)；

(27)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号，2012 年 8 月 8 日发布并实施)；

(28)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号，2012 年 7 月 3 日发布并实施)；

(29)《突发环境事件应急预案管理暂行方法》(环发[2010]113 号，2010 年 9 月 28 日发布并实施)。

(30)《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);

(31)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年1月8日修订,2011年1月8日实施)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正并实施);

(2)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正并实施);

(3)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例(2018年修正)》(2015年3月1日实施,2018年9月21日修正);

(4)《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号,2014年4月17日发布并实施);

(5)《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21号,2016年1月29日发布并实施);

(6)《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25号,2017年3月1日发布并实施);

(7)《关于印发〈自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020年)〉的通知》;

(8)《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日发布并实施);

(9)《新疆生态环境功能区划》;

(10)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(11)《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日修订并实施);

(12)《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》(2013年7月31日修订,2013年10月1日实施)。

2.1.3 环境保护技术规范

(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 生态影响》(HJ19-2011);
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018);
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007);
- (10) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020);
- (11) 《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);
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;
- (13) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);
- (14) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001);
- (15) 《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019);
- (16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)。

1.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《富满油田果勒西区块试采方案地面工程方案》;
- (2) 《环境质量现状检测报告》;
- (3) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料;
- (4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

- (1) 通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。
- (2) 针对本项目特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3) 预测本项目对当地环境可能造成影响的程度和范围,从而制定避免和减轻污染的对策和措施,并提出总量控制指标。

(4) 分析本项目可能存在的环境风险,预测风险发生后可能影响的程度和范围,对项目环境风险进行评估,并提出相应的风险防范和应急措施。

(5) 从技术、经济角度分析本项目采取污染治理措施的可行性,从环境保护的角度对本项目的建设是否可行给出明确的结论。

(6) 为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1) 坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

(2) 严格执行国家、地方环境保护相关法律、法规、规章,认真遵守标准、规划相关要求。

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的影响。

(4) 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,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。

(5) 严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”、“排污许可”等环保法律、法规。

(6) 推行“清洁生产”,从源头抓起,实行生产全过程控制,最大限度节约能源,降低物耗,减少污染物的产生和排放。

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	景观	水土流失
	管线开挖及井场道路	-2D	--	--	-1D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C
	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	--	--
营运期	原油开采及集输	-1C	--	--	-1C	--	--	--	--	--
闭井期	封井、井场清理	-1D	--	--	-1D	--	+1C	--	+1C	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、景观、水土流失等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境等产生不同程度的直接的负面影响；闭井期对环境的影响体现在对环境空气的短期影响和对生态环境要素中的植被和景观利好影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	污染源	H ₂ S、非甲烷总烃
	影响评价	H ₂ S、非甲烷总烃

续表 2.3-2

本项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
地下水环境	现状评价	基本水质因子: pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯 特征因子: 石油类
	污染源	石油类
	影响评价	石油类
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子: pH、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、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、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 特征因子: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	污染源	入渗型: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	影响分析	入渗型: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
声环境	现状评价	L _{eq}
	污染源	L _A
	影响评价	L _{eq}
生态环境	现状评价	动物、植物、景观、水土流失、生态系统
	影响评价	
环境风险	风险识别	原油(采出液)、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
	风险分析	大气 硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
		地下水 原油(采出液)

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别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

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”)，及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义公式：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

其中： P_i ——如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者 $P_{\max}$ ；

$D_{10\%}$ ——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离。

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 B 中模型计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目各井场周边 3km 半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 $1\% < P_{\max} = * \% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.4-5。

表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d); 水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 2: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。

本项目废水主要为采出水和修井废液, 采出水随油气混合物输送至果勒西计转站, 经生产分离器分离后经过外输泵增压外输, 利用果勒西新建输油干线输送至满深清管站纵向干线 1 号阀室, 搭接满深干线先期集输进哈一联, 后期切换至拟建富源联合站; 修井废液采用专用废水回收罐收集, 酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。因此由表 2.4-5 可知, 本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A, 本项目行业类别属于“F 石油、天然气”中的“37、石油开采”, 地下水环境影响评价项目类别为 I 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016), 建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-6。

表 2.4-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 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它保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中水式饮用水水源, 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(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其它地区
^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	

本项目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。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目地下水环境影响评价 I 类项目、环境敏感程度为不敏感,根据表 2.4-7 判定结果,确定本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于富满油田,周边区域以石油勘探开采为主要功能,根据《声环境质量标准》(GB3096-2008),属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目各井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析,按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价等级划分原则,确定本项目声环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),本项目属于污染影响型建设项目,根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1,项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”,项目类别为 I 类。

(2) 影响类型

本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响,土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”,本项目永久占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目用地类型为荒漠,井场 1km 范围内、管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标,因此,环境敏感程度为“不敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-8。

表 2.4-8 评价工作等级分级表

敏感程度 \ 占地规模	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	—	—

本项目类别为 I 类、占地规模为小型、环境敏感程度为不敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目位于富满油田，管线总长度 $\geq 100\text{km}$ 。

(2) 区域生态敏感性

本项目井场及管线用地为沙漠化荒地，影响区域内不涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。

(3) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，本项目生态影响评价工作等级为二级。生态影响评价工作等级划分办法见表2.4-9。

表 2.4-9 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\sim 100\text{km}$	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

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

本项目存在多种危险物质，则按式(1-1)计算物质总质量与其临界量比值(Q)：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \frac{q_n}{Q_n} \cdots (\text{式 } 1-1)$$

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

经计算，本项目 Q 值 < 1 ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.4-11。

表 2.4-11 环境风险评价工作等级划分一览表

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

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

对照表 2.4-11 可知，本项目环境风险潜势为 I，因此本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-12。

表 2.4-12 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各井场、站场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	各井场及站场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境	三级	各井场及站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	各井场及站场边界及管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	二级	各井场及站场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	项目周边区域大气、地下水环境

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标
2	工程分析	区块开发现状回顾： 主要介绍区块开发现状、区块污染源达标情况、环境问题及“以新带老”改进意见。 现有工程： 现有工程基本情况、主要工艺及产排污节点、污染源调查、污染物排放量、环境问题及以新带老建议等内容。 拟建工程： 基本概况、油藏特性、主要技术经济指标、油田开发工程内容、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、非正常排放、污染物年排放量、总量分析。 依托工程： 介绍哈一联、塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站等基本情况及富余量
3	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
4	施工期环境影响分析	施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析
5	营运期环境影响评价	环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量方式估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气： PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号) 二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准； H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中农用地土壤污染风险筛选值。

(2) 污染物排放标准

废气：厂界无组织排放非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值；厂界无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中新扩改建项目二级标准。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中相应限值；运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类标准。

(3) 控制标准

废气控制要求：无组织排放非甲烷总烃其他控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中 5.7 其他控制要求。

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

本项目位于阿克苏地区沙雅县南部，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的限制开发区和禁止开发区，与主体功能区划不冲突。

2.7.2 生态环境保护规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本项目与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	拟定生态保护红线	本项目东北距拟定生态环境保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近距离约* km, 不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	拟建工程施工期产生的废气、废水、固体废物、噪声对区域环境影响较小，且随施工结束而消失；营运期废气贡献浓度较低，不会对大气环境产生明显影响。环境质量可以保持现有水平	符合
	资源利用上线	项目用水量较小，不属于高耗水项目，不会对区域水资源造成较大影响；用电由区域电网供应；综上所述，本工程不会突破区域资源利用上限	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	本项目	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于禁止开采区	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，管线路径未经过环境敏感区，周边无居民区分布	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区1千米以内禁止建设非金属矿采选项目	本项目不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，不在重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，井场距最近居民聚集区*km	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
------	------	-----	-----

《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内，其它 III 类水体岸边 200 米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	项目边界北距塔里木河*km	符合
	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)	本项目场界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求	符合

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目营运期产生废水主要为采出水及修井废液，采出水随油气混合物输送至果勒西计转站，经生产分离器分离后经过外输泵增压外输，利用果勒西新建输油干线输送至满深清管站纵向干线 1 号阀室，搭接满深干线先期集输进哈一联，后期切换至拟建富源联合站；修井废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合

	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目运营期采出水随采出液一起进入联合站处理，达标后回注地层；修井废液委托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	符合

表 2.7-3 新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	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》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告 第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本项目运营期固体废物为落地油泥，桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本项目运营期固体废物为落地油泥，桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合

2.7.3 “三线一单”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（以下简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，以及所属行业及区域环境准入负面清单相关要求对比分析如下。

(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)》，红线区为土地沙化生态保护红线区，项目东北距土地沙化生态保护红线区*km，配套的集输管线及井场道路未穿越生态保护红线，均不在红线范围内。

(2) 环境质量底线

根据区域例行监测点数据可知，项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是因为区域紧邻沙漠，受沙尘暴影响，PM₁₀、PM_{2.5}超标现象严重。

本项目施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为井场及站场无组织废气，井场及站场管线阀门连接处定期检测，污染物能达标排放，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

项目所在区域设置有水资源、土地资源及能源上限。本工程属于现有油田区块内的改扩建项目，本工程用水量较小，不属于高耗水项目，不会对区域水资源造成较大影响；永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少；区块内建有完善的电力系统，区块内 35kV 配电网均较为完善，对区域电力能源影响较小。

综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上限。

(4) 环境准入负面清单

项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改规[2020]1880 号)，属于许可准

入类项目。此外，项目符合国家、地方各项环境政策、规范以及各项规划的要求，不在环境准入负面清单范围。

2.7.4 环境功能区划

本项目位于富满油田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；项目周边无地表水体；区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅳ类区；项目区域以工业生产(油气开采)为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.5 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，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 2.7-4。

表 2.7-4 工程区生态功能区划

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

由表 2.7-4 可知，项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，主要保护目标“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。项目占地不涉及胡杨林，占地范围周围分布少量植被，未见野生动物出没。项目主要是油气管线敷设和井场及站场设备安装，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，且项目施工期和运营期不涉及用水，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施，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。本项目不属于新区块开发，属于现有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。

2.8 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将各井场边界及管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，将生态环境影响评价范围内植被和动物作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-5。

表 2.8-1 环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系			人口	户数	备注
		X	Y				方位	与井场距离(m)	与项目距离(m)			
1	区域大气环境	—	—	—	—	二类区	—	—	—	—	—	不改变环境空气质量功能

表 2.8-2 地下水环境保护目标一览表

编号	名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求	备注
		方位	距离(m)					
G1	评价范围内潜水含水层	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV类	不对地下水产生污染影响

表 2.8-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内土壤	—	—

表 2.8-4 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离(m)	功能要求	备 注
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩 200m 及管线两侧 200m	—	—	不改变生态功能

表 2.8-5 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	井场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	—	—	—
井场周边 500m 范围内人口数小计						—
井场边 3km 范围内人口数小计						—
大气环境敏感程度 E 值						—
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	—	IV类	—	—
	地下水环境敏感程度 E 值					

3 建设项目工程分析

本工程在新疆阿克苏地区沙雅县富满油田内实施“富满油田果勒西区块试采方案地面工程”，主要建设内容为：①新建采油井场 5 座；②新建集油计量配水阀组站 1 座；③新建果勒西计转站 1 座；④新建单井集输管道 29.5km，阀组集油支线 13.5km，输油干线 64km、输气干线 64km；⑤在满深清管站内扩建 1 座收球装置；⑥配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、给排水及消防、防腐等辅助系统工程。项目建成后，果勒西区块试采规模为原油 282t/d，天然气 $6.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；预计果勒西计转站油处理和输送能力为 600t/d，气处理和输送能力为 $12 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；阀组集油支线输油能力为 1200t/d，输油干线输油能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，输气管道输气能力为 $56 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

本项目实施后，采出液最终输送至哈一联集中处理。项目固废处置依托塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，修井废液送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

为便于说明，本次评价将 5 口井钻井工程及满身清管站作为现有工程进行分析，哈一联、塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站作为依托工程分析。

表 3-2 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发状况回顾	主要介绍区块开发现状、区块污染源达标情况、环境问题及“以新带老”改进意见
2	现有工程	现有工程基本情况、主要工艺及产排污节点、污染源调查、污染物排放量、环境问题及以新带老建议等内容
3	拟建工程	基本概况、油藏特性、主要技术经济指标、油田开发工程内容、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、非正常排放、污染物年排放量、总量分析
4	依托工程	介绍哈一联、塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站等基本情况及富余量

3.1 区块开发状况回顾

3.1.1 区块开发现状

3.1.2 区块污染源达标情况

3.1.3 环境问题及“以新带老”改进意见

3.2 现有工程

现有工程主要包括果勒3井、果勒301H井、果勒302H井、果勒303H井、果勒305H井和满深清管站，其果勒301H井、果勒302H井已完钻，果勒3井、果勒303H井现状正在进行钻井作业，果勒305H待钻。

3.2.1 基本情况

3.2.2 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。工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热。

钻井结束后，需进行测试放喷，测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经油气分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，放喷时间一般为1~2天时间。

现有单井钻井工程废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；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。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；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理；噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、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、

含油废物和生活垃圾。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中膨润土泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；含油废物在井场危废暂存间暂存，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，拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾场填埋处置。

现有单井钻井工程污染源及治理措施见表 3.2-5。

表 3.2-5 现有单井钻井工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	施工扬尘无组织废气	颗粒物	连续	车辆减速慢行，加盖苫布
	放喷废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	间歇	控制放喷时间
废水	钻井废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	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
	酸化压裂废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	采用专用废液收集罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
	生活污水	COD、SS、氨氮	间歇	由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理
噪声	泥浆泵	L _{Ar}	间歇	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	钻机		连续	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员
固废	钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在收集后拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理
	钻井泥浆废弃物	泥浆	间歇	
	含油废物	含油废物	间歇	在井场危废暂存间暂存，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	生活垃圾	间歇	定期拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾场处理

3.2.3 污染源调查与评价

3.2.4 现有工程污染物年排放量

3.2.10 环境问题及“以新带老”改进意见

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

根据富满油田果勒西区块试采方案地面工程方案，项目基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 产能建设项目基本情况一览表

项目			基本情况
项目名称			富满油田果勒西区块试采方案地面工程
建设单位			中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点			新疆阿克苏地区沙雅县南部
建设性质			改扩建
建设周期			建设周期5个月，预计2021年11月正式投产运营
总投资			项目总投资36290万元，其中环保投资*万元，占总投资的*%
占地面积			占地面积* m^2
建设规模			果勒西计转站油处理和输送能力为600t/d，气处理和输送能力为 $12 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；阀组集油支线输油能力为1200t/d，输油干线输油能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，输气管道输气能力为 $56 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
工程内容	主体工程	站场工程	①新建采油井场5座；②新建集油计量配水阀组站1座；③新建果勒西计转站1座；④在满深清管站内扩建1座收球装置
		管线工程	新建单井集输管道29.5km，阀组集油支线13.5km，输油干线64km、输气干线64km
	公辅工程		配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、消防等辅助系统工程
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 运营期：采出液密闭输送
		废水	施工期：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理 运营期：运营期废水包括采出水和修井废液，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，修井废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理； 闭井期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减震； 闭井期：合理安排作业时间

续表 3.3-1

产能建设项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程 内容	环保 工程	固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；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，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置 营运期：营运期固体废物主要为落地油泥，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置
		环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
劳动定员			本项目依托富满油田现有巡检人员，不新增劳动定员
工作制度			年工作 365d，年工作 8760h
组织机构			新建井场依托现有的组织机构，统一管理

3.3.2 油藏特性

(1) 原油特性

富满油田果勒西区块原油性质具有“轻质、低粘度、低凝固点、低含硫、中高含蜡、少胶质和沥青质”的特点。地面原油密度(20℃下) 0.7985~0.8006g/cm³, 50℃原油粘度 1.459~1.493mPa·S, 凝固点-30~-28℃, 含蜡量 7.3~9.3%, 含硫量 0.122~0.235%, 胶质+沥青质含量 0.25~0.37%。

(2) 天然气特性

富满油田果勒西区块地面天然气相对密度为 0.7355~0.7469, H₂S含量在 0~5600mg/m³ 范围内。

(2) 采出水特性

富满油田果勒西区块地层水水型为 CaCl² 型, 地层水密度 1.0373~1.1614g/cm³, 平均 1.0793g/cm³; PH值 5.78~7.37, 平均 6.53; 氯离子 11400~144000mg/L, 平均 54000mg/L; 总矿化度 49010~239600mg/L, 平均 107500mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	日总产油量	t/d	282
2		日总产气量	10 ⁴ m ³ /d	6.2
3		单井集输管线	km	29.5
4		阀组集油支线	km	13.5
5		输油干线	km	64
6		输气干线	km	64
7	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	254.62
8	综合指标	总投资	万元	136290
9		环保投资	万元	*
10		劳动定员	人	无人值守

3.3.4 油田开发工程内容

本项目包括主体工程（包括站场工程、管线工程）、公辅工程等内容。

3.3.4.1 站场工程

3.3.4.1.1 采油井场

本工程新建 5 口采油井为自喷生产，采油井场由采油树、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成。

采油井场主要设备设施情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 采油井场设备设施一览表

设备设施名称	规格型号	单位	数量	备注
采油树	—	座	1	—
RTU 柜	—	座	1	—
气体报警控制器柜	—	座	1	—
配电柜	—	座	1	—

3.3.4.1.2 集油计量配水阀组站

本项目新建集油计量配水阀组站位于果勒 3-H6 井附近，要设备有集油配水阀组橇、计量橇、仪表电气设施等。

主要设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 集油计量配水阀组站主要设备设施一览表

设备设施名称	规格型号	单位	数量	备注
8 井式集油计量配水阀组橇	DN100 4.0MPa	座	1	—
中压计量分离器橇	1.2m×6m-3.8MPa	座	1	—
放散管	DN150 25m	座	1	—
抗硫闸阀	DN150 4.0MPa	套	6	—
抗硫截止阀	DN25 4.0MPa	套	2	—
抗硫止回阀	DN25 4.0MPa	套	1	—

3.3.4.1.3 果勒西计转站

本项目在果勒 3 井附近新建果勒西计转站 1 座，站内设置 8 井式集油配水阀组橇、进站集油配水阀组模块、中压分离计量橇、生产分离器模块、油缓蚀剂加注橇、气缓蚀剂加注橇、甲醇加注橇、发球筒模块、零位罐模块、放散管、火炬等设备。

主要设备设施情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 果勒西主要计转站场设备设施一览表

设备设施名称	规格型号	单位	数量	备注
8 井式集油计量配水阀组橇	DN100 4.0MPa	座	1	—
中压计量分离器橇	1.2m×6m-3.8MPa	座	1	—
生产分离器橇	3.0m×12m-3.8MPa	座	1	—
外输油泵	35m³/h, 460m 扬程	台	2	输油泵模块
事故罐	50 方	座	5	—
零位罐	1.6m×6m	座	1	—
污油泵	10m³/h, 4.0MPa, 10kW	台	1	—
发球装置	DN300/250×7700mm	座	1	—
缓蚀剂加注橇	15L/h 4.0MPa	座	1	单井用 1 座、输气用 1 座
	5L/h 5.0MPa	座	1	
甲醇加注橇	10L/h 5.0MPa	座	1	—
火炬系统（配火炬除液器橇）	DN300 25m	座	1	—
抗硫闸阀	DN150 4.0MPa	套	10	进站阀组
	DN200 4.0MPa	套	8	泵、分离器、加热等预留阀门
	DN100 4.0MPa	套	4	零位罐污油泵处
	DN100 2.5MPa	套	4	供水罐处
	DN150 2.5MPa	套	2	
	DN200 4.0MPa	套	6	其他连头
抗硫截止阀	DN25 4.0MPa	套	18	单井加缓蚀剂总线加清防蜡剂
抗硫止回阀	DN25 4.0MPa	套	9	—
安全阀	DN100 4.0MPa	套	1	零位罐污油泵处
抗硫绝缘接头	DN250 6.3MPa	套	1	—

3.3.4.1.4 满深清管站

本项目在在满深清管站内扩建 1 座收球装置,用来接收果勒西计转站通球,同时将果勒西来气接入富源输气干线。。

主要设备设施情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 满深清管站主要设备设施一览表

设备设施名称	规格型号	单位	数量	备注
收球装置	DN250/300×7700mm	套	1	—
抗硫无缝钢管	D33.7×3.5/20G	m	20	—
	D60.3×4/20G	m	100	—

	D88.9×4.5/20G	m	20	
	D114.3×5/20G	m	100	
	D273×9/20G	m	100	
抗硫手动球阀	DN250 6.3MPa	套	5	
	DN100 6.3MPa	套	4	
	DN80 1.6MPa	套	1	
	DN50 6.3MPa	套	6	
抗硫节流截止放空阀	DN50 6.3MPa	套	2	
抗硫截止阀	DN150 6.3MPa	套	1	
	DN100 6.3MPa	套	1	
	DN50 6.3MPa	套	1	
抗硫阀套式排污阀	DN50 6.3MPa	套	1	
抗硫止回阀	DN250 6.3MPa	套	1	
	DN50 6.3MPa	套	1	
抗硫安全阀	DN50×80 6.3MPa	套	1	
抗硫绝缘接头	DN250 6.3MPa	套	1	

3.3.4.2 管线工程

本项目新建单井集输管道 29.5km，阀组集油支线 13.5km，输油干线 64km、输气干线 64km。管线主要设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 管线工程主要设备设施一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井集输管线	1	果勒301H井至 阀组站集输管 线	5.5MPa DN100	km	11	玻璃钢管
	2	果勒302H井至 阀组站集输管 线	5.5MPa DN100	km	4.0	玻璃钢管
	3	果勒305H井至 阀组站集输管 线	5.5MPa DN100	km	4.0	玻璃钢管
	4	果勒303H井至 阀组站集输管 线	5.5MPa DN100	km	9.0	玻璃钢管
	5	果勒3井至阀组 站集输管线	5.5MPa DN100	km	1.5	玻璃钢管
阀组集油支线	1	阀组至果勒西 计转站集油支 线	5.5MPa DN200	km	13.5	玻璃钢管
输油气干线	1	果勒西计转站 至富源联合站	5.5MPa DN250	km	64	玻璃钢管
	2	果勒西计转站 至富源联合站	D273× 8/L245NS	km	64	L245NS
	3	阀池	—	座	4	—

3.3.5 公辅工程

(1) 自动控制

本工程在各采油井场分别设置一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统，将采油井场过程生产数据经过有线或无线传输（Zigbee）方式传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控，井场气体检测信号采用有线方式接入 GDS 系统进行监控；在阀组站设置一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统，将阀组站过程生产数据经过有线方式传输至 RTU 控制系统进行监控，气体检测信号采用有线方式接入 GDS 系统进行监控；在各阀池分别设置一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统，将阀池过程生产数据经过有线方式传输至 RTU 控制系统进行监控，气体检测信号采用有线方式接入 GDS 系统进行监控。GDS 采用 RS485（Modbus RTU 协议）接入 RTU 控制系统，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站 DCS 系统、FY210-H7 试采点 SCADA 系统和哈得作业区调控中心系统 SCADA 进行监控、管理，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。

在计转站仪表配电间内设置一套 DCS 控制系统和一套 GDS 系统，将计转站过程生产数据经过有线方式传输至 DCS 控制系统进行监控，气体检测信号采用有线方式接入 GDS 系统进行监控。DCS 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至 FY210-H7 试采点 SCADA 系统、哈一联中心控制室控制系统和哈得作业区调控中心系统 SCADA 进行监控、管理，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。

(2) 通信工程

①传输方式：采用光纤以太网传输井场及阀组自控数据、视频数据至果勒西计转站，再通过光纤以太网传输至富源 II 计转站，再依托 SDH 传输设备上传哈一联；②光缆线路：果勒西计转站-阀组-井场与输油管线同沟敷设 24 芯埋地光缆，果勒西计转站-拟建富源联合站与输油管线同沟敷设 48 芯埋地光缆，后端依托已建的满深-富源 II-哈一联 48 芯埋地光缆；③传输设备：传输设备均采用工业以太网交换机，计转站及阀组采用 6 光 4 电工业以太网交换机，中间井场采用 4 光 4 电工业以太网交换机，终端井场采用 2 光 4 点工业以太网交换机；④视频监控：井场、阀组及计转站均安装高清摄像机，每座井场安装 2 台摄像机，阀组安装 4 台摄像机，计转站安装约 13 台摄像机。计转站安装视频监控监控终端，并将信号上传哈一联；⑤安防系统：计转站安装一键报警、火灾报警等系统。

(3) 供配电工程

本工程各单井井场单独设置 1 座 35/0.4kV 125kVA 杆架式变电站（变压器容量考虑后期预留电磁加热器 60kW 负荷），共计 5 座，变压器采用油浸式节能型变压器，杆架式变电站 35kV 电源引自井场内已建 35kV 钻井线跃果线。在低压电源电缆引接杆处设开关箱，开关箱内设电能计量装置，采用电缆直埋地敷设至用电点。

本工程集油计量配水阀组站设置 1 座 35/0.4kV 160kVA 杆架式变电站。杆架式变电站 35kV 电源引自新建 35kV 线路，新建 35kV 线路导线采用 $1\times\text{JL/G1A } 70/10$ ，电源 T 接自己建 35kV 钻井线跃果线，线路长度约 1.2km。变压器采用油浸式节能型变压器，在低压电源电缆引接杆处设落地式动力配电箱，配电箱内设电能计量装置，采用电缆直埋地敷设至用电点。

本工程果勒西计转站设置 1 座 35/0.4kV 250kVA 杆架式变电站 1 座。杆架式变电站 35kV 电源引自新建 35kV 线路，新建 35kV 线路导线采用 $1\times\text{JL/G1A } 70/10$ ，电源 T 接自己建 35kV 钻井线跃果线，线路长度约 1.2km。在计转站内设仪表配电间 1 座，作为该站的配电中心。仪表配电间内设 0.4kV GGD 型低压配电柜 4 面（进线柜 1 面、出线柜 3 面）、1 套 20kVA UPS 不间断电源装置（后备时间 $\geq 2\text{h}$ ），预留 1 面备用柜位。0.4kV 侧采用单母线不分段接线方式。

(4) 道路工程

本项目依托已建钻井砂砾石路，对已有乡村道路（S331）进行改造成为油田主干公路的组成部分，以完善富满油田公路路网，为新建果勒西计转站提供交通依托。

道路工程起点在接（S331）K32km 处，终点到盖孜库木乡，设计长度 7.5 公里，采用二级公路标准，路基宽 11.0m，路面宽 $2\times 3.5\text{m}$ ，硬路肩 $2\times 1.5\text{m}$ ，土路肩 $2\times 0.5\text{m}$ 。

道路工程路面设计年限为 10 年，采用双轮组单轴轴载 100kN (BZZ-100) 为标准轴载。路面沥青混凝土结构组合为：5cm 厚中粒式沥青混凝土（AC-16）+ 封层 + 32cm 厚水泥稳定砂砾（4.5%）基层 + 20cm 厚天然砂砾底基层。

(5) 结构工程

本工程单座井场建构筑物见表 3.3-9，新建果勒西计转站建构筑物见表

3.3-10, 新建集油计量配水阀组站构筑物见表 3.3-11, 阀池构筑物见表 3.3-12, 满深清管站扩建构筑物见表 3.3-13。

表 3.3-9 单座井场构筑物一览表

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量 (m ³)
1	井口池	1	座	直径×高 4.0×1.4	C30 素混凝土浇筑	素砼: 12.9
2	井口池 盖板	1	个	长×宽 2.0×1.7	5mm 花纹钢板下部设角钢 L50 支撑	钢材: 0.22(t)
3	管墩	30	座	长×宽×高 0.5×0.5×0.8	C30 素混凝土浇筑	素砼: 0.20
4	操作平台	1	座	长×宽×高 2.2×0.8×0.7	钢结构, 梁柱采用 Q235B 型钢焊接制作, 顶面铺格栅板	型钢: 0.19(t)

表 3.3-10 果勒西计转站构筑物一览表

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量 (m ³)
1	生产分离器基础	1	座	长×宽×高 15×4.5×0.2	基础顶设 100mm 厚 C30 砼面层和护坡, 下部填戈壁土 300mm 厚, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼: 7.8
2	计量分离器橇基础	1	座	长×宽×高 9.0×3.0×0.2	基础顶设 100mm 厚 C30 砼面层和护坡, 下部填戈壁土 300mm 厚, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼: 3.3
3	防翻越围栏	450	m	长×高 450×2.5	钢丝网铁艺围墙, 上设 0.5m 高倒刺滚网。	/
4	6.0m 宽大门	1	座	宽×高 6.0×2.5	铁艺大门	/
5	2.0m 宽大门	3	座	宽×高 2.0×2.5	同上	/
6	人行道	375	m	宽 1.5m	自上而下做法为 1、铺置预制 (60 厚) 6 角型混凝土连锁砌块 2、200 厚戈壁土碾压 3、原土压实, 压实系数不小于 0.94。	/
7	计转站碎石地坪	5500	m ²	长×宽 100×550	自上而下做法为: 1. 铺 50mm 级的级配碎石 2. 原土压实, 压实系数不小于 0.94。	/
8	加药橇基础	3	座	长×宽×高 4.5×3.5×0.2	基础顶设 100mm 厚 C30 砼面层和护坡, 下部填戈壁土 300mm 厚, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼: 2.0
9	输油泵基础	1	座	长×宽×高 5.2×3.8×1.2	钢筋混凝土基础, C40 混凝土、HPB300、HRB400 级钢筋浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	钢筋砼: 23.7
10	火炬除液器橇基础	1	座	长×宽×高 9.0×3.0×0.2	基础顶设 100mm 厚 C30 砼面层和护坡, 下部填戈壁土 300mm 厚, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼: 4.5
11	发球筒基础	1	座	长×宽×高 1.4×1.4×2.0	钢筋混凝土基础, C40 混凝土、HPB300、HRB400 级钢筋浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.5m。	钢筋砼: 3.9

富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量 (m ³)
12	火炬基础	1	座	长×宽×高 1.4×1.4×2.5	钢筋混凝土基础, C40 混凝土、HPB300、HRB400 级钢筋浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.5m。	钢筋砼: 2.2
13	管墩1	25	座	长×宽×高 1.5×0.4×0.8	C30 素混凝土浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	钢筋砼: 0.48
14	管墩2	120	座	长×宽×高 0.5×0.5×0.8	C30 素混凝土浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼: 0.20
15	管架	33	樨	宽×高 1.0×3.3	管架钢结构, 梁柱采用 Q235B 型钢焊接制作。管架基础采用 C40 混凝土、HPB300、HRB400 级钢筋浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	型钢: 0.25 (t) 钢筋砼: 1.4
16	操作平台	2	座	长×宽×高 2.2×0.8×0.7	钢结构, 梁柱采用 Q235B 型钢焊接制作, 顶面铺格栅板	型钢: 0.19 (t)
17	仪表控制间基础	1	座	长×宽×高 22×3.5×0.6	沿橇边设素砼条形基础, 基础宽 400mm, 下部填戈壁土 300mm 厚, 基础顶面高出设计地坪 0.6m。	素砼: 16.8
18	8 井式阀组橇基础	1	座	长×宽×高 11×3.0×0.2	基础顶设 100mm 厚 C30 砼面层和护坡, 下部填戈壁土 300mm 厚, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	素砼: 4.8
19	除液罐基础	1	座	长×宽×高 5×5×0.5	钢筋混凝土基础, C40 混凝土、HPB300、HRB400 级钢筋浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	钢筋砼: 12.5
20	零位罐基础	1	座	长×宽×高 3.5×2.5×0.5	基础顶设 100mm 厚 C30 砼面层和护坡, 下部填戈壁土 500mm 厚, 基础顶面高出设计地坪 0.5m。	素砼: 1.6
21	污油泵基础	1	座	长×宽×高 3.5×2.5×1.2	钢筋混凝土基础, C40 混凝土、HPB300、HRB400 级钢筋浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.2m。	钢筋砼: 10.5

表 3.3-11 集油计量配水阀组站建构筑物一览表

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量 (m ³)
1	阀组站围栏	160	m	长×高 160×2.5	2.5m 高钢丝网铁艺围墙, 上设 0.5m 高倒刺滚网。	/
2	碎石地坪	1600	m ²	长×宽 40x40	自上而下做法为: 1. 铺 50mm 级的级配碎石 2. 原土压实, 压实系数不小于 0.94。	/
3	4.0m 宽大门	1	座	宽×高 4.0×2.5	铁艺大门	/

富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量 (m ³)
4	1.5m宽逃生门	1	座	宽×高 1.5×2.5	铁艺大门	/
5	放散管围栏	32	m	长×高 32×2.5	2.5m钢丝网铁艺围墙, 上设0.5m高倒刺铁网。	/
6	放散管大门	1	座	宽×高 2.0×2.5	铁艺大门	/
7	放散管基础	1	座	长×宽×高 1.6×1.6×1.8	钢筋混凝土基础,C40混凝土、HPB300、HRB400级钢筋浇筑,基础顶面高出设计地坪0.3m。	钢筋砼: 4.5
8	滑动管墩	30	座	长×宽×高 0.5×0.5×0.8	砂箱结构	/
9	固定管墩	2	座	长×宽×高 1.0×1.0×1.0	钢筋混凝土基础,C40混凝土、HPB300、HRB400级钢筋浇筑,基础顶面高出设计地坪0.3m。	钢筋砼: 1.0
10	8井式集油配水阀组撬	1	座	长×宽×高 11×3.0×0.6	基础顶设100mm厚C30砼面层和护坡,下部填戈壁土300mm厚,基础顶面高出设计地坪0.2m。	素砼: 4.8
11	计量分离器撬基础	1	座	长×宽 9.0×3.0	基础顶设100mm厚C30砼面层和护坡,下部填戈壁土300mm厚,基础顶面高出设计地坪0.2m。	素砼: 4.8
12	人行道	165	m	长×宽 165×1.0	自上而下做法为1、铺置预制(60厚)6角型混凝土连锁砌块2、200厚戈壁土碾压3、原土压实,压实系数不小于0.94。	/

表 3.3-12 阀池建构筑物一览表

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量 (m ³)
1	进出站阀池	2	座	长×宽×高 4.0×3.5×3.0	钢筋混凝土结构, C40 抗渗混凝土, 抗渗标号 P6, 采用 HPB300、HRB400 级钢筋浇筑; 池底板厚度为 300mm, 池壁和顶板厚度为 250mm, 露出地面 500mm。	钢筋砼: 18.95
2	截断阀池	2	座	长×宽×高 6.0×5.5×3.0	钢筋混凝土结构, C40 抗渗混凝土, 抗渗标号 P6, 采用 HPB300、HRB400 级钢筋浇筑; 池底板厚度为 300mm, 池壁和顶板厚度为 250mm, 露出地面 500mm。	钢筋砼: 45.15

表 3.3-13 满深清管站扩建构筑物一览表

序号	名称	数量	单位	外形尺寸(m)	结构型式	每座基础工程量 (m ³)
1	收球筒基础	1	座	长×宽×高 1.4×1.4×2.0	钢筋混凝土基础, C40 混凝土、HPB300、HRB400 级钢筋浇筑, 基础顶面高出设计地坪 0.5m。	钢筋砼: 3.9

(6) 给排水及消防

本项目采油井场均为无人值守, 井场用水为间歇性的设备外壁擦洗水。项目无废水外排。

本项目采油井场、果勒西计转站、集油计量配水阀组站消防设施见表 3.3-14。

表 3.3-14 本项目各站场消防设施一览表

序号	消防器材及其型号	单位	数量	备注
一	采油井场			
一	以下为1座井场工程量, 共10座			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	配灭火器箱
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	辆	1	
4	消防器材间 (配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	座	1	
二	计转站			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	24	配灭火器箱
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	配灭火器箱
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	辆	4	
4	消防器材间 (配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	座	1	
三	阀组站			
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
2	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	2	配灭火器箱
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	辆	1	
4	消防器材间 (配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	座	1	

(7) 防腐工程

① 原油集输部分

1) 站场保温管道外壁防腐层: 采用无溶剂环氧防腐涂料, 涂敷二道, 防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。

2) 站场埋地不保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，无气喷涂三道，涂层总干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。

3) 站场地面不保温管道外壁：二道环氧富锌底漆（ $60 \mu\text{m}$ ）-二道环氧云铁中间漆（ $100 \mu\text{m}$ ）-二道交联氟碳涂料（ $80 \mu\text{m}$ ），防腐层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。

4) 阀池内钢制管道外壁：无溶剂环氧涂料，无气喷涂二道，涂层总干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。

5) 输油玻璃钢保温管道（DN100、DN250）外壁：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为 40mm；管道轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ （DN100）、 $\pm 4\text{mm}$ （DN250），防护层采用聚乙烯塑料，厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ （DN100）、 $\geq 4.0\text{mm}$ （DN250）；采用“管中管”施工工艺。补口保温层同管体，防护层补口用补口套（带）。

6) 玻璃钢管道保温管道保温管端面：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。

7) 保温钢塑转换接头外壁防腐：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。

8) 管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级应不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

②天然气集输部分

1) 阀池内埋地不保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，无气喷涂三道，涂层总干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。

2) 天然气输气干线外壁：挤压聚乙烯三层结构，三层 PE 结构的底层为环氧粉末，中间层为胶粘剂，外层为聚乙烯。管道外壁防腐层厚度 $\geq 2.9\text{mm}$ 。其中环氧粉末涂层的厚度 $\geq 120 \mu\text{m}$ ，胶粘剂层的厚度 $\geq 170 \mu\text{m}$ 。焊缝部位防腐层的厚度不应小于管体防腐层厚度的 80%。防腐层补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

3) 管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级应不低于 Sa2.5 级。

③阴极保护

本项目在计转站设 1 座阴极保护站。阴极保护系统由辅助阳极、恒电位仪及相关附件组成。选用 20A/40V 恒电位仪 2 台，一用一备。阳极地床采用深井式，井深 50m。阳极体采用高硅铸铁阳极，共 9 支，每 3 支 1 组，安装于阳极深井中。

每公里设阴极保护测试桩 1 支，与里程桩合用。阴极电缆、阳极电缆均采用 VV22-0.6/1kV 1×25mm²、零位电缆采用 VV22-0.6/1kV 1×16mm²、参比电缆采用 VV22-0.6/1kV 1×10mm²。为了防止雷击和故障电流等强电对绝缘装置的破坏，在绝缘接头处设置锌接地电池进行保护，并设置检测桩进行检测。

3.3.6 工艺流程及产排污节点

3.3.6.1.1 站场建设

本项目新建采油井场5座，新建集油计量配水阀组站1座，新建果勒西计转站1座。施工期内容主要为设备安装及管线连接。井场及站场内设备实施均为成品外购，用施工车辆运至指定位置即可。

该过程废气污染源主要为施工车辆产生的车辆尾气；噪声污染源为施工车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声。

3.3.6.1.2 管线敷设

本项目管道施工方案内容主要为集输管线建设、通信光缆敷设及井场、站场配套设备安装，其中集输管线和通信光缆同沟并行敷设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约5m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 管沟开挖及下管

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≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项

目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料(厚度 $\geq 400\mu\text{m}$)+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带(套)。管线连接完毕后，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。本项目管线最小管顶埋深1.2m。

本项目管线穿越沥青道路时，采用顶管穿越施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路、河流，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接收坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心吻合。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3~4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20~40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接收坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用装载机和吊装机配合，按设计要求进行主

管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。

(3) 管道连接与试压

集输管线采用焊接组装。焊接完成后的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。

(4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出液通过新建集输管线输送至各对应阀组或计转站，然后再通过现有集输管线输送至联合站处理。

(5) 收尾工作

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

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

3.3.6.2 运营期

本项目工艺流程主要包括油气开采及集输。

运营期井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后由新建集输管线混输至各阀组或计转站，然后输送至联合站处理。

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场及站场无组织废气 (G_1)；废水污染源主要为采出水 (W_1) 和修井废液 (W_2)，其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，修井废液送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为井场采油树 (N_1)、站场泵类 (N_2) 等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源 (S_1) 主要为落地油泥，委托有资质单位进行接收处置。

运营期污染源及治理措施见表 3.3-11。

表 3.3-11 本项目运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	定期巡检
废水	W_1	采出水	—	连续	送至联合站处理达到《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
	W_2	修井废液	—	间歇	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	N_1	井场采油树	L_{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减震
	N_2	站场泵类		连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S_1	落地油泥	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置

3.3.6.3 闭井期

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。

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.3.7 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括管沟开挖、设备安装、覆土回填等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境产生一定的影响。

(1) 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场及站场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场及站场和道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、生活区临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区，对于穿越农田区域或植被密集区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

① 施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，

井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②车辆尾气和焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小。

(3) 施工废水

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理。

(3) 施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机等，产噪声级在 $85\sim 100\text{dB}(\text{A})$ 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) 固体废物

本项目施工过程中产生的固体废物主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。

项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；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油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理；施工人员生活垃圾集中收集后，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

3.3.8 营运期污染源及其防治措施

3.3.8.1 废气污染源及其治理措施

结合《石化行业 VOC_s 污染源排查工作指南》要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-12。

表 3.3-12 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	单座井场 年总排放量(t/a)	年总排放量 (t/a)
1	井场无组织废气(5座)	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.013 0.0001	8760	0.12 0.0009	0.48 0.004
2	集油计量配水阀组站无组织废气	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.017 0.0001	8760	0.14 0.0009	0.14 0.0009
3	果勒西计转站无组织废气	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.017 0.0001	8760	0.14 0.0009	0.14 0.0009
4	阀池无组织废气(4座)	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.013 0.0001	8760	0.12 0.0009	0.48 0.004

3.3.8.2 废水污染源及其治理措施

本项目采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《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，修井废液送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，单座井场噪声污染源治理措施情况见表 3.3-16，果勒西计转站污染源治理措施情况见表 3.3-17。

表 3.3-16 营运期单座井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采油树	1	85	基础减震	10

表 3.3-17 营运期果勒西计转站噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	泵类	3	90	基础减震	10

本项目单座井场产噪设备主要为采油树等设备噪声，噪声值为 85dB(A)。项目采取基础减震降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

本项目果勒西计转站产噪设备主要为泵类等设备噪声，噪声值为 90dB(A)。项

目采取基础减震降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

本项目实施后，固体废物主要为落地油泥。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，落地油泥属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

3.3.9 闭井期污染源及其防治措施

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.3.10 非正常排放

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时的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，采出液通过放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 3.3-18。

表 3.3-18 本项目非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	10	非甲烷总烃	0.1
		硫化氢	0.001

本项目集输管线刺漏时，采出液从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。

3.3.11 清洁生产分析

3.3.11.1 清洁生产技术和措施分析

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，各井场采出液经集输管线输送至计转站或阀组，最终进入区域联合站集中处理，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，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用QHSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守QHSE管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制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。

本项目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井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；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。

3.3.11.2 清洁生产水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低(小)越符合清洁生产要求(如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标)；另一类是该指标的数值越高(大)越符合清洁生产要求(如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.3-19。

表 3.3-19 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

3.3.11.3 清洁生产结论与建议

3.3.11.3.1 清洁生产结论

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

本项目在油田内部采用混输模式，管道密闭输送。本项目在采油输送等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析和类比已开发区块，本项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.3.10.3.2 清洁生产建议

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系(试行)》中的相关指标要求

并结合本次开发方案工程内容，初步分析可知，本项目基本符合国家清洁生产指标，其各项工艺技术较先进，总体水平能够达到国内清洁生产基本水平，个别指标达到国内清洁生产先进水平，整体达到国内清洁生产先进企业水平。本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，结合本项目开发方案，提出以下建议：

(1)地面工程设计、采油设计、集输设计等方案设计阶段充分考虑清洁生产水平要求，明确指标要求；

(2)加强内部人员管理和培训，提高员工清洁生产意识；

(3)加强设备检修和维护，减少生产过程中的跑、冒、滴、漏现象；

(4)根据初步开发特点，应在富满油田现有清洁生产水平基础上进行提高，整体达到国内先进水平，并建立和完善清洁生产组织、机构(清洁生产审核小组)和完善清洁生产管理制度；同时制定持续清洁生产计划。

3.3.12 污染物年排放量

3.3.12 三本账

3.3.13 污染物总量控制分析

3.3.13.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x 、 VOC_s ，

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.3.13.2 本项目污染物排放总量

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(VOC_s)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。本标准采用非甲烷总烃作为 VOC_s 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOC_s (即非甲烷总烃)排放量估算为 $*\text{t/a}$ 。

综上所述，本项目总量控制指标为： $\text{VOC}_s * / \text{a}$ 。

3.4 依托工程

3.4.1 哈一联

3.4.2 塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场

3.4.3 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

沙雅县，古龟兹国的一部分，丝绸古道上的重镇，位于新疆维吾尔自治区西南部、阿克苏地区东南部，属阿克苏地区管辖。天山南支中段以南、塔里木盆地北缘的渭干河冲洪积平原南部地区，北靠天山，南拥大漠。地理坐标东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 。县境南北长约 220km，东西宽约 180km，总面积 31955.15km^2 。东连巴州的尉犁、且末两县，西与阿克苏市、阿拉尔市毗邻，北接天山南麓的新和县和库车市，南隔塔克拉玛干大沙漠，与和田地区的民丰、于田、策勒三县相邻。我国最长的内陆河—塔里木河由西向东从县域中偏北部横穿而过。沙雅镇是县政治、经济、文化的中心。

本项目位于阿克苏地区沙雅县南侧。区域以油气开采为主，现状占地为沙漠，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 943~1050m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从北向南有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分部于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积 880km^2 ，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰~4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分部在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，

呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20%~25%。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km²，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10~50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无有人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、怪柳及面积不等的麻黄、沙棘、假木贼、骆驼刺等。

本项目位于沙漠边缘，属于平原区，所在区域海拔约 960m，周边地势平坦。

4.1.3 水文地质

(1) 区域地质概况

项目区内出露的地层为第四系。第四系成因类型具有明显的分带规律，成因类型依次是洪积、冲积、沼泽相及风积，岩性结构具有颗粒由粗到细，地层结构由单层、双层到多层结构的分带变化。第四系最厚可达 1200m。

(1) 洪积层

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

(2) 冲积层

在调查区范围内，只分布在沙雅县英也尔乡西侧和塔河泛滥平原北部有零星分布，岩性主要为灰色、灰白色粉细砂或中砂夹灰黄色粉土薄层或透镜体。

(3) 风积层

在调查区中部细土平原区有零星分布,在南部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。

本项目位于跃进一号长垣构造带,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。

(2) 水文地质

① 含水层及水文地质特征

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区,在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区,含水层岩性以细砂、粉砂和粉细砂为主。评价区在南北方向上,主要分布有一层单一结构的潜水含水层,含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上也基本保持连续性、稳定性。

区域地下水潜水位埋深约 5.25m~9.33m,钻孔揭露的含水层厚度约 29.04m~34.39m,含水层岩性为第四系细砂、粉细砂;换算涌水量为 22.10m³/d~373.69m³/d,水量中等-贫乏;渗透系数 0.21m/d~2.28m/d,影响半径 17.35m~135.77m。

② 浅层地下水补、径、排条件

区域地下水径流方向是从西向东,地下水补给来源主要是塔里木河的渗漏补给,其次在靠近塔河南岸地段有部分渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、水库水的渗漏补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥,因而降水入渗补给微乎其微,可忽略不计。评价区内也仅仅在沿塔河南岸地段,潜水的补给来源充分,补给条件较好;而向南远离塔河的地段,因缺少充足的补给来源,补给条件较差。

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

水的水力坡度约为 0.28%。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点——台特玛湖。

从区域潜水等水位线来看，北部地段和南部地段之间，实际存在一条动态的汇水边界，该边界位置有可能随着塔河径流量的变化而移动。塔河径流量存在周期性变化，某些年份为丰水年时，塔河径流量会变大，某些年份为平水年和枯水年时，塔河径流量会随之变小。当丰水年份塔河径流量变大时，塔河对塔南沙漠区的地下水补给量有所增加，区域地下水的补、径、排条件变好。当枯水年份塔河径流量变小时，塔河对塔南沙漠区的地下水补给量有所减少，区域地下水的补、径、排条件变差。

③地下水动态

区域地下水水位也出现了两个下降和两个上升段，上升段分别出现在 2 月底和 7 月底；下降段分别出现在 11 月上旬和 4 月上旬。区域地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少，次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈；地下水位上升的直接原因也是塔河干流径流量增加、河水位较大幅度的上涨，次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与塔里木河水位的升降有滞后现象，一般是地下水位滞后塔河水位 15 天~30 天。

④地下水的水化学特征

评价区域离塔河南岸距离较远，潜水缺乏补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 $CL \cdot SO_4-Na$ 型水，矿化度为 17.02g/L~28.05g/L，水质为咸水。

4.1.5 地表水

沙雅县境内的主要河流为塔里木河及渭干河，两河年总径流量为 56 亿 m^3 。沙雅县每年从渭干河引水 6.9 亿 m^3 ，占渭干河总流量的 31.7%。

①渭干河

渭干河发源于拜城盆地的哈尔他乌山汗腾格里峰冰川，上游干流称为木扎提河（径流量 14.6 亿 m^3 ），沿途汇入喀普斯浪河（径流量 6.29 亿 m^3 ），台尔维其克河（径流量 1.9 亿 m^3 ）、喀拉苏河（径流量 8.29 亿 m^3 ）及克孜勒苏河（径流量 3.88

亿 m³)后，最终流入渭干河。

渭干河由西向东沿拜城盆地南缘经克孜尔千佛洞东侧折向南，穿过却勒塔格山进入塔里木盆地的北缘，最后消失在塔里木河北岸附近，全长 340km。渭干河上游克孜尔水文站建有克孜尔水库，总库容 6.4 亿 m³，防洪库容 3.2 亿 m³，是以防洪灌溉为主，兼有发电、水产养殖、供水等功能的大(I)型水库。

渭干河经龙口将河水分配给库车市、新和县、沙雅县进行农业灌溉。按现行分水比例库车市占 38.5%，灌溉面积 400km²；沙雅县年分水 6.889 亿 m³，占总径流量的 31.7%；新和县分水比例为 29.0%，每年可引水 6.24 亿 m³，但多年平均实际引水量为 5.45 亿 m³，灌溉面积为 305.8km²。

②塔里木河

塔里木河西起阿克苏河、和田河和叶尔羌河交汇处的肖夹克，东到台特玛湖，全长 1224km，是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县，沙雅县境内的塔里木河属于中游段。

本项目周边无地表水分布，北距塔里木河*km。

4.1.6 气候气象

沙雅县地处欧亚大陆腹地，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。沙雅县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.8℃	6	年平均蒸发量	2000.7mm
2	年极端最高气温	44.6℃	7	年最大冻土深度	1.26m
3	年极端最低气温	-26.0℃	8	年平均相对湿度	39%
4	年均日照时数	2720h	9	多年平均风速	2.6m/s
5	年平均降水量	47.3mm	10	主导风向	NE

4.1.7 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。植被以旱生、超旱生灌木、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、水源保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

4.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目北距拟定生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为*km，不在红线内。

4.2.2 沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区

新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区始建于 2004 年 10 月，于 2013 年 5 月升级为自治区级自然保护区。保护区涵盖了塔里木河境内 220km 流域，包括塔里木河流域的古河道、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。地理坐标为：东经 81° 44′ 45″ ~ 83° 39′ 06″、北纬 41° 09′ 55″ ~ 40° 40′ 05″，总面积 256840 公顷，位于新疆阿克苏地区沙雅县中北部，地处塔里木河上游，塔克拉玛干沙漠的北缘。该湿地在地形上处于从塔克拉玛干沙漠向沙雅绿洲的过渡地带，气候属于干旱气候带，植物区划属温暖带灌木、半灌木地带，属于干旱与绿洲交错区荒漠植被，是典型的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、沼泽湿地和人工湿地于一体的典型的、永久型湿地，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的大型湿地自然保护区。

本项目所在区域内无法定保护的风景名胜区、饮用水水源保护区、森林公园和地质公园分布。本项目东北方向距离沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区的最近距离约为*km。

4.2.3 沙雅县国家沙漠公园

(1) 基本情况

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，面积为27800公顷。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60公里。规划面积27800公顷，建设期限为2014年~2020年，规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

(2) 法律法规管理规定

国家沙漠公园管理办法(林沙发[2017]104号)，第十六条 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：(一)开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。(二)直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。(三)其他破坏或者有损荒漠生态系统功能的的活动。

(3) 与拟建工程的位置关系

本项目北距沙雅县沙漠公园最近距离为*km。

4.2.4 国家沙化土地封禁保护区

原国家林业局于2016年12月28日公布了《国家沙化土地封禁保护区名单》(2016年 第22号)，包括新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区(简称“沙雅县沙化土地封禁保护区”)在内的61个保护区。在沙化土地封禁保护区范围内禁止砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切破坏植被活动。与此同时，阿克苏地区先后启动了沙化土地封禁保护区项目建设，建设内容主要包括封禁设施建设、管护队伍建设、固沙压沙等生态修复与治理、成效监测等。

本项目北距沙雅县沙化土地封禁保护区最近距离为*km。

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。

项目所在区域沙雅县属于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区范围。

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，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草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

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

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关规定,本次评价收集了2019年1月1日至2019年12月31日沙雅县例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现状监测。

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 H_2S 、非甲烷总烃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比,计算公式为:

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

式中: P_i —— i 评价因子最大占标百分比;

C_i —— i 评价因子最大监测浓度(mg/m^3);

C_{io} —— i 评价因子评价标准(mg/m^3)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准; H_2S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录D其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 空气达标区判定

本次评价收集沙雅县例行监测点2019年的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据,并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价。

根据评价结果,项目所在区域 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告2018年第29号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。

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。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测结果,硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

本次评价委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行 5 个潜水质量现状监测。

监测结果表明,监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)IV类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外,其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域水文地质条件有关,区域潜水蒸发量大、补给量小,潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

4.3.3 声环境现状监测与评价

根据项目位置情况和周围敏感点关系,在井场边界各布设 4 个噪声监测点。监测结果表明,井场场界噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

监测结果表明,各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

拟建工程位于阿克苏地区沙雅县富满油田内,塔里木河南岸,属于典型的荒漠生态系统,由于水分缺乏,植被极其稀疏,植物种类单调,生物生产量很低,能量流动和物质循环缓慢。根据区域生态环境特点,考虑生态环境特点、

地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为各井场及站场边界及管线两侧外延 200m 范围。

4.3.5.2 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

4.3.5.3 生态背景调查

(1) 生态系统

本项目所在区域生态系统主要为荒漠生态系统。

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。

区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。系统由乔木、半灌木、小半灌木构成初级生产力，分布 3 种天然植被类型，4 个植物群系，43 种以上天然植物。土壤为典型盐土和盐化草甸土，属于典型的盐生荒漠。该类荒漠生态系统位于农田生态系统的外围，与人工植被相嵌分布。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的农田区域外围，与人工植被相嵌分布。所以在防止农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

(2) 动植物

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

怪柳灌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。

本项目所在区域分布植被有怪柳。

按中国动物地理区划分级标准，项目所在区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。项目所在区域较为空旷，野生动物较少，所属区域生活的野生动物主要为荒漠动物群，以啮齿类和有蹄类动物繁盛为特征。该区域野生动物代表种有塔里木兔、跳鼠、麻雀类等，无珍稀、濒危物种分布，生态结构比较简单。

大区域范围内共有国家级重点保护动物 4 种，其中塔里木兔、鸢、猎隼、红隼为国家二级保护动物。

据现场调查和资料记载，拟建工程邻近区域野生动物种类较少，主要为一些爬行类动物，未见大型野生动物在本区域出现，工程建设对野生动物的影响较小。

4.4 区域污染源调查

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

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

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、道路修建、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；金属材质管线连接过

程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3) 环境影响分析

油田开发阶段，站场工程和管线工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、焊接烟气、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。

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

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）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》（新政办发[2017]108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》（XJJ119-2020）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。施工期扬尘污染防治措施见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口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、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ119-2020）
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ119-2020）

3	物料运输车辆密闭措施	①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。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020)
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 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，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020) 《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020)
5	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查 III级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 II级(橙色)预警：区域内50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外) I级(红色)预警：停区域内70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 施工期噪声源及影响预测

(1) 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表A.2和类比油田开发工程中井场、阀组、计转站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表5.1-2。

表 5.1-2 项目主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位: dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

(2) 预测计算

本评价采用点源衰减模式, 预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减, 计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减, 预测公式如下:

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

式中: L_r ——距声源 r 处的 A 声压级, dB(A);

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级, dB(A);

r ——预测点与声源的距离, m;

r_0 ——监测设备噪声时的距离, m。

利用上述公式, 预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值, 预测计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

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	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	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	—	—	—	设备安装

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-3 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 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 1km 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 100m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值，在昼间 60m，夜间 300m 以上才能满足 GB3096-2008 中 2 类区标准限值。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。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为避免施工机械对周围声环境的影响，本评价要求施工期间采取以下措施：

(1) 合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场，施工生产生活区远离环境敏感点。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，在敏感点附近施工，一般可采取变动施工方法措施和控制施工时间；在村庄张贴施工公告，取得村民同意后可以夜间施工，否则夜间禁止施工。

(2) 采取噪声控制措施

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。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。做好宣传工作，倡导科学管理和文明施工。采取以上措施后，施工噪声不会对周围居民区声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的，运输车辆噪声具有局部路段特性，噪声影响将随着各施工的结束而消除。

综上所述，施工噪声分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，在采取针对性降噪措施后，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾等。

①施工土方

本项目共开挖土方*万 m³，回填土方*万 m³，借方*万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建站场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于附近钻试修环保站处理后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)限值中垫井场、通井路标准，可直接用于区块填坑、垫井场、修通井路。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为*t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸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

生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

5.1.3.2 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，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

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。

5.1.4 施工废水影响分析

施工期废水主要包括管道试压水和生活污水。

(1) 废水产生量分析

①管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水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。

②生活污水

本项目生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理。

(2)施工期对地表水的影响分析

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。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是站场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地，

永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，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。本工程施工活动和工程占地在油区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

本工程占地范围内主要土壤类型是风沙土。

(1)管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线临时占地中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。

(3)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)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生，甚至退化为沙地。站场和管道的施工场地存在这种影响。

5.1.5.3 对植被的影响分析

(1) 占地

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

(2) 占地对植被的影响

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，占地对植被较小。

(3) 生物量损失

本工程永久占地面积 hm^2 ，临时占地 hm^2 ，本工程井场和管线施工区域以荒漠为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t； S_i ——占地面积， hm^2 ； W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

本工程站场和管线穿越施工区域为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为10%，平均生物量 $1.25\text{t}/\text{hm}^2$ 。本工程的实施，将造成*t永久植被损失和*t临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4) 污染物对植物的影响

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等，其中管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理，所以施工期废水不会对植被产生影响。

(5)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 对野生动物的影响分析

(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、骑车的喧闹，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

评价区域内典型动物有塔里木兔。塔里木兔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 管线建设对生态环境的影响

本工程管线工程以未利用地为主，不占用林地和耕地。

管线采用埋地敷设，管底埋深 1.4m，管线施工结束，施工迹地及管线填埋迹

地植被受到破坏，形成裸地，此带与周围植被没有明显的隔离作用，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。

5.1.5.6 道路建设对生态环境的影响

在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目井场道路占地类型为原有乡村道路，从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

5.1.5.7 水土流失影响分析

本工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有一下几个方面：

(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。

5.1.5.8 生态环境影响减缓措施

5.1.5.8.1 井场生态环境保护措施

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

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

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

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

5.1.5.8.2 管线及道路施工生态保护工程措施

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确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

③施工中要作到分段施工，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。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

5.1.5.9 水土流失保护措施

5.1.5.9.1 站场工程区

(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

站场工程区场地平整：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，站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。本工程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。

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。

5.1.5.9.2 管道工程区

(1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(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，施工过程中，临时堆土高度 1.5m，底宽 3m，边坡 1:0.67，预计每延一米需要防尘网 2.5m^2 ，单独敷设管道长度 6.2km，需要防尘网 m^2 。

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，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③洒水降尘

项目区降水量极少，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。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。

5.1.5.9.3 道路工程区

(1) 工程措施

道路工程区域施工结束后对路面扰动区域进行严格的场地平整，恢复原始土地类型。

(2) 临时措施

①洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，新建道路施工期间机械扰动频繁，易产生扬尘对周边环境产生影响，造成一定的水土流失。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，在道路施工期内，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，本方案设计在道路两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

5.1.5.10 防沙治沙分析及措施

由于富满油田果勒西区块位于荒漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）文件，在沙区范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

(1) 施工期防沙治沙分析

①各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,甚至退化为沙地。

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。

③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。

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55号)等文件要求,油田应确保项目占地范围内的防风固沙治理。

(2) 防沙治沙措施

①施工期间应划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围,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。

②井场及站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;设计选线过程中,尽量避开植被较丰富的区域。

③针对井场、站场、道路周边若基本无植被覆盖区域,采取防沙治沙措施,设置草方格,并对区域进行人工抚育芦苇等植被,防止土地沙漠化。

④土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的,应当及时报告当地人民政府。

⑤在施工过程中,不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

⑥施工期间严格执行生态保护措施,杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

根据预测结果，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $10.32 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.52%； H_2S 最大落地浓度为 $0.09 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.94%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

由预测结果可知，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $8.50 \sim 8.82 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.08 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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。

5.2.1.5 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本项目大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

5.2.1.6 污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	非甲烷总烃	*

5.2.1.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的

贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目营运期产生的废水主要有采出水、修井废液。采出水随采出液一起进入联合站处理,满足《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,修井废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

评价区位于塔里木盆地北部,根据区域地下水现状监测结果表明,区域地下水除潜水含水层中总硬度(以CaCO₃计)、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标外,其他潜水含水层监测因子均未超标。超标原因与区域水文地质条件有关。

5.2.3.4 地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为二级,因此,本次评价采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②集输管线采用地下敷设，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) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610 - 2016) “11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013) “4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-17。

表 5.2-17 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
运营期井场	一般 防渗区	井口	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能

(3) 管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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。

(4) 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，制定本项目地下水监测计划。

(5) 应急响应

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

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

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

- a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；
- b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；
- c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

调查评价区域地下水大部分属潜水，局部具承压水特征，潜水水质为咸水。含水层虽很发育，厚度大，岩性单一，但因密实程度强，透水性能低，为较小富水性的含水段。区域地下水补给主要来源于塔里木河的渗漏补给。拟建工程所在位置(沙漠)天然包气带岩性为风积沙，防污性能较弱。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企

业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，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。

④在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，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以接受。

5.2.4 声环境影响评价

本项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目产噪设备主要包括井场采油树、计转站泵类等设备。

根据预测结果，各井场、果勒西计转站噪声源对场界的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

本项目营运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,桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(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翔实。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、内转运记录表,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有危废处置资质单位接收处置。

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程由塔里木油田分公司哈得油气开发部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。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目周边涉及库车市共计2家有资质单位具备处理拟建工程危险废物,且在处理类别及处理能力上均可满足本项目危废处理需求,同时建议本项目优先选择距离较近的有资质危废处置单位,尽量避免危险废物处置长途运输过程中带来的潜在风险。

5.2.6 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、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

(1) 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，并加强管理禁止油田职工对野生动物的猎杀。

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

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，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。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

(3) 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能

控制生态进一步恶化。

综上所述，项目区生态完整性受本工程影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠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。

5.2.7 土壤环境影响评价

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

由土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.2.7.3 结论与建议

本工程各土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，一旦产生落地油泥及时、彻底进行回收清理；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 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，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划。

(4) 土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

5.2.8 环境风险评价

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷以及 H_2S ，存在于集输管线内。本工程周边均为荒漠，评价范围内无敏感目标存在。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-30。

表 5.2-30 环境风险评价工作级别划分一览表

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

本项目环境风险潜势为 I 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本项目环境风险评价工作级别为简单分析。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本工程周边均为荒漠，无敏感目标存在。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-31。

表 5.2-31 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	
4	硫化氢	有毒气体，易燃气体	
5	原油(采出液)	可燃液体	

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于井筒及集输管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-32。

表 5.2-32 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂, 导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后, 遇火源会发生火灾、爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件, 油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
井口	井喷	采油阶段修井等作业过程中如发生溢流等情况, 井控措施失效, 导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下, 加压集输油品泄漏时, 油品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。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, 由于本项目采出液中天然气不含硫, 所以, 通常在这类事故状态下, 井喷仅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。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

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

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。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《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，修井废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；非正常状态下，油品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油品泄漏的情况下，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，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。

据建设单位已掌握的富满油田的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。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。但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，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地面水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在地下水位小于 1m 地段，石油类污染物可下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

综上所述，在事故下造成油品泄漏及井喷对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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。

5.2.8.5.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施,严格遵守井下作业的安全规定,在井口安装防喷器和控制装置,杜绝井喷的发生。

(2) 抓好井场建设,根据气候特点,做好井场的防护规划,严格按照设计施工,并制订严格的井场岗位责任制,有效防范雨季事故的发生。

(3) 井控操作实行持证上岗,各岗位的钻井人员有明确的分工,并且经过井控专业培训。在油气层中钻进,每班进行一次防喷操作演习。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志;井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求,井场安装探照灯,以备井喷时钻台照明。

(5) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(6) 井下作业之前,在井场周围划分高压区和低压区,高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内,施工过程中,高压区无关人员全部撤离,并设置安全警戒岗。

(6) 每一次井下作业施工前,必须对高压汇管进行试压,试压压力大于施工压力 5MPa,施工后必须探伤,更换不符合要求的汇管。

5.2.8.5.2 油气集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

(2) 集输管线敷设前,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。

(3) 在管线的敷设线路上设置永久性标志,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(4) 按规定进行设备维修、保养,及时更换易损及老化部件,防止油气泄漏事故的发生。

(5) 加强自动控制系统的管理和控制,严格控制压力平衡。

(6) 在集输系统运行期间,严格控制输送介质的性质,以减轻管道内腐蚀;定期对管线进行超声波检查,对壁厚低于规定要求的管段及时更换,消除爆管的隐患;定期对集输管线上的安全保护设施,如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查,使管道在超压时能够得到安全处理,在管道破裂时能够及时截断上

下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 启动火炬、放喷池等放空系统。

(11) 发生管道泄漏或断裂等安全事故时，立即疏散管道两侧至少 400m 范围内的人群。

(12) 单井站在井场设置放喷池，在检修或发生超压的非正常工况时进行放空。

5.2.8.5.3 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

① 按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

② 回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(2) 火灾事故应急措施

① 发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

② 安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③ 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，

防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3) 管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a. 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；

b. 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；

c. 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。

d. 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。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司哈得油气开发部于2019年3月取得《塔里木油田分公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652924-2019-001。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入哈得油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火不完全燃烧产

生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及其事故环境影响

本项目区域以油气开发为主，评价范围内无敏感目标存在。本项目实施后的环境风险主要为原油泄漏，遇火源不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

本工程全厂环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-33，环境风险自查表见表 5.2-34。

表 5.2-33 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资 (万元)	效 果
1	甲烷检测、报警仪	风险防范设施 数量按照消防、 安全等相关要求 设置	8	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		12	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		40	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		8	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合 计		—	68	—

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。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油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系

列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.3.2 闭井期生态保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑垃圾，应集中清理收集。

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

(1) 各站场场地平整时，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) 为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3) 用标识带或者围栏，标识出各站场布置，并禁止在各站场外作业；

(4) 在管线和道路作业带内施工作业。

以上总扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

项目运营期严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

(1) 油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至联合站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；

(2) 本工程定期巡检，确保集输系统安全运行；各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。

(3) 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、井场及站场的验收监测数据，井场及站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 闭井期环境空气保护措施

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，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。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水污染防治措施

项目施工期水环境污染源为管线试压废水和施工队生活污水。

(1) 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水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。

(2) 施工队生活污水

生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1) 采出水

本项目采出水随采出液一起最终通过管线送至区域联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

(2) 修井废液

修井废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

6.2.3 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 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括站场工程和管线工程，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。

类比同类型项目施工作业，施工期噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准要求。

6.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声源主要包括井场采油树及计转站泵类产生的噪声。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) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3) 在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

类比同类项目，运营期场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 施工土方及废料处理措施

本项目施工土方全部用于管沟和井场回填；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油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场现有富余能力填埋施工废料，因此施工废料处置措施可行。

6.4.1.2 生活垃圾处理措施

井场生活垃圾定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场现有富余能力填埋生活垃圾，因此生活垃圾处置措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

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)，本项目运营期产生的落地油泥(HW08 071-001-08)属于

危险废物，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由塔里木油田分公司哈得油气开发部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。

(2) 危险废物处置单位

本项目周边涉及库车市共计 2 家有资质单位具备处理拟建工程危险废物，且在处理类别及处理能力上均可满足本项目危废处理需求，同时建议本项目优先选择距离较近的有资质危废处置单位，尽量避免危险废物处置长途运输过程中带来的潜在风险。因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场现有富余能力填埋一般固废，因此废弃管线、废弃建筑垃圾处置措施可行。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 区域生态环境保护措施

(1) 严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

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

(3) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4) 荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

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，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

⑤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荒漠植物的破坏。

(5) 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 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：

——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。

——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。

——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 营运期生态恢复措施

项目实施后，营运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，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(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 生态保护工程的技术和经济可行性

本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。

本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，包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，油田内公路和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，以减少地表破坏。

(3) 勘探作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。

(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，本工程井场及站场、管线和道路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。

6.5.4 生态恢复治理方案

(1) 井场及站场生态恢复

工程施工结束后，应对井场及站场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被在未来2~3年时间内通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

(3) 管线生态恢复

本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作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

(4) 道路生态恢复

本项目道路工程开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.6 闭井期环境保护措施

6.6.1 闭井期环境空气保护措施

(1) 闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，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) 退役期封井施工过程中, 应加强施工质量管理, 避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.6.2 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。

6.6.3 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。

6.6.4 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。

6.6.5 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。

7 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

本项目投资 36290 万元，环保投资*万元，环保投资占总投资的比例为*%。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。

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，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本项目运营期废水包括采出水和修井废液，采出水随采出液一起进入联合

站处理，满足《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，修井废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为落地油泥，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 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。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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。

7.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设、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。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(km^2)，计算得出生态经济损失预计 $\times 10^4$ 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。

7.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益

影响较小。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、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。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约*万元，环境保护投资占总投资的*%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8 环境管理与监测计划

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

8.1.1.1 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司哈得油气开发部现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.1.2 环境管理制度

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

8.1.1.3 环境管理职责

哈得油气开发部QHSE管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8) 配合政府环保部门和上级环保部门检查。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据QHSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本项目的环境管理计划。

8.1.5 环境监理

8.1.5.1 环境监理目的

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。

8.1.5.2 环境监理实施机构

本项目应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师

师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师 1 名，监理工程师 1 名，监理员 2~3 名。

8.1.5.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分 3 个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

8.1.5.3.1 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，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。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；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择，设计方案及环保设施的设计内容等。

8.1.5.3.2 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、本项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

8.1.5.3.3 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 企业环境信息公开

8.2.1 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

法人代表：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：①新建采油井场 5 座；②新建集油计量配水阀组站 1 座；③新建果勒西计转站 1 座；④新建单井集输管道 29.5km，阀组集油支线 13.5km，输油干线 64km、输气干线 64km；⑤在满深清管站内扩建 1 座收球装置；⑥配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，果勒西区块试采规模为原油 282t/d，天然气 $6.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；预计果勒西计转站油处理和输送能力为 600t/d，气处理和输送能力为 $12 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；阀组集油支线输油能力为 1200t/d，输油干线输油能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，输气管道输气能力为 $56 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-11。

本项目污染物排放标准见表 2.6-3。

本项目污染物排放量情况见表 3.3-20。

本项目污染物总量控制指标情况见表 3.3-22。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得油气开发部现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本项目环境监测计划见表 8.4-1。

8.2.2 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。

8.3 污染物排放清单

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《全国环境监测管理条例》要求，本项目的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及地方环保部门的要求，制定本工程的监测计划和工作方案。

本工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场场界无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次

地下水环境	地下水质量	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	区块下游水井	枯水期监测 1 次
噪声	井场、站场场界噪声	L_{eq}	场界外 1m	每年 1 次
土壤环境	土壤环境质量	石油烃 ($C_{10}-C_{40}$)	采油树管线接口处	每 5 年 1 次

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	—	—	—
废水	3	管道试压废水	循环使用，试压完成后用于区域绿化	—	不外排	—	—
	4	施工期生活污水	由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理	—	不外排	80	—
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	—
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填	—	—	—	—
	2	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理	—	妥善处置，不外排	20	—
	3	生活垃圾	集中收集后，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理	—	妥善处置，不外排	20	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度	—	临时占地恢复到之前状态	200	—
			管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土				

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期							
废气	1	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq$	—	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表

富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书

					4.0mg/m ³		2 无组织排放监控浓度限值
				—	场界硫化氢≤0.06mg/m ³	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	随采出液一起输送至各联合站处理,达标后回注地层	—	不外排	—	—
	2	营运期修井废液	采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站	—	不外排	20	—
噪声	1	采油树	—	—	场界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值
	2	泵类	基础减震	—		—	
固废	1	落地油泥(HW08 071-001-08)	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置	—	—	40	—
防渗	1	井口(一般防渗区)	防渗层防渗性能不应低于1.5m 厚渗透系数为1×10 ⁻⁷ cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于1.0×10 ⁻⁷ cm/s	10	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	10	—

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
闭井期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内处理	—	妥善处置不外排	20	—

富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书

			圾填埋场处理				
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	—	恢复原貌	200	—
合计				—		620	—

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：富满油田果勒西区块试采方案地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新建采油井场 5 座；②新建集油计量配水阀组站 1 座；③新建果勒西计转站 1 座；④新建单井集输管道 29.5km，阀组集油支线 13.5km，输油干线 64km、输气干线 64km；⑤在满深清管站内扩建 1 座收球装置；⑥配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、给排水及消防等辅助系统工程。

建设规模：项目建成后，果勒西区块试采规模为原油 282t/d，天然气 $6.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；预计果勒西计转站油处理和输送能力为 600t/d，气处理和输送能力为 $12 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；阀组集油支线输油能力为 1200t/d，输油干线输油能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，输气管道输气能力为 $56 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 36290 万元，其中环保投资*万元，总投资的*%。

劳动定员及工作制度：各井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本项目位于阿克苏地区沙雅县。区域以油气开采为主，现状占地以荒漠为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2014 年 7 月 25 日）等相关要求，工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

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 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 29 号）相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，

本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于塔里木油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本项目位于塔里木盆地，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区，补充监测点中非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) IV 类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

声环境质量现状监测结果表明：井场场界噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

9.2.2 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质

量。本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将各井场边界及管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，将生态环境影响评价范围内植被和动物作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

项目运营期严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.7 节要求。（1）油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至联合站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；（2）本工程定期巡检，确保集输系统安全运行；各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。（3）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。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和修井废液，采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《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，修井废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

运营期噪声源主要包括井场采油树及站场泵类产生的噪声。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）对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。（3）在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

9.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期落地油泥属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本项目实施后，井场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

调查评价区域地下水大部分属潜水，局部具承压水特征，潜水水质为咸水。含水层虽很发育，厚度大，岩性单一，但因密实程度强，透水性能低，为较小富水性的含水段。区域地下水补给主要来源于塔里木河的渗漏补给。拟建工程所在位置(沙漠)天然包气带岩性为风积沙，防污性能较弱。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目

主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，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。

④在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，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以接受。

9.4.3 声环境影响

本项目井场、果勒西计转站噪声源对场界的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油泥，落地油泥属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4.5 生态影响

生态影响评价分析表明：运营期道路行车主要是油田巡线的自备车辆，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。由于油田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，对生态系统完整性产生一定程度影响。地面基础设施建设完成后，井场、站场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油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。

9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：VOCs。项目稳产期，VOCs 排放量*t/a。

9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司哈得油气开发部制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的哈得油气开发部将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

9.8 项目可行性结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。