

## 概 述

### 1、项目由来

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大的油气田，资源量约 30 亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 9 处，探矿区 17 处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。

塔河油田采油一厂所辖区块包含 1 区、2 区奥陶系、2 区三叠系、2 区东区区块、塔河 TK7226 井区、3 区奥陶系、S72 区块、3 区石炭系、4 区、5 区、9 区、塔河 T903 区块、西达里亚、YT 区块、AT1 区块、KZ1 区块、KZ2-GP4 区块、AT9 区块及周围试采区块；采油二厂所辖区块包含塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等 4 个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区五个区块。

为提高区域原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，西北油田分公司拟投资 100000 万元在新疆巴州轮台县和阿克苏地区库车市实施“塔河油田东部 2021 年产能建设项目”，主要涉及 1 区、2 区奥陶系、3 区奥陶系、3 区石炭系、4 区、5 区、6 区、7 区、8 区、9 区、AT1 区块等 11 个区块。建设内容包括：①新建钻井 43 口（包含老井侧钻 9 口），各井场均配备 1 台 200kW 的真空加热炉；②新建单井集输管线 50km，燃料气管线 50km，新建井场道路 20km；③新建 3 座 13 井式阀组；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后预计产油量 756.8t/d，产气量  $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ 。

### 2、环境影响评价工作过程

本项目属于新建项目，依据《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），新疆巴州轮台县和阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018年12月29日修正）》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）（部令第16号），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，西北油田分公司于 2021 年 1 月 25 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本项目的环评工作。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 1 月 28 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行第一次环评信息公示，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，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2021 年 3 月 11 日至 3 月 24 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2021 年 3 月 XX 日、2021 年 3 月 XX 日在巴州日报（刊号：CN65-0015）和阿克苏日报（刊号：CN65-0012）对本项目环评信息进行了公示。根据西北油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本项目环境影响报告书。

### 3、分析判定相关情况

#### (1) 产业政策符合性判定

本项目为石油开采，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），本项目属于第一类“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》，项目区块周边 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，本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

#### (2) 规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国

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》。本项目位于塔河油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，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。

### (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、地表水环境不开展评价、地下水环境影响评价工作等级为一级、声环境影响评价等级为三级、土壤环境影响评价等级为一级、生态环境影响评价等级为二级、环境风险评价等级为简单分析。

## 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) 本项目各井场真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。各井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求， $H_2S$  可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目无废水产生，不会对周围地表水环境产生影响。

(3) 本项目生产过程中无废水产生，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) 本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，各井场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准限值要求。

(5) 本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、

建立跟踪监测制度，类比同类石油开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

(6) 本项目井场无人值守，营运期无固体废物产生。

(7) 本项目区块面积较大，靠近塔河流域植被茂密，区域未见野生动物出没，井场钻探及管线敷设完成后及时进行恢复，对区域植被覆盖度造成一定的影响，但生态环境的影响通过 2~3 年可自然恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本项目涉及的风险物质主要包括原油(采出液)、硫化氢、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。

## 5、主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，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。根据西北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、西北油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

## 1 总则

### 1.1 编制依据

#### 1.1.1 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》(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》(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》(修订)(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 日实施);

(9) 《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 日实施);

(10) 《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)。

#### 1.1.2 环境保护法规、规章

##### 1.1.2.1 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 第 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 日实行);

(14)《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);

(15)《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);

(16)《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);

(17) 《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);

(18) 《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);

(19) 《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);

(20) 《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);

(21) 《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);

(22) 《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);

(23) 《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);

(24) 《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);

(25) 《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);

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

(27) 《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);

(28) 《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);

(29) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号, 2019 年 12 月 13 日发布并实施)。

#### 1.1.2.2 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(2012 年修正)》(2012 年 3 月

28 日修订并实施)；

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2016 年修订)》(2018 年 9 月 21 日修订并实施)；

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

(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) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(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) 《关于印发〈巴音郭楞蒙古自治州环境保护“十三五”规划〉的通知》(巴政办发[2016]69 号)；

(13) 《关于自治州“十三五”节能减排工作的实施意见》(巴政发[2017]200 号)；

(14) 《关于印发自治州大气污染防治行动计划实施方案的通知》(巴政发[2015]24 号)；

(15) 《关于印发巴音郭楞蒙古自治州水污染防治工作方案的通知》(巴政发[2016]52 号)；

(16) 《关于印发自治州实施最严格水资源管理制度“三条红线”控制指标

的通知》(巴政发[2015]172 号);

(17)《关于印发〈自治州固体废物污染防治实施方案〉的通知》(巴政办发[2018]79 号);

(18)《关于印发〈2018 年度自治州土壤污染防治工作方案〉的通知》(巴政办发[2018]82 号);

(19)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州土壤污染防治工作方案的通知》(巴政办发[2017]39 号)。

### 1.1.3 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》(HJ 964-2018);

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。

(8)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007);

(9)《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020);

(10)《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);

(11)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;

### 1.1.4 相关文件及技术资料

(1)《塔河油田东部 2021 年产能建设项目开发方案》;

(2)《环境质量现状检测报告》;

(3)西北油田分公司提供的其他技术资料;

(4)环评委托书。

## 1.2 评价目的和评价原则

### 1.2.1 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。

### 1.2.2 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。

### 1.3 环境影响要素和评价因子

#### 1.3.1 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 1.3-1。

表 1.3-1 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
施工期	钻井	-2D	--	-1D	-2D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C
	管线开挖	-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	--	--	--	--	--

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 1.3-1 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。

#### 1.3.2 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 1.3-2。

表 1.3-2 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 <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、NO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃
	影响评价	PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、NO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃

地下水	现状评价	<b>基本水质因子:</b> 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 <b>特征因子:</b> 石油类
-----	------	--

续表 1.3-2

本项目评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子	
地下水	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 <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
	污染源	入渗型: 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
	影响分析	入渗型: 石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	
声环境	现状评价	L <sub>eq</sub>	
	污染源	L <sub>A</sub>	
	影响评价	L <sub>eq</sub>	
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	
	风险评价	大气	硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
		地下水	原油(采出液)

## 1.4 评价等级和评价范围

### 1.4.1 评价等级

#### 1.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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：

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

式中： $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$\rho_i$ ——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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$\rho_{0i}$ ——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

本项目各井场排污情况相似，根据所在区域及土地利用类型，分别选取 6 个有代表性的井场开展预测，6 个代表性井场周边 3km 范围内的用地布局详见图 1.4-1。

图 1.4-1 项目周边 3km 范围内土地利用类型分布示意图

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”。

### (3) 土地利用类型确定

本项目43口单井井场分类分区情况见表1.4-1,土地利用类型按井场外3km范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。综上,根据不同环境特征、土地利用类型将本工程井场分为6类(A-库车市、农作地;B-库车市、草地;C-库车市-沙漠化荒地;D-轮台县、农作地;E-轮台县、草地;F-轮台县、沙漠化荒地)。

表 1.4-1 各井场分类分区结果一览表

行政区 土地利用类型	库车市	轮台县
农作地	AT1-25H、AT1-26H、TK894-1、OTK8103X1、 1TK863CHB、OTK898CH	TK158H
草地	TK7251X、1TK470-1、1TK531-1、1TK628-1、 1TK627-1、1TK604-2、1TK636-1、1TK6138CC、 1TK712-1、1TK715-1、1TK746-2、TK725-1、 OTK8100CH、OTK837CH、T701-1、1S65-6、 1TK818X3B	TK970H、TK971H、TKC1-5H、 TKC1-6H、TKC1-7H、TK159H、 TK161H
沙漠化荒地	1TK347-2HA、1TK406-1、1T436CHB2、 1TK262CH2B、TK8105	TKC5-1H、TKC5-2H、TKC5-3H、 TKC5-4H、TKC1-8H、TKC1-9、 TK160H

### (4) 模型参数和污染源及其预测结果

本项目估算模式参数取值见表1.4-2;废气污染源参数见表1.4-3和表1.4-4,坐标以井场中心为原点(0,0);相关污染物预测及计算结果见表1.4-5。

表1.4-2 估算模型参数一览表

序号	参数		A区(库车市、农作地)取值	B区(库车市、草地)取值	C区(库车市、沙漠化荒地)取值	D区(轮台县、农作地)取值	E区(轮台县、草地)取值	F区(轮台县、沙漠化荒地)取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村					
		人口数(城市选项时)	/					
2	最高环境温度/°C		36.8	36.8	36.8	41.4	41.4	41.4
3	最低环境温度/°C		-32.0	-32.0	-32.0	-36.0	-36.0	-36.0
4	测风高度/m		10					
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5					
6	土地利用类型		农作地	草地	沙漠化荒地	农作地	草地	沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候					
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否					
		地形数据分辨率/m	90					
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否					
		岸线距离/km	--					
		岸线方向/°	--					

表 1.4-3 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	标况气量(m <sup>3</sup> /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)							
1	A 区 1TK863CHB 井场真空 加热炉烟 气	83.78	41.20	941	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
2	B 区 1TK746-2 井场真空 加热炉烟 气	83.83	41.26	940	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
3	C 区 TK8105 井 场真空加 热炉烟气	83.70	41.18	944	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
4	D 区 TK158H 井 场真空加 热炉烟气	84.13	41.26	931	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
5	E 区 TKC1-7H 井场真空 加热炉烟 气	84.18	41.30	933	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
6	F 区 TKC5-2H 井场真空 加热炉烟 气	84.40	41.31	931	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041

表 1.4-4 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

序号	面源名称	面源起点坐标/m	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		(X, Y)									
1	A 区 1TK863CHB 井场无组织废气	30, 30	941	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
2	B 区 1TK746-2 井场无组织废气	30, 30	940	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
3	C 区 TK8105 井场无组织废气	30, 30	944	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
4	D 区 TK158H 井场无组织废气	30, 30	931	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
5	E 区 TKC1-7H 井场无组织废气	30, 30	933	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
6	F 区 TKC5-2H 井场无组织废气	30, 30	931	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011

表 1.4-5 P<sub>max</sub> 及 D<sub>10%</sub> 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C <sub>i</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>i</sub> (%)	P <sub>max</sub> (%)	最大浓度出现距离(m)	D <sub>10%</sub> (m)
1	A 区 1TK863CHB 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.55	0.12	3.92	100	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.28	0.12			
		SO <sub>2</sub>	0.06	0.01			
		NO <sub>2</sub>	7.52	3.76			
2	B 区 1TK746-2 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12			
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12			
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01			
		NO <sub>2</sub>	7.35	3.67			
3	C 区 TK8105 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.57	0.13	124	—	
		PM <sub>2.5</sub>	0.29	0.13			

		SO <sub>2</sub>	0.06	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.85	3.92		
4	D 区 TK158H 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12	97	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12		
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.36	3.68		
5	E 区 TK1-7H 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12	97	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12		
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.36	3.68		
6	F 区 TK5-2H 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12	97	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12		
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.36	3.68		
7	A 区 1TK863CHB 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
8	B 区 1TK746-2 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
9	C 区 TK8105 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
10	D 区 TK158H 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
11	E 区 TK1-7H 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
12	F 区 TK5-2H 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		

注：利用估算模式 AERSCREEN 计算时，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 1h 质量浓度均值取日平均值质量浓度限值的 3 倍。

#### (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  $1\% < P_{\max} = 3.92\% < 10\%$ ，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。

#### 1.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

本项目建成投运后，不新增劳动定员，仅定期巡检，无常备工作人员，全部依托塔河油田现有人员，无新增废水的产生及排放，不会对周围水环境产生影响，因此本项目不再进行地表水环境评价。

#### 1.4.1.3 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 1.4-6。

表 1.4-6 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 <sup>a</sup>
不敏感	上述地区之外的其它地区

<sup>a</sup>“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。项目 1TK746-2 井距草湖牧场水厂地下水水源井距离 800m，涉及分

散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为较敏感。

### (3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 1.4-7。

表 1.4-7 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、环境敏感程度为较敏感，根据表 1.4-7 判定结果，确定本项目地下水环境影响评价工作等级为一级。

#### 1.4.1.4 声环境影响评价工作等级

##### (1) 声环境功能区类别

本项目位于塔河油田，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 3 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。

#### 1.4.1.5 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( $\leq 5\text{hm}^2$ )”，本项目永久占地面积约  $27.48\text{hm}^2$ ，占地规模为中型。

### (4) 建设项目敏感程度

本项目用地类型包括草地、农作地、沙漠化荒地，部分井场  $1\text{km}$  范围内、管线  $200\text{m}$  范围内存在耕地，因此，环境敏感程度为“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1.4-8。

表 1.4-8 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、占地规模为中型、环境敏感程度为敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境影响评价工作等级为一级。

#### 1.4.1.6 生态影响评价工作等级

##### (1) 占地范围

本项目位于塔河油田，其中永久占地面积为  $0.2748\text{km}^2$ ，临时占地面积  $500\text{km}^2$ ，总面积  $\geq 20\text{km}^2$ ，新建集输管线  $50\text{km}$ 、燃料气管线  $50\text{km}$ ，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包括草地、农作地、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 1.4-9。

表 1.4-9 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≥20km <sup>2</sup> 或长度≥100km	面积 2~20km <sup>2</sup> 或长度 50~100km	面积≤2km <sup>2</sup> 或长度≤50km
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

#### 1.4.1.7 环境风险评价工作等级

##### 1.4.1.7.1 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)：

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

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)  $Q \geq 100$ 。

本项目涉及的各项危险物质在界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 1.4-10。

表 1.4-10 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 $q_n/t$	临界量 $Q_n/t$	该种危险物质 Q 值
----	--------	-------	----------------	-------------	------------

1	甲烷	74-82-8	0.075	10	0.0075
2	乙烷	74-84-0	0.007	10	0.0007
3	丙烷	74-98-6	0.002	10	0.0002
4	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	$4 \times 10^{-5}$
5	原油(采出液)	—	6.8	2500	0.00272
项目 Q 值					0.01116

注：项目选取最长的单井集输管线(2km)和燃料气管线(2km)计算。

经计算，本项目 Q 值为  $0.01116 < 1$ ，风险潜势为 I。

#### 1.4.1.7.2 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1.4-11。

表1.4-11 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 <sup>a</sup>

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1.4-11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。

#### 1.4.2 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 1.4-12。

表 1.4-12 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	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	—	—
3	地下水环境	一级	整个区块范围
4	声环境	三级	各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	一级	各井场边界外扩 1km，管线两侧外延 200m 范围

6	生态环境	二级	各井场边界及管线两侧外延 500m 范围
7	环境风险	简单分析	项目周边区域大气、地下水环境

## 1.5 评价内容和评价重点

### 1.5.1 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 1.5-1。

表 1.5-1 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	<b>区块开发现状回顾：</b> 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。 <b>拟建工程：</b> 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。 <b>依托工程：</b> 介绍一号联合站、二号联合站、二号轻烃站、计转站、塔河油田绿色环保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

### 1.5.2 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。

## 1.6 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<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub> 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 2.0mg/m<sup>3</sup> 的标准；H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m<sup>3</sup> 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) 3 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：真空加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放限值。厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求；厂界无组织排放 H<sub>2</sub>S 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 3 类标准。

上述各标准的标准值见表 1.6-1 至表 1.6-3。

### (3) 控制标准

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)。

表 1.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源	
空气	PM <sub>10</sub>	年平均	70	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准及其修改单	
		24 小时平均	150			
	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35			
		24 小时平均	75			
	SO <sub>2</sub>	年平均	60			
		24 小时平均	150			
		1 小时平均	500			
	NO <sub>2</sub>	年平均	40			
		24 小时平均	80			
		1 小时平均	200			
	CO	24 小时平均	4			mg/m <sup>3</sup>
		1 小时平均	10			
O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>			
	1 小时平均	200				
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m <sup>3</sup> 的标准		
H <sub>2</sub> S	一次	0.01	mg/m <sup>3</sup>	《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		
地下水	色	≤25	铂钴色度单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 标 1 感官性状及一般化学指标中 IV 类		
	嗅和味	无	—			
	浑浊度	≤10	NTU			
	肉眼可见物	无	—			
	pH	5.5~6.5 8.5~9.0	—			
	总硬度	≤650	mg/L			
	溶解性总固体	≤2000				
	硫酸盐	≤350				
	氯化物	≤250				
	铁	≤2.0				
锰	≤1.50					

	铜	≤1.50		
--	---	-------	--	--

续表 1.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
地下水	锌		≤5.00	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)标 1 感官性状 及一般化学指标中IV类
	铝		≤0.50		
	挥发性酚类		≤0.01		
	阴离子表面活性剂		≤0.3		
	耗氧量		≤10.0		
	氨氮		≤1.50		
	硫化物		≤0.10		
	钠		≤400		
	总大肠菌群		≤100	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)IV类微生物 指标
	菌落总数		≤1000	CFU/mL	
	亚硝酸盐		≤4.80	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指 标中IV类
	硝酸盐		≤30.0		
	氰化物		≤0.1		
	氟化物		≤2.0		
	碘化物		≤0.50		
	汞		≤0.002		
	砷		≤0.05		
	镉		≤0.01		
	铬(六价)		≤0.10		
	铅		≤0.10		
苯		≤0.12			
甲苯		≤0.14			
石油类		≤0.5	mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) IV类标准	
声环境	L <sub>eq</sub>	昼间	65	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)3 类标准
		夜间	55		

表 1.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		

续表 1.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
30	乙苯	28	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500		
47	镉	0.6	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值, 风险筛选值 > 7.5
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 1.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
废气	加热炉 烟气	颗粒物	20	mg/m <sup>3</sup>	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	井场无 组织废 气	非甲烷总烃	4.0	mg/m <sup>3</sup>	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
		H <sub>2</sub> S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准
施工 噪声	L <sub>eq</sub>	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
场界 噪声	L <sub>eq</sub>	昼间	65	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区标准
		夜间	55		

## 1.7 相关规划及环境功能区划

### 1.7.1 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库车市南部和巴州轮台县南部，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(重点生态功能区)规划目标：“针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发区迹地的生态修复”。本项目主要建设单井和集

输管线，主要目的是提高塔河油田现有产能，项目的实施不会增加区域规划开发强度。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

### 1.7.2 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库车市和巴州轮台县，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“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 1.7-1。

表 1.7-1 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	本项目涉及 43 口井，距离拟定生态环境保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为 AT1-25H 井，距离约 0.6km，不在生态保护红线范围内	符合 (待生态保护红线管控要求正式发布后，本项目若涉及新疆生态红线等禁止开发区域，届时按照文件相关要求进行处理)
	环境质量底线	本项目施工期产生的废气、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；营运期无废水及固体废物，废气贡献浓度较低，不会对大气环境产生明显影响，不会突破环境质量底线	符合
	资源利用上线	本项目主要利用资源为加热炉用气，本项目用气量较小，区域资源可保障工程实施	符合
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	本项目属于西北石油局区块开发项目	符合

续表 1.7-1

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）	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。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、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区 1 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、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，井场距最近居民聚集区（喀拉托格拉克村）1.7km	符合

续表 1.7-1

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	本项目 43 口单井中与地表水体距离最近为 AT1-25H 井，距离塔里木河 1200km	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) 3 类标准限值要求	符合

表 1.7-2 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	本项目运营期无废水产生，修井过程中产生的废水委托周边钻试修环保处理站处理，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	本项目修井作业过程中产生的废水委托塔河油田绿色环保站处理	符合

表 1.7-3 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	本项目运营期无固废产生，修井过程中产生的含油废物委托有危险废物处置资质单位接收处置	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，必须符合国家和自治区有关规定；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	本项目运营期无固废产生，修井过程中产生的含油废物委托有危险废物处置资质单位接收处置	符合

### 1.7.3 “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、资源利用上限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、资源利用上限，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 AT1-25H 单井东南距土地沙化生态保护红线区 600m，不在红线范围内。

## (2) 环境质量底线

根据库车市和轮台县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，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>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。运营期主要为废气污染源，包括加热炉和井场无组织废气，加热炉使用清洁能源天然气作为燃料，井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。项目为石油天然气开采项目，运营过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成影响。项目单个井场真空加热炉运行过程中消耗少量的天然气，对区域能源影响较小。永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少。

综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线。

## (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。

### 1.7.4 环境功能区划

本项目位于塔河油田，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)3类功能区。

### 1.7.5 生态环境功能区划

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 1.7-4 和图 1.7-1。

表 1.7-4 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 1.7-4 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”。

项目占地不涉及胡杨林保护区, 区块占地范围分布少量植被, 未见野生动物出没。项目以施工期为主, 具有临时性、短暂性特点, 施工结束后, 井场恢复和管沟回填, 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。项目属于油气开采项目, 项目的实施后, 增加的区域油气资源总产能不会超过规划产能, 项目废气达标排放、产生的固废妥善处置, 可确保油气开发与生态环境保护的双赢, 与区域发展方向相协调。

图 1.7-1

生态功能区划图

图 1.7-2 与生态保护红线(拟定)位置关系图

## 1.8 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，涉及 3 个村庄等敏感点，因此将评价范围内涉及的 3 个村庄设置为环境空气保护目标。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)，将各井场占地外 1000m 和管线两侧 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對象，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 1.8-1 至 1.8-4。

表 1.8-1 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
		经度(°C)	纬度(°C)				方位	与井场距离(m)			
1	喀拉托格拉克村	83.64	41.19	居住区	人群	二类区	SW	与 0TK898CH 井场距离 1700m	300	80	不改变环境空气质量功能
2	朗喀村	83.80	41.25	居住区	人群	二类区	NE	与 TK894-1 井场距离 1900m	260	70	
3	胡塔西村	83.82	41.25	居住区	人群	二类区	SW	与 1TK746-2 井场距离 800m	900	300	

表 1.8-2 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 1.8-3 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 1.8-4 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	SW	与 0TK898CH 井场距离 1700m	村庄	300
			NE	与 TK894-1 井场距离 1900m	村庄	260
SW			与 1TK746-2 井场距离 800m	村庄	900	
井场周边 500m 范围内人口数小计						0
井场边 3km 范围内人口数小计						1460
大气环境敏感程度 E 值						E3
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					

## 2 建设项目工程分析

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大的油气田，资源量约 30 亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 9 处，探矿区 17 处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。

塔河油田采油一厂所辖区块包含 1 区、2 区奥陶系、2 区三叠系、2 区东区块、塔河 TK7226 井区、3 区奥陶系、S72 区块、3 区石炭系、4 区、5 区、9 区、塔河 T903 区块、西达里亚、YT 区块、AT1 区块、KZ1 区块、KZ2-GP4 区块、AT9 区块及周围试采区块；采油二厂所辖区块包含塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等 4 个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区五个区块。

本次在新疆维吾尔自治区巴州轮台县和阿克苏地区库车市境内塔河油田实施“塔河油田东部 2021 年产能建设项目”，开采油藏包括塔河油田主体区奥陶系油藏、塔河油田东部三叠系油气藏和塔河油田 3 区石炭系油藏，主要涉及 1 区、2 区奥陶系、3 区奥陶系、3 区石炭系、4 区、5 区、6 区、7 区、8 区、9 区、AT1 区块等 11 个区块。建设内容包括：①新建钻井 43 口（包含老井侧钻 9 口），各井场均配备 1 台 200kW 的真空加热炉；②新建单井集输管线 50km，燃料气管线 50km，新建井场道路 20km；③新建 3 座 13 井式阀组；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后预计产油量 756.8t/d，产气量  $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ 。

为便于说明，本次评价工程分析内容分为区块开发状况回顾、拟建工程、依托工程三部分内容，具体工程分析章节结构见表 2-1。

表 2-1 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	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
3	依托工程	介绍一号联合站、二号联合站、二号轻烃站、计转站、塔河油田绿色环保站等基本情况及富余量

## 2.1 区块开发状况回顾

### 2.1.1 区块开发现状

本次产能建设项目共涉及塔河油田主体区奥陶系油藏、塔河油田东部三叠系油气藏和塔河油田 3 区石炭系油藏。

塔河油田主体区奥陶系油藏隶属新疆维吾尔自治区轮台县境内，主要涉及塔河油田 2 区奥陶系、3 区奥陶系、4 区、5 区、6 区、7 区、8 区，均为高精度三维地震覆盖区。构造位置位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起、塔河油田北东部。截至目前，塔河油田主体区奥陶系油藏共部署井位 522 口，其中 2 口井实施 3 次侧钻，31 口井实施 2 次侧钻，122 口井实施 1 次侧钻，共计 741 井次，共建产 638 井次，建产率 86.1%。

塔河油田东部三叠系油气藏位于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起南部，探明面积 48.39km<sup>2</sup>，包括塔河油田 1 区、塔河油田 9 区、塔河油田 AT1 区及塔河油田 2 区三叠系。区块自 1998 年开发，截止目前，探明原油地质储量 2972×10<sup>4</sup>t，凝析油地质储量 170×10<sup>4</sup>t，溶解气地质储量 37.6×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>，天然气地质储量 72.4×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>；共部署油气井 171 口，开井 142 口，开井率 83%，日产液能力 6920t，日产油能力 568t，日气能力 43×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，综合含水 91%，累计产油 823×10<sup>4</sup>t，采出程度 27.7%；累计产气 18.7×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>，采出程度 17%。

塔河油田 3 区石炭系油藏是在“九五”期间发现并开始试采的一个油藏。1990 年，首次在 S23 井钻遇石炭系卡拉沙依组油层 4m，在井段 4960~4964m，测试获油 11.2t/d，气 2052m<sup>3</sup>/d；1997 年，S46 井钻遇石炭系卡拉沙依组油层 10.5m/2 层，测试 5218.0~5222.0m 层段获得高产，初期日产油 120t/d，日产气 20000m<sup>3</sup>/d。截止目前，共有油气井 22 口，注水井 3 口。

### 2.1.2 区块污染源达标情况

结合《塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》、《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》、《塔河油田 8、11 区环境影响后评价报告书》、《塔河油田九区环境影响后评价报告书》、《塔河油田 YT、AT 区块环境影响后评价报告书》中监测数据，选取代表性的各井场真空加热炉、无组织废气、噪

声进行分析。

表 3.1-3 代表性井场及站场污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理 措施	标准	达标 情况	
废气	一号联合站	站场无组织 废气	非甲烷总 烃	0.98~1.01mg/m <sup>3</sup>	日常维护, 做好密闭 措施	《陆上石油天然气开 采工业大气污染物排 放标准 (GB39728— 2020)》中无组织排放 浓度要求	达标	
			硫化氢	未检出		《恶臭污染物排放标 准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求		
	5-1 计 转站	站场无组织 废气	非甲烷总 烃	0.74~0.80mg/m <sup>3</sup>	日常维护, 做好密闭 措施	《陆上石油天然气开 采工业大气污染物排 放标准 (GB39728— 2020)》中无组织排放 浓度要求		
			硫化氢	未检出		《恶臭污染物排放标 准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求		
	TK510X 井	真空加热炉 烟气	颗粒物	<20mg/m <sup>3</sup>	燃料为净 化后的 天然气	《锅炉大气污染物排 放标准》 (GB13271-2014)表 2 新建锅炉 大气污染物排放限值 要求	达标	
			SO <sub>2</sub>	未检出		达标		
			NO <sub>x</sub>	86~94.1mg/m <sup>3</sup>		达标		
	7-2 计 转站	锅炉	颗粒物	1.8~2.0mg/m <sup>3</sup>	燃料为净 化后的 天然气	《锅炉大气污染物排 放标准》 (GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物 排放限值要求	达标	
			SO <sub>2</sub>	未检出		达标		
			NO <sub>x</sub>	147~153mg/m <sup>3</sup>		达标		
	废水	油田采 出液	油田采出水	石油类	7.85mg/L	经塔河油 田一、二、 三联合站 处理	《碎屑岩油藏注水水 质指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	达标
				悬浮物	201mg/L		达标	
噪声	TK123-1 井场四 周	噪声	昼间	44.9~51.0	65	《工业企业厂界环 境噪声排放标准》 (GB12348-2008)中 3 类区昼间、夜间标 准要求	达标	
			夜间	41.8~48.9	55		达标	
	TK667 井场四 周	噪声	昼间	46~47	65		达标	
			夜间	37~39	55		达标	

2.1.3 环境问题及“以新带老”改进意见

区块勘探时间过早，部分单井未履行环评手续，在塔河油田后评价报告中，针对无环评手续的单井，报告结论部分建议以后评价报告和备案文件作为竣工环保验收依据，尽快开展验收工作。

**整改方案：**建议西北油田分公司抓紧时间落实历史遗留钻井验收手续事宜。

## 2.2 拟建工程

### 2.2.1 基本概况

根据塔河油田东部 2021 年产能建设项目方案，项目基本情况见表 2.2-1，区块坐标情况见表 2.2-2，新建钻井基本信息见表 2.2-3。

表 2.2-1 产能建设项目基本情况一览表

项目		基本情况	
项目名称		塔河油田东部 2021 年产能建设项目	
建设单位		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司	
建设地点		新疆巴州轮台县和阿克苏地区库车市境内，塔河油田东部	
建设性质		新建	
总投资		项目总投资 100000 万元，其中环保投资 1290 万元，占总投资的 1.3%	
区块面积		区块面积 992.2km <sup>2</sup>	
开发层系		主体区块奥陶系油藏、东部区三叠系油藏、3 区石炭系油藏	
开发方式		衰竭式开发	
工程内容	钻井工程	主体工程	部署新井 43 口(含老井侧钻 9 口)，井场建设应急池、放喷池、钻井平台、生活区等
		公辅工程	配套建设井场道路等
	地面工程	主体工程	①43 口井场各配备 1 台 200kW 的真空加热炉；②新建 3 座计量阀组；③新建单井集输管线 50km，燃料气管线 50km
		公辅工程	配套建设供电、给排水、供热、道路等工程
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、柴油发电机烟气、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；试油放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施；运营期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送
		废水	施工期：施工期废水包括钻井废水、压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

		用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)自然蒸发处理 运营期：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
	固体废物	施工期：施工期固废主要为土方、岩屑、含油废物和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，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；含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至塔河油田绿色环保站； 运营期：运营期无固体废物产生
	环境风险	施工期：各井场设置 2 座放喷池和 1 座应急池； 运营期：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
产能		产油量 756.8t/d，产气量 $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$
占地		项目地面工程总占地预计 774800m <sup>2</sup> ，其中永久占地 274800m <sup>2</sup> ，临时占地 500000m <sup>2</sup>
劳动定员		本项目依托塔河油田现有巡检人员，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

表 2.2-2 区块拐点坐标一览表

拐点	东经	北纬
1	83° 37' 46.11"	41° 11' 28.27"
2	83° 56' 22.80"	41° 26' 58.37"
3	84° 12' 39.21"	41° 21' 27.87"
4	84° 28' 21.01"	41° 21' 39.00"
5	84° 32' 52.92"	41° 16' 34.53"
6	84° 5' 30.33"	41° 15' 13.70"
7	83° 57' 28.31"	41° 16' 12.24"
8	83° 43' 34.03"	41° 9' 0.80"
9	84° 2' 21.23"	41° 6' 10.43"
10	84° 4' 47.69"	41° 5' 46.68"
11	84° 4' 26.99"	41° 4' 52.88"

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

12	84° 1' 55.58"	41° 5' 21.76"
----	---------------	---------------

表 2.2-3 区块新建钻井基本信息情况一览表

序号	井场名称	井口坐标		所属行政区域	所属区块	井型	井深(垂深, m)	进站
		经度	纬度					
1	1TK347-2HA	84° 01' 06"	41° 19' 38"	库车市	塔河油田3区	直井	5375	3号计转站
2	1TK406-1	83° 58' 21"	41° 19' 25"	库车市	塔河油田4区	直井	5440	4-1计转站
3	1S65-6	83° 53' 46"	41° 19' 11"	库车市	塔河油田4区	直井	5490	7-3计转站
4	1TK636-1	83° 48' 13"	41° 17' 04"	库车市	塔河油田6区	直井	5610	6-4计转站
5	1TK712-1	83° 47' 35"	41° 16' 28"	库车市	塔河油田7区	直井	5778	7-1计转站
6	1TK6138CC	83° 48' 47"	41° 16' 55"	库车市	塔河油田6区	斜井	5519	6-4计转站
7	1TK746-2	83° 49' 44"	41° 15' 44"	库车市	塔河油田7区	直井	5522	7-1计转站
8	1TK715-1	83° 48' 40"	41° 16' 06"	库车市	塔河油田7区	直井	5553	7-1计转站
9	1TK604-2	83° 50' 30"	41° 20' 13"	库车市	塔河油田6区	直井	5505	6-2计转站
10	1TK627-1	83° 50' 06"	41° 20' 49"	库车市	塔河油田6区	直井	5510	6-2计转站
11	1TK628-1	83° 50' 48"	41° 21' 19"	库车市	塔河油田6区	直井	5491	6-1计转站
12	TK894-1	83° 47' 35"	41° 14' 11"	库车市	塔河油田8区	直井	5443	8-1计转站
13	T701-1	83° 51' 57"	41° 13' 45"	库车市	塔河油田8区	直井	5658	8-1计转站
14	TK8105	83° 42' 08"	41° 10' 26"	库车市	塔河油田8区	斜井	5750	8-5计量站
15	TK725-1	83° 43' 45"	41° 13' 01"	库车市	塔河油田8区	直井	5659	8-3计转站
16	0TK8103X1	83° 46' 56"	41° 13' 26"	库车市	塔河油田8区	水平井	5530	8-2计转站

塔 河 油 田 东 部 2 0 2 1 年 产 能 建 设 项 目 环 境 影 响 报 告 书

17	1TK262CH2B	83° 54' 23"	41° 16' 27"	库车市	塔河油田 2 区	侧钻井	5523	2-2 计转站
18	1T436CHB2	83° 56' 03"	41° 17' 37"	库车市	塔河油田 2 区	侧钻井	5486	4-4 计量站
19	1TK531-1	83° 58' 47"	41° 22' 20"	库车市	塔河油田 5 区	侧钻井	5397	4-2 计量站
20	1TK470-1	83° 58' 25"	41° 22' 54"	库车市	塔河油田 4 区	侧钻井	5348	4-2 计量站
21	0TK898CH	83° 39' 55"	41° 11' 39"	库车市	塔河油田 8 区	侧钻井	5751	8-4 计转站
22	0TK8100CH	83° 41' 15"	41° 11' 16"	库车市	塔河油田 8 区	侧钻井	5686	8-5 计量站
23	1TK818X3B	83° 43' 20"	41° 11' 46"	库车市	塔河油田 8 区	侧钻井	5712	8-3 计转站
24	0TK837CH	83° 49' 46"	41° 13' 25"	库车市	塔河油田 8 区	侧钻井	5613	8-1 计转站
25	1TK863CHB	83° 46' 56"	41° 11' 50"	库车市	塔河油田 8 区	侧钻井	5607	8-2 计转站
26	TK158H	84° 07' 49"	41° 15' 48"	轮台县	塔河油田 1 区	水平井	5476	1#计转站
27	TK159H	84° 07' 58"	41° 16' 04"	轮台县	塔河油田 1 区	水平井	5488	1#计转站
28	TK160H	84° 07' 04"	41° 16' 17"	轮台县	塔河油田 1 区	水平井	5480	1#计转站
29	TK970H	84° 15' 26"	41° 17' 59"	轮台县	塔河油田 9 区	水平井	5520	9-1 计转站
30	AT1-25H	84° 02' 25"	41° 05' 59"	库车市	AT 区块	水平井	5531	AT9 计转站
31	AT1-26H	84° 03' 42"	41° 06' 04"			水平井	5540	AT9 计转站
32	TK7251X	84° 01' 49"	41° 16' 36"	库车市	塔河油田 2 区	斜井	5497	S72 计转站
33	TK161H	84° 08' 21"	41° 16' 13"	轮台县	塔河油田 1 区	水平井	5460	1#计转站
34	TK971H	84° 15' 21"	41° 18' 04"	轮台县	塔河油田 9 区	水平井	5475	9-1 计转站
35	TKC1-5	84° 08' 50"	41° 18' 14"	轮台县	塔河油田 1 区	直井	5400	新建 3-4 阀组

塔 河 油 田 东 部 2 0 2 1 年 产 能 建 设 项 目 环 境 影 响 报 告 书

36	TKC1-6H	84° 09' 42"	41° 18' 18"	轮台县	塔河油田 1 区	水平井	5250	新建 3-4 阀组
37	TKC1-7H	84° 11' 05"	41° 18' 13"	轮台县	塔河油田 1 区	水平井	5250	S41-1 阀组
38	TKC1-8H	84° 12' 06"	41° 18' 38"	轮台县	塔河油田 1 区	水平井	5250	新建 9-1 阀组
39	TKC1-9	84° 12' 52"	41° 18' 39"	轮台县	塔河油田 1 区	直井	5400	新建 9-1 阀组
40	TKC5-1H	84° 23' 05"	41° 19' 04"	轮台县	塔河油田 3 区	水平井	5180	DK25 阀组
41	TKC5-2H	84° 23' 46"	41° 18' 23"	轮台县	塔河油田 3 区	水平井	5160	DK25 阀组
42	TKC5-3H	84° 24' 17"	41° 19' 08"	轮台县	塔河油田 3 区	水平井	5170	DK25 阀组
43	TKC5-4H	84° 23' 37"	41° 16' 59"	轮台县	塔河油田 3 区	水平井	5200	DK25 阀组

### 2.2.2 油藏特性

本次产能建设项目共涉及 3 个油藏，包括塔河油田主体区奥陶系油藏、塔河油田东部三叠系油藏、塔河油田 3 区石炭系油气藏。

#### (1) 塔河油田主体区奥陶系油藏

塔河油田主体区奥陶系油藏地面原油密度介于  $0.8285\sim 1.0575\text{g/cm}^3$ ，平均  $0.9465\text{g/cm}^3$ ，属于中-重质原油；原油运动粘度介于  $7.8\sim 29629\text{mm}^2/\text{s}$ ，平均为  $1823\text{mm}^2/\text{s}$ 。凝固点介于  $-35\sim -1^\circ\text{C}$ ，平均在  $-25.2^\circ\text{C}$ ；平均含硫 2.78%，平均含蜡量为 5.16%；含盐量介于  $10.21\sim 35437.08\text{mg/L}$ ，平均  $3691\text{mg/L}$ 。

该区域原油为高粘度、高含硫、高含蜡的中-重质原油，平面上呈现自然分区的特点，西北部TK654-TK652-TK660井区、西部TK847-S91-TK841井区油质较重，为重质油区；其余大部井区为中质油区，不需要掺稀生产。

#### (2) 塔河油田东部三叠系油藏

塔河油田东部三叠系原油密度平均为  $0.7971\text{g/cm}^3$ ，凝固点平均值  $-18^\circ\text{C}$ ；地面原油粘度平均  $3.7\text{mm}^2/\text{s}$ ，含硫量平均 0.38%，含蜡量平均 4.4%。根据原油分类标准，中油组凝析气藏凝析油为低密度、低粘度、低含硫量、低凝固点、中含蜡的凝析油。天然气平均密度为  $0.6199\text{kg/m}^3$ ，甲烷含量介于 77.38~91.24%，平均为 86.91%， $\text{N}_2$ 含量分布介于 3.55~13.14%，平均 6.26%， $\text{CO}_2$ 含量介于 0.14~0.38%，平均 0.26%。井流物组成成分： $\text{C}_1+\text{N}_2$ 为 93.53%， $\text{C}_2\sim\text{C}_6+\text{CO}_2$ 为 5.83%， $\text{C}_7^+$ 为 0.64%。气藏水样总矿化度  $20.87\times 10^4\text{mg/L}$ ，氯根含量  $12.78\times 10^4\text{mg/L}$ ，水型为氯化钙型，密度为  $1.143\text{g/cm}^3$ ，pH值为 6.2，呈弱酸性，为封闭环境下高矿化度地层水。

#### (3) 塔河油田 3 区石炭系油气藏

塔河油田 3 区石炭系油层的地面原油密度在  $0.8179\text{g/cm}^3\sim 0.8392\text{g/cm}^3$  之间，平均地面原油密度为  $0.8266\text{g/cm}^3$ ，原油粘度介于  $3.40\sim 9.78\text{mm}^2/\text{s}$ ，平均原油粘度  $6.77\text{mm}^2/\text{s}$ 。含硫量介于 0.28~0.47%，平均含硫量 0.35%。含蜡量介于 5.32~12.99%，平均含蜡量 11.22%。属于低含硫、含蜡、中粘度的常规轻质原油。

## 2.2.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.2-4。

表 2.2-4 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	钻井数量	总钻井	口	43	
2		新钻井		34	
3		老井侧钻		9	
4	开发指标		日总产气量	$10^4\text{m}^3/\text{d}$	146
5			日总产油量	t/d	756.8
6			集输管线	km	50
7			燃料气管线	km	50
8			井场道路	km	20
9	能耗指标	燃料气年耗量	$10^4\text{m}^3/\text{a}$	494.5	
10		年电耗量	$10^4\text{kWh}/\text{a}$	2.365	
11	综合指标	总投资	万元	100000	
12		环保投资	万元	1290	
13		劳动定员	人	无人值守	

## 2.2.4 油田开发工程内容

塔河油田东部 2021 年产能建设项目包括钻井工程、地面工程两部分内容，本次评价分别从钻井工程和地面工程两部分内容展开介绍。

## 2.2.4.1 钻井工程

## 2.2.4.1.1 工程建设内容

工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四部分，其具体工程见表 2.2-5。

表 2.2-5 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
<b>钻前工程</b>					
1	井场道路	宽约 6m	km	0.5	砂石路面
2	井场面积	长×宽(120m×90m)	$\text{m}^2$	10800	新建
	钻井平台	—	套	1	新建

3	应急池	500m <sup>3</sup>	座	1	用于不落地无害化处理装置出现事故时临时存放钻井岩屑；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	主放喷池	100m <sup>3</sup>	座	1	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m <sup>3</sup>	座	1	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	生活污水池	200m <sup>3</sup>	个	1	生活污水暂存；新建，“环保防渗膜+水泥”防渗
	活动房	—	座	42	人员居住；撬装装置
<b>钻井工程</b>					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数；并对岩层孔度等进行测量			
完井		进行完井作业后，拆除井场设备，安装采油树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产气量无工业开采价值，则进行水泥塞封井			
<b>钻后工程</b>					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清			
<b>测试放喷</b>					
设备安装		设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

#### 2.2.4.1.2 井身结构及泥浆体系

##### (1) 井身结构

(1) 三级直井井身结构示意图

(2) 三级定向井井身结构示意图

(3) 裸眼侧钻井井身结构示意图

(4) 套管开窗一开次井井身结构示意图

(5) 二级水平井井身结构示意图

(6) 二级斜井井身结构示意图

图 2.2-1 钻井井深结构图

表 2.2-6 各井场井身结构、钻井液体系情况汇总表

序号	井场名称	井身结构	钻井液体系	钻井废物处理方式
1	1TK347-2HA	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
2	1TK406-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
3	1S65-6	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
4	1TK636-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
5	1TK712-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
6	1TK6138CC	三开造斜	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
7	1TK746-2	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

8	1TK715-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
9	1TK604-2	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
10	1TK627-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
11	1TK628-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
12	TK894-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
13	T701-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
14	TK8105			
15	TK725-1	三级直井	聚磺防塌	钻井不落地工艺
16	0TK8103X1	三开造斜	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
17	1TK262CH2B			
18	1T436CHB2	套管开窗	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
19	1TK531-1	裸眼侧钻	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
20	1TK470-1	套管开窗	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
21	0TK898CH	套管开窗	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
22	0TK8100CH	裸眼侧钻	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
23	1TK818X3B	套管开窗	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
24	0TK837CH			
25	1TK863CHB	套管开窗	聚磺高效低摩阻	钻井不落地工艺
26	TK158H	二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
27	TK159H	二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
28	TK160H	二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
29	TK970H	二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
30	AT1-25H	二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
31	AT1-26H	直导眼+二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
32	TK7251X	直导眼+二级结构斜井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
33	TK161H	二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺

34	TK971H	二级结构水平井	非磺化类水基泥浆	钻井液不落地工艺
35	TKC1-5			
36	TKC1-6H			
37	TKC1-7H			
38	TKC1-8H			
39	TKC1-9			
40	TKC5-1H			
41	TKC5-2H			
42	TKC5-3H			
43	TKC5-4H			

## (2) 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系，膨润土(5%~8%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%)，设计密度 1.05~1.15g/cm<sup>3</sup>。

二开上部采用 KCl 聚合物体系，膨润土(3%~5%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%)+KCl(5%~7%)；二开下部采用 KCl 聚磺体系，膨润土(2%~5%)+烧碱(0.2%~0.5%)+磺化酚醛树脂(2%~5%)+磺化褐煤树脂(2%~4%)+防塌剂(2%~5%)+润滑剂(1%~3%)+氯化钾(7%~10%)+加重剂，设计密度 1.10~1.30g/cm<sup>3</sup>。

三开采用 KCl 聚磺体系，膨润土(1.5%~4%)+大分子聚合物(0.01%~0.1%)+磺甲基酚醛树脂(2%~5%)+褐煤树脂(2%~5%)+抗温抗盐降失水剂(2%~5%)+防塌剂(3%~5%)+润滑剂(2%~3%)+氯化钾(3%~5%)+储层保护剂，设计密度 1.15~1.24g/cm<sup>3</sup>。

### 2.2.4.1.3 主要设备设施

项目钻前工程施工机械主要为推土机、挖掘机等；钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设备；钻后工程主要施工设备为运输车及推土机。单座井场各阶段所需设备设施情况见表 2.2-6。

表 2.2-6 单座井场施工所用机械一览表

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
钻前工程	推土机	—	—	辆	2
	挖掘机	—	—	辆	2
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套
	柴油发电机	—	800	kW	4 台
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m <sup>3</sup>	7 个
	振动筛	—	—	m <sup>3</sup> /h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m <sup>3</sup> /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m <sup>3</sup> /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m <sup>3</sup> /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m <sup>3</sup> /h	1 台
	钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1	
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1	
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	10
	推土机	—	—	辆	2
测试放喷	采油树	—	—	—	1 套
	三相计量分离器	—	—	—	1 套
	原油储罐	—	50	m <sup>3</sup>	4 个
	放空管	—	—	—	1 个

2.2.4.1.4 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的

水、水泥及防塌润滑剂等，消耗的能源主要为柴油。作为能源的柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。柴油组分情况见表 2.2-7，原材料消耗见表 2.2-8。

表 2.2-7 柴油组分一览表

组分	链烷烃	环烷烃	芳香烃	烷基苯	茚、萘、蒾类	低位发热量, MJ/kg
含量, mol%	67.69	15.22	17.09	8.56	6.36	42

表 2.2-8 单座井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	规格型号	单位	数量	理化特性	备注
1	柴油	普通柴油	t	130	轻质石油产品，是复杂的烃类混合物，易燃，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂，是组分复杂的混合物	柴油发电机燃料
2	水	—	m <sup>3</sup>	1079	—	配制泥浆
3	水泥+硅粉	—	t	349	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	固井
4	基础材料	膨润土	t	7.2	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	配制泥浆
5	烧碱、纯碱	—	t	0.7	烧碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	配制泥浆
6	抑制包被剂	KPAM	t	0.15	白色或微黄色粉末，是高分子水溶性聚合物。高分子中有阳离子和阴离子等亲水基团，使其在抑制泥页岩水化作用的同时还具有抗温、抗钙镁和抗盐的能力。	调节钻井液 pH 值
7	增粘剂	CMC-HV	t	0.05	白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	调节泥浆的流动性、抗压强度
8	防塌润滑剂	FRH	t	8	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用
9	磺化酚醛树脂	—	t	0.5	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	磺化泥浆配制
10	活性剂	SP-80	m <sup>3</sup>	0.8	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	改善钻井液
11	油气保	—	t	0.9	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质	抗高温抗盐的无渗

	护剂				量, 具有抗盐和抗高温特点	透钻井液处理剂
12	胶凝酸	—	m <sup>3</sup>	16	酸液中 (如盐酸) 加入稠化剂 (或称增稠剂、胶凝剂等), 使酸液粘度增加	调节泥浆的流动性, 抗压强度
13	氯化钙	—	t	10	无色立方结晶体, 白色或灰白色, 有粒状、蜂窝块状、圆球状、不规则颗粒状、粉末状。微毒、无臭、味微苦。吸湿性极强, 暴露于空气中极易潮解, 易溶于水	来稳定不同深度的各种泥层

#### 2.2.4.1.5 公辅工程

##### (1) 供电

钻井期钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备均由柴油发电机供电。各单井井场设置 4 台柴油发电机, 3 用 1 备。可以满足钻井工程用电需求。

##### (2) 给排水

①给水: 工程用水主要包括钻井用水和生活用水。

工程钻井用水由水罐车拉至井场, 单座井场用水量约 1079m<sup>3</sup>, 主要用于配制泥浆; 生活用水由罐车拉至井场和生活区, 单座井场工程井队人数约 60 人, 施工天数 150d, 按生活用水量 100L/d·人计, 生活用水量约 900m<sup>3</sup>, 单座井场工程总用水量 1979m<sup>3</sup>。

②排水: 工程废水主要为生活污水。

生活污水主要为盥洗废水, 单座井场产生量约 720m<sup>3</sup>, 生活污水排入生活污水池 (采用环保防渗膜+水泥压边防渗) 自然蒸发处理。

##### (3) 供热

若单井冬季施工, 生活区供暖方式采取电采暖, 测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。

##### (4) 道路

本工程各单井钻前工程需修建井场道路, 各单井道路从就近道路引接。井场道路宽约 5m, 用砂石路面结构。

#### 2.2.4.2 地面工程

##### 2.2.4.2.1 工程建设内容

各单井井场设备主要包括采油树、真空加热炉等, 井场平面布置简图如下。

图2.2-2 单座井场平面布置简图

2.2.4.2.2 主要设备设施

本项目地面集输过程涉及的主要设备见表 2.2-9。

表 2.2-9 本项目油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井井场	1	单盘管加热炉	200kW	座	43	对采出液进行加热
	2	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	43	抗硫
阀组	1	阀组	8 井式	套	3	调配井场至计转站采出液
管线	1	集输管线	DN75mm PN4.0MPa RF-Q(Y)-II-96× 10.5-6.4	km	50	新建各井场至阀组集输管线, 非金属柔性连续复合管

	2	燃料气管线	Φ 48mm×4mm, 3PE, PN1.6MPa	km	50	新建处理站至各井场燃料 气管线, 20#无缝钢管
--	---	-------	------------------------------	----	----	-----------------------------

#### 2.2.4.2.3 原辅材料

项目原辅材料消耗为天然气。新建加热炉燃料气由处理站敷设管线至各井场, 气源为联合站内处理后的天然气; 本项目单座井场加热炉燃料气年消耗量 11.5 万 m<sup>3</sup>, 43 座井场加热炉年消耗燃料气量为 494.5 万 m<sup>3</sup>。燃料气低位发热值为 33.40MJ/m<sup>3</sup>。其组分见表 2.2-10, 单座井场燃料气用量情况见表 2.2-11。

表 2.2-10 燃料气组分一览表

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S(mg/m <sup>3</sup> )
含量, mol%	64.37	11.58	5.32	1.84	0.48	2.83	11.41	7

表 2.2-11 单座井场燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用量气(m <sup>3</sup> /h)	折合满负荷 日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m <sup>3</sup> /a)
1 座 200kW 加热炉	24	16	300	11.5

注: 加热炉实际 24h 运行, 运行负荷根据原料气及燃料气温度自动控制, 折合满负荷日运行 16h。

#### 2.2.4.2.4 公辅工程

##### (1) 供电工程

本项目各单井井场单独设置 1 台 50kVA 双杆杆上式变压器, 电源就近 T 接 10kV 架空线路, 架空线路平均长约 350m, 井场设低压配电柜 1 台。

##### (2) 通信工程

井口参数采集及上传、井口设置摄像头和远程喊话设备, 视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机, 经光缆上传相应的站场。压力检测信号包括油压、套压、回压、加热炉出口压力、炉体压力等, 温度检测信号包括油温、回温、套温、炉体温度、出口温度等。

##### (3) 供热

本项目单井采用井口加热集输工艺, 加热对象为采出液, 通过加热炉加热至 65℃ 后外输。加热炉燃料气由处理站敷设管线至井场, 气源为处理站净化后的天然气。本项目井场各加热炉运行时间为 4800h/a, 燃料气年消耗量 494.5 万 m<sup>3</sup>。

#### (4) 给排水

本项目井场为无人值守场站，井场加热炉需定期进行补水，补水周期为 0.2m<sup>3</sup>水/月/加热炉。项目无废水外排。

#### (5) 防腐工程

本项目集输管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温。

燃料气管线防腐：燃料气管线采用 20#无缝钢管，管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨脂面漆。已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料（干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ ）+聚乙烯热收缩补口套防腐结构；聚乙烯热收缩补口套自带无溶剂液体双组分环氧防腐涂料。

图2.2-3 管线走向图

## 2.2.5 工艺流程及产排污节点

### 2.2.5.1 施工期

项目钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程(确定井位、井场准备)、钻井工程(钻井、完井)和连接生产管线等主要步骤。工艺流程示意图见图2.2-4。

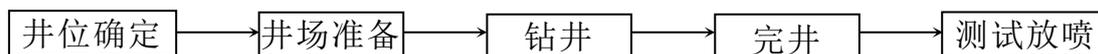


图2.2-4 钻(完)井工艺流程图

#### 2.2.5.1.1 钻前工程

工程钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

##### (1) 道路建设

项目需修建井场道路，宽约6m，长度根据井场与最近道路的距离合理确定。根据选定路线，由推土机推平、压实即可。

##### (2) 井场建设

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

钻前工程废气污染源主要为施工扬尘和施工设备及车辆废气，土方施工时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，生活污水池(采用环保防渗膜防渗+水泥压边)暂存后自然蒸发处理；噪声污染源主要为施工及运输车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾，定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

#### 2.2.5.1.2 钻井作业

工程预计钻井时间为150天，且为24h连续作业。

工程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。电源由柴油发电机提供。若工程施工期为冬季,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,电源由柴油发电机提供。

固井是在已钻成的井筒内下入套管,然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程,以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

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

当钻至目的层后,对油气进行测试。

钻井作业施工过程中废气污染源主要为柴油发电机运行过程中产生的柴油发电机废气。废水污染源主要为生活污水,生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)自然蒸发处理;噪声污染源主要为柴油发电机、泥浆泵及钻机噪声,采取安装消声器、基础减振等降噪措施;固体废物主要为岩屑、废泥浆及生活垃圾,岩屑及废泥浆经不落地无害化处理装置处理,产生的泥饼及砂石用于铺垫井场,生活垃圾定点收集,定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

#### 2.2.5.1.3 测试放喷作业

测试放喷阶段包括试压、射孔、诱喷、求产、测压6个程序。

检查套管通径及变形、破损情况;检查固井后形成的人工井底是否符合测试放喷要求;同时调整井内压井液使之符合射孔的要求,防止在地层打开后,污水进入油层造成地层污染。

检验井底、套管、井口装置密封性。随后用射孔枪射穿油层套管和管外水泥环及近井地层，在地层和井筒之间建立流体通道，保证地层流体进入井筒。

诱喷用一定的技术手段，降低井内液柱压力，在井筒和地层间造成负压，诱使地层流体喷出。诱喷后通过地面分离器计量产量。自喷井测取开井井底流压、关井静压及井口油压、套压，了解产层能量大小，并为储层改造提供依据。

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体(或原油)由液体罐收集后，原油送临近的计转站；如只是不含油的采出液，则送塔河油田绿色环保站进行处理。

测试放喷过程废气污染源主要为放空天然气燃烧废气，燃烧废气直接排放。废水污染源主要为施工人员生活污水，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗+水泥压边)暂存后自然蒸发处理。噪声污染源主要为放喷气流噪声和机械设备运行噪声，采取机械设备基础减振的降噪措施。固体废物主要为施工人员生活垃圾，集中收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理。

图 2.2-5 钻井过程中污染源及污染物产生节点图

#### 2.2.5.1.4 井场及阀组建设

本项目新建井场43座，同时新建3座阀组，各井场均设置1台真空加热炉。新建井场和阀组施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增真空加热炉、阀组等

设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。

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。

#### 2.2.5.1.5 管线敷设

本项目管道施工方案内容主要为集输管线建设、燃料气管线敷设、通信光缆敷设及井场配套设备安装，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。管道工程施工阶段工艺流程见图2.2-6。

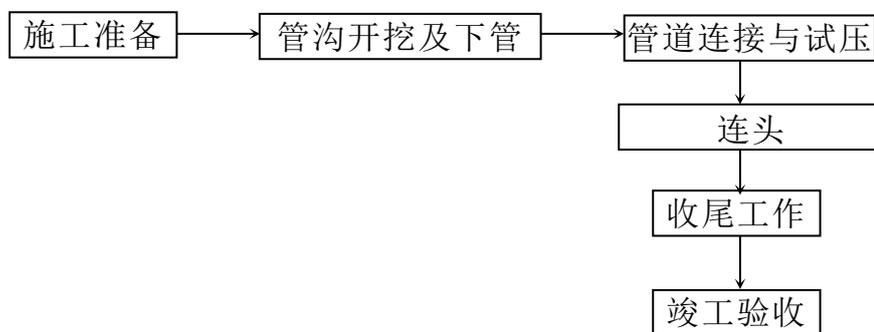


图2.2-6 施工阶段工艺流程图

##### (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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。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。本项目集输管线和燃料气管线最小管顶埋深 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，用推土机和吊装机配合，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。管道施工示意图见图 2.2-7~2.2-9。

图 2.2-7 一般地段管道施工方式断面示意图

图 2.2-8 穿越道路施工作业示意图

图 2.2-9 管线与已建管线穿越示意图

### (3) 管道连接与试压

集输管线、燃料气管线采用焊接组装。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，燃料气管线使用空气试压，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；燃料气管线试压废气自然排放。

#### (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。燃料气管线与附近井场内现有燃料气管线连接，尾端与井场新建加热炉连接。

#### (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、焊接废气和施工车辆尾气；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油田绿色环保站处理。

#### 2.2.5.2 运营期

本项目工艺流程主要包括油气开采及集输。

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设真空加热炉对采出液进行加热。真空加热炉，是在油井井场用来给油井产出的油气进行加热降粘的装置。在加热炉的筒体中，装设了火筒、烟管、油盘管等部件，他们占据了筒体的一部分空间，其余的空间装的是水。燃料在火筒中燃烧后，产生的热能以辐射、对流等传热形式将热量传给水套中的水，使水的温度升高，并部分汽化，水及其蒸汽再将热量传递给油盘管中的原油，使油获得热量，温度升高。释放潜热后的蒸汽发生相变，凝结成液滴后靠重力落回液面，进行二次加热，如此循环往复，实现连续加热。真空加热炉在调试期，打开炉体进水阀，向炉体内注入清洁水，待注水完毕后，打开炉体顶部阀门与大气相通，启动燃烧机进行加热，使热载体在加热过程中得以汽化，从而利用生成的气相热载体的携带作用来排出炉体中的空气，当排至一定程度后，封闭炉体顶部阀门，形成封闭的汽相及液相空间。因为气相空间中不凝气(空气)比例很小，因此称为真空加热炉。

运营期井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后进井场新建加热炉，经过加热炉加热并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。加热炉可实现对采出液自动加热，根据气候气温自动调节和运行。

本项目燃料气气源为联合站内处理后的干气。燃料气管线采用密闭输送，输送工程中无污染物的产生和排放。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为加热炉烟气( $G_1$ )和井场无组织废气( $G_2$ )，其中加热炉燃用清洁能源天然气，通过 1 根 8m 高烟囱排放；噪声污染源主要为井场加热炉( $N_1$ )、采油树( $N_2$ )等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。

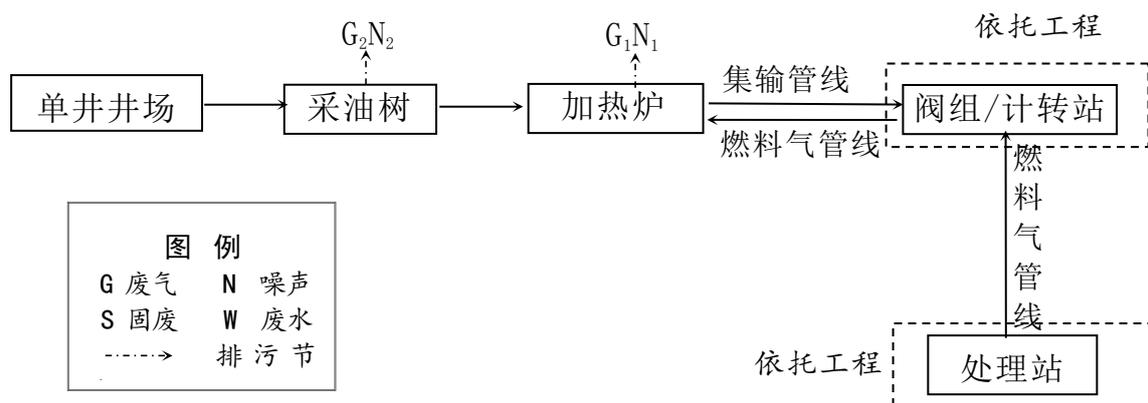


图 2.2-8 油气开采及集输工艺流程图

表 2.2-8 本项目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 <sub>1</sub>	加热炉烟气	颗粒物、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	连续	使用清洁能源天然气，烟气经 8m 烟囱外排
	G <sub>2</sub>	井场无组织废气	H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃	连续	定期巡检
噪声	N <sub>1</sub>	井场加热炉	L <sub>eq</sub>	连续	选用低产噪设备、基础减震
	N <sub>2</sub>	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减震

### 2.2.5.3 修井、闭井作业工艺流程

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。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。

营运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。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。

#### (1) 修井

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。

#### (2) 闭井

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。

**修井、闭井工程产污节点：**噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废液主要为修井产生的废液，运至塔河油田绿色环保站妥善处理；固体废物主要为修井过程中产生的含油废物和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油田绿色环保站妥善处理，含油废物收集后委托有危险废物处置资质单位接收处理。

#### 2.2.6 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括钻井工程、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，在此期间将产生废气、废水、噪声、固废等，此外物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气环境、声环境产生不利影响。

##### (1) 废气

本项目施工过程中废气包括柴油发电机废气、放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

##### ① 柴油发电机废气

正常钻井作业时由柴油发电机作为动力来源，单座井场设置 4 台 800kW 柴油发电机，根据钻井过程中动力消耗实时调整发电机运行台数，最大负荷时工作制度为两开两备。预计钻井期间单座井场柴油发电机消耗柴油约 130t。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为颗粒物、 $\text{NO}_x$ 、烃类和  $\text{CO}$ 。

依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及《普通柴油》(GB252-2015)核算，2 台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为：烃类 0.089kg/h、 $\text{NO}_x$  0.778kg/h、 $\text{CO}$  0.778kg/h、 $\text{SO}_2$  0.0008kg/h，颗粒物 0.045kg/h，根据柴油消耗量核算钻井过程中 2 台柴油发电机烟气排放量 173.29 万  $\text{m}^3$ ，本项目钻井期为 150d，钻井期 4 台柴油发电机 2 用 2 备，则本项目单座井场钻井期排放烃类 278.2kg、 $\text{CO}$

2428.4kg、NO<sub>x</sub> 2428.4kg、SO<sub>2</sub> 2.6kg、颗粒物 140.4kg。

### ②放喷废气

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

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

### ③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。

### ④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<sub>2</sub> 及 NO<sub>x</sub> 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。

## (2) 施工废水

施工期产生的废水主要是钻井队生活污水和管道试压废水。其中生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)自然蒸发处理；管道试压废水试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘。

## (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 85~100dB(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过程中废弃泥浆、钻井岩屑、施工土方、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂

器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。分离的岩屑相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整，焊接及吹扫废渣运至塔河油田绿色环保站处理，施工人员生活垃圾定期收集后送塔河油田绿色环保站处理。

### 2.2.7 营运期污染源及其防治措施

#### 2.2.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）和《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953—2019）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 2.2-9。

表 2.2-9 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 <sup>3</sup> )	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m <sup>3</sup> /h)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a/井场)	年总排放量 (t/a)
1	真空加热炉烟气	颗粒物	10	使用清洁能源	8	275	10	0.003	4800	0.014	0.602
		二氧化硫	1.15				1.15	0.0003		0.001	0.043
		氮氧化物	150				150	0.041		0.197	8.471
2	井场无组织废气	非甲烷总烃硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.011	8760	0.096	4.128
			—					0.0001		0.0009	

#### 源强核算过程：

##### (1) 加热炉烟气

本项目各井场均设置 1 台 200kW 真空加热炉，井场加热炉烟气主要污染物为颗粒物、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>，经 8m 高烟囱排放。

①200kW 真空加热炉燃气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600 pt}{\varepsilon Q_L} = \frac{3600 \times 0.2 \times 1}{0.9 \times 33.4} = 24$$

式中：A 为燃气量，m<sup>3</sup>；

P 为真空加热炉功率，MW，真空加热炉 1 小时满负荷取 0.2MW；

$\epsilon$  为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

$Q_L$  为燃气的低位热值，MJ/m<sup>3</sup>，根据燃气分析结果，燃气取 33.4MJ/m<sup>3</sup>；

t 为真空加热炉运行时间，h。

则真空加热炉每小时燃气量为 24m<sup>3</sup>。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

$$V_0 = 0.0476 \left[ 0.5\varphi(CO) + 0.5\varphi(H_2) + 1.5\varphi(H_2S) + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) \varphi(C_m H_n) - \varphi(O_2) \right]$$

$$= 10.1 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO、H<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>O、H<sub>2</sub>S、C<sub>m</sub>H<sub>n</sub>、O<sub>2</sub>——天然气中气体相应成分体积分数(%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 10.1m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

$$V_0^g = 1 + L_0 - \left[ 1.5H_2 + 0.5CO - \left( \frac{n}{4} - 1 \right) \times C_m H_n + \frac{n}{2} C_m H_n + \frac{3}{2} H_2S \right]$$

$$= 9.24 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

$$V_0^s = V_0^g \times 21\% \div (21\% - 3.0\%) = 11.48$$

标态下单井真空加热炉的实际干烟气量为 24 × 11.48 = 275Nm<sup>3</sup>/h

⑤本项目燃用天然气中硫化氢含量为 7mg/m<sup>3</sup>，则加热炉排放烟气中 SO<sub>2</sub> 浓度 = 7 × 64/34/11.48 = 1.15mg/m<sup>3</sup>

初始烟气中颗粒物浓度和氮氧化物浓度直接类比同类型加热炉监测数据，则烟气中颗粒物浓度为 10mg/m<sup>3</sup>，SO<sub>2</sub> 浓度为 1.15mg/m<sup>3</sup>、NO<sub>x</sub> 浓度取 150mg/m<sup>3</sup>，真空加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。按真空加热炉年有效运行时间为 4800h，单台真空加热炉颗粒物排放量 0.014t/a、SO<sub>2</sub> 排放量 0.001t/a、NO<sub>x</sub> 排放量 0.197t/a。

(2) 井场无组织废气

本项目运营过程中从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢,参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本项目无组织废气进行核算。挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

$t_i$ ——密封点  $i$  的年运行时间, h/a;

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

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

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

$n$ ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 2.2-10 设备与管线组件  $e_{\text{TOC},i}$  取值参数表

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

本项目流经各设备、管件、阀门中的物质  $WF_{\text{VOCs},i}$  和  $WF_{\text{TOC},i}$  比值取 1, 根据设计单位提供的数据, 项目井场涉及的液体阀门数量如表 2.2-11 所示。

表 2.2-11 本项目单座井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
----	------	----------	-----------------	-------------	-----------	----------

1	有机液体阀门	10	0.036	0.011	8760	0.096
---	--------	----	-------	-------	------	-------

经过核算，本项目无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.011kg/h。本项目无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.0001kg/h 考虑。按年有效工作时间 8760h 计算，单座井场无组织废气中非甲烷总烃年排放量为 0.096t/a，硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

#### 2.2.7.2 废水污染源及其治理措施

本项目运营期无人值守，无生产废水及生活污水产生。

#### 2.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 2.2-12。

表 2.2-12 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
2	真空加热炉	1	80	基础减震	10

本项目产噪设备主要为采油树、真空加热炉等设备噪声，噪声值为 80~85dB(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)。

#### 2.2.7.4 固体废物及其治理措施

本项目运营期无固体废物产生。

#### 2.2.8 非正常排放

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

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。

表 2.2-13 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)	
		非甲烷总烃	0.1
放喷口	10	硫化氢	0.001

#### 2.2.9 污染物年排放量

本项目实施后污染物年排放量见表 2.2-14。

表 2.2-14 本项目污染物排放一览表 单位: t/a

大气污染物					水污染物				固体废物
颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	SS	COD	BOD <sub>5</sub>	氨氮	
0.602	0.043	8.471	4.128	0.0387	0	0	0	0	0

## 2.2.10 污染物总量控制分析

### 2.2.10.1 总量控制因子

根据国家“十三五”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<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>

废水污染物：COD、NH<sub>3</sub>-N。

### 2.2.10.2 本项目污染物排放总量

本项目在正常运行期间，各井场采出液通过新建集输管线输送至阀组，通过已有管线输送至联合站处理，井场无废水产生和排放。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《关于印发〈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）及《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）要求，本项目 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 排放总量控制指标核算过程如下：

表 2.2-15 项目废气主要污染物排放总量核算表

污染源	项目	标准限值(mg/m <sup>3</sup> )	废气量(m <sup>3</sup> /h)	运行时间(h/a)	加热炉数量(台)	污染物总量(t/a)
真空加热炉烟气	SO <sub>2</sub>	50	275	16×300=4800	43	2.838
	NO <sub>x</sub>	200				11.352

综上所述，本项目总量控制指标为：SO<sub>2</sub> 2.838t/a, NO<sub>x</sub> 11.352t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

## 2.3 依托工程

### 2.3.1 一号联合站

塔河油田一号联合站（原名为艾桑油气田联合站）包括原油处理系统、原油

稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。其中主要原油处理系统设计规模 $270 \times 10^4 \text{t/a}$ ，包括1套 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 中质油处理系统和1套 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 重质油处理系统；原油稳定系统设计规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ；轻烃处理系统设计规模 $80 \text{万m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $30 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理和1套 $50 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理装置；污水处理系统设计规模为 $15500 \text{m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统和1套 $9000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统。截止目前，原油处理系统实际处理量为 $95.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 、水 $13812.88 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 $74 \text{万m}^3/\text{d}$ 。

#### (1) 原油处理系统

中质油处理系统目前主要负责塔河油田1、2、3、9区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及1、3、4区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器或放空，污水进入污水处理系统，油则进入分离缓冲罐，经升压加热后进入热化学脱水器，分离出的水进入污水处理系统，油则进入储罐进行沉降。

#### (2) 原油稳定系统

经过脱水处理后的中质原油经进料加热炉加热后与经过脱水处理后的重质原油混合进入原油稳定塔进行负压闪蒸，原稳塔底油经原稳塔底泵提升后进原油外输首站或进储罐储存。塔顶气经增压、冷却进塔顶三相分离器进行油气水三相分离，分离器顶部的气体计量后去轻烃回收装置，分离器分出的轻烃经轻烃提升泵提升后进轻烃回收装置，分离器分出的污水去塔河联合站污水处理装置。

#### (3) 轻烃装置

轻烃装置主要处理塔河油田1区、2区、3区、4区、9区、AT2南区块、YT2区块、T903区块、西达里亚区块的伴生气，处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外，剩余天然气进入输气首站。 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX（重接触塔）+丙烷辅助制冷工艺。

#### (4) 污水处理系统

一号联合站采出水处理系统承担着塔河油田一厂范围内集输系统污水的处理

任务，主要包括污水处理工艺主流程及由污水、污油回收流程、污泥处理系统、反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统。

### 2.3.2 二号联合站

塔河油田二号联合站包括原油处理系统和污水处理系统，主要负责塔河油田 6 区、7 区、10 区油区的原油处理任务。设计原油处理能力为  $390 \times 10^4 \text{t/a}$ ，包括 1 套处理规模  $150 \times 10^4 \text{t/a}$  的原油处理装置和 1 套处理规模  $240 \times 10^4 \text{t/a}$  的原油处理装置。污水处理设施设计处理能力  $5000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

二号联合站原油处理装置主要生产流程：计转（量）站来油→进站加热炉→三相分离器→原油脱硫装置→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→净化油储罐→外输泵→输油首站。

污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过  $500 \text{m}^3$  缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。工艺流程为：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。

### 2.3.3 二号轻烃站

二号联轻烃站主要负责二号联来气、6、7 区来气及 12 区伴生气主管网来气的处理，设计轻烃处理规模  $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“压缩机增压+湿法脱硫+分子筛脱水+丙烷、膨胀机制冷+DHX 分馏”等工艺将进站高含原料气进行增压、脱硫、脱水、制冷、分馏等处理，最终形成净化气、液化石油气及 I 号稳定轻烃等产品。截止目前，最大处理天然气量  $200066 \text{m}^3/\text{d}$ 。

天然气处理流程：天然气来自原油装置区→原料气分离器→一级压缩机→酸气预分离器→酸气过滤分离器→MDEA 吸收塔→净化气分离器→二级压缩→净化气分水器→分子筛前置聚 结器→分子筛干燥器→粉尘过滤器→膨胀机增压端→增压出口冷却器→主换热器→ 丙烷蒸发器→副换热器→低温分离器→膨胀机膨胀端入口→低温吸收塔→副换热器→主换热器→外输压缩机组→干气外输

液化气、轻烃生产流程：低温吸收塔→低温泵（部分回流）→脱乙烷塔顶部→塔底重沸器（部分回流）→ 轻油换热器→液化气塔中→塔底重沸器→轻油换热器→轻油冷却器→储罐

↓  
液化气塔顶部→回流罐→回流泵→液化气储罐

轻烃站天然气采用湿法脱硫，药剂是 UDS-2 脱硫剂，脱硫废气最终去硫磺回收单元生成硫膏。轻烃，混烃采用分馏法脱硫，轻混烃脱出的硫（气态）去压缩机后在湿法脱硫单元脱出。

### 2.3.4 计转站

本项目运营过程中共涉及 3 号计转站、4-1 计转站、2-2 计转站、S72 计转站等 19 座计转站，计转站基本情况统计如表 2.3-1 所示。

表 2.3-1 各计转站基本情况统计表

序号	计转站名称	设计处理规模	实际处理规模	阀组	主要功能	处理工艺	人员值守情况
1	1#计转站	处理油量 3000m <sup>3</sup> /d, 处理气量 40×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	处理油量 2200m <sup>3</sup> /d、气量 21×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	2套 10井式, 3套 8井式, 1套 5井式	气液分离、 转输	单井油气经1#计转站分离处理后, 含水原油输至塔河油田一号联合站进行综合处理, 伴生气输往一号联轻烃站进行处理	有人员值守
2	2-2计转站	转接液能力15× 10 <sup>4</sup> t/a, 天然气 2.1×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d			计 量、 转输	将进站原油加热、计量后, 将原油和天然气一起混输至2-1计转站, 再输往采油一厂油气处理部	有人员值守
3	3号计转站	转输液量100× 10 <sup>4</sup> t/a, 气量40× 10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d		1套 15井式, 1套 9井式	气液分离、 计 量、 转输	对单井来液初步进行油气分离, 分离出天然气与4-1阀组来气混合后进脱硫装置—脱硫处理, 原油通过加药、加温后输至油气处理部, 在进行进一步处理加工	有人员值守
4	4-1计转站	转输液量100× 10 <sup>4</sup> t/a, 气量10× 10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d		25口 井式 计转	计 量、 气液	对单井来液初步进行油气分离, 分离出天然	有人员值守

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

				站	分离、 转输	气输至下游金胡杨计转站进行脱硫处理，原油通过加能药、加温后输至油气处理部，进行进一步处理加工	
5	4-2计 转站	转输油量 $7.5 \times 10^4$ t/a, 转输液量 $29.4 \times 10^4$ t/a, 转输气量 $941 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d			计 量、 转输	主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等	无人 值守
6	4-4计 转站	转输油量 $7.9 \times 10^4$ t/a, 转输液量 $27.6 \times 10^4$ t/a, 转输气量 $712 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d			计 量、 转输	主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等	无人 值守
7	6-1计 转站	原油计转系统处理液量 $60 \times 10^4$ t/a, 伴生气处理规模 $3 \times 10^4$ Nm <sup>3</sup> /d; 掺稀系统处理能力 $25 \times 10^4$ t/a			计 转、 掺稀	主要负责所辖油井及 10-9 来油的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等。掺稀系统主要负责站内所辖单井、TK612 阀组、TK653 阀组以及 6-2 计转（掺稀）站的单井掺稀	有人 值守

8	6-2计转站	原油计转系统处理液量 $25 \times 10^4$ t/a, 伴生气处理规模 $1.25 \times 10^4$ Nm <sup>3</sup> /d			计转、掺稀	主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等。掺稀系统主要负责接收 6-1 计转（掺稀）站的高压稀油，为站内稠油井进行单井掺稀	有人员值守
9	6-4计转站	原油计转系统处理液量 $50 \times 10^4$ t/a, 伴生气处理规模 $2.5 \times 10^4$ Nm <sup>3</sup> /d			计转、掺稀	主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等。掺稀系统主要负责接收10-5 计转（掺稀）站的高压稀油，为站内稠油井进行单井掺稀	有人员值守
10	7-1计转站	原油计转系统处理液量 $27 \times 10^4$ t/a, 伴生气处理规模 $3.65 \times 10^4$ Nm <sup>3</sup> /d			计转	主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等	有人员值守
11	7-3计转站	原油计转系统设计处理液量 $25 \times 10^4$ t/a, 伴生气处理规模 $4.57 \times 10^4$ Nm <sup>3</sup> /d			计转	主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等	有人员值守
12	8-1计转站	处理液量 $20 \times 10^4$ t/a; 处理油量 $15 \times 10^4$ t/a; 伴生气处理规模 $4.0 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d			计量、气液分离、	8-1 计转站单井来油气水混合物经外输泵加压进入加热炉进行加热，再	有人员值守

					运输	进入油气分离缓冲罐进行气液分离，分离出来的液输送至 8-3 计转站或者三号联合站，分离出来的气经外输管道输送 8-2 计转站	
13	8-2 计转站	处理液量 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ ；处理油量 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ；伴生气处理规模 $4.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$			计量、气液分离、运输	8-2 计转站单井来油气水混合物经外输泵加压进入加热炉进行加热，再进入油气分离缓冲罐进行气液分离，分离出来的液输送至 8-3 计转站或者三号联合站，分离出来的气经外输管道输送 8-3 计转站	有人值守
14	8-3 计转站	掺稀系统处理液量 $25 \times 10^4 \text{t/a}$ ；伴生气处理规模 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；计转系统接转油量 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ ，接转液量 $85 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气设计规模 $4.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；就地分水系统处理能力 $2000 \text{m}^3/\text{d}$			掺稀、计转、就地分水	掺稀系统负责将三号联来稀油加热、油气分离、加压回掺至稠油井井口；原油计转系统负责所辖掺稀井的单井计量。8-1 计转站、8-2 计转站、8-4 计转站来液进入一体化分水装置，分离出的油及所辖油井所产油气的加热、油气分离及原油加压外输去三号联。分离出的水进入多介质过滤器、300 方净化罐、外输至二期注水管	有人值守

						网		
15	8-4计 转站	处理液量 $25 \times 10^4$ t/a; 处理油量 $20 \times 10^4$ t/a; 伴生气处理规模 $3.0 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d				计量、气液分离、转输	单井来油气水混合物经外输泵加压进入加热炉进行加热, 再进入油气分离缓冲罐进行气液分离, 分离出来的气液分别输送至 8-3 计转站	有人值守
16	8-5计 转站	处理液量 $25 \times 10^4$ t/a; 处理油量 $23.5 \times 10^4$ t/a; 伴生气处理规模 $210$ m <sup>3</sup> /d				计量、气液分离、转输	8-5计量站单井来油气水混合物经外输泵加压进入加热炉进行加热, 气液直接输送至三号联合站, 也可外输至8-3稠油管线再输送至三号联合站。S86卸油站来油可通过8-5计量站外输至三号联合站	有人值守
17	9-1计 转站	接转液量 $60 \times 10^4$ t/a, 外输气量 $20 \times 10^4$ Nm <sup>3</sup> /d	转输液量 $2500$ t/d, 转输气量 $16.2 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d	8个 阀组, 进站 生产 井58 口		计量、气液分离、转输	单井来液经阀组汇入生产汇管, 经过加热炉加热后进入分离缓冲罐进行气液分离, 液体经过缓冲分离后, 通过外输泵增压计量后外输至联合站; 天然气由分离缓冲罐分出后进入天然气除油器经过除油后, 经计量后外输至9区净化站。9-1计转站共有放空火炬装置1套, 对站内各压	有人值守

						力容器及外输 气管线进行泄 压放空	
18	S72计 转站	处理液量 $50 \times 10^4$ t/a, 处理气量 $10 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d, 脱硫 处理 $6 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d	处理液量 $1600$ m <sup>3</sup> /d, 处理 气量 $38235$ m <sup>3</sup> /d	1套 20 井式 配气 阀 组、1 套18 井式 配气 阀 组、1 套24 井式 配气 阀组	计 量、 气液 分 离、 转 输	通过油气分离、 计量、脱硫、外 输和伴生气计 量等一系列工 序, 将原油和天 然气输往油气 处理部	有人 员值 守
19	AT9计 转站	原油处理能力 $727$ t/d, 天然气处 理能力 $12 \times 10^4$ Nm <sup>3</sup> /d			计 量、 气液 分 离、 转 输	各单井来油气 水混合物经进 站阀组进入生 产汇管, 进入三 相分离器进行 油气水分离, 分 离出来的原油 经外输泵加压 后计量, 进入加 热炉进行加热, 进入原油外输 管道; 三相分离 器分离出来的 伴生气外输; 三 相分离器分离 出的污水去污 水处理系统。	有人 员值 守

### 2.3.5 塔河油田绿色环保站

#### (1) 基本概况

塔河油田绿色环保站工程于 2015 年 9 月重新审批, 审批文号为阿地环函字 [2015]397 号, 并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复(阿地环函字 [2015]501 号)。

塔河油田绿色环保站处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃

圾、含油废物等工业固体废物。塔河油田绿色环保站储存池采用防渗处理，防渗层设计防渗系数小于  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，防渗材料采用高密度、耐高压、耐腐蚀的人工合成防渗材料，在填埋场增设渗滤液集排水设施。塔河油田绿色环保站处理泥饼含水率 65%，污水脱出率 80% 以上，泥饼浸出液含油 5.12mg/L，满足《污水综合排放标准》(GB8979-1996) 二级标准要求。

塔河油田绿色环保站目前接收工业垃圾能力为  $1.1 \times 10^4 \text{m}^3$  (剩余  $0.9 \times 10^4 \text{m}^3$ )，接收生活垃圾能力为  $1.75 \times 10^4 \text{m}^3$  (剩余  $0.25 \times 10^4 \text{m}^3$ )，接收含油污泥能力为  $3.4 \times 10^4 \text{m}^3$  (剩余  $7.4 \times 10^4 \text{m}^3$ )，废液池容量为  $120000 \text{m}^3$ ，目前贮存约  $80000 \text{m}^3$ ，剩余容量约为  $40000 \text{m}^3$ 。

图 2.3-1 塔河油田绿色环保站

### 3 环境现状调查与评价

#### 3.1 自然环境概况

##### 3.1.1 地理位置

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。县境位于东经  $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬  $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$  之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为  $15379\text{km}^2$ 。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经  $83^{\circ} 38' \sim 85^{\circ} 25'$ 、北纬  $41^{\circ} 05' \sim 42^{\circ} 32'$  之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积  $14184\text{km}^2$ 。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

本项目井场及集输管线建设内容分布在阿克苏地区库车市和巴州轮台县，距离区块内单井最近的村庄为胡塔西村，与 1TK746-2 井距离 800m。区域以油气开采为主，现状占地类型主要为农作地、草地、沙漠化荒地。本项目地理位置见图 3.1-1，周边关系见图 3.1-2。

##### 3.1.2 地形地貌

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

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分

北部山区、中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

本项目区块位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，各井场海拔高度在 927~946m 之间，地形简单，地貌单一。

### 3.1.3 区域地质概况

本项目所在区域地质情况为奥陶系灰岩顶面以轮古西走滑断裂为界整体分为两部分，走滑断裂以西整体呈现一个西北倾向的宽缓斜坡，斜坡内部发育多个被大型沟谷所切割的形态各异的小型背斜。走滑断裂以东整体呈现大型东南倾的斜坡，以东西向逆冲走滑断裂为界，可划分为中部斜坡带、轮南断垒带、桑塔木断垒带及南部斜坡带三部分。受构造活动及岩溶改造作用影响，潜山顶面发育一系列面积大小不一、形态不规则的断鼻或断背斜。

### 3.1.4 水文地质

#### (1) 地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压(自流)水。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 1.26m。

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等。潜水含水层近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。该区潜水位埋深 3~6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17~50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，

图 3.1-1 项目地理位置图

图 3.1-2 项目周边关系图

换算涌水量为 363.0~810.0m<sup>3</sup>/d，水量中等；渗透系数为 1.82~4.01m/d。

### (2) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12~6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d。本项目评价区包气带岩性主要为粉土和粉砂，包气带厚度约为 5.5m。

### (3) 区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河、阿克苏河及其它河流出口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南(或西南)向北(或东北)径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流(盆地西南缘为由西南向东北径流)至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。

### (3) 地下水的水化学特征

下面对潜水的水化学类型分别进行论述。

#### ——潜水的水化学类型

在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型分为三种： $SO_4 \cdot Cl$ 型、 $Cl \cdot SO_4$ 型和  $Cl$ 型。其中， $SO_4 \cdot Cl$ 型地下水主要呈片状小面积分布在区域西部，地下水的水化学类型为  $SO_4 \cdot Cl-Na(Ca \cdot Mg)$ 型。 $Cl \cdot SO_4$ 型地下水广泛分布于区域内，地下水的水化学类型为  $Cl \cdot SO_4-Na(Ca \cdot Mg)$ 型。 $Cl$ 型地下水主要呈半椭圆状分布在区域东北部，地下水的水化学类型为  $Cl-Na$ 型。

区域地下水主要靠塔里木泛滥洪水补给地下水的侧向径流补给，补给源距地表水系和灌区较远；含水层为细砂和粉砂层，透水性相对较差，地下水径流缓慢，加之区内气候极度干燥，潜水的埋深普遍小。这些决定了区域地下水的水化学作用主要以强烈的蒸发浓缩矿化作用为主，而离子交替作用很弱。因此，区域内地下水化学类型主要为  $SO_4 \cdot Cl$ 型、 $Cl \cdot SO_4$ 型和  $Cl$ 型为主。

#### 3.1.5 地表水

塔河油田所在区域河流主要为塔里木河。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万  $km^2$ ，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为  $HSO_4 \cdot Cl-Ca \cdot Mg \cdot Na$ 为主，矿化度枯水期最大。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布，项目 AT1-25H 井场北距塔里木河最近约 1200m。

#### 3.1.6 气候气象

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站多年观测资料统计。

轮台县属于暖温带大陆性气候，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气，秋季降温迅速。年温差和

日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

库车市和轮台县主要气象数据见表 3.1-1。

表 3.1-1 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
<b>库车市</b>					
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7月)	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温(1月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm
<b>轮台县</b>					
1	年平均气温	10.6℃	7	年平均蒸发量	2070mm
2	年极端最高气温	41.4℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-36.0℃	9	年最多风向及频率	NE/13%
4	年均日照时数	2658h	10	年平均相对湿度	46%
5	日最大降水量	45.7mm	11	多年平均风速	1.6m/s
6	年平均降水量	65.6mm	—	—	—

### 3.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以盐土和草甸土为主。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2~3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土的形成有潴育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。

评价区域土壤类型为荒漠风沙土、干旱盐土、结壳盐土、盐化林灌草甸、盐化草甸土、石灰性草甸土、潮土、草甸盐土。

### 3.2 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、水源地保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

#### 3.2.1 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 AT1-25H 井北距拟定生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为 0.6km，不在红线内。

#### 3.2.2 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

新疆塔里木胡杨国家级自然保护区位于新疆巴音郭楞蒙古自治州尉犁、轮台两县境内，新疆塔里木胡杨保护区于 1984 年建立，保护区为新疆维吾尔自治区省级自然保护区，2006 年晋升为国家级自然保护区。塔里木胡杨国家级自然保护区总面积为 395420hm<sup>2</sup>，其中尉犁县 362049hm<sup>2</sup>，轮台县 33371hm<sup>2</sup>。核心区面积 180382hm<sup>2</sup>，缓冲区面积 181996hm<sup>2</sup>，实验区面积 33042hm<sup>2</sup>。保护区地理位置北纬 40° 53' 4.26" ~41° 19' 2.13"，东经 84° 11' 4.39" ~85° 30' 58.56"。

本项目 TKC5-4H 井南距新疆塔里木胡杨国家级自然保护区 6km，不在保护区范围内。

#### 3.2.3 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 19615.9km<sup>2</sup>，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 283963km<sup>2</sup>，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。

项目所在区域库车市属于塔里木河流域重点治理区范围；轮台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。

### 3.3 环境质量现状监测与评价

图 3.3-1 项目监测点位布置图

### 3.3.1 环境空气质量现状评价

#### 3.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

##### (1) 轮台县

按《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 日轮台县例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据,轮台县例行监测点位于本项目北侧。

##### (2) 库车市

根据原库车县人民政府办公室 2019 年 3 月 10 日发布的《库车县大气环境质量限期达标规划》,“库车县环境基础设施薄弱,环境管理、监控、监测体系正在逐步完善之中,环境空气监测子站自 2018 年 7 月才与自治区联网使用,目前仅有 2018 年 7 月~2019 年 2 月监测数据。考虑现有实际情况,库车县自动监测站数据不全,导致达标规划无法编制,从而直接影响到库车县经济的发展,而新和县自动监测站自 2017 年 12 月运行以来,一直由第三方按照规范进行运维;库车县空气监测自动站与新和县空气监测自动站直线距离 35km,符合《环境空气质量监测点位布设技术规范(试行)》(HJ664-2013)要求;库车县空气监测自动站与新和县空气监测自动站设置点地形、地貌、周边环境相似。考虑实际情况及规划编制需要,引用新和县空气子站 2018 年全年监测数据,用于支撑此次《库车县大气环境质量限期达标规划》编制”。即本次区域达标性判定采用的是新和县 2018 年全年数据。

#### 3.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

##### (1) 补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行监测,共监测 4 个大气环境质量现状监测点。监测点位基本信息见表 3.3-1,具体监测点位置见图 3.3-1。

表 3.3-1 监测点位基本信息一览表

编	监测点	监测点与井	监测点与井场	监测点坐标	监测因子	环境功能
---	-----	-------	--------	-------	------	------

号	名称	场相对方位	最近距离(km)		1 小时平均	区
1	1TK262CH2B 井场 东南侧 2km 处			E83° 55' 47.58" N41° 15' 17.42"	H <sub>2</sub> S、非甲烷 总烃	二类区
2	TK8105 井场南侧 2km 处			E83° 42' 19.26" N41° 9' 12.44"		
3	TK158H 井场东南 侧 2km 处			E84° 8' 6.06" N41° 14' 47.69"		
4	TKC5-4H 井场东南 侧 2km			E84° 23' 44.16" N41° 15' 57.37"		

注：以厂址中心位置为坐标原点。

### (2) 补充监测时间及频率

监测时间为 2021 年 3 月 1 日~2021 年 3 月 7 日。其中，H<sub>2</sub>S、非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。

### (3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 3.3-2。

表 3.3-2 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H <sub>2</sub> S	《空气和废气监测分析方法》	(第四版 增补版) (3.1.11.2) 亚甲基蓝分光光度法	mg/m <sup>3</sup>	0.001
2	非甲烷 总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷 总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m <sup>3</sup>	0.07

### 3.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

#### (1) 评价因子

评价因子为 H<sub>2</sub>S、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<sub>i</sub>——i 评价因子最大占标百分比；

C<sub>i</sub>——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m<sup>3</sup>)；

C<sub>io</sub>——i 评价因子评价标准 (mg/m<sup>3</sup>)。

## (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  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  的标准;  $\text{H}_2\text{S}$  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

本次评价收集国控监测站轮台县和新和县监测站 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, 现状评价结果见表 3. 3-3 和表 3. 3-4 所示。

表 3. 3-3 区域环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率(%)	达标情况
$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	35	55	157	超标
$\text{PM}_{10}$	年平均值	70	184	263	超标
$\text{SO}_2$	年平均值	60	8	13.3	达标
$\text{NO}_2$	年平均值	40	22	55	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	1	0.03	达标
$\text{O}_3$	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	61	38.13	达标

表 3. 3-4 区域环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率(%)	达标情况
$\text{PM}_{10}$	年平均质量浓度	147.7	70	211.0	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	45.6	35	130.3	超标
$\text{SO}_2$	年平均质量浓度	8.75	60	14.6	达标
$\text{NO}_2$	年平均质量浓度	24.6	40	61.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	2020	4000	50.5	达标
$\text{O}_3$	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	117	160	73.1	达标

由表 3. 3-3 可知, 项目所在区域  $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{PM}_{10}$  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。

## (5) 其他污染物环境质量现状评价

根据引用监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点 位	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	监测浓度 范围 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大 浓度 占标 率/%	超 标 频 率 /%	达 标 情 况
1TK262CH2B 井场东南侧 2km 处	E83° 55' 47.58" N41° 15' 17.42"	非甲烷总烃	1 小时平均	2000			—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10			—	达标
TK8105 井 场南侧 2km 处	E83° 42' 19.26" N41° 9' 12.44"	非甲烷总烃	1 小时平均	2000			—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10			—	达标
TK158H 井 场东南侧 2km 处	E84° 8' 6.06" N41° 14' 47.69"	非甲烷总烃	1 小时平均	2000			—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10			—	达标
TKC5-4H 井 场东南侧 2km	E84° 23' 44.16" N41° 15' 57.37"	非甲烷总烃	1 小时平均	2000			—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10			—	达标

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。

## 3.3.2 地下水环境现状监测

本次评价引用《塔河油田 YT、AT 区块环境影响后评价报告书》、《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》、《塔河油田九区区块环境影响后评价报告书》和《塔河油田采油二厂例行监测报告》中 7 个潜水质量现状监测数据和 3 个承压水现状监测数据。

## 3.3.2.1 地下水质量现状监测

## 3.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 3.3-5，监测点具体位置见图 3.3-1。

表 3.3-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点 名称	与项目 关系 (km)	坐标	监 测 对 象	所 处 功 能	监测与调查项目
						监测因子

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

				区	
1	解放渠村		N41° 11' 16.20" E84° 13' 11.37"	潜水	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 38 项
2	阿克牙斯克村		N41° 10' 8.61" E84° 13' 11.37"		
3	一厂三区生活基地		N41° 2' 30.98" E84° 6' 52.98"		
4	12-4 增压站		N41° 24' 21.68" E83° 44' 8.12"		
5	TK622		N41° 18' 36.33" E83° 51' 5.14"		
6	TK716		N41° 15' 34.53" E83° 47' 47.19"		
7	绿色环保站 1#地下水井		N41° 20' 46.25" E84° 1' 31.27"		
8	9#集气站北侧消防井		N41° 19' 17.08" E84° 17' 50.07"	承压水	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 38 项
9	T901 计量阀组间西北 600m 开荒机井		N41° 18' 41.73" E84° 22' 2.56"		
10	草湖乡饮用水源地		N41° 15' 11.61" E83° 49' 21.26"		

--	--	--	--	--	--

### 3.3.2.1.2 监测时间及频率

饮用监测点中监测时间分别为 2020 年 11 月 16 日和 2018 年 4 月 24 日，监测 1 天，采样 1 次。

### 3.3.2.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L (pH 除外)

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
1	色度	铂-钴标准比色法	GB/T 5750.4-2006	—
2	臭(嗅)和味	嗅气和尝味法	GB/T 5750.4-2006	—
3	浑浊度	散射法-福尔马肼标准	GB/T 5750.4-2006	0.5 NTU
4	肉眼可见物	直接观察法	GB/T 5750.4-2006	—
5	pH 值	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	—
6	总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006	1.0 mg/L
7	溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006	—
8	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018 mg/L
9	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L
10	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03 mg/L
11	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01 mg/L
12	铜	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.08 μg/L
13	锌	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.67 μg/L
14	铝	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	1.15 μg/L
15	挥发性酚类	萃取分光光度法	HJ 503-2009	0.0003 mg/L
16	阴离子表面活性剂	亚甲蓝分光光度法	GB7494-87	0.05mg/L
17	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025 mg/L

18	硫化物	亚甲蓝分光光度法	GB/T16489-1996	0.005 mg/L
19	总大肠菌群	滤膜法	GB/T 5750.12-2006	—
20	菌落总数	平皿计数法	GB/T 5750.12-2006	—
21	亚硝酸盐氮	重氮偶合分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.001 mg/L
22	硝酸盐氮	紫外分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.2 mg/L
23	氰化物	异烟酸-吡唑酮分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.002 mg/L
24	碘化物	分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.005 mg/L
25	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04 μg/L
26	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3 μg/L
27	硒	原子荧光法	HJ 694-2014	0.4 μg/L
28	镉	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.05 μg/L
29	铬(六价)	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2006	0.004 mg/L
30	铅	电感耦合等离子体质谱法	HJ 700-2014	0.09 μg/L
31	苯	气相色谱法	GB/T 5750.8-2006	0.005mg/L
32	甲苯	气相色谱法	GB/T 5750.8-2006	0.006mg/L
33	耗氧量	酸性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006	0.05 mg/L
34	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01 mg/L
35	氟化物	离子选择电极法	GB/T 5750.5-2006	0.2 mg/L
36	三氯甲烷			
37	四氯化碳			

### 3.3.2.2 地下水质量现状评价

#### 3.3.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中： $P_i$ ——第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

$C_i$ ——第*i*个水质因子的监测浓度值，mg/L；

$C_{oi}$ ——第*i*个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_i) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}) \quad (\text{pH}_i \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH}_i - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0) \quad (\text{pH}_i > 7.0)$$

式中： $P_{pH}$ —pH 的标准指数，无量纲；

$pH_i$ —i 监测点的水样 pH 监测值；

$pH_{sd}$ —评价标准值的下限值；

$pH_{su}$ —评价标准值的上限值。

评价标准：各监测因子执行《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 类标准要求。

### 3.3.2.2.2 水质监测及评价结果

#### (1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 3.3-7。

表 3.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

监测因子 \ 监测点			潜水含水层					
			解放渠村	阿克牙斯克村	一厂三区生活基地	12-4 增压站	TK622	TK716
色度	≤25 度	监测值 (度)	5	5				
		标准指数	0.2	0.2				
溴和味	—	监测值	无	无				
		标准指数	—	—				
浑浊度	≤10	监测值 (NTU)	1	1				
		标准指数	0.1	0.1				
肉眼可见物	—	监测值	无	无				
		标准指数	—	—				
pH 值	5.5~6.5	监测值	7.92	6.86				
	8.5~9.0	标准指数	0.46	0.10				
总硬度	≤650	监测值	16	19				
		标准指数	0.02	0.03				

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

溶解性总固体	≤2000	监测值	656	95	24600	12300	24400		
		标准指数	0.33	0.05	12.30	6.15	12.2		
硫酸盐	≤350	监测值	149	42	4310	3380	5040		
		标准指数	0.43	0.12	12.31	9.66	14.4		
氯化物	≤350	监测值	10	40	11500	4090	7990		
		标准指数	0.03	0.11	32.86	11.69	22.83		
铁	≤2.0	监测值	0.0381	0.982	23.8	26.8	0.204		
		标准指数	0.02	0.49	11.9	13.4	0.102		
锰	≤1.5	监测值	未检出	0.229	1.85	0.305	5.04		
		标准指数	--	0.15	1.23	0.20	3.36		
铜	≤1.5	监测值	未检出	未检出	0.049	0.040	0.073		
		标准指数	--	--	0.033	0.027	0.049		
锌	≤5.0	监测值	未检出	未检出	0.184	0.336	0.055		
		标准指数	--	--	0.037	0.067	0.011		
铝	≤0.5	监测值	0.125	0.122	6.92	0.078	未检出		
		标准指数	0.25	0.24	13.84	0.16	--		
挥发性酚类	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	0.0016	未检出		
		标准指数	--	--	--	0.16	--		
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06		
		标准指数	0.17	0.17	0.17	0.20	0.20		
氨氮	≤1.5	监测值	未检出	0.03	0.65	0.07	0.33		
		标准指数	--	0.02	0.43	0.05	0.22		
硫	≤0.10	监测值	--	--	未检出	未检出	未检出		

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

化物		标准指数	--	--	--	--	--		
总大肠菌群	≤ 100MPN/ 100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		标准指数	--	--	--	--	--		
细菌总数	≤ 1000CFU /mL	监测值	80	45	未检出	未检出	12		
		标准指数	0.08	0.045	--	--	0.012		
亚硝酸盐氮	≤4.80	监测值	未检出	未检出	0.083	未检出	0.004		
		标准指数	--	--	0.02	--	0.001		
硝酸盐氮	≤30	监测值	未检出	0.1	0.78	0.89	0.06		
		标准指数	--	0.003	0.03	0.03	0.002		
氰化物	≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		标准指数	--	--	--	--	--		
碘化物	≤0.5	监测值	未检出	未检出	0.68	0.23	0.315		
		标准指数	--	--	1.36	0.46	0.63		
汞	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	0.0001		
		标准指数	--	--	--	--	0.05		
砷	≤0.05	监测值	0.000396	未检出	0.002	0.0009	未检出		
		标准指数	0.008	--	0.04	0.018	--		
硒	≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	0.0006	未检出		
		标准指数	--	--	--	0.006	--		
镉	≤0.01	监测值	0.000231	0.000476	未检出	未检出	未检出		
		标准指数	0.0231	0.0476	--	--	--		
六价铬	≤0.1	监测值	0.01	0.007	未检出	未检出	未检出		
		标准指数	0.1	0.07	--	--	--		
铅	≤0.1	监测值	0.000132	未检出	未检出	未检出	未检出		

		标准指数	0.00132	--	--	--	--		
苯	≤0.12	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		标准指数	--	--	--	--	--		
甲苯	≤1.4	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		标准指数	--	--	--	--	--		
耗氧量	≤10.0	监测值	1	2.0	2.11	10.1	5.65		
		标准指数	0.1	0.2	0.211	1.01	0.565		
石油类	≤0.5	监测值	0.02	0.02	未检出	0.07	未检出		
		标准指数	0.04	0.04	--	0.14	--		
氟化物	≤2.0	监测值	未检出	0.041	0.96	0.40	0.75		
		标准指数	--	0.02	0.48	0.20	0.38		

由表 3.3-7 分析可知，越靠近塔里木河，监测点位地下水受塔里木河补给影响，监测水质越好。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，其余监测因子除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铝、碘化物、耗氧量外，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。铁、锰超标是该井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。耗氧量超标可能是施工活动人为引起。

#### (2) 地下水质量现状监测结果统计分析

监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 3.3-8。

表 3.3-8 地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	5.5~6.5 8.5~9.0	7.92	6.4	7.14	0.50	100	0

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

总硬度	≤650	5130	16	2685	2290.34	100	60
溶解性总固体	≤2000	24600	95	12410	10790.6	100	60
硫酸盐	≤350	5040	42	2584	2099.32	100	60
氯化物	≤350	11500	10	4726	4497.66	100	60
铁	≤2.0	26.8	0.0381	10.37	12.24	100	40
锰	≤1.5	5.04	ND	--	--	80	40
铜	≤1.5	0.073	ND	--	--	60	0
锌	≤5.0	0.336	ND	--	--	60	0
铝	≤0.5	6.92	ND	--	--	80	20
挥发性酚类	≤0.01	0.0016	ND	--	--	20	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	0.06	0.05	0.05	0.005	100	0
氨氮	≤1.5	0.65	ND	--	--	80	0
硫化物	≤0.10	ND	ND	--	--	0	0
总大肠菌群	≤ 100MPN/100mL	ND	ND	--	--	0	0
细菌总数	≤1000CFU/mL	80	ND	--	--	60	0
亚硝酸盐氮	≤4.80	0.083	ND	--	--	40	0
硝酸盐氮	≤30	0.89	ND	--	--	80	0
氰化物	≤0.1	ND	ND	--	--	0	0
碘化物	≤0.5	0.68	ND	--	--	60	20
汞	≤0.002	0.0001	ND	--	--	20	0
砷	≤0.05	0.002	ND	--	--	60	0
硒	≤0.1	0.0006	ND	--	--	20	0
镉	≤0.01	0.000476	ND	--	--	40	0

表 3.3-8 地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
六价铬	≤0.1	0.01	ND	--	--	40	0

铅	≤0.1	0.000132	ND	--	--	20	0
苯	≤0.12	ND	ND	--	--	0	0
甲苯	≤1.4	ND	ND	--	--	0	0
耗氧量	≤10.0	10.1	1.0	4.17	3.36	100	20
石油类	≤0.5	0.07	ND	--	--	60	0
氟化物	≤2.0	0.96	ND	--	--	80	0

由表 3.3-8 可知，总硬度、硫酸盐、氯化物超标率为 60%，铁、锰超标率为 40%，铝、碘化物、耗氧量超标率为 20%。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。铁、锰超标是该井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。耗氧量超标可能是施工活动人为引起。

### 3.3.3 声环境现状监测与评价

#### 3.3.3.1 声环境质量现状监测

##### (1) 监测点布设

根据井场平面布置情况，在 OTK898CH 井、1TK604-2 井、TK7251X 井、TKC5-3H 井 4 座井场边界各布设 4 个噪声监测点。具体布置情况见表 3.3-9 和图 3.3-1。

表 3.3-9 噪声监测布置情况一览表

监测点名称			监测点位(个)
OTK898CH 井场、	东场界	1#	4
1TK604-2 井场、	南场界	2#	4
TK7251X 井场、	西场界	3#	4
TKC5-3H 井场	北场界	4#	4

##### (2) 监测因子

等效连续 A 声级 ( $L_{eq}$ )。

##### (3) 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 3 月 9 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 6:00~22:00，夜间监测时段为 22:00~次日 06:00，每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

## (4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

## 3.3.3.2 声环境质量现状评价

## (1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域井场边界执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类区标准。

## (2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 3.3-10。

表 3.3-10 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

序号	监测点位置		昼间			夜间			
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果	
1	OTK898 CH 井场 边界	东场界	1#监测点		65	达标		55	达标
2		南场界	2#监测点		65	达标		55	达标
3		西场界	3#监测点		65	达标		55	达标
4		北场界	4#监测点		65	达标		55	达标
5	1TK604 -2 井场 边界	东场界	1#监测点		65	达标		55	达标
6		南场界	2#监测点		65	达标		55	达标
7		西场界	3#监测点		65	达标		55	达标
8		北场界	4#监测点		65	达标		55	达标
9	TK7251 X 井场 边界	东场界	1#监测点		65	达标		55	达标
10		南场界	2#监测点		65	达标		55	达标
11		西场界	3#监测点		65	达标		55	达标
12		北场界	4#监测点		65	达标		55	达标
13	TKC5-3 H 井场 边界	东场界	1#监测点		65	达标		55	达标
14		南场界	2#监测点		65	达标		55	达标
15		西场界	3#监测点		65	达标		55	达标
16		北场界	4#监测点		65	达标		55	达标

由表 3.3-10 分析可知，各井场场界噪声监测值昼间为  $\quad$  dB(A)，夜间为  $\quad$  dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类标准要求。

3.3.4 土壤环境现状监测与评价

3.3.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)布点要求,本项目于井场内设置 3 个柱状样监测点和 1 个表层样监测点,井场外 5 个表层样监测点引用《塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》数据。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 3.3-11。

表 3.3-11 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	点位坐标	采样层位	监测因子
占地范围外	1#	1TK746-2 井场占地范围外北侧 400m 农田		表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	2#	AT1-26H 井场占地范围外东侧 360m 农田		表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	3#	TK158H 井场占地范围外东侧 10m 农田		表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	4#	TKC1-9 井场占地范围外荒地		表层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	5#	TKC5-2H 井场占地范围外荒地		表层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
占地范围内	6#	1TK406-1 井口南侧 10m 处		表层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	7#	TK725-1 井口南侧 10m 处		表层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	8#	1TK715-1 井口南侧 10m 处		浅层样	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, 氯乙炔, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 共计 47 项因子

			中层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			深层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			浅层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
9#	1TK863CHB 井口 南侧 10m 处		中层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			深层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			浅层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
10#	TKC1-6H 井口南 侧 10m 处		中层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			深层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			浅层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
11#	TKC5-4H 井口南 侧 10m 处		中层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			深层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			浅层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
12#	AT1-25H 井口南 侧 10m 处		中层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			深层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
			浅层样	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )

### (3) 监测时间及频率

本次监测采样时间为 2021 年 3 月 4 日。引用监测点位监测时间 2020 年 11 月 13 日。

### (4) 采样方法

柱状样采样点分别采集表层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采集表层样 0.2m。

### (5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019) 要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中有关要求进行。

检测分析及检出限见表 3.3-12。

表 3.3-12 检测分析及检出限一览表

序号	检测项目	检测方法与方法依据	主要仪器型号、名称	方法检出限
1	pH 值	《土壤 pH 值的测定 电位法》	PHSJ-4A	—

			(HJ 962-2018)	实验室 pH 计		
2		砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-230E 双道原子荧光光度计	0.01 mg/kg	
3		汞			0.002 mg/kg	
4		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	ICE 3300 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg	
5		铅			0.1mg/kg	
6		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	TAS-990 super F 原子吸收分光光度计	1 mg/kg	
7		镍			3 mg/kg	
8		石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规定》(环办土壤函[2017]1625)第二部分 土壤样品有机污染物分析测试方法 3-1 石油烃类 C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> 气相色谱法	7890B 气相色谱仪	6.0 mg/kg	
9		铬(六价)	《六价铬离子的碱性消解/土壤 底泥 固体废弃物 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(USEPA 7196A(1992))	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.08 mg/kg	
10	半挥发性有机物	多环芳烃	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	气相 7890B/质谱 5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg	
11					萘	0.1 mg/kg
12					苯并[a]蒽	0.2 mg/kg
13					苯并[b]荧蒽	0.1 mg/kg
14					苯并[k]荧蒽	0.1 mg/kg
15					苯并[a]芘	0.1 mg/kg
16					茚并[1,2,3,-c,d]芘	0.1 mg/kg
17					二苯并[a,h]蒽	0.1 mg/kg
18					硝基苯	0.09 mg/kg
		2-氯苯酚	0.06 mg/kg			

续表 3.3-12

检测分析及检出限一览表

序号	检测项目		检测方法与方法依据	主要仪器型号、名称	方法检出限
19	苯胺		《半挥发性有机化合物的测定 气相色谱-质谱法》USEPA 8270D Rev. 4(2007. 2)	气相 7890B/质谱 5977B 气相色谱-质谱联用仪	165 μg/kg
20	挥发系	苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱联用仪	气相 7890B/质谱 5977A 气质联用仪	1.9 μg/kg
21		甲苯			1.3 μg/kg

22	性 有 机 物	间,对二甲苯	谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.2 μg/kg
23		邻二甲苯		1.2 μg/kg
24		1,2-二氯丙烷		1.1 μg/kg
25		1,1,1,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
26		1,1,2,2-四氯乙烷		1.2 μg/kg
27		四氯乙烯		1.4 μg/kg
28		1,1,1-三氯乙烷		1.3 μg/kg
29		1,1,2-三氯乙烷		1.2 μg/kg
30		三氯乙烯		1.2 μg/kg
31		1,2,3-三氯丙烷		1.2 μg/kg
32		氯乙烯		1.0 μg/kg
33		氯苯		1.2 μg/kg
34		1,2-二氯苯		1.5 μg/kg
35		1,4-二氯苯		1.5 μg/kg
36		乙苯		1.2 μg/kg
37		苯乙烯		1.1 μg/kg
38		挥 发 性 有 机 物		四氯化碳
39	氯仿		1.1 μg/kg	
40	氯甲烷		1.0 μg/kg	
41	1,1-二氯乙烷		1.2 μg/kg	
42	1,2-二氯乙烷		1.3 μg/kg	
43	1,1-二氯乙烯		1.0 μg/kg	
44	顺-1,2-二氯乙烯		1.3 μg/kg	
45	反-1,2-二氯乙烯		1.4 μg/kg	
46	二氯甲烷		1.5 μg/kg	

### 3.3.4.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： $P_i$ —土壤中污染物  $i$  的单因子污染指数；

$C_i$ —监测点位土壤中污染物  $i$  的实测浓度，单位与  $S_i$  一致；

$S_i$ —污染物  $i$  的标准值或参考值。

(2) 评价标准

建设用地的监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 3.3-13。

表 3.3-13 土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
采样深度							
pH							
重金属与无机物							
砷	监测值						
	筛选值	60	60	60	60	60	60
	标准指数						
镉	监测值						
	筛选值	65	65	65	65	65	65
	标准指数						
铬(六价)	监测值						
	筛选值	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	标准指数						
铜	监测值						
	筛选值	18000	18000	18000	18000	18000	18000
	标准指数						

续表 3.3-13 土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
铅	监测值						
	筛选值	800	800	800	800	800	800

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

	标准指数						
汞	监测值						
	筛选值	38	38	38	38	38	38
	标准指数						
镍	监测值						
	筛选值	900	900	900	900	900	900
	标准指数						
挥发性有机物							
四氯化碳	监测值						
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数						
氯仿	监测值						
	筛选值	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	标准指数						
氯甲烷	监测值						
	筛选值	37	37	37	37	37	37
	标准指数						
1,1-二氯乙烷	监测值						
	筛选值	9	9	9	9	9	9
	标准指数						
1,2-二氯乙烷	监测值						
	筛选值	5	5	5	5	5	5
	标准指数						

续表 3.3-13

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目	检测结果						
1,1-二氯乙烯	监测值						
	筛选值	66	66	66	66	66	66
	标准指数						

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

顺-1,2-二氯乙烯	监测值						
	筛选值	596	596	596	596	596	596
	标准指数						
反-1,2-二氯乙烯	监测值						
	筛选值	54	54	54	54	54	54
	标准指数						
二氯甲烷	监测值						
	筛选值	616	616	616	616	616	616
	标准指数						
1,2-二氯丙烷	监测值						
	筛选值	5	5	5	5	5	5
	标准指数						
1,1,1,2-四氯乙烷	监测值						
	筛选值	10	10	10	10	10	10
	标准指数						
1,1,2,2-四氯乙烷	监测值						
	筛选值	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	标准指数						
四氯乙烯	监测值						
	筛选值	53	53	53	53	53	53
	标准指数						
1,1,1-三氯乙烷	监测值						
	筛选值	840	840	840	840	840	840
	标准指数						

续表 3.3-13

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
1,1,2-三氯乙烷	监测值						
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8

	标准指数						
三氯乙烯	监测值						
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数						
1,2,3-三氯丙烷	监测值						
	筛选值	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	标准指数						
氯乙烯	监测值						
	筛选值	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	标准指数						
苯	监测值						
	筛选值	4	4	4	4	4	4
	标准指数						
氯苯	监测值						
	筛选值	270	270	270	270	270	270
	标准指数						
1,2-二氯苯	监测值						
	筛选值	560	560	560	560	560	560
	标准指数						
1,4-二氯苯	监测值						
	筛选值	20	20	20	20	20	20
	标准指数						
乙苯	监测值						
	筛选值	28	28	28	28	28	28
	标准指数						

续表 3.3-13

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目	检测结果						
苯乙烯	监测值						
	筛选值	1290	1290	1290	1290	1290	1290
	标准指数						

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

甲苯	监测值						
	筛选值	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	标准指数						
间二甲苯+对二甲苯	监测值						
	筛选值	570	570	570	570	570	570
	标准指数						
邻二甲苯	监测值						
	筛选值	640	640	640	640	640	640
	标准指数						
挥发酚	监测值						
	筛选值	—	—	—	—	—	—
	标准指数						
半挥发性有机物							
硝基苯	监测值						
	筛选值	76	76	76	76	76	76
	标准指数						
苯胺	监测值						
	筛选值	260	260	260	260	260	260
	标准指数						
2-氯酚	监测值						
	筛选值	2256	2256	2256	2256	2256	2256
	标准指数						
苯并[a]蒽	监测值						
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数						

续表 3.3-13

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目	检测结果						
苯并[a]芘	监测值						
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数						

苯并[b]荧蒽	监测值						
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数						
挥发性有机物							
苯并[k]荧蒽	监测值						
	筛选值	151	151	151	151	151	151
	标准指数						
蒽	监测值						
	筛选值	1293	1293	1293	1293	1293	1293
	标准指数						
二苯并[a, h]蒽	监测值						
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数						
茚并[1, 2, 3-cd]芘	监测值						
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数						
萘	监测值						
	筛选值	70	70	70	70	70	70
	标准指数						
采样深度							
pH							
石油烃类							
石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	监测值						
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数						

表 3.3-14 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位:mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
TK146H 井场占地范围外	0.2m	监测值	9.02	14	25	5.92	0.08	0.0329	49	9	38	<6
		标准指数	—	0.08	0.10	0.24	0.13	0.01	0.26	0.09	0.13	—

TK123-1 井场占地 范围外	0.2m	监测值	9.08	18	21	9.02	0.1	0.0133	45	13	43	<6
		标准指数	—	0.11	0.08	0.36	0.17	0.004	0.24	0.13	0.14	—

由表 3.3-13 和 3.3-14 分析可知，占地范围内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；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

### 3.3.5 生态环境调查与评价

#### 3.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于塔河油田，区域地貌属塔里木河冲积平原地带，属于自然生态系统-荒漠生态系统。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井场边界及管线两侧外延 500m 范围，即总面积 148.3148km<sup>2</sup>。

#### 3.3.5.2 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。土地利用现状图见图 3.3-1，项目区的主要土地类型为农作地、草地、沙漠化荒地。

图 3.3-1 区域土地利用类型现状图

### 3.3.5.3 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自然生态系统-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

本项目区块在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于低地河漫滩多汁盐柴类、草甸类型植被。

项目区主要植被为胡杨、多枝怪柳、花花柴等。

按中国动物地理区划，评价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。从有关资料调查中得知，本工程区栖息分布着野生动物(指脊椎动物中的兽类、鸟类、爬行类和两栖类)。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

图 3.3-2 区域植被类型分布图

### 3.4 区域污染源调查

#### 3.4.1 污染源调查

本次环境影响评价区域污染源主要调查废气污染源和废水污染源，经现场调查及咨询当地生态环境主管部门，大气评价范围内共涉及塔河油田 150 口单井(包括本项目 43 口单井)，各单井污染源情况类似，其中废气污染源主要为 200kW 真空加热炉烟气及井场无组织废气。经核算，类比同类型单井数据，区域企业外排污染物具体情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 现有及在建、拟建企业主要污染物调查结果一览表 单位：t/a

序号	企业名称	废气污染物			废水污染物		三同时执行情况
		颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COD	氨氮	
1	西北油田分公司 150 口单井	2.10	29.55	14.40	0	0	部分单井未验收

#### 3.4.2 污染源评价

##### 3.4.2.1 评价方法

采用等标污染负荷法对区域内现有企业污染源进行评价，等标污染负荷计算公式如下：

①某污染物等标污染负荷 ( $P_i$ )

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

式中： $P_i$ ——废气中某污染物的等标污染负荷；

$C_i$ —— $i$  污染物绝对排放量 (t/a)；

$C_{oi}$ ——某种污染物的评价标准，(mg/m<sup>3</sup> 大气，mg/L 废水)。

②某污染源(企业)的各污染物等标污染负荷 ( $P_n$ )

$$P_n = \sum_{i=1}^k P_i$$

③调查企业的各污染物总等标污染负荷 ( $P$ )

$$P = \sum_{n=1}^k P_n$$

④各调查企业中某污染物的总等标污染负荷 ( $P_i$  总)

$$P_{i\text{总}} = \sum_{n=1}^k P_i \quad (n\text{---企业数量})$$

⑤某污染物在污染源中的等标污染负荷比 ( $K_i$ )

$$K_{i\text{总}} = \frac{P_{i\text{总}}}{P} \times 100\%$$

⑥某污染源在区域中的污染负荷比 ( $K_n$ )

$$K_n = \frac{P_n}{P} \times 100\%$$

### 3.4.2.2 废气污染源评价

#### (1) 评价标准

采用《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 1 小时平均二级浓度限值(颗粒物取  $PM_{10}$  24 小时平均浓度限值的 3 倍), 标准值见表 3.4-2。

表 3.4-2 废气污染源调查评价标准

项目	废气( $mg/m^3$ )		
	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
标准值	0.45	0.5	0.2

注: 采用《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)中二级标准的 1 小时平均浓度值。

#### (2) 评价结果

废气污染源评价结果见表 3.4-3。

表 3.4-3 污染源评价结果一览表

序号	企业名称	污染物等标污染负荷 $P_i$			污染负荷比 $K_i$ (%)			等标污染负荷 $P_n$	污染负荷比 $K_n$ (%)
		颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>		
1	西北油田分公司 150 口单井	4.67	59.10	72.0	3.44	43.53	53.03	135.77	100

由表 3.4-3 分析可知, 区域主要进行油气开采活动, 西北油田分公司颗粒物污染负荷比为 3.44%, 二氧化硫的污染负荷比为 43.53%, 氮氧化物的污染负荷比为 53.03%, 即氮氧化物为该区域主要污染物。

## 4 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。

### 4.1 施工废气影响分析

#### 4.1.1 施工废气来源及影响分析

##### (1) 施工扬尘

在油田钻井工程和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

在油田钻井工程和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  $\text{SO}_2$  及  $\text{NO}_x$  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) 钻井工程废气

在电网覆盖不到或供电不稳定的区域钻井，需配备柴油发电机，燃烧柴油会产生烟气；钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

#### ① 柴油发电机组废气

钻井期间柴油发电机燃用满足《普通柴油》(GB252-2015)标准现阶段要求的柴油(含硫量 $\leq 10\text{mg/kg}$ )、设备定期检修维护运转正常，柴油烟气能够达标排放；类比区块已建钻井工程，柴油发电机烟气不会对区域大气环境产生明显影响。测试时间短，不会对周围环境空气质量产生明显不利影响。

正常钻井作业时由柴油发作为动力来源，一般井场配置 4 台柴油机，2 用 2 备。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为  $\text{NO}_x$ 、烃类、CO 等。依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018)及《普通柴油》(GB252-2015)核算，单台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为： $\text{HC}+\text{NO}_x$  5.12kg/h、CO 2.8kg/h、颗粒物 0.16kg/h。本项目部署新井 43 口(含老井侧钻 9 口)，钻井平均周期 150 天，钻井期间柴油总用量为 8802t，根据柴油消耗量核算钻井过程中柴油机烟气排放量 7451.47 万  $\text{m}^3$ ，排放烃类 12.25t、CO 106.87t、 $\text{NO}_x$  106.87t、 $\text{SO}_2$  0.12t、颗粒物 6.18t。

在钻井作业中，采用柴油发电机组为钻机提供动力和照明等，使用时间短，废气排放量不大。因此柴油发电机组废气不会对周围环境产生明显影响。

#### ② 测试放喷废气

放喷期间油气通过分离器分离，原油进入原油罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气

的毒性。

#### (4) 环境影响分析

油田开发阶段，钻井工程、地面工程和管道工程，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、柴油发电机废气、测试废气、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。

#### 4.1.2 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《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)及《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 4.1-1 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》
2	施工车辆冲洗设施	在施工现场出口处设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及出口周边的道路不得存留建筑垃圾和泥土	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	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	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

4	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	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	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	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		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》
6	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)
		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辆上路行驶	
		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	

## (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。

## (3) 钻井工程废气污染防治措施

钻井阶段施工单位使用满足《普通柴油》(GB252-2015)标准现阶段要求的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018)标准。

## 4.2 施工噪声影响分析

### 4.2.1 噪声源及其影响预测

#### (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》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、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 4.2-1。

表 4.2-1 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	推土机	88/5	6	钻机	95/5
2	挖掘机	90/5	7	泥浆泵	95/5
3	运输车辆	90/5	8	柴油发电机	102/5
4	压路机	90/5	9	振动筛	90/5
5	吊装机	84/5			

(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 4.2-2。

表 4.2-2 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	推土机	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
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	
9	柴油发电机	84.0	80.4	76.0	70.0	66.5	64.0	62.0	59.1	56.9	54.4	

### (3) 施工噪声影响分析

根据表 4.2-2 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、道路工程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；钻井期间昼间距施工机械 200m、夜间 1200m 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。根据区块各单井分布情况，井场距离最近的村庄距离 800m，钻井期间夜间施工可能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 3 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。钻井工程在昼间 400m、夜间 1200m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 3 类区标准限值。

#### 4.2.2 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周边 1200m 范围内存在噪声敏感点的井场,钻井期间应做到柴油发电机、泥浆泵等重点噪声源能入棚全部入棚运行,降低设备噪声对周边噪声敏感点的影响。

#### (2) 合理安排施工时间

在距离村庄或住户等声环境敏感点附近的 1TK746-2 井场等地面工程建设施工,一般可采取控制施工时间,缓解、避免强噪声设备集中施工。

施工单位合理安排施工时间,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。

#### (3) 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。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。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。

### 4.3 施工期固体废物影响分析

#### 4.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目共计部署 43 口钻井(含老井侧钻 19 口),钻井过程中产生的固体废物主要来自于开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、少量生活垃圾等。

##### ① 钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆,泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后,进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用,泥浆钻井结束后回收,由罐车拉走用于下一口钻井

使用。

### ② 钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{4} \pi D^2 h$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m<sup>3</sup>；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

利用上述公式计算出，项目总岩屑产生量 26135.4m<sup>3</sup>，其中 16232.5m<sup>3</sup>为膨润土泥浆钻井岩屑，9902.9m<sup>3</sup>为聚磺泥浆钻井岩屑。

### ③ 生活垃圾

本项目部署新井 43 口(含老井侧钻 9 口)，钻井平均周期 150 天。钻井期间，常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。施工期生活垃圾产生总量为 193.5t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场。

## 4.3.2 施工固废污染防治措施

### (1) 钻井废弃物不落地处理方案

严格执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准。

① 钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统(罐体收集)进行减量化处理；

② 膨润土废弃物采用岩屑池收集就地干化后，固废可资源化利用；脱出水 90%以上实现井场资源化利用；

③ 聚磺钻井液体系废弃物，最终废弃物就近拉运至塔河油田绿色环保站进行无害化处理(按新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)执行)。

(2) 其它要求或方案

①妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场。废弃包装袋等应及时加以回收，废油必须使用废油罐(桶)储存，并回收。

②完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理；废泥浆池等要求掩埋、填平、覆净土、压实，恢复原地貌。做到“工完、料尽、场地清”。

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3) 落地油的控制与回收处理

对井口泄漏油、井下作业时产生的油，在源头上加以控制。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物。

加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及泄漏事件的发生。

#### 4.4 施工废水影响分析

##### 4.4.1 施工期地表水环境影响分析

项目油田所在区域有地表水系分布，主要有自西向东径流的塔里木河以及农田耕作区的灌溉系统。

(1) 废水产生量分析

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

③生活污水

本项目部署新井43口(含老井侧钻9口)，钻井平均周期150天。钻井人数一

一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为38700m<sup>3</sup>，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为30960m<sup>3</sup>。生活污水中主要污染物为COD、BOD<sub>5</sub>、NH<sub>3</sub>-N、SS等；类比其他油田，生活污水中主要污染物浓度 COD为350mg/L、BOD<sub>5</sub>为250mg/L、NH<sub>3</sub>-N为20mg/L、SS为200mg/L；各污染物的产生量为COD 10.84t、BOD<sub>5</sub> 7.74t、NH<sub>3</sub>-N 0.62t、SS 6.20t。生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)自然蒸发处理。

#### (2) 钻井过程对地表水的影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。

钻井过程对区域地表水的影响主要来自于非正常状态：钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有原油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，雨季随地表径流漫流，则会间接地影响到地表水。由于对本区域地层已有深度的了解，在钻井过程中均会采取有效防喷措施，在加强管理、措施到位的前提下，井喷是可以得到防范的。

### 4.4.2 施工期地下水环境影响分析

#### (1) 钻井作业对地下水环境影响分析

工程钻井过程水环境污染源有：钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆和生活污水。

##### ① 钻井废水、泥浆、岩屑

钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

本项目部署新井 43 口，总岩屑产生量 26135.4m<sup>3</sup>，其中 16232.5m<sup>3</sup>为膨润土泥浆钻井岩屑，9902.9m<sup>3</sup>为聚磺泥浆钻井岩屑。

钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，非磺化水基泥浆废弃物和磺化水基泥浆废弃物均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满足《油气田钻井固体废物综合利用污

染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,用于铺垫油区内的井场、道路等。

根据水文地质资料,该区地层剖面上部为粉土或砾石层,有一定的渗透速率。为保护该区地下水环境,事故池按要求进行防渗处理。正常情况下废钻井液和岩屑均不落地,钻井泥浆循环使用和拉运至下一井场使用,岩屑分类妥善处置。通过以上措施,可确保钻井废水、泥浆、岩屑不会对地下水产生影响。

### ③钻井队生活污水

钻井队生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)自然蒸发处理。

### (2)管线施工对地下水的影响

大开挖管道敷设埋深一般在 1.2m 以内,在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层,将对地下水造成不同程度的影响,其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少,且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力,所以管线施工对地下水的影响很小。因此,正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

## 4.5 施工期生态影响分析

### 4.5.1 生态影响分析

#### 4.5.1.1 项目占地影响分析

##### (1)项目占地影响分析

本项目新建 43 座井场,新建集输管道 50km、燃料气管线 50km,井场道路 20km。工程占地面积 77.48hm<sup>2</sup>(永久占地面积 27.48hm<sup>2</sup>,临时占地面积 50hm<sup>2</sup>)。工程占地类型全部为微倾斜平原,部分区域地表植被覆盖度较低。工程新增占地占评价区范围总面积的比例很低,对当地的土地利用影响较小。

##### ①临时占地的影响

本项目临时占地约 50hm<sup>2</sup>,主要为施工作业带占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变,暂时影响这些土地的原有的功能。本工程临时占用的耕地和草地一般经 2~3 个生长期后即可恢复至原有生产水平。由于管道两侧 5m 范

围内禁止种植深根植物，因此管道经过的耕地和草地需要因地制宜改种浅根草本植物或者农业作物，这使得原有土地利用方式发生改变，但并没有影响土地利用性质。

### ②永久占地的影响

本项目永久占地主要为新增井场占地和道路占地，占地面积为 27.48hm<sup>2</sup>，占地类型主要为耕地和草地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本项目井场分散，就区块而言，每一工程单元占地面积较小，且在区域呈分散性布置，因此本项目永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

### (2)对土壤环境影响

类比油田区已建和在建的工程对土壤的影响，可知工程对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

#### ①人为扰动对土壤的影响

施工过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层可以生长适宜的植被。土壤被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

#### ②车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆(尤其是重型

卡车)在荒漠草场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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

### ③各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响,包括钻井泥浆、管道防腐材料,以及生活垃圾,如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物,难于分解,被埋入土壤中会长期残留,影响土壤和植物生长。

#### (3)对植被的影响分析

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,  $t/hm^2$ 。

本项目永久占地面积  $27.48hm^2$ , 临时占地面积  $50hm^2$ , 工程区主要植被为膜果麻黄、琵琶柴、假木贼、胡杨等, 植被覆盖度约为 10%, 平均生物量  $0.8t/hm^2$ 。项目的实施, 将造成 21.98t 永久植被损失和 40t 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。

#### 4.5.1.2 对野生动物的影响分析

油田地面工程多呈点状分布, 占地面积相对较小, 就整个区域而言施工对野生动物的影响不很大。施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。施工活动可能影响到野生动物生息繁衍的区域, 迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移。对区域野生动物影响不大。

#### 4.1.5.3 井场建设对生态环境的影响

本项目新建钻井 43 口, 钻井作业对土壤的环境影响主要是固体废弃物对周围土壤环境的影响。根据现场对已建井场调查, 完钻井井场建设区域已平整, 地表植被被清除、压实, 并用砾石铺垫, 表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

钻井期间, 每个井场破坏扰动土壤植被约  $1.7hm^2$ , 合计  $73.1hm^2$ , 由于项目所在区域的特殊性, 井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大, 但形成植被破口的

斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

钻井废泥浆暂存于泥浆罐中，完井后运至下一钻井工程使用。通过其他油田已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

#### 4.1.5.4 站场建设对生态环境的影响

本项目总计新建 43 座井场，从各站场的选址位置看，四周都属于微倾斜平原区，植被主要以荒漠灌丛为主。

站场建设对生态环境最直接的影响主要发生在建设站场施工期间，平整土地将彻底破坏占地范围内的植被，土体扰动后土壤侵蚀量可能在短期内有所增加，但随着构筑物建设的开始，建筑材料的堆放、场地的压实等活动，土壤侵蚀强度很快下降，对占地类型而言，还会起到一定的固土作用。在施工结束后植被不仅可以得到恢复，而且会有一定程度的增加。因此，基地建设对生态环境的影响比较小。

#### 4.1.5.5 油田内部管线建设对生态环境的影响

根据项目设计方案，项目新建各类集输管道 50km、燃料气管线 50km。根据管线途径区域两侧各 500m 评价范围的现状调查结果来看，沿线植被类型主要为草本植物和农田。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，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。

##### (1) 管线临时占地对土壤环境的影响

##### ① 破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大。农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 15~25cm，是农作物根系生长和发达的层次。管道开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

#### ②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

#### ③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有有机质将下降 30%~240%，土壤养分将下降 30%~250%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响。事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

#### ④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，

人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

#### ⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。若在农田中，将影响土壤耕作和农作物生长。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对沿线土壤造成一定的影响。

#### ⑥土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得地表建筑物由于太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出  $1^{\circ}\text{C}\sim 23^{\circ}\text{C}$ ，蒸发量加大，土壤水分减少，将可能形成一条明显的沟带。

#### (2) 管线临时占地对植被的影响

管线施工作业带宽度为 5m，管线施工范围的土体将被扰动、植被遭到破坏。管线临时占地中主要是影响项目分布区的柽柳灌丛和农田。

其中占用的农田主要为人工种植的棉花。为保证管道的安全运行，原则上在管道两侧 5m 范围内不得种植深根系植物，但在管沟回填后，上面仍可以种植农作物。随着时间的推移，经过不断地耕作培肥，管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

临时占地对柽柳灌丛群落影响区处于塔河冲积平原上，地下水埋深较浅，在人工辅助措施下植被较易恢复。

临时占用草地主要为柽柳灌丛，盖度为 30%~50%，施工会造成一定程度的生物量损失，本工程管线穿越区域植被盖度较高，由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

#### (3) 水土流失影响分析

本项目施工过程中因破坏地表植被、开挖土方会产生一定范围的水土流失。根据本项目施工特点，将水土流失分为项目施工期和自然恢复期。

#### ①施工期水土流失

项目施工期管道建设土方开挖和车辆行驶扰动是导致项目区水土流失的主要因素。施工过程中，如不采取水土保持措施，项目施工期可能产生一定量的水土流失。

#### ②自然恢复期水土流失

随着项目建设的结束，扰动地表的施工活动基本终止，同时采取了有效的水土流失防治措施后，土壤流失得到有效控制，但地表植被需要一定时期才能恢复，在植被未能全部覆盖地表以前，仍存在一定的土壤流失。

本项目单个井场铺设管线较短，临时占地面积小，管线路线设计时已尽量避开植被茂密地段，同时合理安排施工进度与时序，控制作业带宽度，减少土方开挖量，缩小地表裸露面积和时间。本项目通过采取相应的工程措施和临时措施，可有效防止因本项目的建设而产生的水土流失。

### 4.5.2 生态环境影响减缓措施

#### (1) 占地生态补偿措施

①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。

②严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度的保护，最小程度的破坏，最大限度的恢复”的原则。

③项目选线及占地应避开植被覆盖度较高的区域，尽量减少对其他自然植被的践踏破坏，注意避让胡杨、柽柳灌丛。

④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，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。

⑤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。

⑥在植物生长季节施工时，做好洒水降尘工作，减少扬尘对植被的影响。

⑦施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

⑧提高施工效率，缩短施工时间，以保持土壤肥力，缩短植物生长季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开植物的生长期，减少植被破坏。占用耕地，应按实行占用耕地补偿制度。土地的征占及补偿应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求进行。

⑨井场废泥浆池做到掩埋、填平、覆土、压实，以利于土壤、植被的恢复。禁止往塔河中排放生活污水和施工废水，禁止往塔河堆放岩屑、生活垃圾等固体废物。

项目实施后及时对临时占地区域进行恢复，对区域生态环境的影响通过2~3年可恢复，且本工程占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。且参照周边同类型工程对占地进行恢复后，区域植被及生态系统恢复良好，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，项目实施对生态环境的影响是可以接受的。

## (2) 水土流失保护措施

根据项目建设特点和区域自然条件，因地制宜、有针对性的提出适宜的水土流失防治措施，主要包括工程措施、临时措施两部分。

①工程措施：井场平整、管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，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地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

②临时措施：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，在管沟施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的范围。项目所在区域具有降水量少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

## (3) 施工期防沙治沙分析及措施

### 1) 施工期防沙治沙分析

本项目井场及管道施工过程中，可能对区域稀少植被造成破坏，形成沙土裸露过程。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。施工过程中严禁超越施工场地，开挖完成后植被经过 2~3 个生长期后即可自然恢复。

## 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施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙漠化；

③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 营运期环境影响评价

### 5.1 大气环境影响评价

#### 5.1.1 常规气象资料分析

##### 5.1.1.1 轮台县常规气象资料分析

本项目部分单井分布于巴州轮台县，距离该项目最近的气象站为轮台县气象站，该地面观测站与项目最近单井距离 52km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.1-1。

表 5.1-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
轮台县气象站	51642	一般站	84.25E	41.78N	52000	976	2019	风速、风向、总云量、干球温度

##### 5.1.1.2 库车市常规气象资料分析

###### (1) 气象资料搜集

本项目部分单井分布于阿克苏地区库车市，距离该项目最近的气象站为库车市气象站，该地面观测站与项目最近单井距离 82km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用库车市气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.1-1。

表 5.1-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51644	一般站	82.97E	41.72N	82000	1082	2019	风速、风向、总云量、干球温度

##### 5.1.2 多年气候统计资料分析

5.1.2.1 轮台县多年气候统计资料分析

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

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.1-2。

表 5.1-2 近 20 年各月平均温度变化统计表

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

由表 5.1-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.5°C，4~10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7°C，12 月份平均气温最低，为-8.7°C。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.1-3。

表 5.1-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.65

由表 5.1-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.65m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.1-4，近 30 年风频玫瑰图见图 5.1-1。

表 5.1-4 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

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

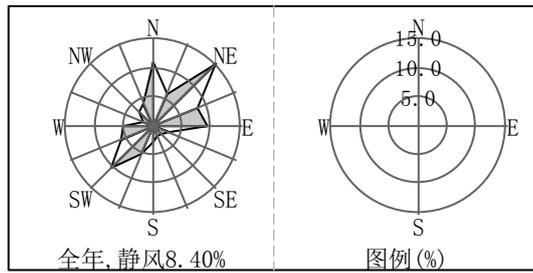


图 5.1-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表5.1-4分析可知，轮台县近20年资料统计结果表明，该地区多年NE风向的频率最大，其次是SW风向。

### 5.1.2.2 库车市多年气候统计资料分析

根据库车市气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

#### (1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.1-5。

表 5.1-5 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-7.2	-0.9	7.3	15.0	20.0	23.6	25.1	24.1	19.2	11.2	2.8	-5.2	11.3

由表 5.1-5 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.3℃，4~10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.1℃，12 月份平均气温最低，为-7.2℃。

#### (2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.1-6。

表 5.1-6 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.4	1.8	2.3	2.5	2.4	2.4	2.4	2.1	1.9	1.7	1.5	1.2	1.97

由表 5.1-6 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.97m/s，4 月份平均风速最大为 2.5m/s，12 月份平均风速最低，为 1.2m/s。

#### (3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.1-7，近 20 年风频玫瑰图见图 5.1-2。

表 5.1-7 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率	15.9	6.2	4.1	3.8	5.3	3.5	3.1	2.5	3.5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率	4.3	7.3	4.7	3.3	2.4	5.6	9.7	15.5	—

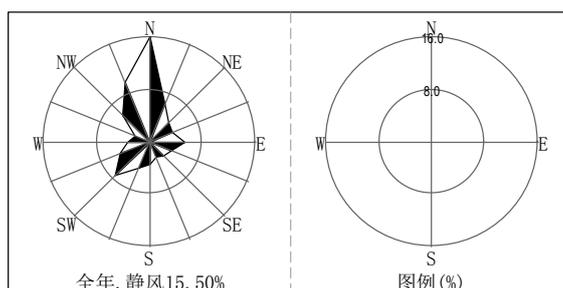


图 5.1-2 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.1-7 分析可知，库车市近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 N 风向的频率最大，其次是 NNW 风向。

### 5.1.3 环境空气影响预测与分析

#### (1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的\*\*最大影响程度和\*\*影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.1-8。

表 5.1-8 项目估算模式参数一览表

序号	参数		A区(库车市、农作地)取值	B区(库车市、草地)取值	C区(库车市、沙漠化荒地)取值	D区(轮台县、农作地)取值	E区(轮台县、草地)取值	F区(轮台县、沙漠化荒地)取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村					
		人口数(城市选项时)	/					
2	最高环境温度/°C		36.8	36.8	36.8	41.4	41.4	41.4
3	最低环境温度/°C		-32.0	-32.0	-32.0	-36.0	-36.0	-36.0
4	测风高度/m		10					
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5					
6	土地利用类型		农作地	草地	沙漠化荒地	农作地	草地	沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候					
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否					
		地形数据分辨率/m	90					
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否					
		岸线距离/km	--					
		岸线方向/°	--					

## (2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.1-9~5.1-10。

表 5.1-9 主要废气污染源参数一览表(点源)

序号	污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	标况气量(m <sup>3</sup> /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)							
1	A 区 1TK863CHB 井场真空 加热炉烟 气	83.78	41.20	941	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
2	B 区 1TK746-2 井场真空 加热炉烟 气	83.83	41.26	940	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
3	C 区 TK8105 井 场真空加 热炉烟气	83.70	41.18	944	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
4	D 区 TK158H 井 场真空加 热炉烟气	84.13	41.26	931	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
5	E 区 TKC1-7H 井场真空 加热炉烟 气	84.18	41.30	933	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041
6	F 区 TKC5-2H 井场真空 加热炉烟 气	84.40	41.31	931	8	0.1	14.0	275	120	4800	正常	PM <sub>10</sub>	0.003
												PM <sub>2.5</sub>	0.0015
												SO <sub>2</sub>	0.0003
												NO <sub>x</sub>	0.041

表 5.1-10 主要废气污染源参数一览表(面源)

序号	面源名称	面源起点坐标/m	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		(X, Y)									
1	A 区 1TK863CHB 井场无组织废气	30, 30	941	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
2	B 区 1TK746-2 井场无组织废气	30, 30	940	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
3	C 区 TK8105 井场无组织废气	30, 30	944	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
4	D 区 TK158H 井场无组织废气	30, 30	931	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
5	E 区 TKC1-7H 井场无组织废气	30, 30	933	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011
6	F 区 TKC5-2H 井场无组织废气	30, 30	931	6	6	25	6	8760	正常	H <sub>2</sub> S	0.0001
										非甲烷总烃	0.011

表 5.1-11 P<sub>max</sub> 及 D<sub>10%</sub> 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C <sub>i</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>i</sub> (%)	P <sub>max</sub> (%)	最大浓度出现距离(m)	D <sub>10%</sub> (m)
1	A 区 1TK863CHB 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.55	0.12	3.92	100	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.28	0.12			
		SO <sub>2</sub>	0.06	0.01			
		NO <sub>2</sub>	7.52	3.76			
2	B 区 1TK746-2 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12			
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12			
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01			
		NO <sub>2</sub>	7.35	3.67			
3	C 区 TK8105 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.57	0.13	124	—	
		PM <sub>2.5</sub>	0.29	0.13			

塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书

		SO <sub>2</sub>	0.06	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.85	3.92		
4	D 区 TK158H 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12	97	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12		
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.36	3.68		
5	E 区 TKC1-7H 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12	97	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12		
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.36	3.68		
6	F 区 TKC5-2H 井场真空加热炉烟气	PM <sub>10</sub>	0.54	0.12	97	—
		PM <sub>2.5</sub>	0.27	0.12		
		SO <sub>2</sub>	0.05	0.01		
		NO <sub>2</sub>	7.36	3.68		
7	A 区 1TK863CHB 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
8	B 区 1TK746-2 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
9	C 区 TK8105 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
10	D 区 TK158H 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
11	E 区 TKC1-7H 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		
12	F 区 TKC5-2H 井场无组织废气	H <sub>2</sub> S	0.09	0.94	89	—
		非甲烷总烃	10.32	0.52		

注：利用估算模式 AERSCREEN 计算时，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 1h 质量浓度均值取日平均值质量浓度限值的 3 倍。

由表 5.1-11 可知，项目废气中 PM<sub>10</sub> 最大落地浓度为 0.57 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.13%；PM<sub>2.5</sub> 最大落地浓度为 0.29 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.13%；SO<sub>2</sub> 最大落地浓度为 0.06 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.01%；NO<sub>2</sub> 最大落地浓度为 7.85 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 3.92%；非甲烷总烃最大落地浓度为 10.32 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.52%；H<sub>2</sub>S 最大落地浓度为 0.09 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.94%，D<sub>10%</sub> 均未出现。

## 5.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.1-12。

表 5.1-12 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
A 区 1TK863CHB 井场真空加热炉烟气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H <sub>2</sub> S	0.076	0.076	0.076	0.076
B 区 1TK746-2 井场真空加热炉烟气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H <sub>2</sub> S	0.076	0.076	0.076	0.076
C 区 TK8105 井场真空加热炉烟气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H <sub>2</sub> S	0.076	0.076	0.076	0.076
D 区 TK158H 井场真空加热炉烟气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H <sub>2</sub> S	0.076	0.076	0.076	0.076
E 区 TKC1-7H 井场真空加热炉烟气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H <sub>2</sub> S	0.076	0.076	0.076	0.076
F 区 TKC5-2H 井场真空加热炉烟气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H <sub>2</sub> S	0.076	0.076	0.076	0.076

由表 5.1-12 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  $8.337 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；对四周场界 H<sub>2</sub>S 浓度贡献值为  $0.076 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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。

## 5.1.5 大气环境防护距离

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

## 5.1.6 污染物排放量核算

## (1) 有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.1-13。

表 5.1-13 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	加热炉数量 (座)	污染物	核算排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	核算排放速率(kg/h)	核算年排放量(t/a)
1	真空加热炉烟气	43	颗粒物	10	0.003	0.602
			SO <sub>2</sub>	1.15	0.0003	0.043
			NO <sub>x</sub>	150	0.041	8.471

## (2) 无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.1-14。

表 5.1-14 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m <sup>3</sup> )	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	4.128
		硫化氢			《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H <sub>2</sub> S≤0.06

## (3) 项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表5.1-15。

表 5.1-15 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	颗粒物	0.602
2	二氧化硫	0.043
3	氮氧化物	8.471
4	硫化氢	0.0387
5	非甲烷总烃	4.128

## 5.1.7 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。

## 5.1.8 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.1-16。

表 5.1-16 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM <sub>2.5</sub> 、PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ) 其他污染物(H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃)			包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不含二次PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录D <input checked="" type="checkbox"/> 其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2019) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃)				包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>本项目</sub> 最大占标率 ≤ 100% <input checked="" type="checkbox"/>			C <sub>本项目</sub> 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C <sub>本项目</sub> 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C <sub>本项目</sub> 最大标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C <sub>本项目</sub> 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C <sub>本项目</sub> 最大标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时间长 (0.17) h	C <sub>本项目</sub> 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C <sub>非正常</sub> 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C <sub>叠加</sub> 达标 <input type="checkbox"/>			C <sub>叠加</sub> 不达标 <input type="checkbox"/>			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>			k > -20% <input type="checkbox"/>			

续表 5.1-13 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ( )		监测点位数 ( )	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>

评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护 距离	距 ( ) 厂界最远 ( ) m			
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> (0.043) t/a	NO <sub>x</sub> : (8.471) t/a	颗粒物: (0.602) t/a	VOC <sub>s</sub> : (4.128)t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “( )”为内容填写项					

## 5.2 地表水环境影响评价

本项目建成投运后, 不新增劳动定员, 仅定期巡检, 无常备工作人员, 全部依托塔河油田现有人员, 无新增废水的产生及排放。本项目实施投运后, 无废水外排, 不会对周围水环境产生影响, 因此本项目不再进行地表水环境评价。

## 5.3 地下水环境影响评价

### 5.3.1 调查区域水文地质条件概况

#### (1) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北, 从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线, 包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂, 其结构总体来说比较松散, 包气带厚度约 5.12~6.0m 左右, 粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d, 细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d。本项目评价区包气带岩性主要为粉土和粉砂, 包气带厚度约为 5.5m。

#### (2) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北, 地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层, 为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右, 东北部地区埋深小于 10m, 最浅埋深 1.26m。

评价区域所在地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。

#### (3) 含水层的富水性

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等。潜水含水层近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。该区潜水位埋深 3~6m 左右, 钻孔揭露的潜水含水层厚度 17~50m, 含水层岩性为第四系细砂、粉砂, 换算

涌水量为 363.0~810.0m<sup>3</sup>/d，水量中等；渗透系数为 1.82~4.01m/d。

#### (4) 地下水的补、径、排条件

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

项目区内潜水矿化度的变化极其复杂，从<1g/L、1~3g/L、>10g/L 不等，无明显的变化规律；在塔河北岸的西部地段，从北向南，承压水矿化度由低升高的变化趋势为 0.37-2.63-3.12g/L；在中部地段，矿化度由低到高的变化趋势为 2.39-3.01-3.12g/L；在东部地段，矿化度由低到高的变化趋势为 0.30-0.44-0.76g/L。由此可见，在塔河北岸的西部地段，矿化度由低升高的变化幅度最大，在中部和东部变化的则比较平缓。区域水文地质图见图 5.3-1。

#### 5.3.2 工程场区包气带污染调查

本项目调查评价区域地下水大部分属潜水，局部具承压水特征，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。包气带渗透系数为 0.0025~0.0223cm/s，本工程所在位置天然包气带防污性能较弱。

#### 5.3.3 区域地下水污染源调查

评价区位于库车市和轮台县南部，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浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、铝、碘化物、耗氧量超标外，其他含水层监测因子均未超标。

图 5.3-1 区域水文地质图

#### 5.3.4 地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为一级，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。

##### 5.3.4.1 正常状况

###### (1) 废水

本项目运营期间无废水产生。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

###### (2) 含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

###### (3) 集输管线

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

##### 5.3.4.2 非正常状况

###### (1) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评

价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

#### (2) 集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

井场管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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

本项目非正常状况下，采油树管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

#### 5.3.4.3 预测因子筛选

本项目污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的IV类标准。各评价因子检出限及评价标准见表 5.3-1。

表 5.3-1 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.5	0.01	0.07

#### 5.3.4.4 预测源强

根据塔河油田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，发生1小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量 $1\text{m}^3$ 。

#### 5.3.4.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本项目所在区域地下水埋深大于5m，本次预测考虑泄漏原油1‰进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.77kg。然后

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂一平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约50m；

$m_M$ —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本项目线源瞬时注入的污染物质量石油类0.77kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取4.01m/d。水力坡度I为2.1‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=4.01\text{m/d} \times 2.1\text{‰}/0.32=0.03\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.32$ ；

$D_L$ —纵向弥散系数， $\text{m}^2/\text{d}$ ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=0.29\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=0.02\text{m}^2/\text{d}$ ； $D_T$ —横向y方向的弥散系数， $\text{m}^2/\text{d}$ ；横向弥散系数 $D_T=0.005\text{m}^2/\text{d}$ ；

$\pi$ —圆周率。

#### 5.3.4.6 预测内容

在事故状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污

染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中IV类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围 (m <sup>2</sup> )	影响范围 (m <sup>2</sup> )	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最 大运移距 离(m)	超标范围 是否出场 界	超出场界 最远距离 (m)
100d	14.6	21.8	0.07	3.83	3.90	9.2	否	—
365d	18.5	46.7	0.07	1.05	1.12	22.3	否	—
1000d	—	89.9	0.07	0.38	0.45	47.5	否	—

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 14.6m<sup>2</sup>，影响范围为 21.8m<sup>2</sup>，污染物最大贡献浓度为 3.83mg/L，叠加背景值后的浓度为 3.90mg/L，污染物最大迁移距离为 9.2m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 18.5m<sup>2</sup>，影响范围为 46.7m<sup>2</sup>，污染物最大贡献浓度为 1.05mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.12mg/L，污染物最大迁移距离为 22.3m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 1000d 后石油类污染晕影响范围消失，污染物最大贡献浓度为 0.38mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.45mg/L，项目周边无超标范围。

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，但超标范围未出场界，并且在企业做好源头控制措施、完善分区防渗措施、管道刺漏防范措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。以上假定非正常情况下管线连接和阀门处泄漏情形，均可由总控室发现压力异常，从而切断阀门，由巡线职工及时赶往泄漏发生地点，组织相关人员进行清污，可以从源头上可以得到控制，不会对地下水环境构成影响。

### 5.3.5 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

《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 5.3-3 及图 5.3-2。

表 5.3-3 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
营运期井场	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 $1.0 \times 10^{-7}$ cm/s 的黏土层的防渗性能
		加热炉	

(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，

图 5.3-2 营运期井场分区防渗图

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》(HJ/T164-2004)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,利用采油一厂、采油二厂、采油三厂地下水例行监测井为本项目地下水水质监测井,地下水监测计划见表 5.3-4。

表 5.3-4 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	≤50m	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	
J2					
J3					
J4					
J5					
J6					

#### (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。

### 5.3.6 地下水环境评价结论

#### (1)环境水文地质现状

区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂,包气带厚度约为 5.5m,包气带

防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

## (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) 地下水环境污染防治措施

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治措施。

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”相关要求进行分区防渗。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在制定采油一厂、采油二厂、采油三厂全厂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。

### 5.4 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采气树、加热炉设备。

#### 5.4.1 预测模式

##### (1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

$L_w$ —倍频带声功率级，dB；

$D_c$ —指向性校正，dB；

$A$ —倍频带衰减，dB；

$A_{div}$ —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

$A_{gr}$ —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

$A_{atm}$ —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

$A_{bar}$ —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

$A_{misc}$ —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

##### (2) 室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1} = L_w + 10 \lg \left( \frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中： $L_{p1}$ —室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

$L_w$ —声源的倍频带声功率级, dB;

$r$ —声源到靠近围护结构某点处的距离, m;

$Q$ —指向性因子;

$R$ —房间常数,  $R = S\alpha / (1 - \alpha)$ ,  $S$ 为房间内表面面积,  $m^2$ ,  $\alpha$ 为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的  $i$  倍频带叠加声压级:

$$L_{pli}(T) = 10 \lg \left( \sum_{j=1}^N 10^{0.1L_{plij}} \right)$$

式中:  $L_{pli}(T)$ —靠近围护结构处室内  $N$  个声源  $i$  倍频带的叠加声压级, dB;

$L_{plij}$ —室内  $j$  声源  $i$  倍频带的声压级, dB;

$N$ —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级:

$$L_{p2i}(T) = L_{pli}(T) - (TL_i + 6)$$

式中:  $L_{p2i}(T)$ —靠近围护结构处室外  $N$  个声源  $i$  倍频带的叠加声压级, dB;

$TL_i$ —围护结构  $i$  倍频带的隔声量, dB;

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源, 计算出中心位置位于透声面积 ( $S$ ) 处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10 \lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置, 其倍频带声功率级为  $L_w$ , 根据厂房结构 (门、窗) 和预测点的位置关系, 分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式, 计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为  $a$ , 高度为  $b$ , 窗户个数为  $n$ ; 预测点距墙中心的距离为  $r$ 。预测点的声级按照下述公式进行预测:

当  $r \leq \frac{b}{\pi}$  时,  $L_A(r) = L_2$  (即按面声源处理);

当  $\frac{b}{\pi} \leq r \leq \frac{na}{\pi}$  时,  $L_A(r) = L_2 - 10 \lg \frac{r}{b}$  (即按线声源处理);

当  $r \geq \frac{na}{\pi}$  时,  $L_A(r) = L_2 - 20 \lg \frac{r}{na}$  (即按点声源处理);

(3) 计算总声压级

① 计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

② 预测点的噪声预测值

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

式中:  $L_{eqg}$  — 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

$L_{eqb}$  — 预测点的背景值, dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

5.4.2 噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似, 选取其中 1 个井场作为代表性井场, 噪声源噪声参数见表 5.4-1。

表 5.4-1 井场噪声源参数一览表

分类	序号	声源名称	数量 (台/套)	中心坐标(X, Y, Z)	噪声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]
OTK898CH 井场	1	采油树	1	(30, 30, 1)	85	基础减振	10
	2	加热炉	1	(15, 15, 1.5)	80	基础减振	10

5.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式, 结合噪声源到各预测点距离, 通过计算, 本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.4-2。

表 5.4-2 井场噪声预测结果一览表 单位: dB(A)

场地	场界	坐标	贡献值	标准值	结论
OTK898CH 井	东场界	(60, 30)	44.0	昼间 65	达标

场				夜间	55	达标
	南场界	(30, 0)	41.7	昼间	65	达标
				夜间	55	达标

续表 5.4-2

井场噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

场地	场界	坐标	贡献值	标准值		结论
OTK898CH 井场	西场界	(0, 30)	41.7	昼间	65	达标
				夜间	55	达标
	北场界	(30, 60)	44.0	昼间	65	达标
				夜间	55	达标

由表 5.4-2 可知, 井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7~44.0dB(A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 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。

### 5.5 固体废物影响分析

本项目运营期无固废产生, 不再开展影响分析。

### 5.6 生态环境影响评价

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

#### (1) 对野生动物的影响分析

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

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

#### (2) 生态系统完整性影响评价

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

不会受到明显影响。

由于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，产生一定程度影响。

### (3) 景观影响分析

区域经过油田开发，已经形成了采油工业、自然景观交替的景观。本项目井场设施及永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

地面基础设施建设完成后，井场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。

## 5.7 土壤环境影响评价

### 5.7.1 环境影响识别

#### 5.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1，本项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为 I 类。

#### 5.7.1.2 影响类型及途径

本项目营运期外排废气中主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢，不涉及废水产生。本项目采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.7-1。

表 5.7-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	--	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 5.7-1 可知，本项目影响途径主要为运营期垂直入渗染，因此本项目

土壤环境影响类型为“污染影响型”。

### (3) 影响源及影响因子

本项目输送介质为采出液(石油和天然气)，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.7-2。

表 5.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

## 5.7.2 现状调查与评价

### 5.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为井场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

### 5.7.2.2 敏感目标

本项目部分井场外扩 200m 范围和管线两侧 200m 范围内存在农田，属于土壤环境敏感目标。

### 5.7.2.3 土地利用类型调查

#### (1) 土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为农作地、草地、沙漠化荒地，分布有少量的荒漠植被。

#### (2) 土地利用历史

根据调查，本项目各井场建设之前现状为农作地、草地、沙漠化荒地。

#### (3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

#### (4) 土壤理化性质调查

为了了解区域土壤理化特征，在调查评价范围内选取了 3 个点位进行了土壤理化性质及剖面调查。土壤理化性质见表 5.7-3 和表 5.7-4。

表 5.7-3 土壤理化性质调查结果一览表

点号		时间		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量			
	其他异物			

表 5.7-4 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次

#### 5.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016 年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类,土壤评价范围内土壤类型为荒漠风沙土、干旱盐土、结壳盐土、盐化林灌草甸、盐化草甸土、石灰性草甸土、潮土、草甸盐土。

图 5.7-1 区域土壤类型分布图

## 5.7.3 环境影响预测与评价

本项目实施后，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。

类比同类石油开采项目，正常情况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状态下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，参照同类项目井场边缘选择存在地表积油的位置进行了土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.7-5。

表 5.7-5 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度(cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.7-5 中的监测结果表明，非正常状态下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且井场设电控信一体化撬 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，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，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，送塔河油田绿色环保站处理。因此，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

## 5.7.4 保护措施与对策

## 5.7.4.1 土壤污染防治措施

## (1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生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) 过程防控措施

严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区和真空加热炉区域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  $1.0 \times 10^{-7}$  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项目主体工程的设计使用年限。

## 5.7.4.2 跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.7-6。

表 5.7-6 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场内采油树管线接口处	表层样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每 3 年监测一次
2	管线穿越农田区域代表性点				

## 5.7.5 结论与建议

本项目各井场占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农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，一般很难渗入到 2m 以下。本评价要求项目运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，项目实施对土壤环境的影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.7-7。

表 5.7-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(27.48)hm <sup>2</sup>				
	敏感目标信息	敏感目标( )、方位( )、距离( )				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他( )				
	全部污染物	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				
	特征因子	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0.2m	
	柱状样点数	5	0	0.5m、1.5m、3m		
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )				点位布置图

续表 5.7-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注		
现状评价	评价因子	占地范围内: 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )					
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.1☐; 表 D.2☐; 其他( )					
	现状评价结论	井场占地范围内各监测点各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值标准; 占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值					
影响预测	预测因子	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )					
	预测方法	附录 E☑; 附录 F☐; 其他(类比分析)					
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 贡献值、预测值					
	预测结论	达标结论: a)☐; b)☐; c)☑ 不达标结论: a)☐; b)☐					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☐; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他( )					
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次			
		5	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	每3年1次			
信息公开指标	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )						
评价结论	建设项目对土壤环境影响可以接受						
注1: “☐”为勾选项,可√;“( )”为内容填写项;“备注”为其他补充内容。 注2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的,分别填写自查表。							

## 5.8 环境风险评价

### 5.8.1 评价依据

#### 5.8.1.1 风险调查

本项目新建井场集输管线 50km、燃料气管线 50km。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<sub>2</sub>S, 存在于集输管线、燃料气管线内。本项目所在区域以油气开采为主, 部分井场周边存在村庄。

#### 5.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求,结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度,事故情形下环境影响途径,对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析,按照表 5.4-1 确定环境风险潜势。本项目危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.8-1。

表 5.8-1 建设项目环境风险潜势划分一览表

环境敏感程度(E)	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
环境高度敏感区(E1)	IV <sup>+</sup>	IV	III	III
环境中度敏感区(E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区(E3)	III	III	II	I

表 5.8-2 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 $q_n/t$	临界量 $Q_n/t$	该种危险物质Q值
集输管 线	1	原油(采出液)	—	6.8	2500	0.00272
	2	甲烷	74-82-8	0.075	10	0.0075
	3	乙烷	74-84-0	0.007	10	0.0007
	4	丙烷	74-98-6	0.002	10	0.0002
	5	H <sub>2</sub> S	7783-06-4	0.001	2.5	0.0004
集输管线Q值 $\Sigma$						0.01152
燃料气 管线	1	甲烷	74-82-8	0.075	10	0.0075
	2	乙烷	74-84-0	0.007	10	0.0007
	3	丙烷	74-98-6	0.002	10	0.0002
燃料气管线Q值 $\Sigma$						0.0084
项目Q值 $\Sigma$						0.01992

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)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。

### 5.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级

别划分的判据见表 5.8-3。

表 5.8-3 环境风险评价工作级别划分一览表

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

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》(HJ169-2018)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。

### 5.8.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，部分井场周边存在村庄。项目周边敏感目标分布情况见表 5.8-4。

表 5.8-4 项目周边敏感点概况一览表

序号	保护目标	相对方位	距井场距离(m)	户数(户)/人数(人)
1	喀拉托格拉克村	0TK898CH井西	1700	80/300
2	朗喀村	TK894-1井北	1900	70/260
3	胡塔西村	1TK746-2井南	800	300/900

### 5.8.3 环境风险识别

#### 5.8.3.1 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 5.8-5。

表 5.8-5 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、燃料气管线
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	集输管线
5	原油(采出液)	可燃液体	

#### 5.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于集输管线和燃料气管线中。

### 5.8.3.3 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 5.8-6。

表 5.8-6 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、燃料气管线泄漏	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，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，硫化氢进入大气引发中毒事故	大气、土壤、地下水

### 5.8.4 环境风险分析

#### 5.8.4.1 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。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。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。整体对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

#### 5.8.4.2 地表水环境风险分析

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

#### 5.8.4.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水产生和排放；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。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

#### 5.8.5 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。结合本项目特点，采取以下风险防范措施。

##### 5.8.5.1 管道事故风险预防措施

###### (1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

###### (2) 运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

##### 5.8.5.2 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

本项目根据以往经验，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。

#### 5.8.6 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。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂、采油二厂、采油三厂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。

#### 5.8.7 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可能发生火灾、爆炸事故，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，遇火源可能发生火灾爆炸事故，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西北油田分公司塔河油田采油一厂、采油二厂、采油三厂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。

##### (4) 环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险防范措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

本项目全厂环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.8-7，环境风险简单分析内容表见表 5.8-8。

表 5.8-7 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	129	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		172	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		129	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	430	—

表 5.8-8 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田东部 2021 年产能建设项目		
建设地点	新疆阿克苏地区库车市和巴州轮台县境内		
区块坐标范围	东经		北纬
主要危险物质及分布	原油(采出液)、硫化氢、甲烷、乙烷以及丙烷，均存在于集输管线和燃料气管线内，存储量分别为 6.8t、0.001t、0.15t、0.014t、0.004t		
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，本项目油田开发建设过程中采油、油品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、硫化氢中毒等		
风险防范措施要求	具体见 5.8.5 节		

## 5.9 修井、洗井、闭井作业环境影响分析

### 5.9.1 修井、洗井环境影响分析

据塔河油田现有统计数据，生产期每 2~3 年修井、洗井一次，修井、洗井作业过程中主要污染源为修井、洗井废水、落地油、设备运行噪声。

#### (1) 修井、洗井废水

修井废水的产生是临时性的，每次产生作业废水约 40m<sup>3</sup>。废液中主要含有酸、盐类、石油类和有机物。修井、洗井废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，达到回注水标准后回注地层。

#### (2) 修井、洗井固废

修井、洗井固废主要为含油废物，修井、洗井过程中采用清洁生产工艺后(厚

塑料布铺垫井场), 可使含油废物全部得到回收, 不向外环境排放含油废物。含油废物委托有危险废物处置资质单位接收处置。

### (3) 修井、洗井过程中钻井等设备噪声

修井、洗井时噪声主要为修井、洗井过程中钻井等设备噪声, 修井、洗井周期时间较短, 且周边无声环境敏感目标。

修井、洗井期作业时间短, 修井废水、洗井废水、含油废物均妥善处置, 未向外部环境排放, 均属于临时性污染源, 不会对周边环境产生影响。后续修井、洗井作业过程中严格按照管理要求。

## 5.9.2 闭井期环境影响分析

随着油气田开采的不断进行, 其储量逐渐下降, 最终井区将进入闭井期。当油气田开发接近尾声时, 各种机械设备将停止使用, 进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域, 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、废弃建筑残渣等固体废物, 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, 废弃建筑残渣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。油气田

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。

### 5.9.3 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、废弃建筑残渣，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 环保措施可行性论证

### 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

##### 6.1.1.1 施工扬尘

(1) 井场场地平整时，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，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4) 在管线和道路作业带内施工作业；

(5) 在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

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。

##### 6.1.1.2 测试放喷废气

(1) 在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，井场采出液通过管线集输至计转站，最终送至各联合站处理。

(2) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

建设单位在施工招投标时，要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。定期检查以上抑尘措施的落实情况。通过以上工程措施和管理措施，管线、道路和站场周围的施工扬尘影响能够减缓到可接受的程度，因此，以上抑尘措施是可行的。

#### 6.1.2 运营期环境空气保护措施

(1) 所有的加热炉用气均用净化后的天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2) 项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天

然气泄漏对大气环境影响；

(3) 本工程定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4) 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。

(5) 根据《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》要求，建议本工程运营后期开展泄漏检测与修复(LDAR)，建立健全管理制度，加强各井场仪表连接件等静密封点的泄漏管理。

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

## 6.2 废水治理措施可行性论证

### 6.2.1 施工期水环境污染防治措施

#### (1) 钻井工程

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水和施工队生活污水。

##### ① 钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

##### ② 施工队生活污水

本项目部署新井 43 口(含老井侧钻 9 口)，钻井平均周期 150 天。生活污水产生量为 30960m<sup>3</sup>。生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)自然蒸发处理。

##### ③ 结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。类比塔河油田其它钻井工程采取的生活污水处理措施，在井场施工营地附近建设防渗的化粪池，利用区气候干燥、蒸发量大的自然环境，施工结束后自然蒸发处理措施可行。钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；综上所述，上述措施可行。

#### (2) 地面工程施工

除钻井工程以外的地面工程主要为井场建设、管线工程和道路工程，施工

呈现区域性、线性。地面工程施工均不设置施工营地，施工期间产生少量施工人员盥洗废水，其污染物主要为SS、COD，用于区域绿化或抑尘用水。不会对周边环境产生明显影响。

### 6.2.2 运营期水污染防治措施

(1) 本项目采出液采用管道密闭输送至各计转站，最终通过管线送至区域联合站进行处理。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) 井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站或有相关资质的处理单位处理，处理后的井下作业废水均不外排。

## 6.3 噪声防治措施可行性论证

### 6.3.1 钻井期井场工程

在井场，高噪声污染源主要是柴油发电机、钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声。主要隔声减噪措施包括：

- (1) 泥浆泵、柴油机做好基础减振；
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机等高噪声设备；
- (3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

### 6.3.2 施工期管线工程

(1) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，集输管线的作业带宽度为 5m。

(2) 管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

### 6.3.3 运营期

- (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。

类比同类井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

## 6.4 固体废物处理措施可行性论证

### 6.4.1 施工期

#### 6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目新钻43口井，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开为膨润土泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；二开、三开为磺化泥浆，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，泥浆进入泥浆罐拉运至下一钻井工程使用。

主要工艺如下：

首先把废弃钻井液进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与废弃钻井液打入量相匹配量的絮凝——脱稳剂，经混拌装置传输，进入固液分离装置进行泥水分离，水相收集到指定位置，固相进入二级螺旋式混拌装置，同时加入与之相匹配量的高效原还粉，在设计时间内，经二级螺旋式混拌装置传输，处理为类土壤性状的无害化处理产物。

目前，塔河油田内有多处采用相同处理工艺(水洗)的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑，类比其评估调查结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。

#### 6.4.1.2 废机油处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4，废机油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接受，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

#### 6.4.1.3 生活垃圾处理措施

井场生活垃圾定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋处理。

### 6.4.2 运营期

(1) 井下作业必须带罐(车)操作,所使用的各种化学药剂严格控制落地,残液落地要彻底清理干净,不得向环境排放。

(2) 本项目产生的油泥(砂)委托环保部门认可的有危废处理资质的企业进行回收处理。

(3) 定期对井场进行巡视,减少落地原油量,使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 加大巡井频率,提高巡井有效性,发现对井场安全有影响的行为,及时制止、采取相应措施并向上级报告。

通过以上措施,固体废物达到《固体废物污染环境防治法》关于分类、储存和无害化处置的要求。

## 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) 钻井采用“钻井废弃泥浆不落地达标处理技术”,做到资源化、减量化及无害化处理后,全部清运至固废填埋场。

(3) 站场施工在开挖地表、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) 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,污水进灌、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。

(6) 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，不得捕猎。

⑤确保各类废弃物妥善处理，废物处理场采用铁丝围栏加以防护，避免野生动物陷入而危及生命。

⑥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(2015年修订)》、《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(2016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

本项目实施后，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) 定时巡查井场、管线等。

(3) 及时做好井场清理平整工作，掩埋岩屑池做到掩埋，填平、覆土、压实。

(4) 井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整。

本项目永久占地类型为农作地、草地、沙漠化荒地，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。

本项目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(井场、道路等)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。

(5) 施工作业结束后，考虑防风固沙。

(6) 井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

通过采取以上措施，本项目井场、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，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

## 6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设

施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

#### (1) 污染治理措施

随着油田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入闭井期。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。

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，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，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处理。

#### (2) 闭井期生态环境保护措施

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凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

⑤拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至临近环保站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑧保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

## 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 100000 元，环保投资 1290 万元，环保投资占总投资的比例为 1.3%。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。真空加热炉采用清洁能源-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。

##### (2) 废水

本项目运营期无废水产生。

### (3) 固体废弃物

本项目运营期无固体废物产生。

### (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，由于井场、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  $50 \times 10^4$  元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$  元/ $\text{km}^2$ ，根据项目永久占地面积 ( $0.2748 \text{km}^2$ )，计算得出生态经济损失预计  $13.74 \times 10^4$  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，由于井场、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 1290 万元，环境保护投资占总投资的 1.3%。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 管理机构及职责

本项目日常环境管理工作纳入塔河油田采油一厂、采油二厂和采油三厂现有 QHSE 管理体系。

采油一厂、采油二厂和采油三厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。各厂环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油一厂、采油二厂和采油三厂均设置有 QHSE (质量、健康、安全和环境) 管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效的开展环保工作提供了依据。

##### 8.1.1.2 职责

- (1) 西北油田分公司采油一厂/采油二厂/采油三厂 QHSE 管理委员会
  - 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。
  - 作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。
  - 每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

### (2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

——负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

### (3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

## 8.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

### 8.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油一厂、采油二厂和采油三厂 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

### 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，减少运营期事故的发生，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，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等		建设单位环保部门及当地环保部门

污染防治	植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被	建设单位环保部门及当地环保部门		
	水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等	建设单位环保部门及当地环保部门		
	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被	建设单位环保部门及当地环保部门		
	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等	建设单位环保部门及当地环保部门		
	废水	处理达标后排放	建设单位环保部门及当地环保部门		
	固体废物	废弃泥浆按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场	建设单位环保部门及当地环保部门		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	建设单位环保部门及当地环保部门		
运营期	正常工况	废水	污水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废气	含硫率低的燃料		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案	建设单位	当地环保部门	

## 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：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：张煜

生产地址：新疆阿克苏地区库车市和巴州轮台县境内

主要产品及规模：①新建钻井 43 口（包含老井侧钻 9 口），各井场均配备 1 台 200kW 的真空加热炉；②新建单井集输管线 50km，燃料气管线 50km，新建井场道路 20km；③新建 3 座 13 井式阀组；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后预计产油量 756.8t/d，产气量  $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ 。

#### (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 2.3-8、

2.3-11。

本项目污染物排放标准见表 1.6-3。

本项目污染物排放量情况见表 3.8-1。

本项目污染物总量控制指标情况见表 8.3-1。

### (3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔河油田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

本项目污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 塔河油田东部 2021 年产能建设项目污染物排放清单一览表

类别	工程组成	原辅材料及要求	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m <sup>3</sup> )	环境监测要求												
				环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟量 (Nm <sup>3</sup> /h)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排气筒高度 (m)	内径 (m)															
废气	井场及集输管线	天然气, 管线输送	加热炉烟气	加热炉燃烧净化后的天然气	—	颗粒物 SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub>	4800	275	10 1.15 150	8	0.1	SO <sub>2</sub> : 2.838 NO <sub>x</sub> : 11.35 2	颗粒物≤ 20; SO <sub>2</sub> ≤50; NO <sub>x</sub> ≤200	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值												
															—	井场无组织废气	采取管道密闭输送, 加强阀门的检修与维护, 从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	厂界非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
类别	噪声源		污染因子			治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求																
噪声	加热炉		L <sub>eq</sub>			基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A); 夜间≤55dB(A)		按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行																
	采油树		L <sub>eq</sub>			—	降噪 10dB(A)																			
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行																							

## 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可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

### 8.4.3 监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂、采油二厂、采油三厂属于自治区重点排污单位，根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划和工作方案。地下水监测依托塔河油田采油一厂、采油二厂、采油三厂例行监测。

本项目投入运行后，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	各井场加热炉烟气	颗粒物、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、烟气黑度	排气筒采样孔	每季 1 次
	各单井无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	代表性井场场界噪声	L <sub>eq</sub>	场界外 1m	每季 1 次
土壤环境	代表性井场内土壤	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	井下风向 10m 处	每 3 年一次
	代表性井场集输管线穿越农田处			

#### 8.4.4 设备及管线组件泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中挥发性有机物控制有关要求,挥发性有机物流经以下设备与管线组件时,应进行泄漏检测与控制:泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

##### (1) 泄漏检测周期

①对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察,检查其密封处是否出现可见泄漏现象:

②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次;

③法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次;

④设备和管线组件初次启动或检维修后,应在 90d 内进行泄漏检测;

##### (2) 泄漏的认定

出现以下情况,则认定为发生了泄漏:

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象;

②液态 VOCs 物料流经的设备与管线组件,泄漏检测值大于等于 2000 $\mu\text{mol}/\text{mol}$ 。

##### (3) 泄漏修复

①当检测到泄漏时,对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d

内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

②符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车(工)检修期间完成修复。

- a、装置停车(工)条件下才能修复；
- b、立即修复存在安全风险；
- c、其他特殊情况

(4) 记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

### 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
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m 高烟囱	1	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ SO <sub>2</sub> $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ NO <sub>x</sub> $\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	86	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
	2	井场无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
噪声	1	加热炉	基础减震	—	场界达标: 昼间 $\leq 65\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 55\text{dB(A)}$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区排放限值
	2	采油树	—	—		—	
防渗	1	一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	—	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	215	—

		黏土层的防渗性能				
2	简单防渗区	地面硬化或绿化处理	—	进行硬化处理	—	—

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
其他	1	风险防范措施	可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置		430	—
			消防器材				—
			警戒标语标牌				—
	2	生态保护	井场恢复		344	植被恢复, 恢复程度不低于开发前	
			水土保持		215	—	
合计					—	1290	—

## 9 结论与建议

### 9.1 建设项目情况

#### 9.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田东部 2021 年产能建设项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：新建

建设内容：①新建钻井 43 口（包含老井侧钻 9 口），各井场均配备 1 台 200kW 的真空加热炉；②新建单井集输管线 50km，燃料气管线 50km，新建井场道路 20km；③新建 3 座 13 井式阀组；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：产油量 756.8t/d，产气量  $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 100000 万元，其中环保投资 1290 万元，占总投资的 1.3%。

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库车市和巴州轮台县。区域以油气开采为主，土地利用类型以农作地、草地、沙漠化荒地为主，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。

#### 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 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。

本项目属于西北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，引用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：越靠近塔里木河，监测点位地下水受塔里木河补给影响，监测水质越好。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，其余监测因子除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铝、碘化物、耗氧量外，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。铁、锰超标是该井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。耗氧量超标可能是施工活动人为引起。

声环境质量现状监测结果表明：本项目代表性井场四周场界噪声监测值昼间为 dB(A)，夜间为 dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：井场占地范围内各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)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

### 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，涉及 3 个村庄等敏感点，因此将评价范围内涉及的 3 个村庄设置为环境空气保护目标。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),将各井场占地外 1000m 和管线两侧 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對象,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

运营期环境空气主要保护措施如下:

(1)所有的加热炉用气均用天然气作为燃料,从而减少有害物质的排放。

(2)项目采用密闭集输工艺,容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料,站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统,严格控制天然气泄漏对大气环境影响;

(3)本项目定期巡检,确保集输系统安全运行。

(4)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。

从以往同类管道、井场的验收评价来看,以上环境空气污染防治措施可行。

#### 9.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期无废水产生。

#### 9.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目井场周围地形空旷,井区内无人居住,井场的噪声在采取有效的隔音降噪措施后,再通过距离衰减,对周围声环境的影响较小。

#### 9.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期无固体废物产生。

### 9.4 项目对环境的影响

#### 9.4.1 大气环境影响

本项目废气中  $PM_{10}$  最大落地浓度为  $0.72 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.16%;  $PM_{2.5}$  最大落地浓度为  $0.36 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.16%;  $SO_2$  最大落地浓度为  $0.07 \mu g/m^3$ 、

占标率为 0.01%；NO<sub>2</sub>最大落地浓度为 9.80 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 4.90%；非甲烷总烃最大落地浓度为 10.32 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.52%；H<sub>2</sub>S 最大落地浓度为 0.09 μg/m<sup>3</sup>、占标率为 0.94%，D<sub>10%</sub>均未出现。

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 8.50~8.82 μg/m<sup>3</sup>，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；对四周场界 H<sub>2</sub>S 浓度贡献值为 0.08 μg/m<sup>3</sup>，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。

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

区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，包气带厚度约为 5.5m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

##### (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；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，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。

##### (3) 地下水环境污染防治措施

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治措施。

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”相关要求进行分区防渗。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在制定采油一厂、采油二厂和采油三厂全厂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

本项目井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7~44.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 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

本项目运营期无固体废物产生。

#### 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气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。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、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

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 。项目稳产期  $\text{SO}_2$  排放量为 2.838t/a， $\text{NO}_x$  排放量为 11.352t/a。

### 9.6 环境风险评价

西北油田分公司采油一厂、采油二厂、采油三厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油一厂、采油二厂、采油三厂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，中国石油化工股份有限公司西北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

本项目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。施工期加强车辆的管理和土方施工扬尘控制以减少对大气环境的影响；试压废水和施工人员生活污水就地泼洒抑尘；产噪设备合理布局，采用必要的降噪措施，周边无声环境敏感点，对声环境影响较小；生活垃圾随车带走，避免对环境污染影响。

营运期井口至阀组油气集输均采用密闭流程，并加强阀门的检修和维护，以减少非甲烷总烃无组织排放；加热炉以净化后的天然气为燃料，烟气通过烟囱排放。单井采出液混输至各阀组；产噪设备合理布局，采取基础减震降噪措

施。

综上所述，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，环境风险水平可接受。从环境保护角度出发，项目可行。

## 目 录

1 概述.....	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 环境影响评价工作过程.....	错误! 未定义书签。
1.3 关注的主要环境问题.....	错误! 未定义书签。
1.4 产业政策符合性.....	错误! 未定义书签。
1.5 环境影响报告书主要结论.....	错误! 未定义书签。
2 总则.....	错误! 未定义书签。
2.1 编制依据.....	错误! 未定义书签。
2.2 评价目的和评价原则.....	错误! 未定义书签。
2.3 评价因子和评价标准.....	错误! 未定义书签。
2.4 评价级别和评价范围.....	错误! 未定义书签。
2.5 评价内容和评价重点.....	错误! 未定义书签。
2.6 环境功能区划.....	错误! 未定义书签。
2.7 环境保护目标.....	错误! 未定义书签。
3 建设项目工程分析.....	42
3.1 区块勘探现状及回顾性分析.....	错误! 未定义书签。
3.2 拟建项目概况.....	错误! 未定义书签。
3.3 油田开发工程内容.....	错误! 未定义书签。
3.4 依托工程.....	错误! 未定义书签。
3.5 工艺流程及排污节点分析.....	错误! 未定义书签。
3.6 拟采取的环境保护措施.....	错误! 未定义书签。
3.7 清洁生产分析.....	错误! 未定义书签。
3.8 污染物排放总量.....	错误! 未定义书签。
4 区域环境概况.....	错误! 未定义书签。
4.1 自然环境概况.....	错误! 未定义书签。
4.2 环境质量现状调查与评价.....	错误! 未定义书签。
4.3 区域污染源调查.....	错误! 未定义书签。
5 环境影响评价.....	错误! 未定义书签。
5.1 施工期环境影响分析.....	错误! 未定义书签。
5.2 营运期环境影响评价.....	错误! 未定义书签。
5.3 闭井期环境影响分析.....	错误! 未定义书签。
5.4 环境风险评价.....	错误! 未定义书签。
6 环保措施可行性论证.....	错误! 未定义书签。
6.1 环境空气保护措施可行性论证.....	错误! 未定义书签。

6.2 废水治理措施可行性论证.....	错误！未定义书签。
6.3 噪声防治措施可行性论证.....	错误！未定义书签。
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....	错误！未定义书签。
6.5 生态保护措施可行性论证.....	错误！未定义书签。
6.6 闭井期环境保护措施.....	错误！未定义书签。
<b>7 环境影响经济损益分析.....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
7.1 经济效益分析.....	错误！未定义书签。
7.2 社会效益分析.....	错误！未定义书签。
7.3 环境损失分析.....	错误！未定义书签。
7.4 环境经济损益分析结论.....	错误！未定义书签。
<b>8 环境管理与监测计划.....</b>	<b>202</b>
8.1 环境管理.....	202
8.2 企业环境信息公开.....	202
8.3 污染物排放清单.....	206
8.4 环境及污染源监测.....	208
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....	210
<b>9 结论与建议.....</b>	<b>212</b>
9.1 建设项目情况.....	212
9.2 环境现状.....	213
9.3 拟采取环保措施的可行性.....	214
9.4 项目对环境的影响.....	214
9.5 公众参与分析.....	217
9.6 项目可行性结论.....	217
9.7 建议.....	错误！未定义书签。

**附件部分：**

附件 1 《环评委托书》

