

1 概述

1.1 项目由来

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司(以下简称“西北油田分公司”)是中国石化上游第二大原油生产企业,油田主体位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州境内,部分分布在和田地区境内。总部设在自治区首府乌鲁木齐市,并在巴音郭楞蒙古自治州轮台县建立了前线指挥基地。

西北油田分公司目前投入开发的有塔河油田、西达里亚油田、巴什托油田、雅克拉原油气田、大涝坝原油气田、轮台原油气田、顺北油气田 7 个油气田。塔河油田是我国陆上十大油田之一,是中国石油化工股份有限公司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,已探明开发 16 个区块,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。

目前,塔河油田辖区内 6 口老井(YJ1-9CH 井、TH121134CH 井、AD17CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井及 TH123117CH 井)因油藏压力不足等原因处于停产状态,急需进行侧钻恢复产能。为此,西北油田分公司拟投资 5000 万元实施“塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案”。建设内容主要为:对现有 6 口老井(YJ1-9CH 井、TH121134CH 井、AD17CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井及 TH123117CH 井)实施侧钻,井场设施利用旧有井场设施,本次不新增。项目建成后 6 口井总产量为日产液 150t,未超原有规模。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采项目,位于新疆阿克苏地区库车市、沙雅县境内,根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”,项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号),拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”

中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于 2024 年 3 月 21 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 3 月 22 日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，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 2024 年 4 月 1 日至 4 月 16 日在《阿克苏新闻网》对本方案环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2024 年 4 月 3 日、2024 年 4 月 4 日在《阿克苏日报》(刊号：CN65-0012)对本方案环评信息进行了公示。根据西北油田分公司提供的塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案公众参与说明书，本项目公示期间未收到反馈意见。西北油田分公司向阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于 2024 年 4 月 17 日在《阿克苏新闻网》公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。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。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建工程为石油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2024 年本)》，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，项

目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

本项目距离生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近约 1.6km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水随采出液依托现有集输管线输送至联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，井场加热炉使用清洁能源天然气，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)等要求。

(4)评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级B、地下水环境影响评价工作等级为二级、声环境影响评价等级为二级、土壤生态影响型环境影响评价等级为一级、土壤污染影响型环境影响评价等级为一级、生态影响评价等级为三级、环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

(1) 本项目井场现有加热炉采用净化后的天然气作为燃料,真空加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度排放满足《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,非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求(1.42kg/h)。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)中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随采出液依托现有集输管线输送至联合站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送至塔河油田绿色环保站处理。即本项目无废水排入地表水体,对地表水环境影响可接受。

(3) 本项目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,同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度,对地下水环境影响可以接受,从土壤环境影响角度,项目建设可行。

(4) 本项目选用低噪声设备,采取基础减振等措施,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)2 类标准限值要求。

(5) 本项目井场无人值守,运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料,均属于危险废物,收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

(6) 本项目井场侧钻过程临时占地会对区域地表造成一定扰动,施工完成后对临时占地区域进行平整、恢复,从生态影响角度,项目建设可行。

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

1.5 主要结论

综合分析,本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,满足自治区、自治区七大片区和

阿克苏地区“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提供的《塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案公众参与说明书》，本项目公示期间未收到反馈意见。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！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1)《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日修订, 2015 年 1 月 1 日施行);

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

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

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

(5)《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021 年 12 月 24 日发布, 2022 年 6 月 5 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》(2002 年 10 月 1 日施行, 2016 年 7 月 2 日修正);

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

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

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

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

(12)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日发布);

(13)《中华人民共和国矿产资源法》(2009 年 8 月 27 日修正, 1986 年 10

月 1 日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》(2024 年 3 月 6 日)

(2)《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 2 日)；

(3)《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)；

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

(5)《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》(国发[2023]24 号，2023 年 11 月 30 日发布并实施)；

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

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

(8)《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)；

(9)《地下水管理条例》(国务院令 第 748 号，2021 年 10 月 21 日发布，2021 年 12 月 1 日施行)；

(10)《关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》(国务院办公厅[2021]47 号)；

(11)《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)；

(12)《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年第 7 号，2023 年 12 月 27 日发布，2024 年 1 月 1 日施行)；

(13)《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)；

(14)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)；

(15)《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日发布，2019 年 1 月 1 日施行)；

(16)《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)；

(17)《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 日施行)；

(18)《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第 24 号，2021 年 12 月 11 日发布，2022 年 2 月 8 日施行)；

(19)《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号，2021 年 11 月 30 日发布，2022 年 1 月 1 日施行)；

(20)《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)；

(21)《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(环境部公告 2021 年第 66 号)；

(22)《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境部公告 2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日实施)；

(23)《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日发布并实施)；

(24)《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021 年 9 月 7 日发布并实施)；

(25)《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)；

(26)《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)；

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

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

(29)《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);

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

(31)《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);

(32)《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);

(33)《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气[2021]65号,2021年8月4日发布并实施);

(34)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709号,2017年11月10日发布并实施);

(35)《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环办环评[2023]52号);

(36)《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);

(37)《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);

(38)《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);

(39)《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590号);

(40)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);

(41)《国家级公益林管理办法》(林资发[2017]34号)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正,2006年12月1日施行);

- (2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正, 2017 年 1 月 1 日施行);
- (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 日修正);
- (4) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号, 2014 年 4 月 17 日发布并实施);
- (5) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21 号, 2016 年 1 月 29 日发布并实施);
- (6) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25 号, 2017 年 3 月 1 日发布并实施);
- (7) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》(2013 年 7 月 31 日修订, 2013 年 10 月 1 日实施);
- (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) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142 号);
- (10) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》;
- (11) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;
- (12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;
- (13) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18 号, 2021 年 2 月 21 日发布并实施);
- (14) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》;
- (15) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号);
- (16) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》;
- (17) 《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》(新政发[2023]63 号);

(18)《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》(新林护字[2022]8号)(2022年2月9日);

(19)《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发[2022]75号,2022年9月18日施行);

(20)《关于印发〈新疆国家重点保护野生动物名录〉的通知》(自治区林业和草原局 自治区农业农村厅,2021年7月28日);

(21)《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号);

(22)《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》;

(23)《关于印发〈阿克苏市大气污染防治攻坚行动方案(2023—2025 年)〉的通知》(阿市政办[2023]41号);

(24)《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(阿行署发[2021]81号);

(25)《关于印发〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》(阿行署办[2016]104号);

(26)《关于印发〈阿克苏地区土壤污染防治工作方案〉的通知》(阿行署发[2017]68号);

(27)《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》(阿行署办[2020]29号)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016);

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018);

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016);

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021);

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022);

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境(试行)》(HJ964-2018);

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)；

(10)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；

(11)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号)；

(12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(14)《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；

(15)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)；

(16)《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(HJ1200-2021)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《塔河油田托甫台区块环境影响后评价报告书》及备案意见的函；

(2)《塔河油田 10 区环境影响后评价报告书》及备案意见的函；

(3)《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》及备案意见的函；

(4)《塔河油田跃进区块环境影响后评价报告书》及备案意见的函；

(5)《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见；

(6)《环境质量现状检测报告》；

(7)《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》及备案证明；

(8)《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》及备案证明；

(9)《塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案设计方案》；

(10)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地库车市、沙雅县的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对本项目特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

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

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

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

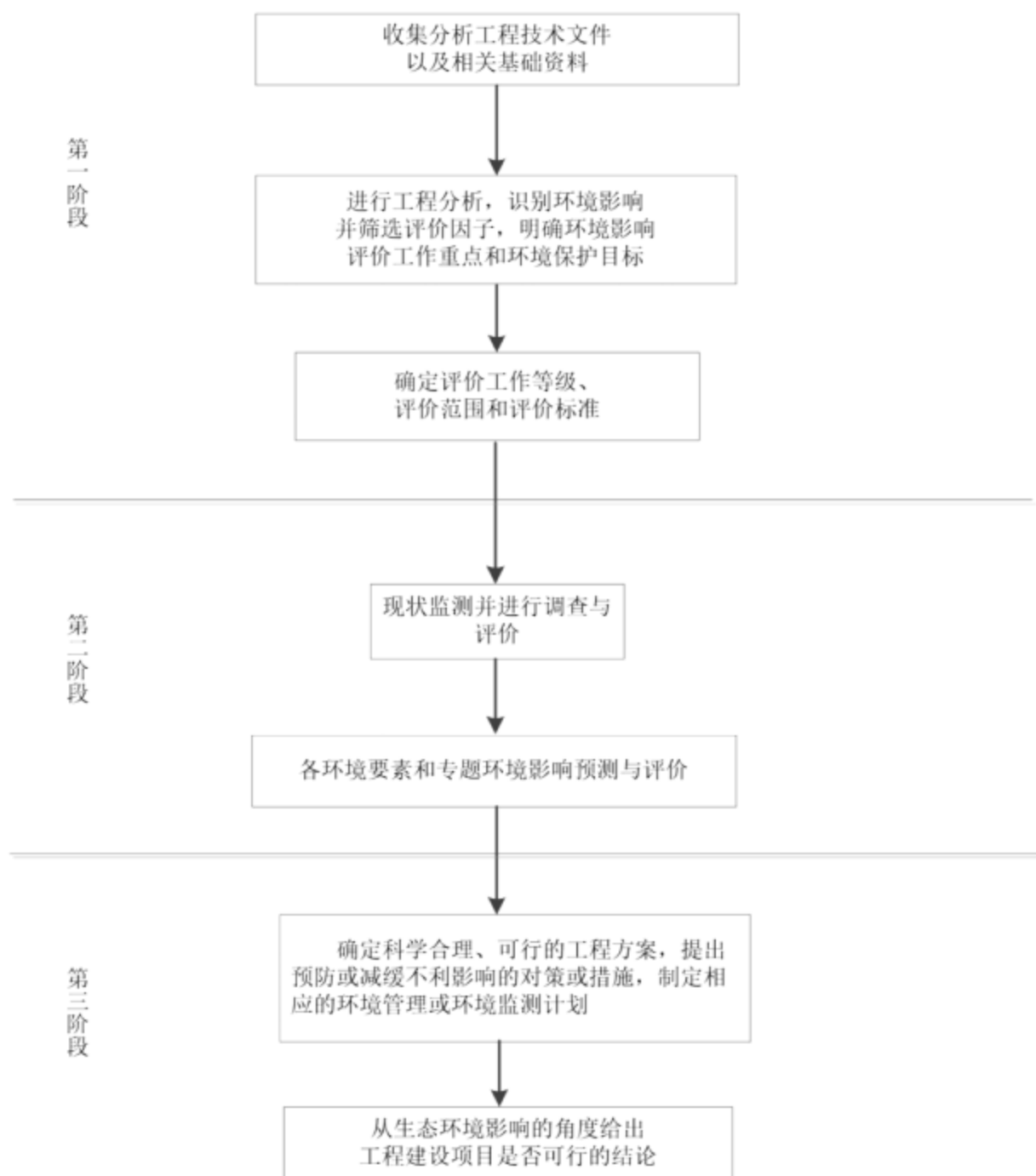


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素		施工期			运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	井场地面工程	封井
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	—	--	—
	地下水	--	-1D	-1D	-1C	—
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	—	-1C	—
生态环境	地表扰动	-1C	--	—	--	-1D
	植被覆盖度	--	--	—	--	+1C
	生物量损失	--	--	—	--	+1C
	生态系统完整性	--	--	—	-1C	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，拟建工程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因素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动产生一定程度的负面影响；运营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、地下水环境、土壤环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响，以及对生态环境的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	钻前工程		钻井工程	储层改造工程	井场地面工程	
	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	
大气	颗粒物	SO ₂ 、NO _x	SO ₂ 、NO _x	颗粒物	颗粒物、氮氧化物、 烟气黑度、SO ₂ 、H ₂ S、 非甲烷总烃	

续表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素 \ 单项工程	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	井场地面工程	
地下水	耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	石油类
土壤	—	—	—	—	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量
生态	地表扰动面积及类型	—	—	—	生态系统完整性
噪声	—	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)	—	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
固体废物	生活垃圾	一般工业固废(钻井泥浆、钻井岩屑、污泥), 危险废物(废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋), 生活垃圾	生活垃圾	—	落地油、废防渗材料
环境风险	—	—	—	—	原油、天然气、硫化氢

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 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7.4%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，%；

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

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

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

D_{max} ——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的7.4%时所对应的最远距离。

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明：当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目井场周边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) 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2.4-1；废气污染源参数见表2.4-2和表2.4-3，坐标以井场中心为原点(0, 0, 0)；相关污染物预测及计算结果见表2.4-4。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-24.2
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		裸地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/ $^{\circ}$	--

表2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	工况烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
TH10446CH井加热炉烟气	*	*	958	8	0.2	308	2.7	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
											PM _{2.5}	0.002
											SO ₂	0.001
											NO _x	0.037
											非甲烷总烃	0.005

表2.4-3 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

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)
	经度(°)	纬度(°)									
TH10446CH井无组织废气	*	*	958	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.0085
YJ1-9CH井无组织废气	*	*	962	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.0072

注:本工程除TH10446CH井场涉及加热炉外,其余5座井场均不涉及加热炉,其余5座井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致,因此选取YJ1-9CH井场无组织废气为代表井场进行预测。

表2.4-4 P_{max}及D_{7.4%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{7.4%} (m)
1	TH10446CH井加热炉烟气	PM ₁₀	0.66	0.15	5.61	112	—
		PM _{2.5}	0.44	0.19			
		SO ₂	0.22	0.04			
		NO _x	8.09	4.04			
		非甲烷总烃	1.09	0.05			

续表 2.4-4 P_{max} 及 $D_{7.4\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{7.4\%}(\text{m})$
2	TH10446CH 井无组织废气	非甲烷总烃	47.664	2.38	5.61	10	—
		硫化氢	0.561	5.61			
3	YJ1-9CH 井无组织废气	非甲烷总烃	40.375	2.02		10	—
		硫化氢	0.561	5.61			

(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 $1\% < P_{max} = 5.61\% < 7.4\%$, 根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018) 中评价工作分级判据, 本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018), 本项目废水主要为采出水、井下作业废水, 采出水随采出液经原有集输管线输送至联合站处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层; 井下作业废水采用专用废水回收罐收集, 送至塔河油田绿色环保站处理。本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 拟建工程采油井场类别为 I 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016), 建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-5。

表 2.4-5 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他保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区

续表 2.4-5

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

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

油田开发项目涉及的范围较广,但是井场等单项工程位置较为分散,其中污染源产生点在井场,其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。本次评价按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中的公式计算法确定单个井场的调查评价范围。

调查评价范围:

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n_e$$

式中: L-下游迁移距离, m;

α -变化系数, $\alpha \geq 1$, 一般取 2;

K-渗透系数, m/d, 潜水含水层岩性为第四系细砂, 根据区域水文地质资料, 渗透系数取最大 5m/d;

I-水力坡度, 无量纲; 根据区域水文地质资料, 水力坡度 I 取最大 0.7‰。

T-质点迁移天数, 取值不小于 5000 天;

n_e -有效孔隙度, 无量纲; 含水层岩性主要为细砂, 参照相关资料, 其有效孔隙度 $n=0.18$ 。

场地上游距离根据评价需求确定, 场地两侧不小于 L/2。

根据上述公式, T 取 5000d, 带入其他参数值后计算得 $L=19.4m$ 。由于该项目场地分散, 重点考虑了建设项目污染源特征、地下水水文特征、地下水可能受到污染的区域等因素, 本次评价考虑按照井场边界外扩 100m 范围。调查各井场周围地下水开发利用情况, 来确定地下水评价范围及环境敏感程度。

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他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-6。

表 2.4-6 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	—	—	二
较敏感	—	二	三
不敏感	二	三	三

地下水评价工作等级见表 2.4-7。

表 2.4-7 地下水评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
YJ1-9CH 井	I	YJ1-9CH 井东距吐央村 60m，经现场调查，吐央村生活用水水源由沙雅县供水厂供水管网供给，无分散式饮用水水源地	不敏感	二
TH121134CH 井	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地	不敏感	二
AD17CH 井	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地	不敏感	二
TP116CH 井	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地	不敏感	二
TH10446CH 井	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地	不敏感	二
TH123117CH 井	I	无分散式饮用水水源地，南距塔里木乡水厂水源地 4.5km	不敏感	二

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于塔河油田内，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境

质量标准》(GB3096-2008), 属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目YJ1-9CH井场周围200m范围内存在农户声环境敏感目标, 建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量在3dB(A)以下, 受噪声影响人口数量变化不大。

(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》(HJ2.4-2021) 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二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 工程所在区域土壤盐分含量大于 2g/kg, 即工程所在区域属于土壤盐化地区, 拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑, 并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1, 本项目建设内容属于“采矿业”中的“石油开采项目”, 属于 I 类项目。

(2) 占地规模

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

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

污染影响型建设项目敏感程度见表 2.4-8。

表 2.4-8 污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度
YJ1-9CH 井	井场周边 1km 范围内涉及耕地、村庄等敏感点	敏感

续表 2.4-8

污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度
TH121134CH 井	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
AD17CH 井	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
TP116CH 井	井场周边 1km 范围内涉及耕地、村庄等敏感点	敏感
TH10446CH 井	井场周边 1km 范围内涉及耕敏感点	敏感
TH123117CH 井	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感

②生态影响型

生态影响型建设项目敏感程度见表 2.4-9。

表 2.4-9

生态影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	土壤含盐量(g/kg)	环境敏感程度
YJ1-9CH 井	>4	敏感
TH121134CH 井	>4	敏感
AD17CH 井	>4	敏感
TP116CH 井	>4	敏感
TH10446CH 井	>4	敏感
TH123117CH 井	>4	敏感

(4)评价工作等级判定

①根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 土壤环境污染影响评价工作等级划分见表2.4-10。

表 2.4-10

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	—	—

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-11。

表 2.4-11 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
YJ1-9CH 井	I	井场周边 1km 范围内涉及耕地、村庄等敏感点	敏感	—
TH121134CH 井	I	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感	二
AD17CH 井	I	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感	二
TP116CH 井	I	井场周边 1km 范围内涉及耕地、村庄等敏感点	敏感	—
TH10446CH 井	I	井场周边 1km 范围内涉及耕地敏感点	敏感	—
TH123117CH 井	I	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感	二

②根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 土壤环境生态影响评价工作等级划分见表 2.4-12。

表 2.4-12 评价工作等级分级表

项目类别 敏感程度	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-13。

表 2.4-13 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量(g/kg)	环境敏感程度	评价等级
YJ1-9CH 井	I	>4	敏感	—
TH121134CH 井	I	>4	敏感	—
AD17CH 井	I	>4	敏感	—
TP116CH 井	I	>4	敏感	—
TH10446CH 井	I	>4	敏感	—
TH123117CH 井	I	>4	敏感	—

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)中 6.1 评价等级判

定，结合建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，生态评价等级划分为一级、二级和三级。根据以下原则确定评价等级：

(1) 本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2) 本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

(3) 本项目地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。

(4) 根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，本项目不属于水文要素影响型建设项目。

(5) 本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6) 本项目不新增永久占地，新增临时占地面积 7.8km^2 ，总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定本项目生态评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 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厂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 2.4-14。

表 2.4-14 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_1 /t	临界量 Q_1 /t	该种危险物质Q值
加热炉 及站内 管线	1	天然气	74-82-8	0.06	10	0.0060
	2	硫化氢	7783-06-4	0.0009	2.5	0.0004
	3	原油	/	0.628	2500	0.0003
项目Q值Σ						0.0067

经计算，本项目 Q 值 <1 ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-15。

表 2.4-15 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	—	二	三	简单分析 ^a

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

对照表2.4-15可知，本项目环境风险潜势为 I，因此本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-16、附图 14～附图 17。

表 2.4-16 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 矩形区域
2	地表水环境	三级 B		应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求
3	地下水环境	二级		各井场边界外 100m 范围
4	声环境	二级		各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	生态影响型	一级	各井场外扩 5km
		污染影响型	一级	各井场外扩 1km
			二级	

续表 2.4-16 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
6	生态影响	三级	各井场周围 50m 范围
7	环境风险	简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	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、环境保护目标
3	工程分析	(1) 区块开发现状及环境影响回顾：塔河油田各区块开发现状、塔河油田各区“三同时”执行情况、塔河油田各区环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见。 (2) 现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”整改措施等内容。 (3) 拟建工程：项目概况、油气水物性、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及治理措施、运营期污染源及治理措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 (4) 依托工程：本项目依托的三号联合站、二号联合站、四号联合站、顺北 1 处理站及塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析
4	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
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境影响分析) 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险)
6	环保措施可行性论证	针对本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	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	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，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值

续表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
9	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；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气：新疆塔里木河上游湿地自然保护区 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)一级标准，保护区之外其他区域执行二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准； H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu g/m^3$ 的标准。

地下水：项目所在区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准。

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照执行《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；村庄建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

(2) 污染物排放标准

废气：加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《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限值，非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求(1.42kg/h)；井场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；井场无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准。

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

(3) 控制标准

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》(GB18597-2023)。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-4。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	一级标准	二级标准	单位	标准来源
环境空气	PM_{10}	年平均	40	70	$\mu g/m^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单标准
		24 小时平均	50	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	15	35		
		24 小时平均	35	75		
	SO_2	年平均	20	60		
		24 小时平均	50	150		
		1 小时平均	150	500		
	NO_2	年平均	40	40		
		24 小时平均	80	80		
		1 小时平均	200	200		

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	一级标准	二级标准	单位	标准来源
环境空气	CO	24 小时平均	4	4	mg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单标准
		1 小时平均	10	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	100	160	μg/m ³	
		1 小时平均	160	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准
H ₂ S	1 小时平均	10	10	μg/m ³	《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	
环境要素	项目	标 准			单位	标准来源
地下水	色	≤15			铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无			—	
	浑浊度	≤3			NTU	
	肉眼可见物	无			—	
	pH	6.5~8.5			—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	总硬度	≤450			mg/L	
	溶解性总固体	≤1000				
	硫酸盐	≤250				
	氯化物	≤250				
	铁	≤0.3			mg/L	
	锰	≤0.1				
	铜	≤1.0				
	锌	≤1.0				
	铝	≤0.2				
	挥发性酚类	≤0.002				
	阴离子表面活性剂	≤0.3				
	耗氧量	≤3.0				
	氨氮	≤0.5				
	硫化物	≤0.02				

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	总大肠菌群	≤3		CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类微生物指标
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
地下水	三氯甲烷	≤0.06		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中Ⅲ类
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05			
声环境	L _{Aeq,T}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2

土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第一类用地风险筛选值 (mg/kg)	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)	序号	检测项目	第一类用地风险筛选值 (mg/kg)	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)
1	砷	20	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5
2	镉	20	65	25	氯乙烯	0.12	0.43
3	六价铬	3	5.7	26	苯	1	4
4	铜	2000	18000	27	氯苯	68	270

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第一类用地风险筛选值 (mg/kg)	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)	序号	检测项目	第一类用地风险筛选值 (mg/kg)	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)
5	铅	400	800	28	1,2-二氯苯	560	560
6	汞	8	38	29	1,4-二氯苯	5.6	20
7	镍	150	900	30	乙苯	7.2	28
8	四氯化碳	0.9	2.8	31	苯乙烯	1290	1290
9	氯仿	0.3	0.9	32	甲苯	1200	1200
10	氯甲烷	12	37	33	间/对二甲苯	163	570
11	1,1-二氯乙烷	3	9	34	邻二甲苯	222	640
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	35	硝基苯	34	76
13	1,1-二氯乙烯	12	66	36	苯胺	90	260
14	顺1,2-二氯乙烯	66	596	37	2-氯酚	250	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	38	苯并[a]蒽	5.5	15
16	二氯甲烷	94	616	39	苯并[a]芘	0.55	1.5
17	1,2-二氯丙烷	1	5	40	苯并[b]荧蒽	5.5	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	41	苯并[k]荧蒽	55	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	42	蒽	490	1293
20	四氯乙烯	11	53	43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	44	茚并(1,2,3-c,d)芘	5.5	15
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	45	萘	25	70
23	三氯乙烯	0.7	2.8	46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500

表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6
汞	其他	3.4

续表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
砷	其他	25
铅	其他	170
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

表 2.6-4 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 ³	《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限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
		非甲烷总烃	120	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求
			1.42(8m 高排气筒)	kg/h	
	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/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
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新扩改建项目二级标准
施工噪声	L _{day}	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 _{day}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点

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

拟建工程位于塔河油田内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等，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(农产品主产区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(农产品主产区)功能定位：新疆农产品主产区的功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。农产品主产区发展方向和开发原则是：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

本项目主要对现有老井进行侧钻，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，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；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。综上所述，项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

2.7.2 生态环境保护

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区库车市、沙雅县境内，所在地涉及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第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》等，本项目与相关规划的符合

性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通常博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于西北油田分公司塔河油田油气开发项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOC _s 治理。实施 VOC _s 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC _s 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC _s 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区生态环境 保护“十四五” 规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区域土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区域历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划	西北油田分公司已按要求对区域土壤环境质量进行了专项调查，建立了油气资源开发区域土壤污染清单，并编制了风险管控方案。同时已对历史遗留废弃物进行了清理，清理出的历史遗留废弃物委托有资质单位处理	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随采出液依托现有集输管线输送至联合站处理，经处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地，不在自然保护地内进行开发建设活动	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔河油田石油开采项目，减缓塔河老油区产量递减	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》	塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城-库车等大型油气田基地建设	本项目属于塔里木盆地能源资源勘查开发区	符合
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审[2022]124号）	生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、22 个重点勘查区、32 个重点开采区等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区（自然保护区、森林公园、世界遗产地等）存在空间重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块，以及与水环境优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区块、8 个开采规划区块等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求	本项目不在生态保护红线范围内，属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低	符合

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年)》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	本项目占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，本项目距离最近的生态保护红线约1.6km，不在生态保护红线范围内	符合

(2)本工程与西北油田分公司“十四五”规划符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2 西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》	塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作	本项目实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行	符合

续表 2.7-2 西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	(一) 严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性	本项目距离最近的生态保护红线约 1.6km，不在生态保护红线范围内；本项目符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求及阿克苏“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；本项目严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性	符合
	(二) 合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整	本项目符合西北油田分公司整体开发方案布局，项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整	符合
	(三) 严格生态环境保护，强化各类污染防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平	本项目废气主要为加热炉烟气和井场无组织废气，加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输措施；废水主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；固废主要为落地油、废防渗材料，收集后委托有资质单位接收处置	符合

续表 2.7-2 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划
符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	(四) 加强生态环境系统治理, 维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主, 统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理, 守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围, 加大生态治理力度, 结合油气开采绿色矿山建设等相关要求, 落实各项生态环境保护措施, 保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案, 综合考虑防沙治沙等相关要求, 因地制宜开展生态恢复治理工作	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案; 综合考虑了防沙治沙等相关要求; 本项目已提出一系列生态环境保护措施, 详见 5.1.6 章节	符合
	(五) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任, 进一步健全生态环境管理和应急管理体系, 确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系, 开展长期跟踪监测。根据监测结果, 及时优化开发方案, 并采取有效的生态环境保护措施。	本项目环境管理由西北油田分公司负责, 纳入西北油田分公司现有QHSE管理体系, 并长期开展跟踪监测, 根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施	符合

(3) 本项目与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 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
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评), 一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险, 提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价, 对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的, 应当论证其可行性和有效性	本项目主要进行 6 口老井侧钻, 均位于塔河油田范围内, 项目以整体进行环境影响评价, 在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价, 同时针对废水、固废处置依托设施的可行性和有效性进行了论证	符合

续表 2.7-3

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
《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)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	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	本项目井场现有加热炉使用净化后的天然气作为燃料，加热炉烟气可满足《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限值 and 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求	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占地范围，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理。侧钻过程中使用井场现有电网进行施工作业，减少废气排放。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	本项目主要进行侧钻作业，集输管线等依托井场现有不新增	—
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 2.7-3

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
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了塔河油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环评发[2020]138号)	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	本项目不在沙化土地封禁保护区范围内,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理,达标后回注地层;井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理;危险废物委托有危废处置资质的单位接收处置;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,合理利用区域现有道路,减少项目占地;油气输送至联合站集中处理;危险废物直接委托有危废处置资质的单位接收处置	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	本项目不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道,距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 1.6km	符合

续表 2.7-3

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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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	运营期采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理,达标后回注地层;井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、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,接受生态环境主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	本项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废物和其他有毒有害物,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,尽量不占或者少占耕地	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,不占耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18 号)。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162 号)；2021 年 7 月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81 号)。本项目与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-9，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 7，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 4。

表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18 号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距离生态保护红线约 1.6km，井场不在生态保护红线范围内，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 7	符合
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18 号)	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	本项目采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭工艺，已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	资源利用上线	强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展,积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本项目采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层,井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理,不外排;井场用电接自区域电网,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场临时占地面积较小,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	自治区划定环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求;一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则,开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局,不断提升资源利用效率,有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控,解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善	本项目属于一般管控单元,项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施,可确保污染得到有效地控制,对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受,从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外,凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建	符合
		本项目为石油开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类项目;不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目;不属于“三高”项目	
		【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策,防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外,国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目,具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”,执行大气污染物相应标准限值,新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代,不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标;一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”,执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法	符合
		本项目为石油开采项目,不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目;项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域及重点控制区	
		【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019年本)》淘汰类的现状企业,制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业,制定整治计划。在调整过渡期内,应严格控制其生产规模,禁止新增产生环境污染的产能和产品	符合
		拟建工程为改扩建项目,现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的淘汰类项目	
		【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目;对已建成的工业污染项目,当地人民政府应当组织限期搬迁	符合
		本项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本项目	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求	本项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求	符合
		【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划	本项目不属于重大项目	—
		【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOC ₃ 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOC ₃ “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOC ₃ 集中高效处理	本项目属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目。本项目实施后采用密闭措施，减少 VOC ₃ 排放对大气环境的影响	符合
	A2 污染物排放管控	【A2.1-1】PM _{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实 SO ₂ 、NO _x 、烟粉尘、挥发性有机物（VOC ₃ ）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	本项目地面工程依托现有不新增，侧钻后生产规模未超原有规模，不新增污染物排放	符合
【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽（物流园区）建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心		本项目不涉及相关内容	—	

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本项目	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区 总体管控要求	A2 污染物 排放 管控	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	本项目为石油开采项目，不属于高耗能、高排放项目	符合
		【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右	本项目采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放	符合
		【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市(县城)生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用	施工期生活垃圾定期拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置	符合
		【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水Ⅳ类标准的城市，新扩改建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上	本项目不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	—
新疆维吾尔自治区 总体管控要求	A3 环境 风险 管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	本项目不属于危险化学品生产项目	—
		【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上	本项目不涉及受污染耕地及污染地块	—

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本项目	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险管控	【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范	本项目严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610 - 2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控	本项目不涉及相关内容	—
	A4 资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内	本项目采取节水措施，生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于油田区域荒漠灌溉，施工过程中节约了水资源。运营期无用水工序	符合
	A4 资源利用要求	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可	本项目采取节水措施，生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于油田区域荒漠灌溉，项目用水达到行业先进水平，施工过程中节约了水资源。运营期无用水工序	符合
		【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度	本项目不涉及地下水的开采	—

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本项目	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	【A4.1-4】2025年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为688538万m ³ 、626527万m ³	本项目采取节水措施，生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于油田区域荒漠灌溉，施工过程中节约了水资源。运营期无用水工序	符合
		【A4.2-1】2025年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上	本项目不涉及基本农田	—
		【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准	本项目不涉及煤炭的消耗	—
		【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	本涉及不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	—
		【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	本项目采取节水措施生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于油田区域荒漠灌溉，施工过程中节约了水资源。运营期无用水工序	符合
		【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	本项目属于石油开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；本项目不涉及选矿回收及综合利用	—

表 2.7-6 本项目与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	本项目地处塔里木盆地北缘，属于石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，侧钻完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	本项目不会对塔里木河水质产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	本项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料，委托有危废处置资质单位接收处理。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施	符合

表 2.7-7 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线 按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	本项目距离生态保护红线约1.6km，井场均不在生态保护红线范围内，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图7	符合

续表 2.7-7 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》

符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境质量底线	水环境质量持续改善,河流水质优良断面比例保持稳定,饮用水安全保障水平提升,地下水水质保持良好;环境空气质量有所提升,重污染天数持续减少,持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;土壤环境质量保持稳定,土壤环境风险得到进一步管控	本项目采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理,达标后回注地层,井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理,废水均不向外环境排放;同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染;拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域,拟建工程油气采取密闭工艺,已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	推进低碳发展,强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	本项目采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层,井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理,不外排;井场用电接自区域电网,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场临时占地面积较小,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类,实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求,推动地区环境质量持续改善	本项目属于一般管控单元,项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施,可确保污染得到有效地控制,对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受,从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体检控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体检控要求	空间布局约束	1.1 严格执行自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体检控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体检控要求	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总管控要求	1.2切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	1.3阿瓦提县禁止类涉及国民经济1门类6大类10中类10小类；乌什县禁止类涉及国民经济2门类4大类8中类6小类；柯坪县禁止类涉及国民经济2门类6大类9中类9小类	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
	1.4阿瓦提县限制类涉及国民经济3门类8大类10中类11小类；乌什县限制类涉及国民经济7门类14大类18中类21小类；柯坪县限制类涉及国民经济7门类10大类16中类18小类	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
	1.5加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动	本项目建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	—
	1.6加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库	工程施工期严格控制占地范围，施工期结束后恢复井场周边临时占地，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
	1.7加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用	工程施工期严格控制施工占地，不占用占地范围之外的用地	符合
	1.8塔里木盆地重点矿区内新建矿山必须符合国家、自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件	本项目属于石油开采项目，位于塔里木盆地北缘，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.9铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防设施圈定的区域，居民聚集区1公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为Ⅰ、Ⅱ类和具有饮用功能的Ⅲ类水体岸边1000米以内，其它Ⅲ类水体岸边200米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	本项目属于石油天然气开采项目，不属于非金属矿采选范畴	--
		1.10在城市规划区边界外2公里（现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外）以内，主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边1公里以内禁止建设焦化项目，已在上述区域内投产运营的焦化企业，要根据该区域规划要求，在一定期限内，通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目，除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外，对新建设有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批	本项目不在城市规划区边界外2公里以内，不属于焦化项目	--
		1.11 煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求，现代煤化工项目应布局在重点开发区，优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局，并符合环境保护规划	本项目不属于煤化工产业	--
		1.12科学布局，准确定位。结合县（市）园区发展实际，明晰园区产业项目规划布局，确定重点产业，推动关联产业项目合理流动，引导产业项目严格按照规划布局入园发展，促进产业项目向园区集中	本项目不涉及产业园区	--
		1.13提高VOC ₃ 排放重点行业环保准入门槛，严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设	本项目采出液采用密闭措施，减少VOC ₃ 排放对大气环境的影响	符合
		1.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	--

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束		
	1.15新改扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划要求,满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域削减有关规定,制定配套区域污染物削减方案	本项目不属于“两高”项目	—
	1.16依法设立各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求,引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求	本项目不涉及工业园区及开发区	—
	1.17温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县(市)应当切实增强生态环境保护意识,将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生,加大生态扶贫投入,不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域,同时加强对生态环境质量的考核和资金的绩效管理	本项目不涉及财政转移支付	—
阿克苏地区总体管控要求	1.18在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边,不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目,或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的,应当逐步搬迁或者升级改造	本项目不属于石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目	—
	2.1严格执行自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	2.2主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治,实行采暖季重点行业错峰生产,推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理,严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管,从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划,加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测,提升重污染天气应对能力	本项目采出液采用密闭集输措施,采出水经管道输送至联合站,经处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔河油田绿色环保处理站处理,废水均不向外环境排放。大气污染物及水污染物排放量控制均在自治区下达指标范围以内	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.3推进城市建成区、工业园区实行集中供热，使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区域内，禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉，集中供热管网覆盖前，已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域，鼓励使用清洁能源替代，推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉	本项目不在城市建成区、工业园区内	—
	2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园，配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放	本项目不涉及工业炉窑	—
	2.5新、改、扩建涉VOCs排放项目，应从源头加强控制，使用低(无)VOCs含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放	本项目采出液采用密闭集输措施，对周边大气环境影响可接受	符合
	2.6新建(含搬迁)钢铁项目原则上要达到超低排放水平，推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值	本项目不属于钢铁项目	—
	2.7 各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到 2025 年，全地区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右。规模化养殖场(小区)配套建设粪污处理设施比例达到 100%	本项目运营期采出水经管道输送至联合站，经处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保处理站处理，废水均不向外环境排放	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总管控要求	2.8加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管，推动重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618）；建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600）	本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施；占地范围内土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值	符合
	2.9加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处置设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力，建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制，推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用，提升医疗废弃物规范化处理处置水平	本项目钻井期生活垃圾定期送至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置，运营期不涉及生活垃圾产生	符合
	2.10加强尾矿库监督管理、加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防治、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理	西北油田分公司加强油田废弃物的无害化处理，严防塔河油田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置	符合
	2.11强化常态化生态环境风险管理，严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	2.12推动实现减污降碳协同增效。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县（市）积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	本项目不属于高耗能、高排放项目	—

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.13加快产业结构优化调整,加大落后产能淘汰力度,支持绿色技术创新,加快发展节能环保、清洁生产产业,推进重点行业和重点领域绿色化改造,促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案,加大温室气体排放控制力度,降低碳排放强度。大力发展绿色建筑,城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准,新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准。开展超低能耗、近零能耗建筑试点,扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围	本项目在生产工艺、设备的先进性、合理性,原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求,将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中	符合
	2.14按照地区统筹,上下联动、区域协同、兵地融合的原则,在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	—
阿克苏地区总体管控要求	3.1严格执行自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	3.2定期评估沿河湖库工业企业、工业集聚区环境与健康风险,加强预案管理,落实防控措施,排除水污染隐患,确保水环境安全	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警,收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时,应启动监测预警会商机制,共同对重污染天气过程实行研判,联合发布污染天气预警信息	本项目不涉及相关内容	—
	3.4加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控,编制环境风险应急预案并及时更新,加强与各级各类环境风险应急预案的联动,定期组织应急演练,逐步提高应急演练范围与级别	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,本次建设内容纳入《中国石油化工有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》、《中国石油化工有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》中,定期按照应急预案内容进行应急演练,逐步提高应急演练范围与级别,出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总管控要求	环境风险防控	3.5按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求	本项目建设单位不属于兵团企业	—
阿克苏地区总管控要求	资源利用效率	4.1严格执行自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总管控要求	本项目满足自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总管控要求	符合
		4.2把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可	本项目开发过程中采取节水措施，生活污水处理后用于油田区域荒漠灌溉，节约了水资源	符合
		4.3塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水	本项目不涉及相关内容	—
		4.4高污染燃料禁燃区，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源	本项目不涉及燃用高污染燃料的设施	—
		4.5实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地	本项目各井场临时占地规模从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和控制施工范围	符合
		4.6大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	本项目属于石油开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；本项目不涉及选矿回收及综合利用	—
		4.7单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内	本项目核算了碳排放量，整体碳排放量相对较小	符合
		4.8按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求	本项目建设单位不属于兵团企业	—

表 2.7-9 本项目与所在管控单元符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH6529 023000 1 库车市一般 管控单元	空间布局约束	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	符合
		2. 任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	—
		3. 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘	—
		4. 严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目	符合
	污染物排放管控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	符合
		2. 强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放	—
		3. 严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	—
		4. 加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料	符合
		5. 鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	—
	环境风险防控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	符合
		2. 加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	符合

续表 2.7-9

本项目与所在管控单元符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH6529 023000 1 库车市一般 管控单元	环境风险防控	加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理	塔河油田已开展历史遗留污染场地治理工作	符合
	资源利用效率	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	本项目满足一般管控单元的资源利用效率要求	符合
		2. 全面推进秸秆综合利用, 鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用, 推动秸秆还田与离田收集	本项目不涉及	—
		3. 减少化肥农药使用量, 增加有机肥使用量, 逐步实现化肥农药使用量零增长	本项目不涉及	—
		4. 推进矿井水综合利用, 煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水, 加强洗煤废水循环利用	本项目不涉及	—
		5. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术, 完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉, 推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络, 提高农业用水效率	本项目不涉及	—
ZH6529 243000 1 沙雅县一般 管控单元	空间布局约束	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	符合
		2. 任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外, 其他任何建设不得占用	本项目未占用基本农田	—
		3. 对违反资源环境法律法规、规划, 污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山, 依法整治; 对污染治理不规范的露天矿山, 依法责令停产整治, 对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭; 对责任主体灭失的露天矿山, 要加强修复绿化、减尘抑尘	本项目为石油开采项目, 不属于露天矿山	—
		4. 严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目	本项目井场选址不占用优先保护类耕地	符合

续表2.7-9

本项目与所在管控单元符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH6529 243000 1 沙雅县一般管控单元	污染物排放管控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	符合
		2. 强化畜禽养殖粪污资源化利用, 提高畜禽粪污综合利用率, 减少恶臭气体挥发排放	本项目不属于畜禽养殖项目	—
		3. 严格控制林地、草地、园地农药使用量, 禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	—
		4. 加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料	施工期生活垃圾定期拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧发电处置, 运营期不涉及生活垃圾产生	符合
		5. 鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目建设地点不涉及散养密集区	—
	环境风险防控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	符合
	资源利用效率	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	符合
		2. 全面推进秸秆综合利用, 鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用, 推动秸秆还田与离田收集	本项目不涉及	—
		3. 减少化肥农药使用量, 增加有机肥使用量, 逐步实现化肥农药使用量零增长	本项目不涉及	—
		4. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术, 完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉, 推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络, 提高农业用水效率	本项目不涉及	—

综上所述, 本项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)、阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元库车市、沙雅县一般管控单元管控要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

本项目对现有 6 口老井实施侧钻，井场设施利旧现有井场设施，本次不新增，不新增永久占地，工程临时占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。综上所述，井场布置合理。

2.7.5 环境功能区划

塔里木河上游湿地自然保护区环境空气质量功能属《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一类区；本项目位于塔河油田内，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；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区；项目区域周边区域以油气开发为主，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区。

2.8 环境保护目标

本评价将大气评价范围内吐央村、塔里木乡、依坎库勒村、塔里木河上游湿地自然保护区设为大气环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水作为地下水保护目标；将声环境评价范围内吐央村农户设为声环境保护目标；将土壤污染影响评价范围内的农田、吐央村、依坎库勒村作为土壤环境保护目标，将土壤生态影响评价范围内的农田、吐央村、塔里木乡、依坎库勒村、塔里木河上游湿地自然保护区作为土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内重要物种(胡杨、塔里木兔、苍鹰、红隼)、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；将吐央村、塔里木乡、依坎库勒村、塔里木河上游湿地自然保护区作为环境空气风险敏感目标，将区域潜水含水层、承压水作为地下水风险敏感目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-5。

表 2.8-1 环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数
		经度(°)	纬度(°)				方位	与井场距离		
1	吐央村	82.960606	40.908854	居住区	人群	二类区	E	YJ1-9CH 井东侧 60m	420	138
2	塔里木乡	83.580207	41.182013	居住区	人群	二类区	SE	TH10446CH 井东南 1.5km	225	75
3	依坎库勒村	83.492746	41.150061	居住区	人群	二类区	SE	TP116CH 井东南 0.7km	215	70
4	塔里木河上游湿地自然保护区	—	—	生物多样性	自然保护区	一类区	E	YJ1-9CH 井东侧 1.6m	—	—

表 2.8-2 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求
	方位	距离(m)				
评价范围内潜水含水层、承压水	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类

表 2.8-3 土壤环境保护目标一览表

影响类型	保护目标	保护对象	保护范围	环境功能要求	距最近距离
污染影响型	吐央村	居住区	各井场边界外扩 1km	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值	YJ1-9CH 井东侧 60m
	依坎库勒村	居住区			TP116CH 井东南 0.7km
	农田	农田土壤		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)	YJ1-9CH井周边
生态影响型	吐央村	居住区	各井场边界外扩 5km	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值	YJ1-9CH 井东侧 60m
	塔里木乡	居住区			TH10446CH 井东南 1.5km
	依坎库勒村				TP116CH 井东南 0.7km
	塔里木河上游湿地自然保护区	自然保护区		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)	YJ1-9CH井东侧1.6m
	农田	农田土壤			YJ1-9CH井周边

表2.8-4 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区范围	各井场周围 50m 范围	—
	重要物种(胡杨、塔里木兔、苍鹰、红隼)		—

表2.8-5 环境风险敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 3km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	吐央村	E	60	居住区	420
	2	塔里木乡	SE	1500	居住区	482
	3	依坎库勒村	SE	700	居住区	215
井场周边 500m 范围内人口数小计						36
井场周边 3km 范围内人口数小计						1117
大气环境敏感程度 E 值						E3
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围	与排放点距离	
	1	—	—	—	—	
	地表水环境敏感程度 E 值					—
地下水	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	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层、承压水	G3	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

西北油田分公司在塔河油田内实施“塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案”。建设内容主要为对现有 6 口老井实施侧钻，井场设施利旧现有井场设施，本次不新增。项目建成后 6 口井总产量为日产液 150t，未超原有规模。

为便于说明，本次评价对塔河油田 10 区、12 区、托甫台区及跃进区块开发现状进行回顾；将现有 6 口老井作为现有工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将本项目依托的三号联合站、二号联合站、四号联合站、顺北 1 处理站及塔河油田绿色环保站作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	塔河油田各区块开发现状、塔河油田各区“三同时”执行情况、塔河油田各区环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见
2	现有工程	现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”整改措施等内容
3	拟建工程	项目概况、油气水物性、技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及治理措施、运营期污染源及治理措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	本项目依托的三号联合站、二号联合站、四号联合站、顺北 1 处理站及塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

本次建设内容主要涉及塔河油田 10 区、12 区、托甫台区及跃进区块，区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

3.1.1 塔河油田各区块开发现状

(1) 塔河油田各区块主体工程建设情况

塔河油田各区块主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田各区块主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 10 区	316 口	13	/	依托二号联合站、四号联合站进行处理
2	塔河油田 12 区	505 口	17	二号联合站、四号联合站	依托二号联合站、四号联合站进行处理
3	托甫台区块	302 口	15	—	各计转站采出液汇入塔河油田三号联合站处理
4	跃进区块	10 口	1	/	依托顺北 1 处理站处理

3.1.2 塔河油田各区“三同时”执行情况

塔河油田各区已开展的主要工程环保手续履行情况如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 塔河油田主要环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收	塔河油田 10 区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环自函[2006]134号	2006.4.4	原自治区环保厅	新环评价函[2010]586号	2010.9
2		塔河油田 10 区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函[2013]491号	2013.6.14	原自治区环境保护厅	新环函[2015]1413号	2015.12.23
3		塔河油田 10 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函[2015]418号	2015.4.24	自主验收	—	2019.9.4

续表 3.1-2

塔河油田主要环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
4	环评及验收	塔河油田 10 区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]315 号	2021.7.29	自主验收	—	2022.11.15
5	环评及验收	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环监函(2008)80 号	2008.3.7	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2010)587 号	2010.9.21
6		塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环监函(2009)151 号	2009.4.15	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015)909 号	2015.8.12
7		塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]644 号	2010.10.12	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2012)855 号	2012.8.27
8		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]165 号	2014.2.13	企业自主验收	—	2019.9.4
9		塔河油田 12 区 2015-2016 年产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]85 号	2017.1.13	自主验收	油田环验[2019]2 号	2019.1.17
10		塔河油田托甫台区块油气开发一期工程项目	原自治区环境保护厅	新环评价函[2010]653 号	2010.10.18	原自治区环保厅	新环评价函[2012]854 号	2012.8.17
11		塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发二期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函[2011]616 号	2011.7.12	原自治区环境保护厅	新环函[2015]912 号	2015.8.12
12	塔河油田托甫台区	塔河油田托甫台奥陶系油藏第三产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函[2011]1003 号	2011.10.25	原自治区环境保护厅	新环函[2017]53 号	2017.1.9
13		塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发四期工程	原自治区环境保护厅	新环函[2014]764 号	2014.6.20	自主验收	—	2021.12.10

续表 3.1-2 塔河油田主要环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
14	环评及验收 评价及验收	塔河油田托甫台区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函[2015]400号	2015.4.24	自主验收	—	2019.9.3
15		塔河油田托甫台区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函[2016]929号	2016.7.19	自主验收	—	2019.1.7
16		中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台区奥陶系油藏2017年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函[2017]1131号	2017.7.24	自主验收	—	2021.4.24
17		塔河油田跃参区块奥陶系油气藏产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]765号	2014.6.20	原自治区环境保护厅	新环函[2016]2006号	2016.12.27

3.1.3 塔河油田各区环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对塔河油田各区分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

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

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田各区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（计转站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳及棉花等，西北油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。塔河油田各区位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a. 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，区域土壤类型有风沙土、草甸土、盐土、结壳盐土、林灌草甸土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

b. 道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石

路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

(2) 野生动物影响回顾分析

① 破坏栖息环境

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

② 人类活动对野生动物生存的干扰

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

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

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

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

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

(3) 生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，生态保护要求基本得到落实。

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，各项生态保护要求基本得到落实。

整体而言，油气开发活动中环评所提及的措施已基本落实，但由于区域整体气候干燥、降雨量较小，管道施工作业带形成的临时性作业带区域植被未恢复至周边地貌水平。整个区域，尤其是植被稀疏区域，由于管道敷设对整个区域的切割形成了廊道效应，影响了区域整体自然景观。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

3.1.3.3 水环境影响回顾

(1) 采出水及井下作业废水处置情况回顾

塔河油田各区采出水经周边联合站污水处理系统处理，处理工艺采用“重力除油+压力除油+电化学预氧化+混凝沉降+过滤”。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。结合区域例行监测数据，各联合站污水处理系统出水水质

能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求,根据井场注水需要回注地层;塔河油田绿色环保站处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注(以上监测结果见表 3.1-3)。根据西北油田分公司的规定,落地原油 100%进行回收;目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理,未对水环境产生不利影响。

(2)地下水环境影响回顾

通过区块内英达里亚村水井历年监测结果可知,英达里亚村水井地下水环境质量呈波动性变化,无明显变化。其中石油类在历史监测数据中均为未检出,满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准要求。草湖乡饮用水水源地、塔河油田供水首站水井的地下水环境质量呈波动性变化,无明显变化。石油开发行业特征污染物石油类在历史监测数据中为未检出,近期监测结果有检出,区域地下水中的石油类呈升高趋势,但总体满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准要求。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查,塔河油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺,选用先进的生产工艺及设备,在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气,从运行现状情况看,天然气气质稳定,各设备运行正常,排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据,加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求;各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准;无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

后评价阶段对塔河油田各区域环境空气质量进行了监测,并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据,针对主要监测因子进行统计分析,区域大气环境质量未发生明显变化,除 PM_{10} 、

PM_{2.5} 超标外，其余指标均能满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准要求，说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响可接受。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、含油废物。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 标准中相应指标要求，综合利用。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016) 相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20 号) 要求后综合利用。塔河油田生活垃圾现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

根据现场调查，塔河油田在落地油处理中采取了有力的措施，总体来说，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%。含油废物一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油等，由专业的维修和检修队伍作业。含油废物均第一时间由塔河油田绿色环保站接收处置。油田生产实施过程中产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号) 中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 等有关规定。

已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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

塔河油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比塔河油田同类型井场及站场污染源监测数据，塔河油田井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

塔河油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏(包括井喷)；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，塔河油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

采油二厂、采油三厂均编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案。塔河油田各采油厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，采油二厂、采油三厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范

管理，并自行开展了相关监测。采油二厂、采油三厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019版)》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470号)、《〈环境保护图形标志〉实施细则》(环监[1996]463号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)，采油二厂、采油三厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油二厂、采油三厂均已申领了排污许可证(采油二厂登记编号：91650000742248144Q083U，采油三厂登记编号：91650000742248144Q084U)，详见附件。

3.1.4 区块污染物排放情况

目前塔河油田各区已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》(生态环境部令 第11号)，完成了排污许可证的申领。本次评价引用后评价报告中的区域已建工程污染物排放相关情况，目前塔河油田10区、12区、托甫台区及跃进区块现有污染物年排放情况见表3.1-8。

表3.1-8 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田10区、12区、托甫台区及跃进区块现有污染物排放量	14.53	1.56	94.71	276.92	3.2	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田各区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

- ①重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC_s 的控制和管理措施不够完善；
- ②部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼；
- ③信息公开不够规范；

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田 2023 年度~2024 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

①按照国家、地方环保法规、标准，开展VOC_s排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

②清理水泥块，破碎后综合利用；随钻泥饼清运综合利用，如用于铺垫井场、道路等；

③健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81 号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验收暂行办法〉的公告》（国环规环评[2017]4 号）等进行企业相关信息公开。

3.2 现有工程**3.2.1 现有工程概况****(1) 基本情况**

本项目涉及 6 口老井，目前 6 口老井均处于停产状态，老井基本情况如表 3.2-1 所示，各老井井场设备设施情况见表 3.2-2 所示。

表 3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	老井名称	设计规模	实际规模	接入计转站	接入联合站	所属区块	备注
		产液量 t/d	产液量 t/d				
1	YJ1-9CH 井	50	0	YJ1-1 流程	顺北 1 处理站	跃进区块	管线已敷设
2	TH121134CH 井	18	0	12-5 计转站	二号联合站	12 区	管线已敷设
3	AD17CH 井	22	0	12-11 计转站	四号联合站	12 区	管线已敷设
4	TP116CH 井	20	0	TP-6 计量间	三号联合站	托甫台区	管线已敷设
5	TH10446CH 井	20	0	10-2 计转站	三号联合站	10 区	管线已敷设
6	TH123117CH 井	20	0	12-14 计转站	四号联合站	12 区	管线已敷设

(2) 现有工程井场主要设备

现有工程井场主要设备见表 3.2-2。

表 3.2-2 现有井场主要设备一览表

分类	设备名称	单位	数量	备注
YJ1-9CH 井	采油树	座	1	停产状态
TH121134CH 井	采油树	座	1	
AD17CH 井	采油树	座	1	停产状态
TP116CH 井	采油树	座	1	
TH123117CH 井	采油树	座	1	
TH10446CH 井	采油树	座	1	
	加热炉(200kW)	座	1	

现有工程老井各设备设施均处于正常状态，采油二厂、采油三厂相关巡检人员定期对设备进行检测维护，现有集输管线壁厚等检测指标正常，截至目前，未发生爆管泄漏等事故。侧钻工程实施后，利旧井场现有设备设施，依托现有集输管线、燃料气管线可行。

(2) 工艺流程

本项目现状 6 口老井均为采油井，现状已处于停产状态，停产之前，井场采出液依靠地层压力自喷出后经集输管线管输到联合站处理。

现有工程主要污染物排污节点见表 3.2-3。

表 3.2-3 现有工程主要排污节点汇总一览表

类别	序号	污染源名称	污染因子	防治措施	排放特征
废气	G ₁	井场无组织废气	H ₂ S、非甲烷总烃	密闭输送	面源、连续
	G ₂	加热炉烟气	颗粒物、氮氧化物、SO ₂ 、烟气黑度	使用净化后天然气	点源、连续
废水	W ₁	采出水	石油类、SS	送至联合站处理达标后回注地层	连续
	W ₂	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理	间断
噪声	N ₁	采油树	噪声	基础减振	连续
	N ₂	加热炉		基础减振	连续
固废	S ₁	落地油	收集后直接由塔河油田绿色环保站负责接收、转运和处置		全部妥善处置
	S ₂	非防渗材料			

3.2.2 现有工程手续履行情况

本项目涉及 6 口老井手续履行情况见表 3.2-4 所示。

表 3.2-4 现有老井环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	YJ1-9CH 井	塔河油田跃参区块奥陶系油气藏产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]765号	2014.6.20	原自治区环境保护厅	新环函[2016]2006号	2016.12.27
2	TH121134CH 井	塔河油田 12 区 2015-2016 年产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]85号	2017.1.13	自主验收	油田环验[2019]2号	2019.1.17
3	AD17CH 井	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环监函[2009]151号	2009.4.14	自主验收	—	2021.11.15
4	TP116CH 井	塔河油田托甫台奥陶系油藏 2017 年产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]1131号	2017.7.24	自主验收	—	2021.4.24
5	TH10446CH 井	塔河油田 10 区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]315号	2021.7.29	自主验收	—	2022.11.15
6	TH123117CH 井	塔河油田 12 区奥陶系油气藏 2018 年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]648号	2019.1.12	自主验收	—	2021.3.15

3.2.3 现有工程污染物达标情况

由于现有 6 口老井处于停产状态，故不再对其污染源达标情况进行分析。

3.2.4 现有工程污染物排放量

本项目现有 6 口老井均处于停产状态，现有区块污染物排放量核算过程中已考虑本项目 6 口老井排放量，本次不再核算污染物排放量。

3.2.5 环境问题及“以新带老”改进意见

本项目现有 6 口老井均处于停产状态，现场踏勘期间，井场未见固体废物残留，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

项目基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目基本情况一览表

项目		基 本 情 况
项目名称		塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案
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		新疆阿克苏地区库车市、沙雅县境内
总投资		项目总投资 5000 万元，其中环保投资 370 万元，占总投资的 7.4%
建设周期		建设周期 2 个月
占地面积		占地面积 7.8hm ² (永久占地面积 0hm ² ，临时占地面积 7.8hm ²)
建设规模		项目建成后 6 口井总产量为日产液 150t，未超原有设计规模 150t/d
工程内容	主体工程	钻前工程 现有设备拆除、井场建设应急池、放喷池、钻井平台等
		钻井工程 对现有 6 口老井(YJ1-9CH 井、TH121134CH 井、AD17CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井及 TH123117CH 井)实施侧钻
		储层改造工程 采用压裂改造工艺
		井场地面工程 井场设施利旧现有井场设施，本次不新增
	公辅工程	供电工程 老井利用已建电网
		给排水 采出水随油气混合物物输送至联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理
		供热工程 TH10446CH 井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热后外输，其余井场采用常温集输，不进行加热
		道路工程 井场道路依托现有井场道路
	环保工程	废气 施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；运营期：采取密闭工艺，加热炉使用处理后天然气；退役期：采取洒水抑尘的措施；
	环保工程	废水 施工期：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；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于油田区域荒漠灌溉；运营期：采出水随采出液依托现有集输管线输送至联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理；退役期：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、基础减振；退役期：合理安排作业时间

续表 3.3-1

项目基本情况一览表

项目			基本情况
工程内容	环保工程	固体废物	施工期：生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置；钻井泥浆进入泥浆罐循环使用；磺化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)中污染物限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废暂存间内，由钻井队委托有危废处置资质单位接收处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置； 运营期：运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置； 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；
		环境风险	施工期：井场利旧原有放喷池； 运营期：定期对原有管线壁厚进行超声波检查，井场利旧原有可燃气体和硫化氢气体检测报警仪
依托工程			①各老井侧钻完成后，集输管线依托现有不新增； ②采出液仍依托区域联合站处理，井下作业废水依托塔河油田绿色环保站处理
工作制度			年运行 8765h
劳动定员			井场为无人值守场站，不新增劳动定员

3.3.2 油气资源概况

(1) 原油

10 区原油含蜡、高含硫，南北粘度差异大，轻、中、重质油均有分布。全区原油密度介于 $0.8403\text{g}/\text{cm}^3 \sim 1.0756\text{g}/\text{cm}^3$ 之间，平均为 $0.9725\text{g}/\text{cm}^3$ ；由于轻、中、重质原油均有分布，原油动力粘度差别较大，南部轻质油区运动粘度在 $100\text{MPa}\cdot\text{s}(30^\circ\text{C})$ 以内，北部重质油区运动粘度多在 $10000\text{MPa}\cdot\text{s} \sim 40000\text{MPa}\cdot\text{s}(30^\circ\text{C})$ 之间，地面流动性较差。平均含硫 2.3%，平均含蜡量为 7.25%；含盐量介于 $17\text{mg}/\text{L} \sim 41200\text{mg}/\text{L}$ ，平均 $16517\text{mg}/\text{L}$ 。

12 区原油密度介于 $0.9543\text{g}/\text{cm}^3 \sim 1.0565\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均 $1.017\text{g}/\text{cm}^3$ ，属于超重质原油；原油动力粘度很大，流动性能极差；凝固点介于 $8^\circ\text{C} \sim 60^\circ\text{C}$ ，平均在 32°C ，油质重质组分含量高，平均含硫 2.6%，平均含蜡量为 5.9%；含盐量

介于 531mg/L~55149mg/L, 平均 18794mg/L。总体而言, 该区原油为高粘度、含蜡、高含硫的超重质原油。

塔河油田托甫台奥陶系油藏原油密度介于 $0.8147\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.9647\text{g}/\text{cm}^3$, 平均 $0.8744\text{g}/\text{cm}^3$, 属于轻-中质原油。因此, 托甫台地区原油粘度中等, 属于常规原油, 流动性能较好; 凝固点介于 $-34^\circ\text{C} \sim -3.5^\circ\text{C}$, 平均在 -22.3°C ; 平均含蜡量为 10.6%; 含盐量介于 $7.28\text{mg}/\text{L} \sim 25437.08\text{mg}/\text{L}$, 平均 $1691\text{mg}/\text{L}$ 。

跃进区块原油密度为 $0.8020\text{g}/\text{cm}^3$, 粘度为 $2.94\text{mm}^2/\text{s}$, 凝固点 -14°C , 含蜡 5.87%, 属于高蜡、低凝固点、低粘度轻质原油, 原油流动性好。

(2) 天然气

10 区天然气为溶解气, 北部及东北部的重质油井区地面天然气 CH_4 含量在 55.78%~88.01%, 平均 75.3%, 相对密度分布在 0.59~0.99 之间, 平均 0.84。甲烷系数分布在 1.81%~53.6% 之间, 平均 8.85%。干燥系数分布在 14.0%~61.3% 之间, 平均 17.8%。西南部轻-中质油井区地面天然气 CH_4 含量介于 50.1%~94.4%, 平均 64.1%。相对密度分布在 0.621~0.906 之间, 平均 0.729。甲烷系数分布在 1.22%~37.3% 之间, 平均 5.08%。干燥系数分布在 2.83%~4.92% 之间, 平均 3.87%。 H_2S 含量主要分布在 $13.63\text{mg}/\text{m}^3 \sim 116370\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 平均 $19879\text{mg}/\text{m}^3$ 。

12 区天然气甲烷含量在 60.08%~71.63% 之间, 平均 66%, 相对密度在 $0.716\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.799\text{g}/\text{cm}^3$ 之间, 平均 $0.754\text{g}/\text{cm}^3$, 重烃含量平均 17.49%, 干燥系数为 4.43。天然气总体特征是甲烷含量低、重烃含量高。平均 H_2S 浓度介于 $1545\text{mg}/\text{m}^3 \sim 262468\text{mg}/\text{m}^3$, 平均为 $26151\text{mg}/\text{m}^3$ 。

托甫台区天然气属于原油伴生气, 根据伴生气性质, 该区块各油井伴生气以烃类为主, 总体是甲烷含量低、重烃(C^*)含量高, 其中甲烷含量在 51.98%~67.99% 之间, 平均 58.48%, 相对密度在 $0.8\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.899\text{g}/\text{cm}^3$ 之间, 平均 $0.855\text{g}/\text{cm}^3$, 重烃含量平均 34.9%, 干燥系数为 2.14, N_2 含量平均 6.14%, CO_2 含量平均 5.21%。天然气中硫化氢含量与地面原油密度变化趋势类似, 轻-中质油藏油井不含硫化氢或含量较低。

跃进区块天然气甲烷含量在 80.07%~87.82% 之间, 平均 83.95%, 相对密度

在 $0.61 \sim 0.73 \text{g/cm}^3$ 之间, 平均 0.67g/cm^3 , 重烃平均含量 10.4%, 二氧化碳平均含量 0.6%。天然气的总体特征是甲烷含量高, 重烃 (C_2^+) 含量略低, 具典型的溶解气特征。区块硫化氢含量呈北高南低的趋势, 与地面原油密度变化趋势类似, 硫化氢含量较低。

(3) 采出水

10 区地层水矿化度介于 $133662 \text{mg/L} \sim 232236 \text{mg/L}$ 之间, 平均为 178950mg/L 。矿化度较主体区低, 处于封闭的高矿化度 CaCl_2 型水。

12 区平均地层水密度为 1.141g/cm^3 , pH 值为 6.3; 总矿化度为 218033mg/L , Cl^- 为 133522mg/L , 为 CaCl_2 型水, 属封闭环境下的高矿化度地层水。

托甫台区地层水均呈弱酸性, 总矿化度在 $86626 \text{mg/L} \sim 259375 \text{mg/L}$, 平均 154537mg/L ; 地层水相对密度平均在 1.11g/cm^3 ; pH 值在 $5.13 \sim 7.02$, 平均值为 6.0; Cl^- 离子为 $68876 \text{mg/L} \sim 159286 \text{mg/L}$, 平均 94980mg/L ; 属于 CaCl_2 型水。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	侧钻井数量	口	6
2		产液量	t/d	150
3		集输管线	km	0, 依托现有集输管线
4		道路	km	0, 依托原有井场道路
5	综合指标	永久占地面积	hm^2	0 (依托现有井场)
6		临时占地面积	hm^2	6
7		总投资	万元	5000
8		环保投资	万元	370
9		劳动定员	人	无人值守

3.3.4 工程组成

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程及封井工程五部分内容, 项目总平面布置图见附图 2。

3.3.4.1 钻前工程

现有 6 口老井目前均处于停产状态，井场现有采油树、加热炉、站内管线等设施设备。钻前工程施工内容包括现有设备拆除、建设井场、设备基础施工等，井场道路依托现有井场道路，减少施工占地。

主要工程内容及工程量见表 3.3-3。

表 3.3-3 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m ²	12000	新建，100m×120m，临时占地
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	岩屑池	500m ³	个	1	新建，“环保防渗膜+水泥压边”
4	主放喷池	100m ³	个	1	利旧，“环保防渗膜+水泥压边”
5	副放喷池	100m ³	个	1	利旧，“环保防渗膜+水泥压边”
6	撬装式污水处理站	处理规模 20m ³ /d	座	1	新建，包括 1 套微生物处理系统，1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置
7	活动房	--	座	42	新建，30m×40m，临时占地；撬装装置
8	对井场现有采油树、加热炉、站内管线等设施设备拆除，临时堆存于井场临时占地范围内				

3.3.4.2 钻井工程

3.3.4.2.1 井位部署

本次共部署侧钻井 6 口，井位部署见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目侧钻井情况一览表

名称		大地坐标		开窗点	设计井深(m)	钻尺深度(m)
		X	Y			
侧钻井	YJ1-9CH 井	*	*	6976	7927.55(斜)	951.55
	TH121134CH 井	*	*	5540	6591.11(斜)	761.10
侧钻井	AD17CH 井	*	*	6480	7183.01(斜)	703.01
	TP116CH 井	*	*	6160	6860.58(斜)	700.58
	TH10446CH 井	*	*	5870	6825.64(斜)	955.64
	TH123117CH 井	*	*	6133	7104.37(斜)	971.37

3.2.4.2.2 井身结构

3.3.4.2.3 钻井泥浆体系

本项目主要进行老井侧钻，仅使用磺化泥浆体系，不使用油基泥浆体系。

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%~7.4%) + 加重剂，设计密度 $1.10\text{g}/\text{cm}^3 \sim 1.30\text{g}/\text{cm}^3$ 。

3.3.4.2.4 固井方案

侧钻井：侧一开裸眼完井；浆柱结构：隔离液+1.30~1.60 低密度领浆+1.88 尾浆，尾浆封固裸眼段。

3.3.4.2.5 钻机选型

钻井使用 ZJ70D 型钻机，配套 3 台 1600HP 泥浆泵。另外钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防装备。

3.3.4.2.6 钻井周期

侧钻完井周期 60 天。

3.3.4.2.7 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 单座井场钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
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
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m^3	7 个
	振动筛	—	—	m^3/h	2 台

	除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1 套
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1 套
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2 套
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1 套
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1 套
	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2

3.3.4.5 原辅材料

本项目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，钻井期用电通过已有电网引入。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。本项目主要对现有老井侧钻，钻井进尺相对新钻井较小，采用 KC1 聚磺体系，原辅材料消耗情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 单座井场钻井工程原辅材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
1	水	m ³	181	—	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	95	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；水泥的主要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	用于固井
4	基础材料(膨润土)	t	5	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	用于配制泥浆
5	基础材料(Na ₂ CO ₃)	t	1	纯碱，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	用于调节钻井液 pH 值
6	烧碱/NaOH	t	1	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	T	0.5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂

8	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	0.4	羧甲基纤维素钠, 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	钻井液增粘和降滤失剂
9	中分子聚合物 /LP++等	t	0.1	低粘度乳液聚合物, 钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	0.1	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
11	抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	0.1	树脂类物质, 钻井液降滤失剂, 可改善泥饼质量, 具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
12	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	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	钻井液处理剂
13	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	4	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
14	加重剂/重晶石粉	t	38	主要成分 BaSO_4 , 白色粉末, 可将钻井液密度配至 $2.0\text{g}/\text{cm}^3$	钻井液加重剂
15	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	15	黑色胶状物、均匀分散, 无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
16	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	0.3	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	钻井液防塌剂
17	润滑剂 /PRH-1/TRH-1 等	t	3	仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
18	超细碳酸钙	t	3	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳 酸钙	钻井液酸中和剂, 调节泥浆 pH 值
19	固体润滑剂 /SHR-102 等	t	0.4	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
20	随钻堵漏剂 /TYSD-1/TP-2 等	t	1	灰白色粉末, 随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵动能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害。	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
21	润滑剂	t	0.3	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 无荧光干扰, 不影响地质录井	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂

3.3.4.3 储层改造工程

储层改造工艺采用压裂, 单座井场压裂规模 200m^3 。改造以沟通缝洞体为目标,

沟通缝洞体后，施工压力会大幅下降，支撑剂漏失进入洞穴，导致裂缝无法支撑，而压裂可以对裂缝壁面进行沟槽式刻蚀，形成管状导流，同时可以疏通缝洞体系，改善近、远井流动状态。

3.3.4.4 井场地面工程

井场设施利旧现有井场采油树、加热炉等设施，本次不新增；井场采出液依托现有集输管线输至就近计转站，最终送至联合站处理；本次不新建集输管线及燃料气管线，现有集输管线及燃料气管线可满足本项目实施后井场采出液集输需求，依托可行。项目集输方案见下表。

表 3.3-9 集输方案部署一览表

序号	老井名称	接入计转站	接入联合站	备注
1	YJ1-9CH 井	YJ1-1 流程	顺北 1 处理站	依托现有集输管线
2	TH121134CH 井	12-5 计转站	二号联合站	依托现有集输管线
3	AD17CH 井	12-11 计转站	四号联合站	依托现有集输管线
4	TP116CH 井	TP-6 计量间	三号联合站	依托现有集输管线
5	TH10446CH 井	10-2 计转站	三号联合站	依托现有集输管线及燃料气管线
6	TH123117CH 井	12-14 计转站	四号联合站	依托现有集输管线

3.3.4.5 封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

3.3.4.6 公辅工程

(1) 供电工程

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直接从井场现有电网引入。

(2) 给排水

① 给水

施工期工程用水主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场，井场生产用水量共计约 1086m^3 ，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，完井周期 60 天，按生活用水量 $100\text{L/d} \cdot \text{人}$ 计，生活用水量总计约 2160m^3 。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

② 排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水、压裂返排液。生活污水产生量约 1728m^3 ，各井场建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二 B 级标准，达标处理后出水主要用于油田区域荒漠灌溉。钻井废水约为 252m^3 ，由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。压裂返排液约为 720m^3 ，采用专用废液收集罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理。

运营期采出水随油气混合物输送至联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。

(3) 供热工程

运营期 TH10446CH 井采用井口加热工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热后外输，其余井场采用常温集输，不进行加热。

(4) 道路工程

井场道路依托现有井场道路。

(5) 危废暂存间

本项目钻井期井场设置有一座撬装式危废暂存间 (30m^2)，危废暂存间的设

置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18957-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。危废暂存间内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废暂存间内，由有危废处置资质单位接收处置。

(6) 硫平衡

塔河油田井场硫化氢浓度相对较高，区域 H_2S 含量平均 $20000\text{mg}/\text{m}^3$ ，6 座井场天然气产生量为 $1.2\text{万 m}^3/\text{d}$ ，天然气中的硫小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分以油气混输方式全部进入联合站处理。区域硫平衡图如下。



图 3.3-2 井场硫平衡图 单位：kg/d

3.3.4.7 环保工程

塔河油田现有环保设施比较齐全，依托的三号联合站、四联合站等配套有采出水处理系统，区域还建有塔河油田绿色环保站。钻井施工期间，压裂返排液拉运至塔河油田绿色环保站进行无害化处置。运营期采出水处理、落地油及废防渗材料危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

本工程施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.5.1.1 钻前工程

根据井场平面布置图，首先对现有采油树、加热炉及站内管线等设备拆除，临时堆存于井场临时占地范围内。井场临时占地区域主要为原井场钻井施工区域，对原有撬装设备水泥基础进行修补或重建，同时对井场进行平整；修建岩屑池，并对岩屑池铺设防渗膜和水泥压边，井场道路依托现有井场道路，本次

不新建道路。

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，控制车辆运行速度，燃用合格燃料等措施；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二B级标准后，用于油田区域荒漠灌溉；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，现场集中收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

3.3.5.1.2 钻井工程

钻井工程在原有井身结构基础上利用造斜工具控制钻头方向，在造斜点位置采用裸眼侧钻的方式进行侧钻。侧钻前进行通井，主要是了解套管完好情况，为开窗选位和确定尾管的超覆高度等提供参考资料。侧钻前原有井身结构造斜点位置以下注水泥塞进行封堵，防止原井眼油水层互窜影响分采分注效果，同时为斜向器创造一个准确而坚固的井底，以控制侧钻开窗位置。

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，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。

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。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。

本项目使用放射源用于测井，提供服务的主要为西北油田分公司服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。

钻井工程施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水，根据目前油田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，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；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，岩屑经检测满足《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，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物桶装密闭收集，废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

3.2.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为射孔、压裂、测试放喷等工艺。

(1) 射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

(2) 压裂

压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液由压裂车拉运至井场

暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，压裂液返排比为 60%，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

（3）测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至原油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉；压裂返排液采用专用废液收集罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理。噪声为压裂设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

3.3.5.2 运营期

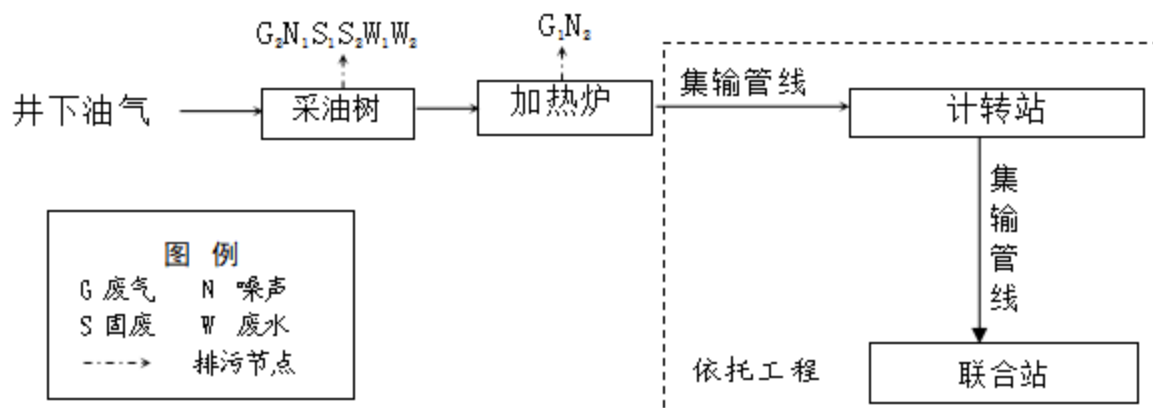
拟建工程工艺流程主要包括油气开采及井下作业。

(1) 油气开采

根据油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为利用地层天然能量自喷开采；运营期 TH10446CH 井场自喷采出液通过井口模块油嘴一级节流后进井场加热炉，经过加热并节流后依托现有集输管线混输至就近计转站，最终送至联合站处理；其余井场采用常温集输，不进行加热，依托现有集输管线混输至就近计转站，最终送至联合站处理。

(2) 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。



注：仅 TH10446CH 井场采用加热炉加热，其余井场采用常温集输，不进行加热。

图 3.3-4 油气开采及集输工艺流程图

油气开采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)，采取密闭工艺；废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2)，采出水主要污染物为 SS、石油类，采出水随采出液依托现有集输管线输送至联合站处理，达标后回注地层；井下作业废水主要污染物为 pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体，送至塔河油田绿色环保站处理；噪声

污染源主要为采油树(N₁)、加热炉(N₂)设备运行产生的噪声,采取基础减振的降噪措施。固体废物主要为井下作业、采油环节产生的落地油(S₁)及修井作业产生的废防渗材料(S₂),属于危险废物,由有危废处置资质单位接收处置。

3.3.5.3 退役期

随着石油开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终井区将进入退役期。

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘,采取洒水抑尘的措施;噪声污染源主要为车辆噪声,要求合理安排作业时间,控制车辆速度等措施;固体废物主要为封井过程中产生的建筑垃圾等,建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程等,施工过程中占用土地,对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等,对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.3.6.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

本项目侧钻过程仅新增临时占地,侧钻过程中可能对井场周边临时占地范围内已恢复的植被造成一定的破坏,对井场临时占地范围内土壤造成扰动,容易导致水土流失。

3.3.6.2 废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘和施工车辆尾气。

(1) 放喷废气

本项目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 1d~2d。

(2) 施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整、车辆运输过程中产生，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。

(3) 车辆尾气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 CH_4 等，施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.3.6.3 废水

(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。根据类比目前塔河油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 $0.05\text{m}^3/\text{m}$ ，本工程钻井进尺为 5043.25m，产生的钻井废水约为 252m^3 。钻井废水由临时罐体收集，全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶及其它各种添加剂。根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算压裂返排液的产生量。

表 3.3-10 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	压裂返排液	立方米/井	119.94

本项目油气藏储层为非低渗透储层，本工程侧钻老井6口，压裂返排液产生量为720m³，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

(3)生活污水

本项目侧钻施工天数 60d，按生活用水量 100L/d·人计，单座井场施工人数 60 人，生活用水量总计约 2160m³，生活污水产生量按用水量的 80%计算，则总产生量为 1728m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD₅、NH₃-N、SS 等；类比区域内油田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅为 200mg/L、NH₃-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；井场钻井期间各建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L、BOD₅为 20mg/L、NH₃-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二 B 级标准，最终用于油田区域荒漠灌溉。

3.3.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如吊装机、钻机、泥浆泵、振动筛等，产噪声级在84dB(A)~95dB(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。

3.3.6.5 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。

(1) 钻井泥浆

工程使用聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分

离机”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，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，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：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，取0.15m；

h——钻尺深度，6口侧钻井总钻尺深度为5043.25m。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 178m³，全部为磺化泥浆钻井岩屑。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(3) 废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.1t/口，本工程部署侧钻井6口，废机油量产生量为0.6t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(4) 烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，

及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本工程新部署侧钻井 6 口，烧碱废包装袋产生量为 0.3t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(5) 废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本工程新部署侧钻井 6 口，废防渗材料产生量为 1.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(6) 撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。生活污水 SS 产生浓度为 200mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 1728m³/a，则井场污泥产生量为 0.31t。

(7) 生活垃圾

本项目侧钻井施工天数 60d，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 10.8t，现场集中收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

3.3.7 运营期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

本次侧钻实施后，生产规模未超过原有井场设计规模，真空加热炉、采油树利旧井场现有地面设施不新增。项目 TH10446CH 井使用 200kW 真空加热炉加热，本次废气污染物核算类比现有工程周边井场 200kW 真空加热炉验收期间数据对源强进行核算，由于区域同类型真空加热炉监测数据较多，且数据有一定的差异，本次从最不利影响出发，类比监测结果中烟气量、排放浓度中的最大值作为本项目源强，类比监测数据来源于《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》、《塔河油田托甫台区块环境影响后评价报告书》中的真空加热炉监测数据。由于本次不涉及地面工程改造，仅给出污染物源强用于后续预测，不再核

算污染物排放量。

本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-11。

表 3.3-11 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度(mg/m ³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量(m ³ /h)	排放浓度(mg/m ³)	排放速率(kg/h)	有效工作时间
1	真空加热炉烟气(200kW)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 非甲烷总烃 烟气黑度	10 3 120 16 <1级	使用清洁能源	8	308	10 3 120 16 <1级	0.003 0.001 0.037 0.005 —	4800
2	TH10446CH井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0085 0.0001	8760
3	YJ1-9CH井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0072 0.0001	8760

注：本工程除 TH10446CH 井场涉及加热炉外，其余 5 座井场均不涉及加热炉，其余 5 座井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取 YJ1-9CH 井场无组织废气为代表井场进行核算。

源强核算过程：

(1) 非甲烷总烃

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOCs) 主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等。本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对拟建工程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 3.3-12 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

$WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取最大 1。

表 3.3-13 本项目井场无组织非甲烷总烃废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量(个)	单个设备排放速率(kg/h)	排放速率(kg/h)
TH10446CH 井场				
1	有机液体阀门	20	0.036	0.0022
2	法兰或连接件	38	0.044	0.0050
3	气体阀门	18	0.024	0.0013
小计				0.0085
YJ1-9CH 井场				
1	有机液体阀门	20	0.036	0.0022
2	法兰或连接件	38	0.044	0.0050
小计				0.0072

(2) 无组织硫化氢核算

项目各井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰连接处泄漏, 参照如下经验公式计算出气体泄漏速率后, 根据硫化氢在气体中的比例折算。

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

G_e 为设备或管道不严密处的散发量, kg/h;

K 为安全系数, 一般取 1~2, 本工程取 1;

C 压力系数, 取 0.166;

V 为设备和管道内部容积, m^3 , 单井核算值为 0.1;

M 为设备和管道内气体分子质量, 本工程取 16;

T 为设备和管道内部气体绝对温度, K, 本工程取 333。

经过核算, G_e 取值为 0.0036kg/h, 天然气中硫化氢含量按区域平均浓度值取值, 核算硫化氢在天然气中占比约为 3.6%, 核算井场无组织硫化氢排放速率为 $0.0036 \times 0.036 \text{ kg/h} = 0.0001 \text{ kg/h}$ 。

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水, 且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据方案预测, 侧钻实施后前期采出水水量较小, 随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目预测开发指标, 6 口侧钻井采出水平均为 $60 \text{ m}^3/\text{d}$ 。采出水中主要污染物为石油类、SS, 采出水随采出液经集输管线输送至周边联合站处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层, 可保持油层压力, 使油藏有较强的驱动力, 以提高油藏的开采速度和采收率。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等, 其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似, 清蜡、清砂均属于洗井范畴, 本次主要分析洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》(环保部公告 2021 年第 16 号) 中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数, 计算井下作业废液的产生量。

表 3.3-14 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每 2 年 1 次计算，拟建工程共部署 6 座采油井场，则每年井下作业废水产生量为 597t，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。

本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水，产生情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 本项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	21900	0	石油类 SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至周边联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	597	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	TH1044	采油树	1	80	基础减振	15
2	6CH井场	真空加热炉	1	85	基础减振	15
3	其余井场	采油树	5	80	基础减振	15

本项目单座井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉等设备噪声，噪声值

为 80dB(A)~85dB(A)。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型采油井场落地油产生量约 0.2t/a，本工程运行后 6 口采油井场落地油总产生量约 1.2t/a，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 废防渗材料

工程运行期采油井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg (12m×12m)，每口井作业用 2 块，则本工程采油井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 1.5t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

表 3.3-17 本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

3.3.7.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，对井场及井场周边临时占地进行恢复。

3.3.8 退役期污染源及其防治措施

3.3.8.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准油品。

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

3.3.8.2 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.3.8.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.8.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.3.8.5 退役期生态恢复措施

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

(1) 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；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。

3.3.9 非正常排放

本项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.3-18 非正常排放参数表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 /h	年发生频次/ 次
井场放喷口	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	0.1	0.17	1
		硫化氢	0.001		

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 钻井工艺清洁生产工艺

(1) 钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

(2) 作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6) 本项目钻井新鲜水使用量为 19t/100m 标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为 $\leq 25\text{t}/100\text{m}$ 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

(7) 先进性分析

西北油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.3.10.2 运营期清洁生产工艺

(1) 石油开采清洁生产工艺

① 单井采出液通过井口模块一级节流后经集输管线最终输送至周边联合站处理。全过程密闭措施，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

② 采用全自动控制系统对主要采油工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③ 井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④ 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤ 井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥ 井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2) 节能及其他清洁生产措施分析

①管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-19 及表 3.3-20。

表 3.3-19 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	100%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	乙类区 ≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5

续表 3.3-19 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重 分值	评价基准值	估算值	得分
(4) 污染物 指标	35	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		废弃钻井液 产生量	m ³ /100m 标准 进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放 浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目评价得分	
(1) 资源和能 源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10	10	
		柴油消耗	具有节油措施		5	5	
(2) 生产工艺 及设备要求	30	钻井设备 先进性	国内领先		5	5	
		压力平衡 技术	具备欠平衡技术		5	5	
		钻井液收集 设施	配有收集设施，且使钻井液不 落地		5	不落地	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、 离心机等固控设备		5	配备固 控设备	5
		井控措施	具备		5	具备	5
		有无防噪 措施	有		5	有	5
(3) 管理体系 建设及清洁生 产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收			20	开展	20
		制定节能减排工作计划			5	制定	5
(4) 贯彻执行 环境保护法规 符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求			10	满足法 规要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	制定减 排措施	5
		满足其他法律法规要求			5	满足	5

表 3.3-20 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	乙类区：≤50	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区：≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	乙类区：≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5	
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	具备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	具备原油回收设施	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	建立 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划			5	制定节能减排工作计划	5

续表 3.3-20 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	本工程	
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

表 3.3-21 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目得分		
					实际情况	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置		10	无	0
			防止落地原油产生措施		10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	先进	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10

续表 3.3-21 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	指标 分值	二级指标	指标 分值	本项目得分	
				实际情况	得分
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收	20	已开展	20
		制定节能减排工作计划	5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	已完成	5

由表计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 90 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.3.11 三本账

本项目主要对现有 6 口老井进行侧钻，地面设施利旧现有，生产规模未超原有规模，未新增污染物排放，“三本账”的排放情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 本项目“三本账”的排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	14.53	1.56	94.71	276.92	3.2	0	0
本项目排放量	0	0	0	0	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本项目实施后排放量	14.53	1.56	94.71	276.92	3.2	0	0
本项目实施后增减量	0	0	0	0	0	0	0

3.3.12 污染物总量控制分析

3.3.12.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排

放总量控制的要求，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： NO_x 、 VOC_s

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.3.12.2 本项目污染物排放总量

本项目在正常运行期间，井场采出水随采出液一起最终输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

本项目属于老井侧钻工程，地面工程设施依托现有老井，井场现有真空加热炉已申请总量，本次评价不再进行总量指标核算。

3.4 依托工程

3.4.1 三号联合站和三号轻烃站

塔河油田三号联合站和三号轻烃站于 2006 年 4 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环自函[2006]135 号), 2007 年 1 月 29 日取得原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2007]19 号); 扩建工程于 2007 年 4 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函[2007]137 号), 2010 年 12 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收意见(新环评价函[2010]939 号)。

(1) 三号联合站

塔河油田三号联合站主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托普台区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳、油气分离、脱硫、沉降脱水，污水处理以及回灌等多功能于一体，设计原油处理规模分别 $276 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模为 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 。

原油处理工艺流程：稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至 75°C 后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油一部分输送至 TK835 装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站后外输。截至目前，原油实际处理规模为 $125 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水

6058m³/d。

天然气处理工艺流程：进站原油经过两相、三相分离器分出的伴生气，经伴生气分离器分离，伴生气分离器稳定压力为 0.3MPa，与三号联负压区伴生气汇合后通过伴生气汇管去轻烃站处理。

塔河油田三号联合站污水处理系统：采出水处理系统处理规模为 6500m³/d，采用“一次除油+压力除油+核桃壳过滤”工艺。油站来水先进污水接收罐，经泵提升后进入高效聚结斜管除油器除油、除悬浮物，再经核桃壳过滤进一步除油和悬浮物，并在流程中通过投加配套化学药剂，增强污水处理效果，使处理后污水达到回注水质标准。合格污水首先排入回注罐，回注时通过回注干线输至回注井口进行回注。

(2) 三号轻烃站

三号轻烃站集原料气增压、天然气脱硫及硫磺回收、天然气脱水、冷凝分离、凝液分馏、外输气增压及辅助生产装置等多项功能于一体，采用先进的 MDEA 胺法脱硫技术，硫磺回收采用自循环 LO-CAT 工艺。主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托普台区伴生气的处理任务。主要功能是生产高附加值的液化气和轻烃产品，并为下游用户提供合格的天然气。

三号联轻烃处理站设计最大处理天然气 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；主要产品为干气、轻烃和液化气，设计外输干气量 $42.91 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液化气产量 103.3t/d，轻烃产量 47t/d。干气作为采油三厂所辖站场自用燃料气及发电三厂燃料气；轻烃和液化气全部外销；副产品为硫磺外运。截至目前，天然气实际处理 $51 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(3) 依托可行性分析

本项目 TP116CH 井、TH10446CH 井场采出液最终输至三号联合站处理。三号联合站及三号轻烃站运行负荷见表 3.4-1。

表 3.4-1 三号联合站及三号轻烃站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油 10 ⁴ t/a	276	125	45.3%	151	1.46	可依托
2	天然气万 m ³ /d	60	51	85%	9	0.32	可依托
3	采出水 m ³ /d	6500	6058	93.2%	442	16	可依托

由上表可知，三号联合站及三号轻烃站处理能力可满足本工程生产需求，依托可行。

3.4.2 二号联合站

塔河油田二号联合站于 2002 年 4 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函[2002]68 号), 2009 年 4 月 15 日对二号联合站进行第一次扩建, 取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函[2009]151 号), 并于 2015 年 8 月 12 日取得备案意见(新环函[2015]909 号); 第二次扩建工程于 2015 年 4 月 9 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环函[2015]353 号), 2019 年 6 月进行了自主验收。

(1) 油处理系统

塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产, 设计原油处理能力为 $150 \times 10^4 \text{t/a}$, 负责塔河油田 6 区、7 区、10 区北油区的原油处理任务。2008 年二号联合站进行扩建, 扩建原油处理能力 $240 \times 10^4 \text{t/a}$ (第二套原油处理装置), 扩建后的最终处理原油规模为 $390 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(2) 天然气处理系统

二号联轻烃站 2005 年建成投产。主要负责二号联来气、六七区来气及十二区伴生气主管网来气的处理, 站内按照功能共划分为八个单元: 进站分离单元、增压脱水单元、湿法脱硫单元、制冷分馏单元、储运单元、硫磺回收单元、碱洗脱硫单元及碱渣处理单元, 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”等工艺将进站高含硫原料气进行增压、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。二号联轻烃厂设计处理规模 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(3) 采出水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理设施设计处理能力 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ 。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 500m^3 缓冲罐进入外输泵房, 全部用于油井回注。

(4) 依托可行性分析

本项目 TH121134CH 井场采出液最终输至二号联合站处理。二号联合站运行

负荷见表 3.4-2。

表 3.4-2 塔河油田二号联合站依托可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	拟建工程需处理量	依托可行性
原油(万 t/a)	390	350	40	0.657	可依托
天然气(万 m ³ /d)	15	12	3	0.144	
采出水(m ³ /d)	5000	4950	50	7.2	

综上可知，塔河油田二号联合站原油、轻烃站天然气、采出水富余量可以满足项目 TH121134CH 井处理要求，依托可行。

3.4.3 四号联合站

3.4.3.1 四号联合站概况

四号联合站于 2012 年 11 月 16 日取得环评批复(新环评价函[2012]1152 号)，并于 2015 年 11 月 3 日取得竣工环保验收批复(新环函[2015]1183 号)。四号联合站位于塔河油田 12 区主干公路以东，由胜利油田勘察设计研究院有限公司设计，胜利油田石油化工建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，主要负责 10 区、12 区部分站库原油的集输和处理。四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定(脱硫)、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

塔河油田四号联合站设计原油处理规模 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，混合液处理规模 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油处理采用热化学大罐沉降脱水负压稳定(脱硫)、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油，合格原油通过新建外输管道输送至雅克拉装车末站外销。伴生气通过压缩机增压后外输至二号联轻烃站进行脱硫和轻烃回收。四号联合站采出水处理规模为 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际规模约 $2100 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理达标后全部回注。

(2) 依托工程可行性分析

本项目 AD17CH 井场、TH123117CH 井场采出液最终输送至四号联合站进行处理，四号联合站富余情况如表 3.4-3 所示。

表 3.4-3 依托工程可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	拟建工程需处理量	依托可行性
原油(万 t/a)	384	176	208	1.53	可依托
天然气(万 m ³ /d)	15	12	3	0.336	
采出水(m ³ /d)	4000	2100	1900	16.8	

综上可知，四号联合站富余量可以满足本项目 AD17CH 井场采出液处理要求，依托可行。

3.4.4 顺北 1 处理站

(1) 基本情况

顺北1处理站于2016年7月1日取得环评批复(新环函[2016]846号)，并于2019年1月7日取得竣工环保验收批复(油田环验[2019]1号)。该站位于沙雅县以南约66km处的塔克拉玛干沙漠北部，距塔里木河南部约42km，行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县管辖。该站目前原油处理规模 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气处理规模 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，顺北 1 处理站采出水处理系统处理规模为 $600 \text{m}^3/\text{d}$ 。

进站的含水原油经加热炉加热，温升至 50°C 后进入二级三相分离器进行油、气、水深度分离，分离出的含水原油经调压后进入负压稳定（脱硫）塔，原油中的轻组分和硫化氢被脱出，脱出气经负压压缩机进行增压，增压后的脱出含硫化氢气体经空冷器冷却，进入后分离器分离后，伴生气进入第三方天然气处理装置；经负压稳定脱硫后的原油经提升泵提升进入净化油罐，静止沉降后放底水至合格原油（含水 $\leq 0.5\%$ ），通过原油装车泵装车外销。采出水送至采出水处理设施进行处理，采出水处理系统采用“压力沉降+负压气提+加药+反洗过滤+缓冲沉降”工艺，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

(2) 依托可行性

本工程 YJ1-9CH 井采出液最终输至顺北 1 处理站处理。顺北 1 处理站处理设施富余情况如表 3.4-4 所示。

表 3.4-4 顺北 1 处理站依托可行性分析一览表

序号	单元名称	设计处理能力	实际处理量	富余能力	本工程需处理量	依托可行性
1	原油处理(万 t/a)	40	23.5	16.5	1.825	可行
2	采出水处理(m ³ /d)	600	480	120	20	可行

综上可知，顺北 1 处理站富余量可以满足本工程 YJ1-9CH 井采出液处理要求，依托可行。

3.4.5 塔河油田绿色环保站

绿色环保工作站，原为塔河油田一号固废液处理站，位于库车市与轮台县交界处。塔河油田绿色环保站工程于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复(阿地环函字[2014]236 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)。具体位于塔河油田 5 区 S61 井附近，离西侧的二号联合站约 15km，离西南侧的三号联合站约 34km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。绿色环保工作站主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理 3 部分工艺流程。油污泥处理部分，对其中受浸土(含油量<5%)入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥(含油量>5%)，自行在绿色环保工作站内处理；废液在站内自行处理；生活垃圾采用填埋处置。

塔河油田绿色环保站包含原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站。塔河油田污油泥处理站紧邻塔河油田一号固废液处理站。塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。塔河油田一号固废液处理站现有 2 座 10000m³工业垃圾池、库容 73100m³的生活垃圾池、6 座总容积为 10×10⁴m³固体垃圾池、3 座总容积为 36000m³污油泥接收池、1 座 5000m³脱硫剂暂存池、1 座 5000m³药渣暂存池、1 座 9000m³废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。各井钻井、酸化、压裂等作业废液由罐车从各井场拉运至卸液接收池，进行分离后，由泵提升进入沉淀

池，然后进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池储存，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后通过注水泵回注地层。塔河油田绿色环保站内的废液接收池、加药调节池、废液沉降池、沉降池、石灰搅拌池等均填土面铺 100mm 厚混凝土，下设防水土工膜，防渗系数 $<1.0\times 10^{-7}$ cm/s。

塔河油田绿色环保站各处理系统单元设计规模、富余情况如表 3.4-5 所示。

表 3.4-5 塔河油田绿色环保站运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统	设计处理能力 65m ³ /h	实际处理量 9.2m ³ /h	富余处理能力 55.8m ³ /h	1.63m ³ /h	可行
2	污油泥处理系统	设计处理规模 6×10 ⁴ m ³ /a	实际处理能力 3.9×10 ⁴ m ³ /a	富余处理能力 2.1×10 ⁴ m ³ /a	1.2t/a	可行

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经 $82^{\circ}35' \sim 84^{\circ}17'$ ，北纬 $40^{\circ}46' \sim 42^{\circ}35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。

拟建工程位于阿克苏地区库车市、沙雅县，除 YJ1-9CH 井东距吐央村 60m 外，其余井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。本项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 948~977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积 880km²，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3%~4%、东西 2%。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20%~25%。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

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

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，呈东西走向，在乌喀公路(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。平原带海拔小于 1200m。平均坡降 0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭

干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。

4.1.3 地表水系

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km^2 ，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有 20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河（季节性输水）及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓（1/4000~1/5000），因此造成河床较二十世纪五、六十年代平均抬高 1.2~1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

本工程距塔里木河最近距离为 2.3km。

4.1.4 水文地质

(1) 区域地质概况

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造

上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

(2) 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。区域地层年代由老到新描述如下：

①奥陶系 (O)

奥陶系中下统分为蓬莱坝组 (O_2p)、鹰山组 ($O_{1-2}y$) 和一间房组 (O_2yf)。蓬莱坝组 (O_2p) 岩性为浅灰色白云岩、灰质白云岩和夹白云岩质灰岩；鹰山组 ($O_{1-2}y$) 岩性以黄灰色泥晶灰岩为主，夹泥晶砂屑灰岩、白云质灰岩；一间房组 (O_2yf) 岩性为黄灰色泥晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、泥晶灰岩和泥晶生物屑灰岩。

奥陶系上统分为恰尔巴克组 (O_3q)、良里塔格组 (O_3l) 和桑塔木组 (O_3s)。恰尔巴克组 (O_3q) 上部为灰、灰绿过渡为紫红色的瘤状灰岩，下部为浅灰、灰色含泥纹泥微晶灰岩；良里塔格组 (O_3l) 为灰、灰白色藻灰岩、藻砾屑灰岩和生物屑灰岩微晶灰岩，灰岩多已重结晶含灰绿色泥质条纹；桑塔木组 (O_3s) 有较多的碎屑岩沉积，岩石为灰绿、灰褐、深灰色泥岩、钙质泥岩和粉砂质泥岩组合。

②志留系 (S)

志留系下统分为柯坪塔格组 (S_1k) 和塔塔埃尔塔格组 (S_1t)。柯坪塔格组 (S_1k) 岩性为灰绿色、棕灰色泥岩、粉砂质泥岩和夹浅绿灰色岩屑石英砂岩；塔塔埃尔塔格组 (S_1t) 为灰、灰黑、灰红、灰紫等杂色中-细粒岩屑砂岩，和夹浅灰色粉砂岩、灰绿色泥岩的含沥青质岩屑砂岩。

志留系中上统为依木干他乌组 ($S_{1-2}y$)，岩性为紫红、浅灰色泥质粉砂岩、细砾岩屑石英砂岩和紫红色粉砂质泥岩，下部为少量细砂岩。

③石炭系 (C)

石炭系下统为巴楚组 (C_1b) 和卡拉沙依组 (C_1kl)。巴楚组 (C_1b) 顶部为双峰灰岩，岩性为黄灰色泥岩，中上部为一膏盐层，岩性为无色、红色盐岩夹

灰、褐色盐质泥岩，下部为一套岩性为棕褐色泥岩、膏质泥岩，底部为一层砂砾岩层，岩性为灰色、杂色砾岩；卡拉沙依组 (C_1kI) 上部为一大套泥岩，中部为砂泥岩互层段，下部为一大套泥岩。

④三叠系 (T)

三叠系下统柯吐尔组 (T_1k)，为一大套泥岩夹细砂岩；中统阿克库勒组 (T_2a)，上部以泥岩为主，夹有薄层砂岩，中部为砂泥岩互层，下部为厚层砂岩夹泥岩；上统哈拉哈塘组 (T_3h)，上部为厚层深灰泥岩夹灰色细砂岩，下部为灰色细中砂岩、杂色砾岩夹灰色泥岩。

⑤白垩系 (K)

白垩系下统分为亚格列木组 (K_1y)、舒善河组 (K_1s)、巴西盖组 (K_1b) 和巴基奇可组 (K_1bj)。亚格列木组 (K_1y) 为浅紫色砂岩、含砾砂岩互层，舒善河组 (K_1s) 为泥岩、粉砂岩互层，巴西盖组 (K_1b) 为含砾中、细砂岩，巴基奇可组 (K_1bj) 分为砂岩夹泥岩段和砾岩段。

⑥下第三系 (E)

下第三系分为库姆格列木组 ($E_{1-2}km$) 和苏维依组 (E_1s)，库姆格列木组 ($E_{1-2}km$) 上段为粉质泥岩、泥岩互层，下段为中砂岩、细砂岩；苏维依组 (E_1s) 上段为泥岩、砂质泥岩和粉砂岩夹膏泥，下段为细砂、含砾中细砂泥岩、细砾砂岩夹泥岩。

⑦上第三系 (N)

上第三系中新统分为吉迪克组 (N_1j) 和康村组 (N_1k)。吉迪克组 (N_1j) 分为蓝灰色泥岩段和泥膏岩段。康村组 (N_1k) 分为棕、棕褐色泥岩段，粉砂质泥岩与棕灰、浅灰色细砂岩、粉砂岩互层段。

上新统分为库车组 (N_2k) 和西域组 (N_2x)。库车组 (N_2k) 上段为泥岩夹砾岩段，下段为砂岩泥岩段；西域组 (N_2x) 为深灰色砾岩。

⑧第四系 (Q)

第四系包括上更新统冲洪积层 (Q_3^{al}) 和全新统冲积层 (Q_4^{al})。上更新统冲洪积层 (Q_3^{al}) 广泛分布于调查区内，岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂，最厚可达 400m。全新统冲积层 (Q_4^{al}) 主要分布于调查区南部塔里木河河床中，

呈条带状分布，岩性主要为细砂、粉土和粉质粘土，厚度 1 至数十米。

(3) 含(隔)水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主，在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于 5m/d，水位埋深一般 2.5~9m，含水层厚度 10~30m，单井涌水量 100~1000m³/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于 10m/d，100m 钻孔揭露的含水层厚度为 20~30m，单井涌水量 100~1000m³/d，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚 2~5m 的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。

塔里木河南岸为单层潜水结构，含水层岩性为粉细砂、粉土，其上河网纵横交错，地下水埋深 3~10m，富水性中等，单井涌水量 100~1000m³/d。

4.1.5 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。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.1℃	6	多年平均风速	1.8m/s
2	极端最高气温	40.8℃	7	年日照时数	2863.7h
3	极端最低气温	-23.7℃	8	年最大降雨量	145.7mm
4	年平均相对湿度	51%	9	年平均降雨量	82.2mm
5	年最多风向及频率	N/15.9%	10	平均年蒸发量	2012.3mm

沙雅县所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。气象资

料见表 4.1-2。

表 4.1-2 沙雅县主要气候气象参数一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	12.5℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.3mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	956.5hPa	-	-	-

4.1.6 土壤

评价区土壤类型主要以林灌草甸土、草甸盐土、漠境盐土等为主。林灌草甸土其典型剖面特征是：表层有厚 4~5cm 的枯枝落叶层，以下为厚 10~15cm 的粗腐殖质层，颜色多呈暗灰棕色，该层下部与下层过渡处有时可以看到白色盐结晶，再下为腐殖质层，厚度不大，一般为 10cm 左右，颜色呈暗灰棕带褐，多有白色盐分，腐殖质层下的过渡层不明显，厚度更小，已具有弱潜育特征。草甸盐土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤，土壤受地下水浸润，草甸植被发育良好，但类型简单，多见芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮；漠境盐土土壤中养分含量不高，有机质累积量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、怪柳等植物，土壤含盐量较高。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点治理区、新疆库车龟兹国家沙漠公园等。

4.2.1 生态保护红线

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、

性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建工程 YJ1-9CH 井东距生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)约 1.6km，不在生态保护红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意图见附图 7。

4.2.2 新疆库车龟兹国家沙漠公园

新疆库车龟兹国家沙漠公园位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，东与轮台县毗邻，西与塔里木乡为界，西北为库车市。沙漠公园规划总面积 20047 公顷，东西长约 37 千米，南北宽约 10 千米，距库车市 100 公里。2016 年，原国家林业局以《国家林业局关于同意山西偏关林湖等 33 个国家沙漠(石漠)公园的通知》(林沙发[2015]153 号)批准新疆库车龟兹国家沙漠公园为试点沙漠公园。根据《新疆库车龟兹国家沙漠公园总体规划(2014-2020 年)》，新疆库车龟兹国家沙漠公园地处塔克拉玛干沙漠北缘，沙漠面积占规划总面积的 63.35%，有明显沙化趋势的土地面积占总的 26.78%，非沙化土地只占总面积的 9.87%。由此可见，保护沙漠生态安全非常重要，防沙治沙，保护和恢复沙漠植被，是龟兹国家沙漠公园最主要的任务。把龟兹国家沙漠公园建成生态保育型国家沙漠公园。

根据龟兹国家沙漠公园的性质，综合考虑沙漠公园的现状，依据分区原则，按区位、资源特色、旅游主题等进行分区管理。将公园划分为四个功能区：沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。

本项目 TH10446CH 井东北距新疆库车龟兹国家沙漠公园 1.7km，建设内容均不在沙漠公园范围内，本工程与库车龟兹国家沙漠公园位置关系示意图见附图 8。

4.2.3 塔里木河上游湿地自然保护区

新疆塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河沙雅县境内 164.38km 流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经 $81^{\circ}44'45'' \sim 83^{\circ}39'$

06"、北纬 41° 09' 55"~40° 40' 05"总面积为 256840hm²，海拔 950~1020m。

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

本工程 YJ1-9CH 井东距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 1.6km，本工程与新疆塔里木河上游湿地自然保护区位置关系示意图见附图 8。

4.2.4 地下水水源地保护区

本项目井场周边主要涉及塔里木乡水厂水源地，上述水源地均划分有保护区，项目建设内容未处于水源地保护区范围内，距离保护区最近距离为 4.5km，饮用水水源保护地情况及位置关系见表 4.2-1。

表 4.2-1 周边水源地情况一览表

序号	水源地名称	是否划定保护区	一级保护区面积 (hm ²)	二级保护区面积 (hm ²)	距离一级保护区最近距离 (km)	距离二级保护区最近距离 (km)
1	塔里木乡水厂水源地	是	1	36	4.9	4.5

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状评价

4.3.1.1.1 二类区

本次评价收集了 2022 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.3-1 所示。

表 4.3-1 阿克苏地区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
PM_{10}	年平均质量浓度	70	94	134.3	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	41	117.1	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	6	10.0	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	24	60.0	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2000	50.0	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	160	133	83.1	达标

由表 4.3-1 可知,项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大,是造成空气质量不达标的主要因素。

4.3.1.1.2 一类区

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价在塔里木河上游湿地自然保护区布设 1 个环境空气监测点,监测点位基本信息见表 4.3-2。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

序号	环境空气功能区	监测点名称	方位/距离 (km)	监测因子		
				1 小时平均浓度	日均值	日 8 小时平均
1	一类区	塔里木河上游湿地自然保护区	YJ1-9CH 井东侧 2.5km	SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3	$\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 、CO	O_3

(2) 监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2024 年 3 月 24 日~2024 年 3 月 30 日,监测 7 天。其中, $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 、CO 24 小时平均浓度每天采样时间不少于 20 小时; O_3 日 8 小时平均浓度每天采样 8 小时; SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 1 小时平均浓度每天采样 4 次,每次采样 60 分钟,具体采样时间为 2:00、8:00、14:00、20:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限
1	PM ₁₀	《环境空气 PM ₁₀ 和 PM _{2.5} 的测定重量法》(HJ 618-2011)及修改单	崂应 2050 型 环境空气综合采样器 BSA124S 电子天平	10 μg/m ³
2	PM _{2.5}	《环境空气颗粒物 (PM _{2.5}) 手工监测方法 (重量法) 技术规范及修改单》(HJ 656-2013)及修改单	崂应 2050 型 环境空气综合采样器 Quintix125D-1CN/SQP 电子天平	—
3	二氧化硫	《环境空气 二氧化硫的测定 甲醛吸收-副玫瑰苯胺分光光度法》(HJ 482-2009)及修改单	崂应 2050 型 环境空气综合采样器 T6 新世纪 紫外可见分光光度计	4 μg/m ³
4	一氧化碳	《空气质量 一氧化碳的测定 非分散红外法》(GB 9801-88)	GR-2015 环境空气红外气体分析仪	0.3mg/m ³
5	二氧化氮	《环境空气 氮氧化物(一氧化氮和二氧化氮)的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法》(HJ 479-2009)及修改单	崂应 2050 型 环境空气综合采样器 P4 型紫外可见分光光度计	3 μg/m ³
6	臭氧	《环境空气 臭氧的测定 靛蓝二磺酸钠分光光度法》(HJ 504-2009)及修改单	崂应 2050 型 环境空气综合采样器 T6 新世纪 紫外可见分光光度计	1 μg/m ³

(4) 各污染物环境质量现状评价

① 评价因子

评价因子为 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃。

② 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

(5) 评价标准

采用《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中一级标准。

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，一类区基本污染物环境质量现状结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率/%	超标率 /%	达标 情况
塔里木河上游湿地自然保护区	$\text{PM}_{2.5}$	日均值	35	46~64	183	100	超标
	PM_{10}	日均值	50	110~139	278	100	超标
	SO_2	日均值	50	未检出	—	0	达标
		1 小时	150	未检出	—	0	达标
	NO_2	日均值	80	25~28	35	0	达标
		1 小时	200	34~47	23.5	0	达标
	CO	日均值	4	未检出	—	0	达标
		1 小时	10	未检出	—	0	达标
	O_3	8 小时	100	101~120	—	100	超标
		1 小时	160	113~179	112	17.8	超标

根据监测结果，监测期间塔里木河上游湿地自然保护区 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 日均浓度值、 O_3 8 小时平均浓度及 1 小时平均浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中一级标准要求， SO_2 、 NO_2 、 CO 均满足《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)一级标准。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价布设 2 个环境空气监测点，同时本次引用《塔河油田东部 2024 年产能建设项目环境影响报告书》中“塔里木乡”监测点位数据及《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程环境影响报

告书》中“四号联合站”监测点位数据，监测点与本项目在同一区域，其监测数据能够反映本项目环境质量现状。监测点位基本信息见表 4.3-5，具体监测点位置见附图 21。

表 4.3-5 监测点位基本信息一览表

序号	环境空气功能区	监测点名称	方位/距离(km)	监测因子	监测时间
				1 小时平均浓度	
1	一类区	塔里木河上游湿地自然保护区	YJ1-9CH 井东侧 2.5km	非甲烷总烃、硫化氢	2024 年 3 月 24 日~ 2024 年 3 月 30 日
2	二类区	吐央村	YJ1-9CH 井东侧 0.06km	非甲烷总烃、硫化氢	2024 年 3 月 24 日~ 2024 年 3 月 30 日
3		塔里木乡	TH10446CH 井南 2.4km		2023 年 11 月 24 日~ 2023 年 11 月 30 日
4		四号联合站	AD17CH 井东南 9.8km		2023 年 5 月 29 日~ 2023 年 6 月 4 日

(2) 监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2024 年 3 月 24 日~2024 年 3 月 30 日,监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时浓度每天采样 4 次,每次采样 60 分钟,具体为北京时间:2:00、8:00、14:00、20:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-6。

表 4.3-6 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	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07
2	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005

(4) 各污染物环境质量现状评价

① 评价因子

评价因子为非甲烷总烃、硫化氢。

② 评价方法

采用最大占标百分比,计算公式为:

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

式中： P_i —— i 评价因子最大占标百分比；

C_i —— i 评价因子最大监测浓度 (mg/m^3)；

C_{io} —— i 评价因子评价标准 (mg/m^3)。

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
塔里木河上游湿地自然保护区	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.19~0.24	12	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标
吐央村	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.23	11.5	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标
塔里木乡	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20~0.24	12.0	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	0	达标
四号联合站	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.45~0.61	30.5	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标

根据监测结果，监测期间评价区域一类区及二类区硫化氢 1 小时平均浓度均满足《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 小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016) 要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监

测点。根据区域水文地质资料，本次设置 2 个潜水监测点，同时本次引用《塔河油田 8 区 2022 年产能建设项目环境影响报告书》、《塔河油田托甫台区块 2022 年产能建设项目环境影响报告书》、《塔河油田 10 区、11 区 2023 年产能建设项目环境影响报告书》、《YKE1-1 井区古近系库姆格列木群油藏 2022 年产能建设项目环境影响报告书》、《采油二厂注水支干线隐患治理工程环境影响报告书》、《塔库首站至一号联合站重油联络管线隐患治理工程环境影响报告书》编制期间开展的 9 个潜水和 2 个承压水质现状监测数据，引用点位与本项目处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本项目所在区域地下水环境质量现状。

4.3.2.1 地下水质量现状监测

4.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-8，监测点具体位置见附图 11。

表 4.3-8 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)	监测对象	所处功能区	监测与调查项目		监测时间
					检测分析因子	监测因子	
1	YJ-1#	YJ1-9CH 井西北 3.2km	潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、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 37 项	2024 年 3 月 23 日
2	YJ-2#	YJ1-9CH 井东北 1.0km					2022 年 12 月 21 日
3	T20	TH10446CH 井东北 4.7km					
4	T26	TH10446CH 井东南 12.3km					
5	T27	TH10446CH 井西北 6.4km				pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、硫化物、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、石油类	2022 年 12 月 18 日
6	T31	TP116CH 井东南 5.8km					
7	T32	TH10446CH 井西北 14.3km				pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、硫化物、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、石油类	2022 年 12 月 17 日
8	AD14	AD17CH 井西南 6.1km					
9	12-4 增压站	TH121134CH 东北 3.3km					
10	S93 油井 T8 水井	TH121134CH 东南 9.6km					

续表 4.3-8 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)	监测对象	所处功能区	监测与调查项目		监测时间	
					检测分析因子	监测因子		
11	1#	AD17CH 井西北12km	潜水	Ⅲ类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计8项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、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37项	2022年5月16日	
12	央塔克巴什村	TP116CH 井东南6.1km	承压水					2021年12月8日
13	长兴村村水井	TH10446CH 井东侧6.7km						2021年12月11日

4.3.2.1.2 监测时间及频率

本次监测时间为 2024 年 3 月 23 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.2.1.3 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》(HJ164-2020)、《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 4.3-9。

表 4.3-9 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	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023) 6.1 嗅气和尝味法	—
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	—
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	—
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L

续表 4.3-9 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	监测因子	检测方法	最低检出浓度
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	—
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
15	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分:碘化物的测定 淀粉分光光度法》(DZ/T 0064.56-2021)	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
22	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005 mg/L
23	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0025 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10^{-3} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬(六价)	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 639-2012)	0.4 μ g/L
30	四氯化碳		0.4 μ g/L

续表 4.3-9 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	监测因子	检测方法	最低检出浓度
31	苯	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 639-2012)	0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ 970-2018)	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》(GB/T 5750.12-2023)	—
43	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平板计数法	—

4.3.2.2 地下水质量现状评价

4.3.2.2.1 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;

$\text{pH}_{\text{下}}$ —评价标准值的下限值；

$\text{pH}_{\text{上}}$ —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)Ⅲ类标准；石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准。

4.3.2.2.2 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 4.3-10。

表 4.3-10 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			YJ-1#	YJ-2#	AD14	12-4 增压站	T8 水井
色度	≤ 15 度	监测值(度)	未检出	未检出	--	—	--
		标准指数	--	—	--	—	--
嗅和味	—	监测值	无	无	--	—	--
		标准指数	--	—	--	—	--
肉眼可见物	—	监测值	无	无	--	—	--
		标准指数	--	—	--	—	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.8	7.7	7.1	7.2	8.1
		标准指数	0.53	0.47	0.07	0.13	0.73
总硬度	≤ 450	监测值	3040	1410	9800	6540	739
		标准指数	6.76	3.13	21.78	14.53	1.64
溶解性总固体	≤ 1000	监测值	8870	4010	36400	30100	14600
		标准指数	8.87	4.01	36.40	30.10	14.60
硫酸盐	≤ 250	监测值	2.96	1.14	7860	6640	2710
		标准指数	0.011	0.004	31.44	26.56	10.84
氯化物	≤ 250	监测值	2730	1260	18600	15000	6020
		标准指数	10.92	5.04	74.40	60.00	24.08
铁	≤ 0.3	监测值	0.06	未检出	0.38	0.22	0.28
		标准指数	0.20	—	1.27	0.73	0.93
锰	≤ 0.1	监测值	0.03	0.04	1.57	0.14	1.8
		标准指数	0.3	0.4	15.7	1.4	18

续表 4.3-10

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			YJ-1#	YJ-2#	AD14	12-4 增压站	T8 水井
铜	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
锌	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
铝	≤ 0.2	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
挥发性酚类	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.81	1.12	1.79	2.35	1.8
		标准指数	0.27	0.37	0.60	0.78	0.60
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.034	0.04	0.428	0.032	0.191
		标准指数	0.07	0.08	0.86	0.06	0.38
硫化物	≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	--	--	—
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	0	0	0	0	0
		标准指数	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	36	26	56	88	66
		标准指数	0.36	0.26	0.56	0.88	0.66
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.005	未检出
		标准指数	--	—	--	0.005	—
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	0.22	2.36	未检出	未检出	0.23
		标准指数	0.011	0.118	--	--	0.012
氟化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	--	--	—
氟化物	≤ 1.0	监测值	2.61	1.03	0.76	2.33	0.32
		标准指数	2.61	1.03	0.76	2.33	0.32

续表 4.3-10

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			YJ-1#	YJ-2#	AD14	12-4 增压站	T8 水井
碘化物	≤ 0.08	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
汞	≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	--	—
砷	≤ 0.01	监测值	0.0028	0.0009	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.28	0.09	—	—	—
镉	≤ 0.005	监测值	未检出	未检出	0.0012	0.0007	0.0026
		标准指数	—	—	0.24	0.14	0.52
硒	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
六价铬	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铅	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	0.0042	0.0044	0.0036
		标准指数	—	—	0.42	0.44	0.36
三氯甲烷	≤ 0.06	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
四氯化碳	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
苯	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
甲苯	≤ 0.7	监测值	未检出	未检出	--	--	—
		标准指数	—	—	--	--	—
石油类	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	--	—	—
检测项目	标准值		潜水含水层				
			T20	T26	T27	T31	T32
色度	≤ 15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	--	—	—	—

续表 4.3-10

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			T20	T26	T27	T31	T32
嗅和味	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
pH 值	6.5~8.5	监测值	8	8	8.1	7.9	8.1
		标准指数	0.67	0.67	0.73	0.6	0.73
总硬度	≤450	监测值	4090	881	3030	3030	4260
		标准指数	9.09	1.96	6.73	6.73	9.47
溶解性总固体	≤1000	监测值	9290	22200	8460	2480	5910
		标准指数	9.29	22.2	8.46	2.48	5.91
硫酸盐	≤250	监测值	2810	4010	1960	739	1550
		标准指数	11.24	16.04	7.84	2.96	6.2
氯化物	≤250	监测值	3890	9290	4040	798	2160
		标准指数	15.56	37.16	16.16	3.19	8.64
铁	≤0.3	监测值	0.11	8.39	0.14	0.15	0.16
		标准指数	0.37	27.97	0.47	0.5	0.53
锰	≤0.1	监测值	0.45	1.85	0.41	0.44	0.21
		标准指数	4.5	18.5	4.1	4.4	2.1
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铝	≤0.2	监测值	0.046	0.03	0.031	0.039	0.027
		标准指数	0.23	0.15	0.16	0.2	0.14
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-10

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			T20	T26	T27	T31	T32
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.98	1.93	0.34	0.34	0.78
		标准指数	0.33	0.64	0.11	0.11	0.26
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.148	0.214	0.428	0.443	0.157
		标准指数	0.3	0.43	0.86	0.89	0.31
硫化物	≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	0	0	0	0	0
		标准指数	—	—	—	—	—
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	52	74	66	80	40
		标准指数	0.52	0.74	0.66	0.8	0.4
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	0.005	0.005	0.006	0.009	0.004
		标准指数	0.005	0.005	0.006	0.009	0.004
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	0.1	0.53	0.14	0.12	0.11
		标准指数	0.01	0.03	0.01	0.01	0.01
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
氟化物	≤ 1.0	监测值	1.47	0.66	0.85	1.14	1.19
		标准指数	1.47	0.66	0.85	1.14	1.19
碘化物	≤ 0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
汞	≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
砷	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
镉	≤ 0.005	监测值	0.002	0.002	0.0018	0.0012	0.002
		标准指数	0.4	0.4	0.36	0.24	0.4
硒	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-10 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			T20	T26	T27	T31	T32
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铅	≤0.01	监测值	0.0043	0.0045	0.0058	未检出	未检出
		标准指数	0.43	0.45	0.58	—	—
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	—	—	—
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	—	—	—
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	—	—	—
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	—	—	—
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	—	—	—

检测项目	标准值		潜水含水层	承压水	
			1#	长兴村村水井	央塔克巴什村
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	—	--
嗅和味	—	监测值	无	无	无
		标准指数	--	—	--
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无
		标准指数	--	—	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.8	7.6	8.4
		标准指数	0.53	0.40	0.9
总硬度	≤450	监测值	4900	1740	1040
		标准指数	10.89	3.87	2.31
溶解性总固体	≤1000	监测值	20300	4380	4170
		标准指数	20.30	4.38	4.17

续表 4.3-10 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层	承压水	
			1#	长兴村村水井	央塔克巴什村
硫酸盐	≤ 250	监测值	8510	1530	953
		标准指数	34.04	6.12	3.81
氯化物	≤ 250	监测值	5590	1150	1460
		标准指数	22.36	4.60	5.84
铁	≤ 0.3	监测值	0.38	0.07	0.09
		标准指数	1.27	0.233	0.30
锰	≤ 0.1	监测值	1.38	0.52	0.15
		标准指数	13.8	5.2	1.5
铜	≤ 1.0	监测值	0.045	未检出	未检出
		标准指数	0.045	--	--
锌	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
铝	≤ 0.2	监测值	0.07	0.054	0.097
		标准指数	0.35	0.27	0.485
挥发性酚类	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
耗氧量	≤ 3.0	监测值	1.1	1.63	0.78
		标准指数	0.37	0.54	0.26
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.068	0.049	0.491
		标准指数	0.14	0.10	0.982
硫化物	≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	0	未检出	0
		标准指数	0.00	--	0.00
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	54	40	69
		标准指数	0.54	0.4	0.69

续表 4.3-10 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层	承压水	
			1#	长兴村村水井	央塔克巴什村
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	0.004	0.004	0.029
		标准指数	0.004	0.004	0.029
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	未检出	未检出	0.16
		标准指数	--	--	0.008
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
氟化物	≤ 1.0	监测值	3.42	0.75	0.82
		标准指数	3.42	0.75	0.82
碘化物	≤ 0.08	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
汞	≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
砷	≤ 0.01	监测值	0.0003	0.0009	0.003
		标准指数	0.03	0.09	0.3
镉	≤ 0.005	监测值	0.0006	0.0001	0.0007
		标准指数	0.12	0.2	0.14
硒	≤ 0.01	监测值	0.0004	未检出	未检出
		标准指数	0.04	--	--
六价铬	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
铅	≤ 0.01	监测值	0.003	0.0036	0.0072
		标准指数	0.3	0.36	0.72
三氯甲烷	≤ 0.06	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
四氯化碳	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
苯	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--

续表 4.3-10 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层	承压水	
			1#	长兴村村水井	央塔克巴什村
甲苯	≤ 0.7	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
石油类	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--

由表 4.3-10 分析可知,潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、铁、锰存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。承压水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关,另外,该区域气候干旱、地表蒸发强烈,由于各监测点潜水埋深不同,对应的蒸发强度不同,造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据,多出现铁、锰以及盐分超标的情况,与本次调查情况基本一致,超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响,由于区内地下水径流较缓慢,蒸发排泄强烈,各类离子容易富集,这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

(2) 地下水离子检测结果与评价

①潜水地下水离子检测结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 潜水地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		潜水含水层										
		YJ-1#	YJ-2#	AD14	12-4 增压站	T8 水井	T20	T26	T27	T31	T32	1#
监测值 (mg/L)	K ⁺	41.6	40.3	70	1150	31	23.4	52.3	29.4	18.1	19.2	17.4
	Na ⁺	2180	1020	8260	7870	3260	2640	5880	2410	558	1240	6040
	Ca ²⁺	393	259	1820	976	394	96	506	248	117	95.7	434

续表 4.3-11 潜水地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		潜水含水层										
		YJ-1#	YJ-2#	AD14	12-4 增压站	T8 水井	T20	T26	T27	T31	T32	1#
监测值 (mg/L)	Mg ²⁺	494	202	1400	1080	702	406	1160	432	161	258	896
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	2	0	0	2	5	0
	HCO ₃ ⁻	271	255	113	258	35	242	30	246	363	104	136
	Cl ⁻	2730	1260	18600	15000	6020	3890	9290	4040	798	2160	5590
	SO ₄ ²⁻	2.96	1.14	7860	6640	2710	2810	4010	1960	739	1550	8510
毫克当 量百分 比(%)	K ⁺ +Na ⁺	61.36	60.75	63.56	73.86	64.66	74.98	67.89	68.67	56.52	67.56	73.21
	Ca ²⁺	12.48	17.07	15.97	9.19	8.90	3.11	6.66	8.03	13.20	5.91	6.03
	Mg ²⁺	26.15	22.18	20.47	16.95	26.44	21.91	25.45	23.31	30.28	26.53	20.76
	CO ₃ ²⁻	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.08	0.09	0.00
	HCO ₃ ⁻	5.46	10.53	0.27	0.75	0.25	2.30	0.14	2.54	13.57	1.80	0.66
	Cl ⁻	94.47	89.41	75.98	74.77	74.83	63.66	75.69	71.72	51.25	64.10	46.73
	SO ₄ ²⁻	0.08	0.06	23.75	24.48	24.91	34.01	24.16	25.73	35.10	34.02	52.61

根据地下水离子检测结果,评价区潜水地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻为主,阳离子以 Na⁺、Mg²⁺为主,水化学类型主要以 Cl·SO₄-Na 型及 Cl·SO₄-Na·Mg 型为主。

②承压水地下水离子检测结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 承压水地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		承压水	
		长兴村村水井	央塔克巴什村
监测值 (mg/L)	K ⁺ +Na ⁺	1108.76	1057.4
	Ca ²⁺	147	230
	Mg ²⁺	158	262
	CO ₃ ²⁻	0	0
	HCO ₃ ⁻	389	54
	Cl ⁻	1460	1150
	SO ₄ ²⁻	953	1530

续表 4.3-12 承压水地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		承压水	
		长兴村村水井	央塔克巴什村
毫克当量百分比(%)	$K^{+}+Na^{+}$	70.15	57.97
	Ca^{2+}	10.70	14.50
	Mg^{2+}	19.16	27.53
	CO_3^{2-}	0.00	0.00
	HCO_3^{-}	9.47	1.36
	Cl^{-}	61.06	49.72
	SO_4^{2-}	29.48	48.92

根据地下水离子检测结果,承压水地下水阴离子以 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 为主,阳离子以 Na^{+} 、 Mg^{2+} 为主,水化学类型主要以 $Cl \cdot SO_4-Na$ 型及 $Cl \cdot SO_4-Na \cdot Mg$ 型为主。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

①潜水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 4.3-13。

表 4.3-13 地下水监测统计分析结果一览表(潜水)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	8.1	7.1	7.80	0.33	100	0
总硬度	≤ 450	9800	739	3792.73	2529.44	100	60
溶解性总固体	≤ 1000	36400	2480	14783.64	10611.56	100	100
硫酸盐	≤ 250	8510	1.14	3344.83	2912.88	100	82
氯化物	≤ 250	18600	798	6307.09	5501.87	100	100
铁	≤ 0.3	8.39	未检出	—	—	90.9	45.4
锰	≤ 0.1	1.85	未检出	—	—	81.8	81.8
铜	≤ 1.0	0.045	未检出	—	—	11.1	0
锌	≤ 1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	≤ 0.2	0.07	未检出	—	—	77.77	0
挥发性酚类	≤ 0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	≤ 3.0	2.35	0.34	1.21	0.63	100	0

续表 4.3-13 地下水监测统计分析结果一览表(潜水)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
氨氮	≤ 0.5	0.443	0.032	0.20	0.16	100	0
硫化物	≤ 0.02	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	0	0	0	0	0	0
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	88	26	58.00	18.23	100	0
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	0.009	未检出	—	—	63.6	0
硝酸盐氮	≤ 20.0	2.36	未检出	—	—	72.7	0
氰化物	≤ 0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	≤ 1.0	3.42	0.32	1.43	0.91	100	63.6
碘化物	≤ 0.08	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	≤ 0.001	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	≤ 0.01	0.028	未检出	—	—	27.2	0
硒	≤ 0.01	0.0004	未检出	—	—	9	0
镉	≤ 0.005	0.0026	未检出	—	—	81.8	0
六价铬	≤ 0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	≤ 0.01	0.0058	未检出	—	—	63.6	0
三氯甲烷	≤ 0.06	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯化碳	≤ 0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	≤ 0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	≤ 0.7	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	≤ 0.05	未检出	未检出	—	—	0	0

②承压水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 4.3-14。

表 4.3-14 地下水监测统计分析结果一览表(承压水)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	8.4	7.6	8.00	0.40	100	0
总硬度	≤ 450	1740	1040	1390.00	350.00	100	100
溶解性总固体	≤ 1000	4380	4170	4275.00	105.00	100	100
硫酸盐	≤ 250	1530	953	1241.50	288.50	100	100
氯化物	≤ 250	1460	1150	1305.00	155.00	100	100

续表 4.3-14 地下水监测统计分析结果一览表(承压水)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
铁	≤ 0.3	0.09	0.07	0.08	0.01	100	0
锰	≤ 0.1	0.52	0.15	0.34	0.19	100	100
铜	≤ 1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
锌	≤ 1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	≤ 0.2	0.097	0.054	0.08	0.02	100	0
挥发性酚类	≤ 0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	≤ 3.0	1.63	0.78	1.21	0.43	100	0
氨氮	≤ 0.5	0.491	0.049	0.27	0.22	100	0
硫化物	≤ 0.02	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	0	0	0	0	0	0
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	69	40	54.50	14.50	100	0
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	0.029	0.004	0.02	0.01	100	0
硝酸盐氮	≤ 20.0	0.16	未检出	—	—	50	0
氰化物	≤ 0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	≤ 1.0	0.82	0.75	0.79	0.04	100	0
碘化物	≤ 0.08	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	≤ 0.001	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	≤ 0.01	0.003	0.0009	0.00	0.00	100	0
硒	≤ 0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
镉	≤ 0.005	0.0007	0.0001	0.00	0.00	100	0
六价铬	≤ 0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	≤ 0.01	0.0072	0.0036	0.01	0.00	100	0
三氯甲烷	≤ 0.06	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯化碳	≤ 0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	≤ 0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	≤ 0.7	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	≤ 0.05	未检出	未检出	—	—	0	0

4.3.2.3 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-15。

表 4.3-15 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	TH10446CH 井	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
2	场内	土壤裸露处	1m	>500g	石油类	未检出

4.3.3 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在吐央村进行声环境质量现状监测，在现有老井进行厂界噪声监测。具体布置情况见表 4.3-16。

表 4.3-16 声环境质量现状监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位(个)	监测因子
1	吐央村		1	$L_{Aeq,T}$
2	TH121134CH 井场	四周场界	4	$L_{Aeq,T}$
3	AD17CH 井场	四周场界	4	$L_{Aeq,T}$
4	TP116CH 井场	四周场界	4	$L_{Aeq,T}$
5	TH10446CH 井场	四周场界	4	$L_{Aeq,T}$

(2) 监测因子

监测方法等效连续 A 声级 ($L_{Aeq,T}$)。

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 3 月 23 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 8:00~24:00，夜间监测时段为 24:00~次日 08:00，每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的规定进行。

4.3.4.2 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，吐央村执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准，现有老井执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-17。

表 4.3-17 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	吐央村		40	60	达标	40	50	达标
2	TH121134CH 井场	东场界	41	60	达标	40	50	达标
3		南场界	42	60	达标	41	50	达标
4		西场界	41	60	达标	40	50	达标
5		北场界	41	60	达标	40	50	达标
6	AD17CH 井场	东场界	41	60	达标	40	50	达标
7		南场界	41	60	达标	40	50	达标
8		西场界	40	60	达标	39	50	达标
9		北场界	41	60	达标	41	50	达标
10	TP116CH 井场	东场界	40	60	达标	39	50	达标
11		南场界	41	60	达标	40	50	达标
12		西场界	41	60	达标	40	50	达标
13		北场界	42	60	达标	40	50	达标
14	TH10446CH 井场	东场界	41	60	达标	40	50	达标
15		南场界	42	60	达标	41	50	达标
16		西场界	41	60	达标	40	50	达标
17		北场界	40	60	达标	39	50	达标

由表 4.3-17 分析可知，吐央村监测值昼间为 40dB(A)，夜间为 40dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求；现有井场厂界噪声监

测值昼间为 40~42dB(A)，夜间为 39~41dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类标准。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程位于土壤盐化地区，同时属于污染影响型项目，因此根据污染影响型和生态影响型建设项目分别设置监测点。根据项目位置和 HJ 964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样、5 个表层样监测点，占地范围外设置 6 个表层样监测点。土壤监测布点符合 HJ964-2018 中布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-18。

表 4.3-18 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	TH10446CH 井井口	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, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒎, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒎, 苯并[k]荧蒎, 蒎, 二苯并[a,h]蒎, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量 共计 48 项因子
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	2	TP116CH 井井口	浅层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)

续表 4.3-18 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	3	AD17CH 井井口	浅层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	4	TH121134CH 井井口	浅层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	5	YJ1-9CH 井井口	浅层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	6	TH123117CH 井井口	表层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
占地范围外	7	TP116CH 井井口	表层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	8	AD17CH 井井口	表层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	9	TH121134CH 井井口	表层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	10	YJ1-9CH 井井口	表层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	11	YJ1-9CH 井外北侧农田(林灌草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	12	TH10446CH 井外北侧农田(草甸盐土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	13	TH121134CH 井外南侧 0.1km(漠境盐土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	14	TP116CH 井外南侧 0.1km	表层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	15	AD17CH 井外南侧 0.1km	表层样	pH、全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	16	吐央村	表层样	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 ₁₀ -C ₄₀)、全盐量 共计 48 项因子

(3) 监测时间及频率

监测采样时间为 2024 年 3 月 23 日。

(4) 采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。表层样采样深度 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)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求进行。

检测分析及检出限见表 4.3-19。

表 4.3-19 检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)
1	土壤	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-8520 原子荧光光度计	0.01
2		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)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.5
4		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)	GGX-830 原子吸收分光光度计	1
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.1
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3

续表 4.3-19

检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)
8	土壤	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}
9		氯仿			1.1×10^{-3}
10		氯甲烷			1.0×10^{-3}
11		1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}
12		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}
13		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}
14		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}
15		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3}
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}
18	土壤	1,1,1,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3}
19		1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}
20		四氯乙烯			1.4×10^{-3}
21		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}
22		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}
23		三氯乙烯			1.2×10^{-3}
24		1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}
25		氯乙烯			1.0×10^{-3}
26		苯			1.9×10^{-3}
27		氯苯			1.2×10^{-3}
28		1,2-二氯苯			1.5×10^{-3}
29		1,4-二氯苯			1.5×10^{-3}
30		乙苯			1.2×10^{-3}
31		苯乙烯			1.1×10^{-3}
32		甲苯			1.3×10^{-3}
33		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}
34		邻-二甲苯			1.2×10^{-3}

续表 4.3-19

检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)
35	土壤	硝基苯	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09
36		苯胺			0.09
37		2-氯酚			0.06
38		苯并[a]蒽			0.1
39		苯并[a]芘			0.1
40		苯并[b]荧蒽			0.2
41		苯并[k]荧蒽			0.1
42		蒽			0.1
43		二苯并[a,h]蒽			0.1
44		茚并[1,2,3-cd]芘			0.1
45		萘			0.09
46		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6

4.3.4.2 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

占地范围内执行《土壤环境质量标准 建设地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值标准；村庄建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

(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数据及评价结果见表 4.3-20。

表 4.3-20 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子			监测点 TH10446CH 井 井口	监测因子			监测点 TH10446CH 井 井口
			0.5m				0.5m
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.14	砷	筛选值 ≤60	监测值	12.74
		标准指数	0.002			标准指数	0.212
铜	筛选值 ≤18000	监测值	18	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.001			标准指数	—
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.206	铅	筛选值 ≤800	监测值	11.2
		标准指数	0.005			标准指数	0.014
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	镍	筛选值 ≤900	监测值	28
		标准指数	—			标准指数	0.031
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	1,1-二氯乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	1,1-二氯乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	反-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	1,2-二氯丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,2-三氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	1,1,1-三氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2,3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-20 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

监测因子			监测点 TH10446CH 井 井口	监测因子			监测点 TH10446CH 井 井口
			0.5m				0.5m
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出	1,4-二氯 苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出	间二甲苯 +对二甲 苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
苯并[b]荧 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并[a] 芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出	苯并[k] 荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
茚并 (1,2,3-c,d) 芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出	二苯并 [a,h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	—
萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出	—	—	—	—
		标准指数	--			—	—

表 4.2-21 占地范围内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					
		TH10446CH 井井口			TP116CH 井井口		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	20	未检出	未检出	12	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	0.004	—	—	0.003	—	—

续表 4.2-21 占地范围内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								
		TH10446CH 井井口				TP116CH 井井口				
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m			
全盐量 g/kg	监测值	12.5	7.8	5.3	8.6	7.5	6.4			
	级别	极重度盐化	重度盐化	重度盐化	重度盐化	重度盐化	重度盐化			
pH	监测值	8.56	8.54	8.16	8.91	8.57	8.47			
	级别	轻度碱化	轻度碱化	无碱化	轻度碱化	轻度碱化	无酸化碱化			
检测项目		检测结果								
		AD17CH 井井口			TH121134CH 井井口			YJ1-9CH 井井口		
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	0.0018	—	—	—	—	—	—	—	—
全盐量 g/kg	监测值	4.9	10.8	5.7	6.7	5.9	4.4	8.3	7.2	6.8
	级别	中度盐化	极重度盐化	重度盐化	重度盐化	重度盐化	中度盐化	重度盐化	重度盐化	重度盐化
pH	监测值	8.47	8.42	8.89	8.99	8.86	9.09	9.14	8.98	8.67
	级别	无碱化	无碱化	轻度碱化	轻度碱化	轻度碱化	中度碱化	中度碱化	轻度碱化	轻度碱化
检测项目		检测结果								
		TH123117CH 井井口		TP116CH 井井口	AD17CH 井井口		TH121134CH 井井口	YJ1-9CH 井井口		
采样深度		0.2m		0.2m	0.2m		0.2m	0.2m		
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	27		11	9		未检出	未检出		
	筛选值	4500		4500	4500		4500	4500		
	标准指数	0.006		0.002	0.002		—	—		
全盐量 g/kg	监测值	5.8		8.0	6.2		5.4	7.1		
	级别	重度盐化		重度盐化	重度盐化		重度盐化	重度盐化		
pH	监测值	8.97		8.86	8.7		8.8	8.62		
	级别	轻度碱化		轻度碱化	轻度碱化		轻度碱化	轻度碱化		

表 4.2-22 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										石油 烃	全盐 量
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌			
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤ 0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤ 4500		
YJ1-9CH 井外北 侧农田	0.2 m	监测值	8.42	13.5	35	9.1	0.14	0.256	28	12	28	未检 出	4.5	
		标准指 数	无碱 化	0.08	0.14	0.36	0.23	0.08	0.15	0.12	0.09	—	中度 盐化	
TH10446 CH 井外 北侧农 田	0.2 m	监测值	8.63	13.5	30	10.7	0.14	0.163	30	18	37	未检 出	6.7	
		标准指 数	轻度 碱化	0.08	0.12	0.43	0.23	0.05	0.16	0.18	0.12	—	重度 盐化	
TH12113 4CH 井外 南侧 0.1km	0.2 m	监测值	8.73	12.7	27	4.35	0.12	0.165	20	16	32	未检 出	6.3	
		标准指 数	轻度 碱化	0.07	0.11	0.17	0.20	0.05	0.11	0.16	0.11	—	重度 盐化	
TP116CH 井外南 侧 0.1km	0.2 m	监测值	8.48	--	--	--	--	--	--	--	--	6	5.5	
		标准指 数	无碱 化	--	--	--	--	--	--	--	--	0.001	重度 盐化	
AD17CH 井外南 侧 0.1km	0.2 m	监测值	8.62	--	--	--	--	--	--	--	--	6	5.2	
		标准指 数	轻度 碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	0.001	重度 盐化	

表 4.3-23 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg

监测因子 \ 监测点			吐央村	监测因子 \ 监测点			吐央村
			0.2m				0.2m
pH	—	监测值	8.77	砷	筛选值 ≤20	监测值	9.67
		标准指数	—			标准指数	0.484
镉	筛选值 ≤20	监测值	0.07	铬(六价)	筛选值 ≤3	监测值	未检出
		标准指数	0.004			标准指数	—
铜	筛选值 ≤2000	监测值	15	铅	筛选值 ≤400	监测值	10.1
		标准指数	0.008			标准指数	0.025
汞	筛选值 ≤8	监测值	0.151	镍	筛选值 ≤150	监测值	25
		标准指数	0.019			标准指数	0.167
四氯化碳	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.3	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-23

占地范围外土壤环境现状监测结果

单位: mg/kg

监测因子			监测点	吐央村	监测因子			监测点	吐央村
				0.2m					0.2m
氯甲烷	筛选值 ≤12	监测值	未检出	未检出	1,1-二氯乙烷	筛选值 ≤3	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
1,2-二氯乙烷	筛选值 ≤0.52	监测值	未检出	未检出	1,1-二氯乙烯	筛选值 ≤12	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤33	监测值	未检出	未检出	反-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤10	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
二氯甲烷	筛选值 ≤94	监测值	未检出	未检出	1,2-二氯丙烷	筛选值 ≤1	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值 ≤2.6	监测值	未检出	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值 ≤1.6	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
四氯乙烯	筛选值 ≤11	监测值	未检出	未检出	1,1,1-三氯乙烷	筛选值 ≤701	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
1,1,2-三氯乙烷	筛选值 ≤0.6	监测值	未检出	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤0.7	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
1,2,3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.05	监测值	未检出	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.12	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
苯	筛选值 ≤1	监测值	未检出	未检出	氯苯	筛选值 ≤68	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	未检出	1,4-二氯苯	筛选值 ≤5.6	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
乙苯	筛选值 ≤7.2	监测值	未检出	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	未检出	间二甲苯+对二甲苯	筛选值 ≤163	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
邻二甲苯	筛选值 ≤222	监测值	未检出	未检出	硝基苯	筛选值 ≤34	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—
苯胺	筛选值 ≤90	监测值	未检出	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤250	监测值	未检出	未检出
		标准指数		--			标准指数		—

续表 4.3-23

占地范围外土壤环境现状监测结果

单位: mg/kg

监测因子 \ 监测点			吐央村	监测因子 \ 监测点			吐央村
			0.2m				0.2m
苯并[a]蒽	筛选值 ≤5.5	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值 ≤0.55	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并[b]荧蒽	筛选值 ≤5.5	监测值	未检出	苯并[k]荧蒽	筛选值 ≤55	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
蒽	筛选值 ≤490	监测值	未检出	二苯并[a, h]蒽	筛选值 ≤0.05	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
茚并(1, 2, 3-c, d)芘	筛选值 ≤5.5	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤25	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
石油烃	筛选值 ≤4500	监测值	未检出	全盐量 g/kg		监测值	7.6
		标准指数	--			标准指数	重度盐化

由表 4.3-21、4.3-22、4.3-23 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;石油烃满足《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。村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

4.2.4.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.3-24。

表 4.3-24

土壤理化性质调查结果一览表

点号		TH10446CH 井井口	时间	2024 年 3 月 23 日
深度		0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	棕	棕	棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	颜色	深灰	浅棕	暗棕

续表 4.3-24 土壤理化性质调查结果一览表

现场记录	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	根系	根系	无
实验室测定	pH 值	8.56	8.54	8.16
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	1.35	1.31	1.35
	氧化还原电位 mV	348	345	341
	饱和导水率 mm/h	4.98	4.85	4.73
	土壤容重 g/cm ³	1.42	1.42	1.43
	孔隙度%	38	38	42

表 4.3-25 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
TH10446CH 井井口		壤土：0~0.5m，深灰，松散~稍密，主要由壤土组成
		壤土：0.5~1.5m，浅棕色，稍密，主要由壤土组成
		壤土：1.5~3.0m，暗棕色，稍密，主要由壤土组成

4.3.5 生态现状调查与评价

4.3.5.1 调查概况

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2024 年 3 月 25 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井场周围 50m 范围。

(2) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3) 调查方法

① 基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考

了《新疆植物志》、《新疆脊椎动物简志》、《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法，本次遥感数据采用卫星遥感影像，分析方法为首先应用 ArcGIS 进行手工解译，然后进行现场校验。

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了查阅资料、访谈法，具体如下：评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.3.5.2 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-26 和附图 5。

表 4.3-26

区域生态功能区划

项 目		主 要 内 容	
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	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
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	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
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	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
适宜发展方向		发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	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 4.3-26 可知，项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”及“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“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”及“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，主要保护目标为“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”及“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”，主要发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”及“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”。

拟建工程属于石油开采项目，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域地表形态、动植物产生明显影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位。

4.3.5.3 生态单元划分

根据现场调查和资料收集，评价区域无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。本工程 AD17CH 井、TH121134CH 井、TH123117CH 井与 YJ1-9CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井区域土地利用类型、植被类型不同，本次将其作为不同的生态单元进行分析。根据本工程的环境特征并结合工程特点，项目区生态单元划分如表 4.3-27。

表 4.3-27 项目区生态单元划分一览表

序号	生态单元	区域建设内容	土地利用类型	植被类型
1	AD17CH 井、TH121134CH 井、TH123117CH 井区域	对现有老井侧钻，井场设施利旧现有井场设施	主要为裸土地及采矿用地	植被稀疏，盖度低，以柽柳群系为主，盖度 7.4%~20%
2	YJ1-9CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井区域	对现有老井侧钻，井场设施利旧现有井场设施	水浇地及采矿用地	以人工植被群系为主，植被主要为棉花

4.3.5.4 生态系统调查

4.3.5.4.1 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统包括荒漠生态系统、农田生态系统。荒漠生态系统主要分布于 AD17CH 井、TH121134CH 井、TH123117CH 井周边区域，农田生态系统主要分布于 YJ1-9CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井周边区域。

4.2.5.4.2 生态系统特征

（1）荒漠生态系统

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于

干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

（2）农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中、低产土壤；受到干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植棉花等作物，亩产量约 500kg。总体看，区内农田生态质量环境处于中低水平。

4.3.5.5 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。

生态现状调查范围内土地利用类型为水浇地、其他草地、裸土地及采矿用地。YJ1-9CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井生态现状调查范围内主要为水浇地及采矿用地，AD17CH 井、TH121134CH 井、TH123117CH 井生态现状调查范围内主要为其他草地、裸土地及采矿用地。土地利用现状图见附图 11。

4.3.5.6 植被现状评价

4.2.5.6.1 区域自然植被类型

塔河油田所在区域的植被类型在分区上属于塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒

漠省、阿克苏-库尔勒州。评价区内的植被类型有半灌木荒漠、多汁盐柴类荒漠等，评价区内主要植被群落以怪柳群落为主。

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括怪柳科（多枝怪柳、刚毛怪柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有 35 种，分属 13 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.3-28，区域植被类型图见附图 10。

表 4.3-28 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	<i>Populus pruinosa Schrenk</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
夹竹桃科	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>

续表 4.3-28 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

4.3.5.6.2 野生植物重要物种

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》(新政发[2023]63号)及《关于印发<新疆国家重点保护野生植物名录>的通知》(新林护字[2022]8号),区域内分布的灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

表 4.3-29 重点保护野生植物表

序号	物种名称 (中文名/ 拉丁名)	保护级 别	濒危 级 别	特有 种 (是/ 否)	极小种 群野生 植物(是 /否)	分布区域	资料 来源	工程占用 情况 (是/否)	图片
1	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa Schrenk</i>)	自治区 Ⅱ级	无危	否	否	零星分布 在农田外 围	现场 调查 历史 调查 资料	否(占地 范围不涉 及)	

灰胡杨,拉丁学名(*Populus pruinosa Schrenk*),杨柳科、杨属小乔木,灰胡杨高可达 20 米,树冠开展;树皮淡灰黄色;萌条枝密被灰色短绒毛;小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形,两面被灰绒毛;短枝叶肾脏形,全缘或先端具

疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

4.3.5.6.3 评价区域植被类型

AD17CH 井、TH121134CH 井、TH123117CH 井场占地区域植被覆盖 $<5\%$ ，评价区自然植被主要以多枝桤柳群系为主，群落特征如下：群落中优势种为多枝桤柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m，盖度 7.4%~20%，灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 7.4%左右。

YJ1-9CH 井、TP116CH 井、TH10446CH 井场占地区域植被覆盖 $<5\%$ ，评价区以人工植被群系为主，植被主要为棉花，部分区域分布有多枝桤柳群系，群落中优势种为多枝桤柳，灌木层高度 2~3m，盖度 7.4%~20%，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。

4.3.5.7 野生动物现状评价

4.3.5.7.1 区域野生动物调查

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，区域评价范围内野生动物情况见表 4.3-30。

表 4.3-30 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
两栖类			
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	
爬行类			
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i> Blanford	
3	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i> Günther	
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i> Strauch	
鸟类			
5	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i> Pallas	

续表 4.3-30

项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
鸟类			
6	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos Linnaeus</i>	
7	鸢	<i>Milvus korschum</i>	
8	苍鹰	<i>Accipiter gentilis Linnaeus</i>	国家 II 级
9	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家 II 级
10	环颈雉	<i>Phasianus colchicus Linnaeus</i>	
11	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	
12	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus Linnaeus</i>	
13	原鸽	<i>Columba livia Gmelin</i>	
14	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur Linnaeus</i>	
15	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto Frivaldszky</i>	
16	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	
17	凤头百灵	<i>Galerida cristata Linnaeus</i>	
18	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris Linnaeus</i>	
19	喜鹊	<i>Pica pica Linnaeus</i>	
20	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone Linnaeus</i>	
21	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti Temminck</i>	
22	沙白喉莺	<i>Rhodopechys obsoleta Lichenstein</i>	
23	漠雀	<i>Rhodopechys Cabaris, Mus. Heis.</i>	
哺乳类			
24	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家 II 级
25	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	
26	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	
27	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso Pallas</i>	
28	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus Gmelin</i>	

4.3.5.7.2 野生动物重要物种

(1) 种类组成

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《新疆国家重点保护野生动物名录(修订)》，该区域共有国家级重点

保护动物 3 种，分别为塔里木兔、苍鹰、红隼。

表 4.3-31 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	塔里木兔(<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田	现场调查、文献记录、历史调查资料	项目临时占地不涉及该物种生境分布区域
2	苍鹰(<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		项目临时占地不涉及该物种生境分布区域
3	红隼(<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		项目临时占地不涉及该物种生境分布区域

现场勘查时未见苍鹰、红隼、塔里木兔等保护动物。

(2) 生理生态特征

表 4.3-32 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家 II 级	 生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长35~43厘米，尾长5~10厘米，体重不到2千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部少黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达10厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。 生存现状：分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于5月和8月份繁殖两次，每窝产仔2~5只。

续表 4.3-32 评价区域重点野生动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
2	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家 II 级	 生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。 生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。
3	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家 II 级	 生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173-335 克，体长 305-360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角鬃纹。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，脚、趾黄色，爪黑色。 生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。

4.3.5.8 水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，新疆共划分了 2 个自治区级重点

预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.3.5.9 主要生态问题调查

(1) 区域荒漠化土地现状

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

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm²，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm²，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm²，占 2.20%；戈壁 2242.15hm²，占 0.08%。库车市沙化土地总面积为 215537.24hm²，占库车市国土总面积的 14.49%。其中：流动沙地 9857.52hm²，占 4.57%；半固定沙地 50089hm²，占 23.24%；固定沙地 9669.75hm²，占 4.49%；戈壁 141759.83hm²，占 65.77%。

(2) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，沙雅县土地总面积 31887.00km²，水土流失总面积 23849.28km²，侵蚀类型为风力侵蚀，占县域总面积 74.79%，轻度侵蚀面积达 1140.39km²，占全县水土流失总面积的 4.78%，中度侵蚀面积达 22708.89km²，占全县水土流失总面积的

95.22%。根据《2020 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，库车市轻度侵蚀面积达 3437.65km²，占市域水土流失总面积的 94.19%，中度侵蚀面积达 173.16km²，占市域水土流失总面积的 4.74%，强烈侵蚀面积达 33.95km²，占市域水土流失总面积的 0.93%，极强烈侵蚀面积达 5.18km²，占市域水土流失总面积的 0.14%，剧烈侵蚀比例为 0，侵蚀类型主要为轻度风力侵蚀。

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)，本项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”及“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要生态环境问题为“土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染”及“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”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气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，井场呈点状分布在区块内，在生态影响方面表现为地表扰动生态系统完整性、水土流失影响等。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

钻前工程不可避免的要占用土地，该过程中将产生一定的施工扬尘；钻井工程进行场地建设、物料运输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。

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，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) 机械设备和车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场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，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 C_xH_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，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。

(3) 测试放喷废气

储层改造工程中需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d 时间。放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，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

油气田开发阶段，钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程，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，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目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、测试放喷废气、机械设备车辆尾气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工期大气污染防治措施

(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(修订版)》(新政办发[2019]96 号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷水压尘等措施	

续表 5.1-1

施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、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、垃圾的装载高度不得超过车槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	洒水抑尘措施	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》
5	重污染天气应急预案	III 级(黄色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 II 级(橙色)预警：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，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 I 级(红色)预警：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，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶；实施高排放车辆限行(应急及执行任务的特种车辆除外)；重点区域重点企业按照错峰运输方案减少柴油货车进出厂区，原则上不允许柴油货车进出厂区(保证安全生产运行、运输民生保障物资或特殊需求产品，以及为外贸货物、进出境旅客提供集疏运服务的国五及以上排放标准的车辆除外)	《关于印发新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96 号)

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

(3) 测试放喷废气污染防治措施

①放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分出的气体燃烧放空，伴生气中硫化氢通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放离空气的毒性。

②采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

5.1.2 施工期声环境影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 钻井噪声影响分析

① 钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB(A) 左右。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钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工期钻井噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	—	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	—	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	—	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	—	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	—	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

② 施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工期钻井噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	60	60	70	55	达标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标

续表 5.1-3

施工期钻井噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
3	井场	西场界	68	68	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

③影响分析

根据表 5.1-3 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 60~68dB(A), 昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求, 夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求, 由于除 YJ1-9CH 井东距吐央村 60m 外, 其余井场周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点, 钻井施工不可避免对南二大队造成影响, 因此应提出相应措施减缓对敏感目标的影响, 可通过距离衰减、调整场地施工布置、在邻近敏感目标一侧设立围挡等措施降低施工噪声影响, 同时, 在施工前应提前告知周边村民。钻井施工结束后, 噪声影响消失。

(2) 储层改造噪声影响分析

①储层改造噪声源强

压裂、测试放喷主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声, 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储层改造工程实际情况, 项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-4。

表 5.1-4

施工期储层改造噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	—	70~80	60~65	1.5	80/5	基础减振	昼夜
2	加压泵	—	50~65	70~75	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	测试放喷	—	60	60	2	90/5	—	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-5。

表 5.1-5 施工期储层改造噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	58	58	70	55	达标	超标
2		南场界	62	62	70	55	达标	超标
3		西场界	60	60	70	55	达标	超标
4		北场界	59	59	70	55	达标	超标

③影响分析

根据表 5.1-5 可知，由预测结果可以看出，压裂、测试放喷对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 58~62B(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，由于除 YJ1-9CH 井东距吐央村 60m 外，其余井场周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，通过距离衰减、调整场地施工布置、在邻近敏感目标一侧设立围挡等措施降低施工噪声影响，同时一般压裂作业、测试放喷周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

(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。施工期在吐央村附近施工时，应合理布置施工设备，尽可能远离敏感目标一侧，并在邻近敏感目标一侧加装围栏，从传播途径降低噪声影响；

②在距离村庄或住户等声环境敏感点附近建设施工，严格控制施工时间，尽

量将噪声大的设备使用时间安排在村民非休息时段。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，在吐央村附近施工，采取变动施工方法措施和控制施工时间。

③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。

④施工运输车辆在经过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

⑤合理安排施工时间，YJ1-9CH 井在吐央村附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，靠近吐央村一侧设置围挡。避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

(2) 采取噪声控制措施

①在距离村庄较近时对泥浆泵做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工。

②尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强。

采取以上措施后，从声环境影响角度，项目可行，且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾、撬装式污水处理站产生污泥。

① 钻井泥浆

工程使用水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”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

钻井期内产生的岩屑量为 178m^3 ，均为磺化泥浆钻井岩屑。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

③废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.5t ，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

④废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.25t ，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑤废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 1.0t ，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保科技有限公司焚烧处置。

⑦生活垃圾

施工期生活垃圾产生总量为 9t，现场集中收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

5.1.3.2 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进行减量化处理；

② 聚磺钻井液体系废弃物随钻处理后，经检查合格后。井场暂存，然后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(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) 危险废物处置

废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料暂存于撬装式危废暂存间中，由具有资质的单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；钻井队结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。钻井队禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

综上，本工程施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置。

5.1.4 施工地表水环境影响分析

5.1.4.1 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pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水共计产生量为 1728m³，生活污水排入井场撬装式污水处理站处理，采用“生化+过滤”处理工艺，出水可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二 B 级标准，用于油田区域荒漠灌溉。

(3) 压裂返排液

本项目压裂返排液产生量为 600m³，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理，出水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准，处理达标后回注。

5.1.4.2 地表水影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、压裂返排液、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，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，故施工过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受；同时本项目东距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 1.6km，施工期生产活动控制在井场范围内，不会对塔里木河上游湿地自然保护区产生影响。

5.1.4.3 施工期地表水环境保护措施

(1) 施工过程中，禁止向地表水体排放废水、固体废物；

(2) 合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、放喷池，所有的污染物按规

定入池、入场，不得随意流失。

(3) 钻井废水由临时罐体收集，用于配制钻井液，在钻井期间综合利用。

(4) 使用清洁无害化泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，杜绝泥浆排出井场。

5.1.5 施工期地下水环境影响分析

5.1.5.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过 5000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、压裂返排液和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于油田区域荒漠灌溉。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.1.5.2 非正常状况下地下水影响分析

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

本项目侧钻井开窗点均超过 5000m，从破坏处产生井漏而不会进入含水层造成污染。施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，

施工单位将立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，本项目钻井液使用清洁无害的钻井泥浆，不含重金属等有毒物质，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

5.1.5.3 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-6 及附图 18~19。

表 5.1-6 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废暂存间	
		泥浆罐区	
		无害化处理装置	
		泥浆随钻不落地系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		危险化学品间	
		岩屑池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		原油储罐区	

5.1.5.4 施工期水环境保护措施

(1) 合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、放喷池，生活区设置生活污水暂存池、生活垃圾箱，所有的污染物按规定入池、入场，不得随意流失。

(2) 钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用。

(3) 使用清洁无害化泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，

防止破损和流失，杜绝泥浆排出井场。

(4) 物料及废物不乱堆乱放，严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品。擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

(5) 在钻进高压油气层前，配备齐全防井喷设施，加强现场防喷技术措施，制定应急预案，防止井喷污染。

(6) 固井质量应符合环保要求，彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

(7) 完井后回收各种原料，泥浆药品、重晶石粉等泥浆材料及废油品必须全部回收，不得随意遗弃在井场。

5.1.6 施工期生态影响分析

5.1.6.1 生态影响分析

拟建工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动影响、植物影响、动物影响、生态系统完整性、水土流失、防沙治沙等方面展开。

5.1.5.1.1 地表扰动影响分析

本项目主要进行侧钻工程，不新增永久占地，全部为临时占地，临时占地面积 7.8hm^2 ，占地类型为裸土地。

表5.1-7 本项目永久占地和临时占地组成表 单位： hm^2

序号	工程内容	占地面积(hm^2)		占地类型
		永久占地	临时占地	
1	井场	0	7.8	裸土地

施工过程中对地表的扰动主要为井场土地平整。井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小。同时，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.5.1.2 植被影响分析

井场临时占地区域主要为原井场钻井施工区域，井场临时占地范围内基本无植被覆盖，因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.5.1.3 动物影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

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

(2) 对野生动物分布的影响

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

塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类。

(3) 对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 3 种，塔里木兔、苍鹰、红隼。对于重点保护动物，要重点加强保护，本次现场踏勘在项目范围内，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对野生动物的影响降到最低。

5.1.6.1.4 对生态系统的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对土地的占用，由于侧钻井场呈点状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活

动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.6.1.5 水土流失影响分析

拟建工程井场等施工过程将扰动地表、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

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

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

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域地表植被覆盖度较低，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.6.1.6 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积 7.8hm^2 (永久占地面积 0hm^2 ，临时占地面积 7.8hm^2)，不涉及沙化土地。

(2) 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能

力，造成土地沙化。

(3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括场地平整、基础硬化等。场地平整、基础硬化施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。

5.1.6.2 生态影响减缓措施

5.1.6.2.1 地表扰动生态减缓措施

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

(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“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(3) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4) 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，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

(5) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

5.1.6.2.2 动植物影响减缓措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

(3) 确保各环保设施正常运行，含油废物回收、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植被。

(4) 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植物和野生动物的影响。

5.1.6.2.3 维持区域生态系统稳定性措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的破坏。

(2) 施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

(3) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

5.1.6.2.4 水土流失防治措施

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

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

5.1.6.2.5 防沙治沙措施

(1) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

(2) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(3) 针对井场施工过程, 提出如下措施: 井场平整后, 采取砾石压盖。针对管沟开挖过程, 提出如下措施: 在施工过程中, 不得随意碾压区域内其它固沙植被。针对施工机械及运输车辆, 提出如下措施: 施工期间应划定施工活动范围, 严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围, 不得离开运输道路及随意行驶, 由专人负责, 以防破坏土壤和植被, 加剧土地荒漠化。

(4) 相关防沙治沙措施要求在站场建设完成投入运行之前完成, 严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.6.3 生态影响评价自查表

表 5.1-8 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ; 国家公园 ☐ ; 自然保护区 ☐ ; 自然公园 ☐ ; 世界自然遗产 ☐ ; 生态保护红线 ☐ ; 重要生境 ☐ ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ; 其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ; 施工活动干扰 ☒ ; 改变环境条件 ☐ ; 其他 ☒
生态影响识别	评价因子	物种 ☐ 生境 ☒ (地表扰动) 生物群落 ☐ 生态系统 ☒ (生态系统完整性) 生物多样性 ☐ 生态敏感区 ☐ (生态功能) 自然景观 ☐ 自然遗迹 ☐ 其他 ☐
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: km ² ; 水域面积: () km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☒ ; 其他 ☒
	调查时间	春季 ☒ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☐ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☒ ; 其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☐

续表 5.1-8 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态保护 对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☒
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☒ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.1.6 施工期土壤环境影响分析

5.1.6.1 土壤环境影响分析

(1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

(2) 钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，钻井泥浆及岩屑含有重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。因此钻井时必须对钻井泥浆及岩屑进行不落地收集和无害化处置。

拟建项目产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，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)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

5.1.6.2 土壤环境保护措施

(1) 施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

(2) 产生的挖填方尽量实现自身平衡，和开挖土方集中堆放并采取保护措施，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

本项目属于侧钻工程，地面设施依托现有不新增，侧钻完成后，开采规模未超原有规模，未新增污染物排放，考虑到现有 6 口老井已运行多年，本次评价仅对照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求进行重新预测，不再核算污染物排放量。

5.2.1.1 常规气象资料分析

本项目 6 口侧钻井分布于阿克苏地区库车市、沙雅县，距离该项目最近的气象站为沙雅县气象站，该地面观测站与项目单井距离最近为 36km，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沙雅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沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
沙雅	51639	基本站	82.78333	41.23333	42	981	2022	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-6.8	-0.3	8.5	16.4	21.1	24.6	25.9	24.8	19.9	11.8	3.0	-4.7	12.0

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12℃，4~9 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.9℃，1 月份平均气温最低，为 -6.8℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.1	1.3	1.5	1.7	1.8	1.8	1.6	1.5	1.3	1.0	1.0	1.1	1.4

表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.4m/s，5~6 月份平均风速最大为 1.8m/s，10~11 月份平均风速最低为 1.0m/s。

③ 风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.2-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2 月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3 月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4 月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5 月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6 月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7 月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8 月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9 月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10 月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11 月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12 月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

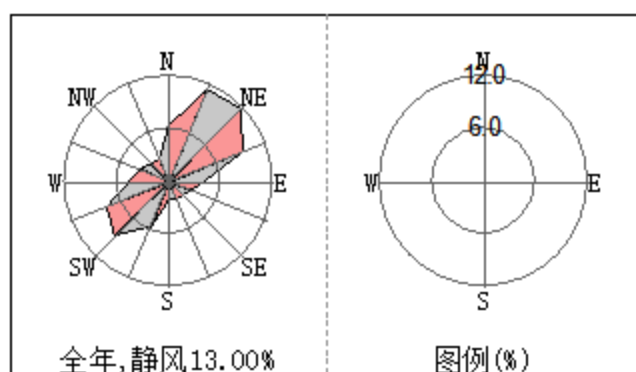


图 5.2-1 近 20 年风频玫瑰图

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

5.2.1.2 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高影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-24.2
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		裸地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 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 5.2-6。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	工况烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	TH10446CH 井加热炉烟气	*	*	958	8	0.2	308	2.7	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
												PM _{2.5}	0.002
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.037
												非甲烷总烃	0.005

表 5.2-7 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

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)
	经度(°)	纬度(°)									
TH10446CH 井无组织废气	*	*	958	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.0085
YJ1-9CH 井无组织废气	*	*	962	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.0072

注：本工程除TH10446CH井场涉及加热炉外，其余5座井场均不涉及加热炉，其余5座井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取YJ1-9CH井场无组织废气为代表井场进行预测。。

表 5.2-8 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	TH10446CH 井加热炉烟气	PM ₁₀	0.66	0.15	5.61	112	—
		PM _{2.5}	0.44	0.19			
		SO ₂	0.22	0.04			
		NO _x	8.09	4.04			
		非甲烷总烃	1.09	0.05			

续表 5.2-8 P_{max} 及 $D_{7.45}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{7.45}(\text{m})$
2	TH10446CH 井无组织废气	非甲烷总烃	47.664	2.38	5.61	10	—
		硫化氢	0.561	5.61			
3	YJ1-9CH 井无组织废气	非甲烷总烃	40.375	2.02		10	—
		硫化氢	0.561	5.61			

由表 5.2-8 可知, 项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.66\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.15%; $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.44\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.19%; SO_2 最大落地浓度为 $0.22\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.04%; NO_2 最大落地浓度为 $8.09\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 4.04%; 非甲烷总烃最大落地浓度为 $47.664\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 2.38%; H_2S 最大落地浓度为 $0.561\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 5.61%, $D_{7.45}$ 均未出现。

5.2.1.4 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贡献浓度情况如表 5.2-9。

表 5.2-9 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
井场无组织废气	非甲烷总烃	34.893	38.937	34.893	38.937
	H_2S	0.411	0.458	0.411	0.458

由表 5.2-9 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 $34.893\mu\text{g}/\text{m}^3 \sim 38.937\mu\text{g}/\text{m}^3$, 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_2S 浓度贡献值为 $0.411\mu\text{g}/\text{m}^3 \sim 0.458\mu\text{g}/\text{m}^3$, 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

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。本项目若井口压力过高, 采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本项目放

喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		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	放喷口	0	60	958	6	6	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	0.001
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短,采用估算模式计算最大占标率,计算结果见表 5.2-11。

表 5.2-11 非正常排放 P_{max} 及 $D_{1.4\sigma}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_1(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_1(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{1.4\sigma}(\text{m})$
1	放喷口	H ₂ S	16.2	162.0	162.0	10	425
		非甲烷总烃	1618.6	80.9		10	250

由表 5.2-11 计算结果表明,非正常工况条件下,非甲烷总烃最大落地浓度为 $1618.6\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 80.9%, $D_{1.4\sigma}$ 对应距离为 250m;硫化氢最大落地浓度为 $16.2\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 162.0%, $D_{1.4\sigma}$ 对应距离为 425m。

由以上分析可知,本项目非正常排放对环境空气影响较大,建议做好定期巡检工作,确保井场远传数据系统处于正常工作状态,减少非正常排放的发生。

5.2.1.6 污染物排放量核算

本项目属于老井侧钻项目,地面工程依托现有不新增,项目侧钻实施后,规模未超原有规模,本次评价不再核算污染物排放量。

5.2.1.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区,污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 7.4%,污染物的贡献浓度较低,且出现距离较近,影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求,项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000 t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒			
	评价因子	基本污染物(PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒			
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2022) 年							
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒		主管部门发布的数据 ☐		现状补充监测 ☒			
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☒		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长 ≥ 50 km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{10%} 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒				C _{10%} 最大占标率 $> 100\%$ ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{10%} 最大占标率 $\leq 7.4\%$ ☐				C _{10%} 最大占标率 $> 7.4\%$ ☐		
		二类区	C _{10%} 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐				C _{10%} 最大占标率 $> 30\%$ ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h	C _{10%} 占标率 $\leq 100\%$ ☐			C _{10%} 占标率 $> 100\%$ ☒			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{95%} 达标 ☐				C _{95%} 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	k $\leq -20\%$ ☐				k $> -20\%$ ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度、H ₂ S、非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数()		无监测 ☒		

续表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境保护距离	距()厂界最远()m			
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ : 0 t/a	NO _x : 0 t/a	颗粒物: 0 t/a	VOC _s : 0 t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液依托现有集输管线输送至联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层, 井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理, 本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理单元

本项目建成投运后, 采出水随采出液一起进入联合站处理, 处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压, 通过注水系统回注, 可保持油气层压力, 使油气藏有较强的驱动力, 以提高油气藏的开采速度和采收率。由“3.4 依托工程”分析可知, 本项目采出水依托各联合站采出水处理设施可行。

(2) 塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站采取“均质除油+沉降+过滤+加药”工艺对废水进行净化处理, 即主要通过物理分离作用, 将废水中的油类物质、悬浮物等去除, 从而达到水质净化的目的, 处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)指标要求, 用于油层回注用水, 处理规模为65m³/h, 处理能力可满足拟建工程需求, 依托处理设施可行。

综上, 本项目采出水、井下作业废水不外排, 故本项目实施对地表水环境

可接受。

表 5.2-13 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位(水深) ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型
	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级A ☐ ；三级B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域地形地貌

塔河油田区块位于塔里木盆地北缘，区域北部为渭干河、库车河冲洪积平原，中部为塔里木河冲积平原，南部为风积沙漠，总体地势北高南低，西高东低。其中，北部渭干河、库车河冲洪积平原地势北高南低，西高东低，海拔 950~990m，地形坡降 1~3%左右，其上河流、渠道发育；中部塔里木河冲积平原南北高、中间低，西高东低，海拔 930~990m，地形坡降 1~3%左右，其上河网发育；南部塔克拉玛干沙漠地势东南高西北低，海拔 940~1100m，地形起伏变化较大，主要由半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约 1~5m 不等。

塔河油田区块主要位于库车河冲洪积平原，东南侧部分位于冲积平原。

(1) 冲洪积平原

广泛分布于塔河油田区块，地表由第四系冲洪积物构成，包气带岩性为粉土、粉质粘土和细砂，厚度较大，探井开挖深度内未揭穿。地形较平坦，总体地势北高南低、西高东低，河流渠道发育，人类活动频繁，地表以城镇、农田、村庄为主。

(2) 冲积平原

主要分布于塔里木河南北两岸，塔河油田区块东南侧部分属于该平原，地

表岩性为细砂、粉质粘土、粉土。地势南北高、中间低，西高东低，其上河网纵横交错，地下水埋藏较浅，有零星沼泽分布。沿河流两岸有村庄和农田，南岸有茂盛胡杨林分布。

5.2.3.2 区域地质概况

5.2.3.2.1 地质构造

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

5.2.3.3 区域水文地质条件

5.2.3.3.1 含(隔)水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主，在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于 5m/d ，水位埋深一般 $2.5\sim 9\text{m}$ ，含水层厚度 $10\sim 30\text{m}$ ，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于 10m/d ， 100m 钻孔揭露的含水层厚度为 $20\sim 30\text{m}$ ，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚 $2\sim 5\text{m}$ 的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。

塔里木河南岸为单层潜水结构，含水层岩性为粉细砂、粉土，其上河网纵横交错，地下水埋深 $3\sim 10\text{m}$ ，富水性中等，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ 。

5.2.3.3.2 地下水补径排条件

调查区内降雨量小，只有暴雨洪流存在少量入渗补给，补给来源主要为渠系入渗和田间灌溉，以及地下水侧向径流补给。地下水径流方向主要为自西向

东，水力梯度小于 1%。最终以人工开采、潜水蒸发、植物蒸腾和补给塔里木河方式排泄。

5.2.3.3.4 地下水动态变化特征

调查区内地下水动态类型以渗入-蒸发型为主。动态曲线呈现为多峰型：每年 1-2 月地下水处于低水位期，3 月份水位开始上升，至 4 月-5 月达到高水位，之后水位开始回落；平水位期为 11 月低或 3 月底。

5.2.3.3.5 地下水开发利用

经过调查，评价区地下水潜水、承压水水量中等，矿化度较高，水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主，区域地下水以饮用、工业、农业用水为主。

5.2.3.4 塔河油田区块水文地质条件

(1) 地下水类型及赋存特征

塔河油田位于冲洪积平原区，区块范围内地下水均为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般 2.5~9m，含水层厚度 10~30，单井涌水量 100~1000 m^3/d ，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，含水层顶板埋深 40m 左右，100m 钻孔揭露的含水层厚度有 20~30m，单井涌水量 100~1000 m^3/d ，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚 2~5m 的粉质粘土层，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土层，也构成各含水层间隔水层。塔河油田水文地质平面图及剖面图分别见图 5.2-2 和图 5.2-3。

(2) 地下水补径排及动态特征

塔河油田区块内地下水主要接受渠系入渗、田间灌溉和地下水侧向径流补给，由于降雨量小，只有在暴雨洪流时存在降雨入渗补给。地下水径流方向为自西向东，水力梯度 0.2%~0.7%。最终以侧向径流以及潜水蒸发、植物蒸腾和人工开采方式排泄。

(4) 包气带防污性能

塔河油田区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂，第四系包气带厚度 2.5~9m，粉质粘土垂直渗透系数 $5.56 \times 10^{-3} \sim 1.11 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，粉土垂直渗透系数 $1.67 \times 10^{-4} \sim 6.67 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，细砂垂直渗透系数为

$6.11 \times 10^{-4} \sim 8.89 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中天然包气带防污性能分级参照表,粉质粘层分布不稳定,粉土和细砂的包气带垂向渗透系数 K 均大于 $1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$,综合判定塔河油田天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.5 区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果,潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、铁、锰存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。承压水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

5.2.3.6 地下水环境影响评价

5.2.3.6.1 正常状况

(1) 废水

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水,井场不设置废水池,其中采出水随采出液经现有集输管线输送至联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集运至塔河油田绿色环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

采油过程中产生的落地油,转移到下层的量很少。根据《采气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。由于区域气候干旱少雨,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。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收,在措施落实、管理到位的前提下,可最大限度减少落地油量,正常情况下对地下水环境影响可接受。

5.2.3.6.2 非正常状况

油井正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

(1) 预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-14。

表 5.2-14 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	0.05	0.01	<0.01

(2) 预测源强

泄漏量取采出液流量的最大值 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。套管破损泄漏后，石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L ，则石油类进入地下水的量为 0.5kg 。

(3) 预测模型

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—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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30m；

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.5kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系细砂，依据抽水试验结果，水平渗透系数取0.5m/d。水力坡度I为0.7‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=0.5\text{m/d} \times 0.7\text{‰}/0.18=0.002\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.02\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向y方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.002\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

(4) 预测内容

在非正常状况下，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变化。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，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-15。

表 5.2-15 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围(m ²)	超标范围(m ²)	最大运移距离(m)	晕中心浓度(mg/L)	超标范围是否运移出井场边界
100d	12.9	10.6	5.4	11.65	否
1000d	88.5	58.9	14.1	1.17	否
7300d	437.6	184.2	33.5	0.16	否

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 12.9m²，超标范围 10.6m²，最大运移距离 5.4m，晕中心最大浓度为 11.65mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 88.5m²，超标范围 58.9m²，最大运移距离 14.1m，晕中心最大浓度为 1.17mg/L；7300d 后，含水层污染物影响范围 437.6m²，超标范围 184.2m²，最大运移距离 33.5m，晕中心最大浓度为 0.16mg/L。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止

发生井漏等事故。

(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，本评价确定防渗要求见表 5.2-16 及附图 12。

表 5.2-16 分区防渗要求一览表

名称	防渗分区		防渗要求
运营期井场	一般防渗区	井口装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行

(4) 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用地下水上游 1 口、下游 2 口水井为本项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-17。

表 5.2-17 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	监测频次
J1	潜水含水层	跟踪监测井	$\leq 50m$	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃($C_{10}-C_{40}$)、砷、六价铬	上游地下水井	每半年 1 次
J2					下游地下水井	
J3					下游地下水井	

5.2.3.7 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

本项目地下水主要赋存于第四系松散岩类孔隙中，地下水主要为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般 2.5~9m，含水层厚度 10~30m，单井涌水量 100~1000m³/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，含水层顶板埋深 40m 左右，100m 钻孔揭露的含水层厚度为 20~30m，单井涌水量 100~1000m³/d，富水性中等。

地下水主要接受侧向径流补给，调查区内降雨量小，只有暴雨洪流存在入渗补给，此外存在少量河道入渗、渠系入渗和田间灌溉入渗等垂向补给，水力梯度 0.2~0.7%。最终以侧向径流以及潜水蒸发、植物蒸腾和人工开采方式排泄。区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

监测期间潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、铁、锰存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。承压水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，各井场内采油树等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934)相关要求采取了防渗措施，可避免采出产液泄露而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，套管破损导致采出液泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。

(3) 地下水环境污染防治措施

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依据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；③在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

本项目采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

5.2.4 声环境影响评价

本项目产噪设备主要为采油树和真空加热炉。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A计权或倍频带)，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值;

L_{eq} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 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。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-18。

表 5.2-18 井场噪声源强调查清单(室外声源)

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强(声功率级) [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	TH10446CH	采油树	--	20	30	1	80	基础减振	昼夜
2	井场	加热炉	--	20	25	1	85	基础减振	昼夜
3	其余井场	采油树	--	20	30	1	80	基础减振	昼夜

5.2.4.3 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，本项目各噪声源对吐央村、井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-19。

表 5.2-19 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	声环境保护目标名称		噪声背景值 /dB(A)		噪声现状值 /dB(A)		噪声标准 /dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	吐央村		38	36	38	36	60	50	36	36	40	39	2	3	达标	达标
2	TH10446CH 井场	东场界	—	—	—	—	60	50	45	45	—	—	—	—	达标	达标
3		南场界	—	—	—	—	60	50	44	44	—	—	—	—	达标	达标
4		西场界	—	—	—	—	60	50	45	45	—	—	—	—	达标	达标
5		北场界	—	—	—	—	60	50	42	42	—	—	—	—	达标	达标
6	其余采油井场	东场界	—	—	—	—	60	50	35	35	—	—	—	—	达标	达标

续表 5.2-19

噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

序号	声环境保护目标名称		噪声背景值 /dB(A)		噪声现状值 /dB(A)		噪声标准 /dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
7	其余采油井场	南场界	—	—	—	—	60	50	39	39	—	—	—	—	达标	达标
8		西场界	—	—	—	—	60	50	35	35	—	—	—	—	达标	达标
9		北场界	—	—	—	—	60	50	39	39	—	—	—	—	达标	达标

由表 5.2-19 可知,井场噪声源对吐央村贡献值为 36dB(A),与现状值叠加后,噪声预测值昼间为 40dB(A)、夜间为 39dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求;TH10446CH 井场厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 42dB(A)~45dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求;其余采油井场厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 35dB(A)~39dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求。

综上,从声环境影响角度,本项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.2-20。

表 5.2-20

声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等 级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		国外标准 ☐	
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	
	现状调查 方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100			

续表 5.2-20 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐	已有资料 ☒	研究成果 ☐
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐		
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐		
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐		
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ($L_{Aeq,7d}$)	监测点位数(1)	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		

注：“☐”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号),本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料,收集后有危废处置资质单位接收处置。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号),本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-21。

表 5.2-21 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后,由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集及运输

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022),落实危险废物识别标志制度,对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度,按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物,不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签,标签信息应填写完整详实。具体要求如下:

- a. 危险废物标签规格颜色说明:规格:正方形,40×40cm;底色:醒目的橘黄色;字体:黑体字;字体颜色:黑色。
- b. 危险废物类别:按危险废物种类选择,危险废物类别如图 5.2-6 所示;
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-7 所示。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间,硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间;

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 5.2-6 危险废物类别标识示意图

危险废物	
废物名称:	危险特性
废物类别:	
废物代码:	
废物形态:	
主要成分:	
有害成分:	
注意事项:	
数字识别码:	
产生/收集单位:	
联系人和联系方式:	
产生日期:	
废物重量:	
备注:	

图 5.2-7 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气

开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求,运输危险废物,应当采取防止污染环境的措施,并遵守国家有关危险货物运输管理的规定;按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物,记录运输轨迹,防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

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

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求,落实危险废物经营许可证制度,禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本项目含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置,塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物,处置能力能够满足项目要求,目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥 6 万 m^3/a ,富余处理能力 2.1 万 m^3/a 。因此,本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.5.3 运输过程的污染防治措施

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施,不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒;制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案,发生危险废物突发环境事件时,采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害;制定危险废物管理计划,结合自身的实际情况,与生产记录相衔接,建立危险废物管理台账记录,如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息,并填写、运行危险废物转移联单。

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单

位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005 年]第 9 号)、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物等的影响。

(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，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

(3) 生态系统完整性影响分析

本项目主要对现有 6 口老井实施侧钻，井场设施利用旧有井场设施，不新增永久占地，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动，其生态稳定

性及其结构与功能也不会受到明显影响。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水、固体废物合理处置；同时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。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采油井场类别为 I 类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.2-22。

表 5.2-22 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	--	—	—	—	—	—	—	--

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

本项目采油井场运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，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 5.2-23。

表 5.2-23 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
采油井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，采油井场套管破损泄漏导致其中高含盐液体进入土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高，本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.2-24 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
采油井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤生态影响型现状调查范围为各采油井场外扩 5km 范围；土壤污染影响型现状调查范围为各采油井场外扩 1km 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目土壤评价范围内涉及耕地、村庄等环境敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1)土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场临时占地利用类型为裸土地。

(2)土地利用历史

根据调查，本项目井场建设之前现状为裸土地。

(3)土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 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林灌草甸土、草甸盐土、漠境盐土。区域土壤类型见附图 9。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 污染影响型

(1) 预测情景

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, 结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征, 本次评对套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染, 作为预测情景。

(2) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测, 预测公式如下:

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中: c --污染物介质中的浓度, mg/L ;

D --弥散系数, m^2/d ;

q --渗流速度, m/d ;

z --沿 z 轴的距离, m ;

t --时间变量, d ;

θ --土壤含水率, %。

②初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

a. 连续点源:

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

b. 非连续点源:

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

(3) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 预测模型参数取值见表 5.2-25。

表 5.2-25 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
壤土	3	0.5	0.42	1.2	1	1.45×10 ³

(4) 预测源强

根据工程分析, 结合项目特点, 本评价对套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-26 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场套管破损泄漏	石油烃	900000	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

采油井场套管破损泄漏, 泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 900000mg/L (考虑泄漏初期采出液中含水率较低, 按最不利情况考虑, 以泄漏原油进行预测, 即泄漏浓度为原油密度), 预测时间节点分别为, T1: 1d, T2: 3d, T3: 10d, T4: 20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-8 所示。预测结果见表 5.2-27。

图 5.2-8 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-27 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由表 5.2-27 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境污染影响可接受。

5.2.7.3.2 生态影响型

(1) 预测情景

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。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

(2) 预测源强

泄漏量取单井采出液流量的最大值 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入土壤，采取措施 1 天

后停止泄漏，采出液含水率为采出液中总矿化度最大为 259375mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=50 \times 259375=11868750\text{g}$ 。

(3) 预测模型

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E. 1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重，kg/m³；

A -预测评价范围，m²；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_0 + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_0 -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

(4) 预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 24.4g/kg。预测年份为 0.054a (20天)。根据上述计算结果，在 20 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.22g/kg，叠加现状值后的预测值为 24.62g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所

升高，增量较小；且本项目建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.2.7.3.3 套管破损泄漏对塔里木河上游湿地自然保护区影响分析

采油井场运行过程中如套管发生破损泄漏，本工程在发生生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，项目 YJ1-9CH 井东距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 1.6km，因此在事故下造成油品泄漏不会对塔里木河上游湿地自然保护区造成污染影响。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②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；

③加强井场巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-28。

表 5.2-28 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	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每年 1 次

5.2.7.5 结论与建议

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-29。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-30。

表 5.2-29 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒	
	土地利用类型	建设用地区 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	
	占地规模	小型	
	敏感目标信息	敏感目标(农田、村庄)、方位○、距离○	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐	

续表 5.2-29

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	全部污染物	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)					
	特征因子	污染影响型		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
		生态影响型		全盐量			
	所属土壤环境影响评价项目类别		I类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	生态影响型		敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐			
污染影响型		敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐					
评价工作等级		生态影响型		一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐			
		污染影响型		一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐			
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒					
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等					
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度		
		表层样点数	5	6	0.2m		
		柱状样点数	5	--	0.5m、1.5m、3m		
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]花, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]花、萘、pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)						
现状评价	评价因子						
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☒ ; 表 D.2 ☒ ; 其他()					
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求					
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)					
	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: 较小					
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐					

续表 5.2-29

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
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	
		1	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于加热炉及站内管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

本项目周边敏感特征情况见表 2.8-4。

5.2.8.1.3 环境风险潜势初判

根据 2.4.1.7 环境风险评价工作等级判定内容，项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为 I。

5.2.8.2 环境风险识别

5.2.8.2.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢及火灾爆炸次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-30。

表 5.2-30 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%-6.4%(v)；自然燃点 380-530℃	油井、加热炉及站内管线
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa(-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42(-164℃)	油井、加热炉及站内管线
3	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限 4.0%~46.0V%，溶于水、乙醇	油井、加热炉及站内管线
4	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物

5.2.8.2.2 生产系统危险性识别

(1) 加热炉及站内管线危险性识别

本工程站内加热炉及站内管线输送介质为采出液，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的原油、天然气遇明火后产生的燃烧热辐射伤害和爆炸冲击波伤害，原油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物；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。

(2) 井场危险性识别

井场危险性分为施工期和运营期两个阶段。在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤及地下水。

运营期井下作业过程中，也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。

5.2.8.2.3 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环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-21。

表 5.2-31 油气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
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，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。	大气、地下水
加热炉及站内管线	加热炉及站内管线泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，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	大气、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 加热炉及站内管线等设备破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

在管道或设备压力下，加热炉及站内管线等设备发生破裂泄漏时，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。

事故影响主要集中于风险源附近区域，YJ1-9CH 井风险源距离塔河二大队最近约 0.06km，在及时控制和处理，加热炉及站内管线泄漏的情况下，及时疏散周边人员，不会造成附近居民中毒、死亡等严重后果。发生泄漏事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

同时本项目，加热炉及站内管线等设备采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，西北油田分公司负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，天然气中 H_2S 的扩散

量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小，对大气环境产生的环境风险可防控。

(2) 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，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。

(3) 地下水环境风险分析

非正常状态下加热炉及站内管线等设备破裂泄漏，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，定期对加热炉及站内管线等设备进行检查，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水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

(4) 对塔里木河上游湿地自然保护区影响分析

项目 YJ1-9CH 井东距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 1.6km，加热炉及站内管线等设备发生破裂泄漏时，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，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。对泄漏的油品回收并及时清理被污染的土壤，避免由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入湿地自然保护区造成污染。泄漏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，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，定期对设备、管线进行检查，避免因设备、管材质量缺陷造成油品泄漏。因此在加热炉及站内管线等设备破裂泄漏对塔里木河上游湿地自然保护区的环境风险可防控。

5.2.8.3.2 井喷事故风险分析

井喷失控后，原油从井口喷出，形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此，喷出的原油中携带有大量的泥浆和岩屑，当井筒内的泥浆喷完

后，喷出的全部为原油，喷出的原油落于地面，形成一定范围的落地油，同时，原油中的轻组分挥发进入大气环境。井喷发生后，若遇火就发生火灾事故。井喷时原油的喷射量，取决于井的产油速率，而释放时间，则取决于对井喷事故的处理效率，抢换新的井口装置，井喷持续时间一般为 2 天。

(1) 井喷对大气环境风险分析

塔河油田油藏原始地层压力属正常压力系统，同时井口采用 70MPa 等级井口装置，发生井喷的概率很小。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标；项目将 300m 范围内存在塔河二大队的 YJ1-9CH 井列为敏感井，其钻井施工时，采取更加严格的风险防控措施。建设方施工前应加强对周边群众对应急事件的教育工作，将风险事故的影响降至最低。

发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，可最大程度降低对周边的影响。

(2) 井喷对地表水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

(3) 井喷对地下水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同

时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

(4) 井喷对塔里木河上游湿地自然保护区影响分析

项目 YJ1-9CH 井东距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 1.6km，项目钻井活动实施时，不在井喷污染范围内。若发生井喷事故，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对塔里木河上游湿地自然保护区的影响。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本项目特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.5.1 井喷事故防范措施

建设单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1) 严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(2) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀；

(3) 做好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(4) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(5) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(6) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

(7) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；

(8)使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求,泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

(9)单井采用双层套管,表层套管封闭各含水层,固井水泥上返地面,在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施。

5.2.8.5.2 井下作业事故风险预防措施

(1)设计、生产中采取有效预防措施,严格遵守井下作业的安全规定。

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

(3)按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

5.2.8.5.3 加热炉及站内管线泄漏事故风险预防措施

(1)施工阶段的事故防范措施

①加热炉及站内管线等设备安装前,应加强对管材和加热炉质量的检查,严禁使用不合格产品。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定期检查管线及加热炉设备,并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

④定期检查加热炉和管线上的阀门及其连接法兰的状况,防止泄漏发生。

⑤定期检查加热炉状况,防止因腐蚀等原因造成加热炉开裂、穿孔。

5.2.8.5.4 H₂S 气体泄漏风险防范措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017)和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2017)要求进行。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H₂S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，由于较重的硫化氢在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³(100ppm)]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

(3) 泄漏事故风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

③作业区应配备满足要求的正压式空气呼吸器、充气泵、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒；钻井队在实施井控作业中放喷时，通过放喷管线放出的含硫油气应点火烧掉。

5.2.8.5.5 环境风险应急处置措施

(1) 加热炉及站内管线泄漏事故应急措施

加热炉及站内管线泄漏事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为

可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在加热炉及站内管线泄漏发生断裂、泄漏事故时，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，应尽量防止泄漏原油移动。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，立即停产，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。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油二厂于 2021 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号：652923-2021-195-L。采油三厂于 2021 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号分别为 652923-2021-196-L。突发环境事件应急预案适用范围包括：

(1) 适用范围是中石化西北油田分公司采油二厂、采油三厂管辖的在内的所有油气设施。

(2) 在油气生产区内发生人为或不可抗力造成的废气、废水、固废(包括危险废物)、危险化学品、有毒化学品等环境污染破坏事件；

(3) 油气生产区在生产、经营、贮存、运输、使用和处置过程中因有毒有害化学品的泄漏、扩散所造成的突发性环境污染事件；

(4) 易燃易爆化学品外泄造成爆炸而产生的突发性环境污染事件；

(5) 油气生产区生产过程中因生产装置、污染防治措施、设备等因素发生意外事故造成的突发性环境污染事故；

(6) 因遭受自然灾害而造成的可能危及人体健康的环境污染事件。

本评价建议将本次建设内容纳入中石化西北油田分公司采油二厂、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。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

加热炉及站内管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷，油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，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及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

(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纳入中石化西北油田分公司采油二厂、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

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预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。综上，拟建工程环境风险是可防控的。

表 5.2-32 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案			
建设地点	新疆阿克苏地区库车市、沙雅县境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	原油、天然气及 H_2S ，存在于加热炉及站内管线内			
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环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件比较苛刻，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“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，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。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，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、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、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建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 退役期生态保护措施

(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 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)施工现场设置围挡、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

(2)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3)施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

以上扬尘防治措施，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 机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.1.3 测试放喷废气

(1)侧钻完成后投产之前，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，通过水平火炬在放喷池进行测试放喷；放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，伴生气中硫化氢通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。

(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。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

(1)真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2)油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境

影响；

(3) 定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(4) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(5) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

类比在塔河油田同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气可达标排放，因此本项目运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

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

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水、压裂返排液和施工队生活污水。

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，用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

② 压裂返排液

压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③ 施工队生活污水

生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉。

各井场建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达

到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二 B 级标准后,主要用于油田区域荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺,使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来,可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术,工艺成熟可靠,可确保污水处理达标。

综上所述,上述措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1)采出水

本项目采出水随采出液经现有集输管线输送至联合站处理,处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测,油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

(2)井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理,塔河油田绿色环保站采取“均质除油+沉降+过滤+加药”工艺对废水进行净化处理,即主要通过物理分离作用,将废水中的油类物质、悬浮物等去除,从而达到水质净化的目的,处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)指标要求,用于油层回注用水,处理规模为 65m³/h,处理能力可满足拟建工程需求,依托处理设施可行。

综上,本项目采出水和井下作业废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生,要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)以及《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 748 号)等要求进行施工作业,首先进行井场进行环境风险评估,根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式,确保固井、封井措施的有效性,避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声。采取的隔声降噪措施如下：

(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。施工期在吐央村附近施工时，应合理布置施工期设备，尽可能远离敏感目标一侧，并在邻近敏感目标一侧加装围栏，从传播途径降低噪声影响；

②在距离村庄或住户等声环境敏感点附近建设施工，严格控制施工时间，尽量将噪声大的设备使用时间安排在村民非休息时段。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，在吐央村附近施工，采取变动施工方法措施和控制施工时间。

③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。

④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，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

⑤合理安排施工时间，在吐央村附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，靠近吐央村一侧设置围挡。避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

(2) 采取噪声控制措施

①在距离村庄较近时对泥浆泵做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工。

②尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强。

类比塔河油田同类项目采取的井场噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防

治措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(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) 设备采取基础减振措施。

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)2类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物产生。本项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，侧钻过程使用磺化泥浆体系，废弃磺化泥浆采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。

本项目采用的钻井固废随钻不落地处理技术属于《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)第4.2.2条款中钻井固体废物处理处置中的化学强化固液分离处理技术，目前该项技术在国内油田钻井现场已得到广泛应用，西北油田分公司钻井废弃泥浆现场均使用无害化处理工艺，处理后的固相经检测12项指标均达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值；滤液水依托塔河油田绿色环保站废液处理系统处置，检测达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)控制指标后全部回注地层利用。

6.4.1.2 危险废物处理措施

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、废防渗材料、烧碱废包装袋必须由具有资质的机构接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于 60%。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置。

综上，施工期采取的固废处置措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后有危废处置资质单位接收处置。本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-2。

表 6.4-2 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物处置单位

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，井场危险废物处理类别、处置能力见表 6.4-3。

表 6.4-3 塔河油田绿色环保站处理类别、处置能力一览表

地点	运营单位	危险废物经营代码	经营许可证有效期限	危险废物经营类别	危险废物经营代码
巴州轮台县	阿克苏塔河环保工程有限公司	6529230040	2022 年 1 月 27 日至 2027 年 1 月 26 日	HW08	071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-249-08

塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6 万 m^3/a ，富余处理能力 2.1 万 m^3/a 。因此，本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

综上，运营期项目危险废物处置措施可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

本项目退役期固体废物主要为废弃建筑垃圾等，属于一般工业固体废物，

现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态保护措施

本项目施工期严格控制井场临时占地面积，充分利用井场现有道路，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；工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。类比塔河油田同类项目施工采取的生态环境保护措施，本项目采取的施工生态保护措施可行。

6.5.1.2 动植物保护措施

本项目通过采取施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围；加强对施工人员的教育工作，严禁在场地外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物；强化风险意识，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和野生动物的影响等措施减缓项目对区域动植物的影响。

类比塔河油田施工采取的动植物影响减缓措施，本项目采取的动植物影响减缓措施可行。

6.5.1.3 水土流失防治措施

根据工程建设特点和当地的自然条件，拟建工程施工结束后进行场地平整，在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比同类项目施工采取的水土流失减缓措施，本项目采取的水土流失防治措施可行。

6.5.1.4 防沙治沙措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(2) 施工结束，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。

(4) 工程施工结束后,应对施工临时占地内的土地进行平整,恢复原有地貌。进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏,减缓水土流失,抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施,本项目采取的防沙治沙措施可行。

6.5.2 运营期生态恢复措施

本项目主要对现有老井进行侧钻,地面设施利旧现有,侧钻完成后,运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。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施。

类比同类项目采取的生态恢复措施,本项目采取的生态恢复措施可行。

6.5.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期,油气储量逐渐下降,最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵,并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015),项目针对退役期生态恢复提出如下措施:

(1) 对完成采油的废弃井,采取先封堵内外井眼,拆除井口装置,地下截去一定深度的表层套管,清理场地,清除各种固体废物,及时回收拆除采油(气)设备过程中产生的落地油,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。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复,使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行,防止发生油水窜层,成为污染地下水的通道。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的,应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理,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。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的,建议保留井口水泥底座,以防止沙化,起到防沙固沙作用。

(4) 各种机动车辆固定线路,禁止随意开路。

7 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的温室气体排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程施工期测试放喷过程中产生的天然气通过井场火炬点燃，需核算该部分产生的温室气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释

放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分温室气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分温室气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质封存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO_2 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO_2	有组织
2	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2 和 CH_4	有组织
3	CH_4 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量	电力隐含排放	CO_2	—

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻 方案	包括油气勘探、油气开采各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO_2 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH_4 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、 CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO_2 排放

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$ECO_{2_燃烧}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

TH10446CH 井 200kW 加热炉年运行时间为 4800h，真空加热炉每小时燃气量为 $22m^3$ ，则年天然气消耗量为 10.56 万 m^3 。查阅《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 334GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11 吨碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧温室气体排放量为 196 吨。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ -正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2),j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2),j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J-事故次数；

$GF_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO_2),j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2)j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气 流速(万 Nm ³ /h)	持续 时间 (h)	火炬气中除 CO_2 外其 他含碳化合物的总含 碳量(吨碳/万 Nm ³)	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气中 CO_2 的体 积浓 度	火炬气中 CH_4 的体 积 浓度
1	6 座井场	正常工况	0.05	48	5.11	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 50.86 吨 CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ -原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

J-不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ -原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)；

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

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

②计算结果

拟建工程涉及原油开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	6 座采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	6

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 1.38 吨，折算成 CO_2 排放量为 28.98 吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2-\text{净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2-\text{净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

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

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2-\text{净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2-\text{净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{热力}}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 131.4MWh，电力排放因子根据《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》（环办气候函[2023]43 号）中 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的温室气体排放量为 74.94t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的温室气体排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{回收}}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{\text{CO}_2\text{回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{\text{CO}_2\text{净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量见表 7-2-8 所示。

表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	196	55.88
	火炬燃烧排放	50.86	14.50
	工艺放空排放	0	0.00
	CH_4 逃逸排放	28.98	8.26
	CH_4 回收利用量	0	0.00
	CO_2 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	74.94	21.36
	合计	350.78	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程不包含净购入电力、热力隐含的碳排放

温室气体排放量为 275.84 吨，拟建工程温室气体总排放量为 350.78 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

采油二厂、采油三厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、

加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，温室气体总排放量为 350.78 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

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。

8.1 经济效益分析

本项目投资 5000 万元，环保投资 370 万元，环保投资占总投资的比例为 7.4%。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。

8.2 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。

8.3 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。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目井场现有真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放，对周围环境

的影响可接受。

(2) 废水

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液经现有集输管线输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

(3) 固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、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，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，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，大大降低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于侧钻工程中需要占用一定量临时用地，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，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为裸土地，基本无植被覆盖。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油

田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中，对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.3 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。

8.4 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，由于侧钻工程需要占用一定量的临时土地，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，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 管理机构

本项目日常环境管理工作纳入西北油田分公司采油二厂、采油三厂现有QHSE管理体系。

采油二厂、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。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。

采油二厂、采油三厂设置有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。

9.1.1.2 职责

(1)西北油田分公司采油二厂、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QHSE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。

9.1.2 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, 以确保施工作业对生态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。

9.1.3 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二厂、采油三

厂 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境主管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) 编制各种突发事件的应急计划。

(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。

9.1.4 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 9.1-1。

表 9.1-1 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	控制作业区边界, 以避免增加对周边地表的扰动和破坏; 工程结束后, 建设单位应承担恢复生态的责任, 及时对临时占地区域进行平整、恢复	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理, 强化保护野生动物的观念, 禁止捕猎		
		植被	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围, 使之限于在施工区范围内活动, 严禁破坏占地范围外的植被		

续表 9.1-1

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	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，做好防护措施等	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门	
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等			
	污染防治	施工扬尘、车辆尾气、测试放喷废气	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；车辆燃用合格燃料	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门	
		废水	钻井废水临时罐体收集，用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用；压裂返排液拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉			
		固体废物	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)中污染物限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，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；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置			
		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			
	运营期	正常工况	废水	采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
			废气	真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭集输		
固体废弃物			落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置			
噪声			选用低噪声设备、基础减振措施			
事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案		当地生态环境主管部门		

续表 9.1-1 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
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	固体废物	废弃建筑垃圾等现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置		
	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		
	生态恢复	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；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.5 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。西北油田分公司固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)等相关要求执行。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

西北油田分公司要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境

敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(中华人民共和国主席令第九号)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)要求,油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后,区域井场工程内容发生变化,应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作,对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性,切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.2 企业环境信息公开

9.2.1 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:阿克苏地区库车市、沙雅县境内

主要产品及规模:对现有 6 口老井实施侧钻,井场设施利旧现有井场设施,本次不新增;项目建成后 6 口井总产量为日产液 150t,未超原有规模。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-13~表 3.2-18。

本项目污染物排放标准见表 2.6-4。

本项目污染物排放量情况见表 3.2-24。

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采油三厂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。

9.2.2 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：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；采油四厂在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单一览表

类别	工程组成	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 ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)		
废气	井场	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	—	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 非甲烷总烃 烟气黑度	4800	308	10 3 120 16 <1 级	8	0.2	—	颗粒物≤20； 二氧化硫≤50； NO _x ≤200；非甲烷总烃≤120；烟气黑度<1 级

续表 9.3-1

污染物排放清单一览表

类别	工程组成	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 ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)		
废气	井场	井场无组织废气	采取密闭输送	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	—	厂界非甲烷总烃 ≤4.0
				—	硫化氢							厂界硫化氢 ≤0.06mg/m ³
类别	噪声源	污染因子					治理措施	处理效果		执行标准		
噪声	采油树、加热炉	L _{Aeq} T					基础减振	降噪 15dB(A)		厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)		
类别	污染源	污染因子			处理措施		处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)		
废水	采出水	石油类、SS			采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)回注地层		—	—	—	—		
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体			井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理		—	—	—	—		
序号	污染源名称	固废类别				处理措施				处理效果		
固废	落地油、废防渗材料	含油物质(危险废物 HW08)				收集后定期由有危废处置资质单位接收处置				全部妥善处置		
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”										

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 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，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、

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。

9.4.2 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。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质量检测中心承担。

9.4.3 监测计划

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)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《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)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)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。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场真空加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、烟气黑度	TH123117CH 井加热炉排气筒采样孔	每年 1 次
	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	代表性井场下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	厂界噪声	昼间和夜间等效连续 A 声级	YJ1-9CH 井四周厂界	每季 1 次
	声环境保护目标	$L_{Aeq,1}$	吐央村	每季一次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃($C_{10}-C_{40}$)、砷、六价铬	地下水上游 1 口及下游 2 口地下水井	每半年一次

续表 9.4-1

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
土壤环境	土壤环境质量	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃($C_{10}-C_{40}$)、砷、六价铬、盐分含量、pH	代表性井场内(临近农田井场)	每年一次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 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 9.5-1。

表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘、车辆尾气、测试放喷废气	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；车辆燃用合格燃料	—	—	—	落实环保措施
废水	1	钻井废水	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备	—	—	—	不外排
	2	生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉	—	—	10	
	3	压裂返排液	拉运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	5	
噪声	1	运输车辆、吊装机械、钻机、泥浆泵、振动筛	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	—
固废	1	钻井泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用	—	—	—	妥善处置
	2	岩屑	不落地无害化处理装置处理，经检测达标后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	—	—	120	妥善处置
	3	废机油	采用桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置，不外排	10	经有资质单位处置

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	4	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场撬装式危废暂存间内,定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置,不外排	10	经有资质单位处置
	5	废防渗材料					
	6	污泥	定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司焚烧处置	—	—	10	妥善处置
	7	生活垃圾		—	—		妥善处置
生态		生态恢复	控制井场施工范围,施工完成后,临时占地恢复原貌	—	临时占地恢复到之前状态	60	恢复原有地貌
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	—	防止水土流失	20	落实水土保持措施
		防沙治沙		—	防止土地沙化	20	落实防沙治沙措施
环境监理		开展施工期环境监理		—	—	5	—
运营期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m 高烟囱+排污口规范化	—	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	—	《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限值
					非甲烷总烃 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$, 排放速率 $\leq 1.42\text{kg}/\text{h}$		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级标准要求
废气	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护		场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$		《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

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期							
废气	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	--	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)中表 1 新改扩建项目二级标准
废水	1	采出水	采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理,达标后回注地层	--	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	井下作业废水	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	--	--	--	不外排
噪声	1	采油树、真空加热炉	基础减振	—	厂界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类排放限值
固废		落地油、废防渗材料	由有危废处置资质单位接收处置	--	--	10	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行固体废物的收集、暂存和储运
防渗		将井口装置区划分为一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1\times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$ 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 $1.0\times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$	10	—

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期							
环境监测		废气、噪声、土壤、地下水	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	—	污染源达标排放	5	—
后评价		本项目实施后，应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		—	对存在问题提出补救方案	—	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	5	—
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
退役期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	废弃建筑垃圾	现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。	—	妥善处置	10	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	—	恢复原貌	60	—
合计				—		370	—

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设内容：对现有 6 口老井实施侧钻，井场设施利用旧有井场设施，本次不新增。

建设规模：项目建成后 6 口井总产量为日产液 150t，未超原有规模。

项目投资和环保投资：项目总投资 5000 万元，其中环保投资 370 万元，占总投资的 7.4%。

劳动定员及工作制度：井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

本项目位于阿克苏地区库车市、沙雅县境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2014 年 7 月 25 日）等相关要求，工程选址合理。

10.1.3 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（2024 年本）》相关内容，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”。因此，拟建工程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开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符

合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

本项目距离生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近约 1.6km,建设内容均不在生态保护红线范围内;本项目采出水随采出液依托现有集输管线输送至联合站处理,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔河油田绿色环保站处理,废水均不向外环境排放;本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,井场加热炉使用清洁能源天然气,本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤污染,不会增加土壤环境风险;水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标;满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求,符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)等要求。

10.2 环境现状

10.2.1 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;根据监测结果,一类区及二类区硫化氢 1 小时平均浓度均满足《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 小时平均浓度均满足《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。

地下水环境质量现状监测结果表明:监测期间潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、铁、锰存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。承压水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰存在一定程度超标外,其余

因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：吐央村监测值昼间为 40dB(A)，夜间为 40dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；现有井场厂界噪声监测值昼间为 40~42dB(A)，夜间为 39~41dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类标准。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，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；石油烃满足《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。村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

10.2.2 环境保护目标

本评价将大气评价范围内吐央村、塔里木乡、依坎库勒村、塔里木河上游湿地自然保护区设为大气环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水作为地下水保护目标；将声环境评价范围内吐央村农户设为声环境保护目标；将土壤污染影响评价范围内的农田、吐央村、依坎库勒村作为土壤环境保护目标，将土壤生态影响评价范围内的农田、吐央村、塔里木乡、依坎库勒村、塔里木河上游湿地自然保护区作为土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内重要物种(胡杨、塔里木兔、苍鹰、红隼)、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；将吐央村、塔里木乡、依坎库勒村、塔里木河上游湿地自然保护区作为环境空气风险敏感目标，将区域潜水含水层、承压水作为地下水风险敏感目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 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) 真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2) 油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

(3) 定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(4) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(5) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

10.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目井场周围地形空旷，井场的噪声在采取有效的基础减振降噪措施后，再通过距离衰减，从声环境影响角度，项目可行。

10.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期落地油、废防渗材料，属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

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 7.4%，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。

10.4.2 地表水环境影响

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。本项目周边无地表水体，废水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

本项目采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

10.4.4 声环境影响

井场噪声源对吐央村贡献值为 36dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 40dB(A)、夜间为 39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；TH10446CH 井场厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 42dB(A)~45dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求；其余采油井场厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 35dB(A)~39dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求。从声环境影响角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置，可避免对周围环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、生态系统完整性、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、水土流失

及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定项目总量控制指标为 NO_x 0t/a， VOC_s 0t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

西北油田分公司采油二厂、采油三厂制定了应急预案，本项目实施后，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。

10.7 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三次网络公示、二次报纸公示征求公众意见。调查结果表明：未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)》及《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

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	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	4
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	13
2.3 环境影响因素和评价因子	14
2.4 评价等级和评价范围	16
2.5 评价内容和评价重点	27
2.6 评价标准	28
2.7 相关规划及环境功能区划	33
2.8 环境保护目标	63
3 建设项目工程分析	66
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	66
3.2 现有工程	86
3.3 拟建工程	89
3.4 依托工程	129
4 环境现状调查与评价	136
4.1 自然环境概况	136
4.2 环境敏感区调查	142
4.3 环境质量现状监测与评价	144
5 环境影响预测与评价	194
5.1 施工期环境影响分析	194
5.2 运营期环境影响评价	215
5.3 退役期环境影响分析	265
6 环保措施可行性论证	267

6.1 环境空气保护措施可行性论证	267
6.2 废水治理措施可行性论证	269
6.3 噪声防治措施可行性论证	270
6.4 固体废物处理措施可行性论证	271
6.5 生态保护措施可行性论证	276
7 碳排放影响评价	279
7.1 碳排放分析	279
7.2 减污降碳措施	287
7.3 碳排放评价结论及建议	288
8 环境影响经济损益分析	289
8.1 经济效益分析	289
8.2 社会效益分析	289
8.3 环境措施效益分析	289
8.4 环境经济损益分析结论	291
9 环境管理与监测计划	292
9.1 环境管理	292
9.2 企业环境信息公开	297
9.3 污染物排放清单	298
9.4 环境及污染源监测	299
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	301
10 结论	305
10.1 建设项目情况	305
10.2 环境现状	306
10.3 拟采取环保措施的可行性	307
10.4 项目对环境的影响	308
10.5 总量控制分析	310
10.6 环境风险评价	310
10.7 公众参与分析	310
10.8 项目可行性结论	311